ISSN 2409-5516

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА

ОБЩЕСТВЕННО-ДЕЛОВОЙ
НАУЧНЫЙ ЖУРНАЛ

№4(195), апрель 2024

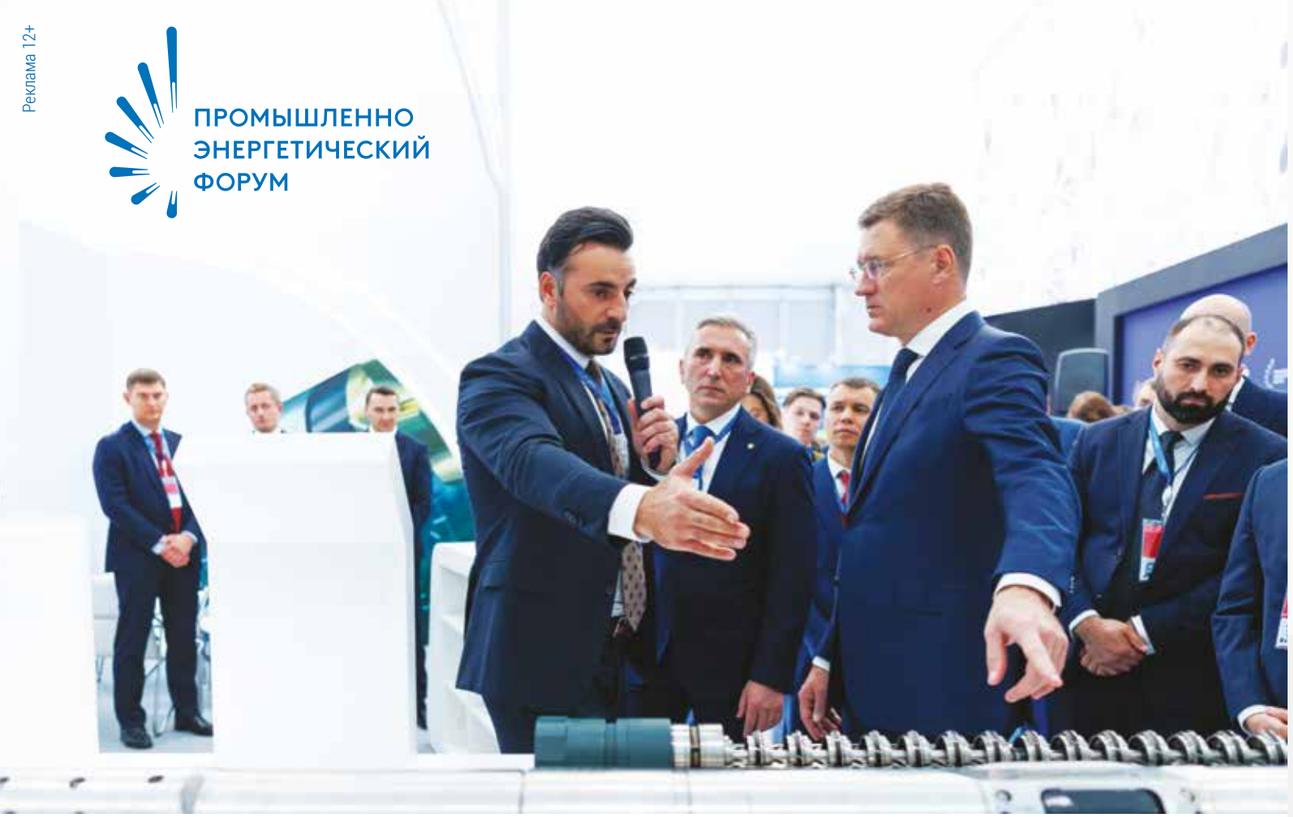
РГАСНТИ 44.09.29

Тема номера

ТЕНДЕНЦИИ, ТРЕНДЫ И ДОСТИЖЕНИЯ МИРОВОГО И РОССИЙСКОГО ЭНЕРГОРЫНКА

Реклама 12+

ПРОМЫШЛЕННО ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ФОРУМ



Промышленность. Технологии. Решения.

TNF — промышленный форум для нефтегазовой индустрии

Фиксируем отраслевые вызовы и стратегии ответа промышленности на них

Демонстрируем новые технологии, практики, промышленные решения для нефтегаза

Формируем модель взаимодействия промышленности и ТЭК в среднесрочной перспективе

16-19 сентября 2024
Тюмень, Технопарк

oilgasforum.ru

ПРАВИТЕЛЬСТВО РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Правительство Тюменской области

18+

РОССИЙСКИЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ
РМЭФ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ФОРУМ

24–26 АПРЕЛЯ 2024

XXXI МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА
ЭНЕРГЕТИКА И ЭЛЕКТРОТЕХНИКА

ПРИ ПОДДЕРЖКЕ
ПРАВИТЕЛЬСТВО САНКТ-ПЕТЕРБУРГА

ПАРТНЕР
TOPAZ

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

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

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

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

МЕЖДУНАРОДНЫЙ САЛОН

КОМПЛЕКСНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ 2024

29 мая – 1 июня

ПАТРИОТ ЭКСПО

ОРГАНИЗАТОР САЛОНА

МЧС РОССИИ

ОПЕРАТОР САЛОНА

МКВ

МЕЖДУНАРОДНЫЕ КОНГРЕССЫ И ВЫСТАВКИ

www.isse-russia.ru

Реклама 12+

МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА-ФОРУМ

РОССИЯ

×

ЭНЕРГИЯ ЖИЗНИ

МОСКВА, ВДНХ

04.11.2023 – 08.07.2024

RUSSIA.RU

Реклама 6+

Содержание

Слово редакторов

7 **В. Бушуев, А. Горшкова.** Весенние качели

От первого лица

8 **А. Новак.** Российский ТЭК XXI века: энергия достижений

Нефть

18 **П. Ревель-Муроз, О. Аралов, И. Буянов.** Ответы отраслевой науки на внешние вызовы современного мира

Газ

32 **Ю. Сентюрин, Н. Любовская.** Международный опыт прогнозирования в энергетике: текущая практика и перспективы

38 **И. Тверской.** Пути совершенствования системы управления развитием газоснабжающей отрасли России

Энергопереход

54 **А. Ишков, К. Романов, Е. Колошкин, Д. Удалов, И. Богдан, Д. Лугвищук, К. Джусь, А. Михайлов.** Нормативное регулирование оценки углеродного следа при производстве водорода

Регионы

78 **С. Подковальников, Л. Чудинова.** Электроэнергетическое партнерство России и стран Центральной Азии

Энергетика

98 **Р. Архипов.** Влияние диспропорций в распределении углеводородного топлива среди стран – членов ЕС на развитие ВИЭ

Contents

Editor's column

7 **V. Bushuev, A. Gorshkova.** Spring swing

In the first person

8 **A. Novak.** The Russian fuel and energy complex of the XXI century: the energy of achievements

Oil

18 **P. Revel-Muroz, O. Aralov, I. Buyanov.** Responses of industry science to external challenges of the modern world

Gas

32 **Yu. Sentyurin, N. Lyubovskaya.** International practice of energy forecasting: current status and prospective developments

38 **I. Tverskoy.** Ways to improve the management system for the development of the gas supply industry of Russia

Energy transition

54 **A. Ishkov, K. Romanov, E. Koloshkin, D. Udalov, I. Bogdan, D. Lugvishchuk, K. Dzhus, A. Mikhailov.** Policy management of carbon footprint assessment in hydrogen production or separation

Regions

78 **S. Podkovalnikov, L. Chudinova.** Electric power partnership between Russia and Central Asian countries

Energy

98 **R. Arkhipov.** The impact of imbalances in the distribution of hydrocarbon fuels among EU member states on the development of NRE

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

Главный редактор Анна Горшкова

Научный редактор Виталий Бушуев

Зам. главного редактора по продвижению Виолетта Локтева

Корректор Роман Павловский

Фотограф Иван Федоренко

Дизайн и верстка Роман Павловский

Адрес редакции: 127083, г. Москва, улица 8 марта, д. 12 +79104635357 anna.gorshik@yandex.ru

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

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

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

При перепечатке ссылка на издание обязательна

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

Редакция не несет ответственности за содержание рекламных материалов

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

Тираж 1000 экземпляров

Периодичность выхода 12 раз в год

Цена свободная

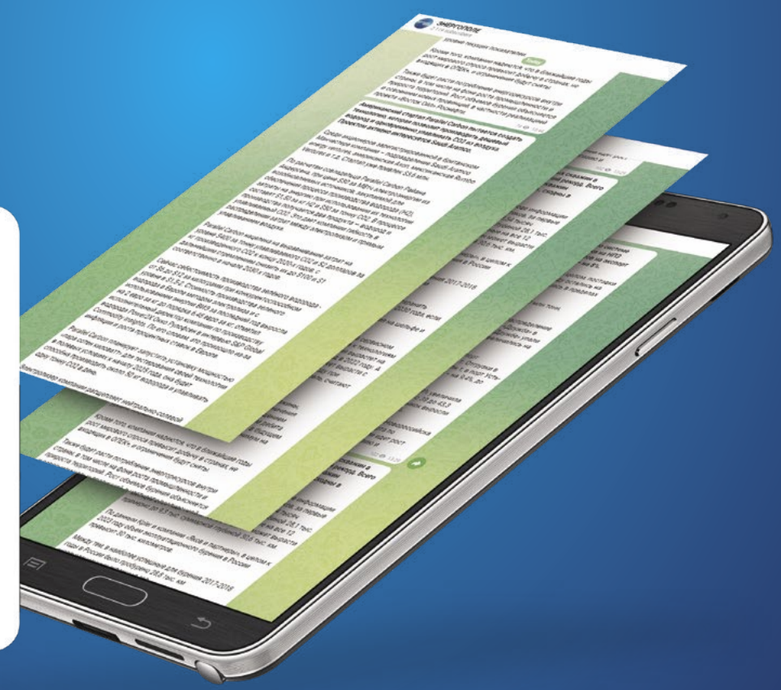
Отпечатано в ООО «КОНСТАНТА», 308519, Белгородская область, Белгородский р-н, п. Северный, ул. Березовая, 1/12
E-mail: info@konstanta-print.ru

Подписано в печать: 05.04.2024

16+

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА
ОБЩЕСТВЕННО-ДЕЛОВОЙ НАУЧНЫЙ ЖУРНАЛ
ISSN 2409-5516
РГАСНТИ 44.09.29

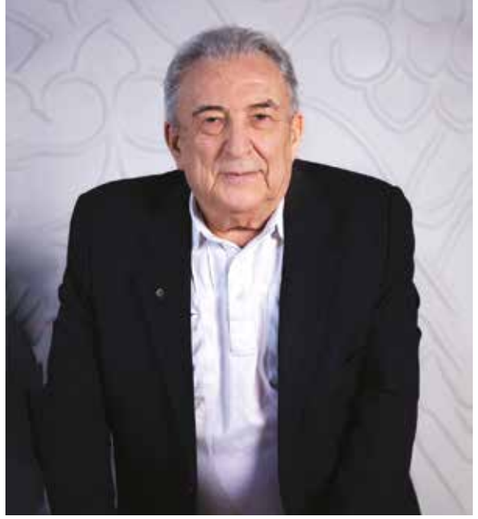
БОЛЬШЕ ИНТЕРЕСНЫХ НОВОСТЕЙ И АНАЛИТИКИ В НАШЕМ ТЕЛЕГРАМ-КАНАЛЕ



@ENERGOPOLEE

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

16+
РЕКЛАМА



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

Анна ГОРШКОВА
Главный редактор журнала
«Энергетическая политика»

Весенние качели

Относительно мягкая и спокойная энергетическая зима сменилась бурной и жаркой весной. Обострение арабо-израильского конфликта на Ближнем Востоке и угроза участия в нем Ирана взвинтили цены на нефть до 90–91 долл. за барр. Масло в огонь подлили решения США о возобновлении санкций в отношении Венесуэлы и ужесточении санкций против Ирана и его основных покупателей нефти. Одновременно в России из-за атак беспилотников приостановили работу сразу несколько крупнейших нефтеперерабатывающих заводов, что создало риски глобального дефицита дизельного топлива.

К геополитическим факторам добавились макроэкономические. На глобальном рынке наметилось позитивное оживление. Сокращение использования нефти в Европе компенсируется серьезным ростом ее потребления в Китае и Индии, так что мировой спрос на нефть будет сохраняться на стабильно высоком уровне. На этом фоне страны ОПЕК+ продолжают системно сокращать поставки сырья.

В этой ситуации логично предположить, что цена на нефть в самое ближайшее время достигнет 100 долл. за барр. Вот только мировой рынок нефти превратился в настолько сложную многофакторную и многослойную систему, что законы очевидной логики здесь уже не работают. Временная нормализация отношений Ирана и Израиля сразу после взаимных обстрелов, высокий уровень запасов нефти в США или обещания Ирана увеличить добычу до 1,6 млн б/с приводят к такому же резкому откату цен. Так что в ближайшее время стабильности на рынке нефти ждать не стоит, скорее цены будут скакать то вверх, то вниз в коридоре 80-95 долл. за барр. подобно качелям в майском парке.

Александр НОВАК
Заместитель председателя Правительства РФ

DOI 10.46920/2409-5516_2024_4195_9 EDN: XYFNOT

Российский ТЭК XXI века: энергия достижений

С начала нового тысячелетия российская энергетика сделала гигантский скачок в качественном развитии. Во многом прогресс был обеспечен за счет личного внимания Президента РФ к отраслям ТЭК и своевременно принятым мерам государственной поддержки по ключевым направлениям. В результате увеличились производственные показатели – по ряду направлений в разы, было обеспечено активное освоение ресурсной базы в нефтегазовой и угольной отраслях, велась модернизация нефтеперерабатывающих и электроэнергетических мощностей, вводились новые объекты инфраструктуры, значительный прорыв был сделан в газификации регионов страны. Запущены новые отрасли – ВИЭ и СПГ. Россия прочно удерживает статус мирового лидера в области атомной энергетики. Сегодня российский ТЭК – один из самых мощных в мире. И задача, которая сегодня стоит перед Правительством РФ, отраслевыми компаниями, научным сообществом, – не только сохранить, но и приумножить достигнутые успехи.

Нефтяная отрасль

Нефтяная отрасль является одной из ключевых в экономике России.

С 2000 г. мы увеличили объемы добычи нефти почти на 65% (с 323 млн т до 531 млн т). Российская Федерация входит в тройку мировых лидеров по добыче нефти (2–3 место), занимает 2 место в мире по экспорту нефти (порядка 11%).

Россия играет ведущую роль на глобальном нефтяном рынке. Наша страна в 2016 г. стала идейным вдохновителем и одним из ключевых участников соглашения ОПЕК+.

Это первый опыт совместной координации действий на мировых рынках между странами ОПЕК и не входящими в картель производителями нефти. Данный формат сотрудничества доказал свою эффективность, позволяя стабилизировать мировой нефтяной рынок, что особенно важно в условиях попыток западных стран использовать спрос на энергоресурсы в качестве инструмента политического и экономического давления.

Накопленный эффект для бюджета России от сделки ОПЕК+ уже составил 30 трлн руб. дополнительных доходов. Эти средства играют важную роль для страны, в том числе позволяют развивать социальную сферу.

Значительный прирост добычи нефти за последние 20–25 лет удалось обеспе-

Добыча нефти в Поволжье

Источник: salman2 / depositphotos.com

чить благодаря мерам поддержки государства.

Были приняты налоговые льготы для трудноизвлекаемых месторождений, месторождений Восточной Сибири, шельфов Охотского, Печорского и Балтийского морей. Введены инвестиционные вычеты для истощенных и новых месторождений.

Объем инвестиций в нефтедобычу в 2010 г. составлял 1,1 трлн руб. в год. Благодаря мерам государственной поддержки, он вырос в разы: в 2020 г. – до 2,2 трлн руб., в 2023 г. – до 2,7 трлн руб.

В 2018 г. был введен принципиально новый для российской нефтедобывающей отрасли налоговый режим – налог на дополнительный доход от добычи углеводородного сырья (НДД), который учитывает реальную себестоимость разработки месторождения и является более экономически справедливым и универсальным.

Объем инвестиций в нефтедобычу в 2010 г. составлял 1,1 трлн руб. в год. Благодаря мерам государственной поддержки, он вырос в разы: в 2020 г. – до 2,2 трлн руб., в 2023 г. – до 2,7 трлн руб.

Переход на НДД уже позволил стабилизировать добычу нефти на месторождениях с высокой степенью выработанности.

С 2019 г. доля добычи на НДД выросла с 9 до 52% или около 250 млн т от совокупной добычи нефти в России. Перевод в 3-ю группу НДД месторождений с добычей вязкой и сверхвязкой нефти дополнительно обеспечит до 50 млн т к 2035 г.

Чтобы повысить объемы производства и качество российских нефтепродуктов, была реализована широкомасштабная государственная программа модернизации нефтеперерабатывающих заводов, благодаря которой введено 109 установок переработки нефти.

В результате, с 2000 г. объем первичной переработки нефти увеличился со 171 до почти 275 млн т, производство автомобильного бензина – с 27 до 44 млн т, дизельного топлива – с 46 до 88 млн т. Глубина нефтепереработки выросла с 72% в 2000 г. до 84% по итогам 2023 г.

С 2016 г., в рекордно короткие по мировым меркам сроки, мы перешли на выпуск бензина и дизеля только высшего пятого экологического класса. А качественное топливо, как известно, не только сокращает воздействие на окружающую среду, но и продлевает срок службы автомобиля.

Сегодня внутренний рынок полностью обеспечен отечественным топливом, значительно расширилась номенклатура производимой продукции, повысилась безопасность и экологичность производства.

Для достижения этих показателей с 2011 г. действует механизм четырехсторонних соглашений между ФАС России, Ростехнадзором, Росстандартом и нефтяными компаниями о модернизации НПЗ.

В качестве дополнительных экономических стимулов к ускоренной модернизации НПЗ в 2014 г. запущен «большой налоговый маневр» в нефтяной отрасли. Также с 2019 г. начал применяться «демпфирующий» механизм для НПЗ, который позволяет нивелировать влияние мировых цен на нефть на стоимость топлива.

Еще одним инструментом привлечения инвестиций в создание новых производственных мощностей глубокой переработки нефти стал применяемый с 2021 г. механизм инвестиционных соглашений между Минэнерго России и нефтеперерабатывающими компаниями.

Значительное внимание уделяется развитию экспортного потенциала нефти и нефтепродуктов – от эффективной реализации энергоресурсов на экспорт зависит стабильность нашей экономики, обеспечение социальных обязательств.

Одними из самых быстрорастущих в мире являются экономики стран Азиатско-тихоокеанского региона, и на горизонте ближайших десятилетий, по прогнозам аналитиков, эта тенденция сохранится.

Стимулом для более активной переориентации экспорта стали незаконные санкции ряда западных стран, которые в 2022 г. ввели эмбарго на поставки сырья из России, а также установили потолок цен на российскую нефть.

Вопрос переориентации поставок решался общими усилиями правительства и нефтяных компаний. Причем работа эта началась несколько лет назад.

В 2009 г. был запущен в работу нефтепровод «Восточная Сибирь – Тихий океан» (ВСТО), который впервые соединил нефтяные месторождения Сибири с портами Приморского края и открыл огромные возможности для поставки нефти на Восток.

С 2022 г. реализуется план мероприятий (дорожная карта) по развитию экспортной инфраструктуры российской нефти на период до 2026 г., которая предусматривает расширение инфраструктуры для увеличения экспорта морским транспортом.

И сегодня нам удалось полностью переориентировать весь выпавший после введения санкций объем экспорта нефти и нефтепродуктов на новые рынки. В прошлом году основными покупателями российской нефти стали страны Азиатско-Тихоокеанского региона. В целом, в 2023 г. в страны АТР было поставлено более 80% российской нефти и более 35% нефтепродуктов.

Танкер «Кристоф де Маржери»

Источник: ПАО «Совкомфлот»

С 2000 г. объем первичной переработки нефти увеличился со 171 до почти 275 млн т, производство автомобильного бензина – с 27 до 44 млн т, дизельного топлива – с 46 до 88 млн т

Реализация масштабных проектов в нефтедобыче и переработке требует наличия передовых технологий.

Достижение технологического суверенитета российской экономики – задача, которую ставит Президент РФ.

С 2015 г. на поддержку отрасли нефтегазового машиностроения, начиная от разработки до масштабирования и вывода оборудования в том числе на экспортные рынки, Минпромторгом России было выделено более 60 млрд руб., в том числе на проведение научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ, вывод пилотных партий на рынок, предоставление льготного заемного финансирования, а также возмещения по уплате процентов за пользование кредитами.

Совместные усилия нефтегазовых компаний, научного сообщества и государства позволили снизить импортозависимость отрасли с 67% в 2014 г. до 38%. Освоено производство по 140 ключевым позициям, в том числе это разработка оборудования для гидроразрыва пласта и роторно-управляемых систем, разработка опытных образцов оборудования для подводной добычи.

Сегодня мы двигаемся дальше. По поручению председателя Правительства РФ действует координационный совет по импортозамещению нефтегазового оборудования с участием ключевых компаний. Продолжается цифровизация отрасли на основе отечественного программного обеспечения и внедрение отечественных систем стандартизации и сертификации.

Газовая отрасль

Россия – мировой лидер по запасам природного газа.

Сегодня на газ приходится порядка половины (46%) топливно-энергетического баланса России.

Добыча газа в 2000 г. составляла 584 млрд м^3. По итогам 2023 г. – более 636 млрд м^3. В рекордном 2021 г. добыча достигала 762 млрд м^3. РФ занимает 2 место в мире по добыче и экспорту газа.

Газ является самым чистым углеводородным источником энергии, поэтому его востребованность как в мире, так и в нашей стране растет. В этой связи мы активно занимаемся развитием ресурсной базы. В XXI веке мы впервые вышли на разработку крупнейших северных месторождений, аналогов которым нет в мировой практике.

Стратегическим газоносным регионом России является Ямало-Ненецкий автономный округ, где добывается 75% газа России. Здесь началось полномасштабное освоение Бованенковского и Харасавэйского месторождений. Были введены в эксплуатацию Северо-Русское месторождение, Утреннее месторождение, Семаковское месторождение, Южно-Тамбейское месторождение. На Востоке России запущены Чаяндинское и Ковыктинское месторождения, создан Сахалинский центр газодобычи.

Для транспортировки «голубого» топлива в стране создана самая протяженная и надежная в мире единая система газоснабжения, которая обеспечивает доставку газа от скважины до конечного потребителя – как на внутренний рынок, так и на экспорт.

Южно-Русское нефтегазовое месторождение
Источник: gazprom.ru

Транспортировка СПГ
Источник: «НОВАТЭК»

За последние годы транспортная инфраструктура была расширена на Восток – был запущен масштабный газопровод «Сила Сибири». В 2019 г. по этому газопроводу начались первые в истории трубопроводные поставки российского газа в Китай. В 2023 г. экспорт по «Силе Сибири» достиг рекордных 22,7 млрд м^3 в год (+47% г./г.), к 2025 г. ожидается выход газопровода на проектную мощность на уровне 38 млрд м^3/г.

Для расширения транспортировки газа были приняты меры налогового стимулирования: введены льготы на НДПИ для Чаяндинского и Ковыктинского месторождений, с которых газ поступает на экспорт по газопроводу «Сила Сибири» в Китай.

Параллельно продолжается работа над новыми маршрутами поставок в сторону АТР – это дальневосточный маршрут, а также «Сила Сибири – 2». С учетом реализации этих проектов совокупно трубопроводные экспортные мощности в Китай увеличатся до 100 млрд м^3/г.

Значительным потенциалом для наращивания экспортных поставок обладает производство СПГ, основное преимущество которого – мобильность.

В нашей стране отрасль СПГ стала развиваться сравнительно недавно – 15 лет назад. С 2012 г. реализуется стратегия развития производства и экспорта СПГ. В 2021 г. утверждена долгосрочная программа развития производства СПГ в России. Государство предоставило налоговые льготы – для ряда категорий месторождений был обнулен НДПИ для газа, который идет на сжижение. Кроме того, СПГ-проекты освобождены от экспортной пошлины.

И сегодня в стране работает 2 крупнотоннажных СПГ-завода и еще 2 среднетоннажных СПГ-проекта. Россия уже является четвертым крупнейшим экспортером СПГ, в 2023 г. объем экспорта составил 32,6 млн т. Президентом поставлена задача увеличить его выпуск до 100 млн т. Это позволит нам занять внушительную долю до 15–20% мирового рынка СПГ к 2035 г.

В стране уже есть значительные наработки в области производства оборудования для СПГ. Например, 4 линия «Ямал СПГ» (***мощностью до 1 млн т***) была введена полностью на российском оборудовании. Запатентованы также технологии для более мощных заводов (***3 и 6 млн т СПГ***).

Для развития отрасли создан Центр строительства крупнотоннажных морских сооружений, который сможет серийно выпускать линии сжижения природного газа. Начиная с 2021 г., активно реализуется федеральный проект «Прорыв на рынки СПГ», в рамках которого Правительство РФ поддержало уже 28 работ, необходимых для реализации СПГ-проектов.

Подчеркну, что более 75% добываемого в России газа потребляется на внутреннем рынке. Сегодня газ является самым доступным источником энергии для жителей России. Задача, которую ставит Президент РФ – расширять использование газа на внутреннем рынке.

По поручению Президента РФ с 2005 г. в стране идет активный процесс газификации регионов, что позволяет все большему количеству граждан и предприятий получить доступ к экологичному и экономичному источнику энергии.

Уровень газификации страны достиг 73,8% (***в 2005 г. – 53%***). Продолжаем работу по доведению газа до максимально возможного количества субъектов, городов и домовладений. К 2030 г. будет на 100% завершена технически возможная газификация – это порядка 83%.

Проводится президентская программа социальной газификации, то есть газ бесплатно подводится к домам в уже газифи-

цированных населенных пунктах. Для этого полностью пересмотрена нормативно-правовая база. И теперь строительство газовых сетей от месторождения до границ земельного участка заявителя осуществляется без привлечения средств граждан.

В 75 субъектах существуют меры социальной поддержки для льготных категорий граждан на подключение домов к газу внутри участка. Размер субсидии, которые предусмотрены для 13 льготных категорий на покупку и установку внутридомового газового оборудования, а также и на строительство сети газопотребления внутри границ земельного участка, составляет не менее 100 тыс. руб.

Значительно упрощена процедура подключения. Чтобы подать заявку на подключение к газу достаточно всего 3 документа: паспорт гражданина Российской Федерации, свидетельство собственности и СНИЛС.

Для удобства людей предусмотрена возможность подавать заявки на подключение наиболее удобными для каждого человека способами – на портале государственных услуг, в многофункциональных центрах (МФЦ), через портал единого оператора газификации (*connectgas.ru*), а также в клиентских центрах «Газпрома» в большинстве регионов страны.

На конец марта заключено более 1,1 млн договоров, газ подведен к границам участков 921 тыс. домовладений. Также по поручению Президента РФ идет газификация медицинских и образовательных учреждений. В конце февраля Президентом РФ принято решение о газификации садоводческих товариществ.

Реализуется программа государственной поддержки использования газа в качестве топлива для автомобилей. Предоставляются субсидии на строительство заправочной инфраструктуры, переоборудование автомобилей на газ.

Предполагается, что суммарный объем потребления ГМТ увеличится с 1,73 млрд м^3 в 2022 г. до 15,4 млрд м^3 в 2035 г., в том числе объемы потребления КПГ возрастут до 8,4 млрд м^3, а СПГ – до 5 млн т.

Особое внимание уделяется развитию перспективной отрасли нефтегазохимии. За 20 лет мы уже добились существенного сдвига на этом направлении – Россия перестала зависеть от поставок импортных крупнотоннажных полимеров. Их производство в стране с 2010 г. увеличилось более чем в 2 раза – с 3,5 до 7,3 млн т в 2023 г. Следующая задача – обеспечить переработку нефтехимического сырья в конечную продукцию, то есть в товары народного потребления.

Бурение скважин на Ковыктинском месторождении

Источник: «Газпром»

Для стимулирования производства нефтехимической продукции в 2020 г. были приняты поправки в Налоговый кодекс РФ о введении обратного акциза на этан и СУГ. Наряду с этим применяется механизм заключения инвестиционных соглашений с производителями нефтегазохимической продукции о создании новых и модернизации действующих мощностей.

В прошлом году утвержден обновленный план мероприятий по развитию нефтегазохимического комплекса до 2025 г., который предполагает создание нефтегазохимических кластеров в Арктической зоне РФ и на Дальнем Востоке, развитие транспортно-логистической инфраструктуры, а также подготовку квалифицированных кадров для отрасли.

Общий планируемый объем инвестиций в нефтегазохимию к 2030 г. составит порядка 3–3,5 трлн руб. При этом подчеркну, что эти вложения имеют мультипликативный эффект – 1 рубль инвестиций в нефтегазохимию дает 4 рубля в экономике.

Угольная отрасль

В России многие десятилетия угольная промышленность остается одной из ведущих отраслей. В последние годы существенно выросли производственные показатели. Добыча угля увеличилась с 2000 г. на 78% – с 247 до 439 млн т по итогам 2023 г.

Уголь добывается, прежде всего, на месторождениях Сибири и Дальнего Востока. Центром добычи является Кузбасс, где производят больше 200 млн т угля в год, то есть почти половину.

Сегодня наша страна – шестая в мире по добыче и входит в тройку мировых экспортеров с долей рынка почти в 15%.

Для достижения таких показателей отрасль преодолела непростой путь. С конца 1990-х гг. российская угольная промышленность успешно прошла процесс реструктуризации. Это привело к резкому повышению качества производимой и поставляемой на рынки угольной продукции и позволило угольным компаниям России быстро занять достойную нишу на мировом угольном рынке.

По поручению Президента РФ утверждена программа развития угольной промышленности, целью которой стал рост объемов экспорта на Восток. Поставки угля в дружественные страны за два года выросли на 68%, на них приходится уже 82% всего объема. Ожидается, что рост потребления угля на Востоке продолжится.

Для сохранения и развития потенциала отрасли работаем над внедрением передовых технологий, роботизацией, развитием углехимии.

Электроэнергетика

В прошлом году в России установлен очередной рекорд по выработке и потреблению электроэнергии. Важно обеспечить перспективные потребности экономики и граждан в электроэнергии.

ЛЭП, Московская область

Источник: pxhere.com

Благодаря принятым решениям Президента РФ, энергетический комплекс России прошел значительный эволюционный путь в качественном развитии. За 15 лет значительно обновлены энергетические фонды – введено в эксплуатацию 55 ГВт новой мощности. Это позволило обеспечить источниками электроэнергии новых бытовых потребителей и промышленность, избежать риска дефицита электроэнергии.

Выполнена программа обновления фондов электрогенерации по договорам о предоставлении мощности. За 10 лет (2010–2020 гг.) было введено 136 объ-

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА №4(195) / 2024

ектов мощностью порядка 30 ГВт. В результате мы повысили стабильность и надежность энергоснабжения потребителей по всей стране. Программа стала одним из самых масштабных и успешно состоявшихся инструментов привлечения инвестиций в российскую экономику.

По поручению Президента РФ в 2019 г. стартовала новая программа модернизации генерации, в рамках которой до 2031 г. планируется модернизировать устаревшее оборудование тепловых электростанций в стране в общем объеме до 47 ГВт. Программа уже охватила 39 субъектов РФ. На данный момент введено 24 генерирующих объекта суммарной мощностью более 5 ГВт.

Для повышения надежности работы электроэнергетики приняты новые правила, которые предусматривают непрерывный мониторинг основных показателей деятельности энергокомпаний в течение года, что позволило повысить эффективность оценки готовности субъектов электроэнергетики к работе в отопительный сезон.

С 2023 г. была введена новая система перспективного развития электроэнергетики. Такой подход позволяет учитывать потребности граждан, крупных инвестиционных проектов, планы по развитию различных отраслей экономики и таким образом более гибко подходить к оценке необходимого объема генерации на перспективу. Уже приняты программы развития электроэнергетических систем России до 2029 г.

За 10 лет существенно сократились сроки подключения к сетям и количество процедур. В международном рейтинге Россия поднялась со 184 на 7 место по показателю подключения к электрическим сетям, а количество этапов сократилось с 10 до 2.

С 2020 г. граждане освобождены от обязанности по обслуживанию и замене счетчиков электроэнергии, теперь эта функция возложена на сетевые и энергосбытовые компании.

Благодаря программе поддержки, в России за 10 лет создана новая отрасль – ВИЭ. За это время мощность объектов возобновляемой энергетики практически с нуля выросла до 6 гигаватт. Планируется, что к 2035 г. мощность ВИЭ достигнет 20 ГВт.

Источники ВИЭ уже есть в 58 регионах страны. При этом для ряда энергосистем,

Ленинградская АЭС, новый энергоблок ВВЭР-1200
Источник: rosenergoatom.ru

например Ставрополья, Крыма, Ростовской и Астраханской областей, Калмыкии, ВИЭ стало значимой составляющей общего баланса генерации.

У домохозяйств граждан появилась возможность реализовывать в сеть электроэнергию, произведенную на малой ВИЭ генерации. Для этого принят закон о микрогенерации (генерирующие объекты с установленной мощностью до 15 кВт). Теперь излишки энергии, например, от солнечной панели на крыше дома можно продавать энергокомпаниям, которые, в свою очередь, обязаны их покупать. Одновременно с этим приняты изменения в налоговое законодательство, которые освобождают доходы от продажи такой электроэнергии от налога на доходы физических лиц. Такой принцип сокращает затраты потребителей на энергообеспечение и повышает доступность энергоснабжения.

В 2021 г. программа государственной поддержки развития ВИЭ была продлена и усовершенствована. Теперь ее основная цель – не только стимулирование ввода новых объектов, но и поэтапное снижение себестоимости электроэнергии, выработанной объектами ВИЭ. Рассчитываем, что с 2036 г. отрасль станет полностью конкурентоспособной на внутреннем и мировых рынках.

В качестве перспективного направления электроэнергетики рассматриваем

также атомную отрасль. Отечественные технологии атомной энергетики являются самыми востребованными в мире.

За последние 18 лет российские специалисты построили за рубежом 9 блоков. В настоящее время идет одновременное строительство 22 энергоблоков в 7 странах. Общий портфель зарубежных заказов – 33 блока в 11 странах. Это больше 80% всего рынка экспорта АЭС.

Атомная энергетика активно развивается внутри страны. Доля атомной генерации в энергобалансе России достигла 20%. Президентом поставлена задача довести этот показатель до 25%. В России построена единственная в мире плавучая АЭС. До 2035 г. предполагается сооружение 12 энергоблоков, из которых 10 большой и средней мощности, а также 2 энергоблока с реакторной установкой малой мощности. Продолжается работа по внедрению технологии замыкания ядерного топливного цикла.

Значительное внимание со стороны Правительства РФ уделяется развитию перспективной водородной энергетики. Принят ряд программных документов, которые нацелены на создание условий для развития в России этой отрасли и старта различных водородных проектов.

В частности, в рамках федерального проекта «Чистая энергетика» в 2023 г. принято решение о компенсации научным организациям, предприятиям и ком-

Адыгейская ВЭС
Источник: «Новавинд»

В России за 10 лет создана новая отрасль – ВИЭ. За это время мощность объектов возобновляемой энергетики с нуля выросла до 6 ГВт, а к 2035 г. мощность ВИЭ достигнет 20 ГВт

паниям до 70% затрат на разработку технологий производства, транспортировки и хранения водорода, которые затем будут использованы при реализации крупных проектов в области водородной энергетики.

Очевидно, что российская энергетика в последние 20–25 лет сделала мощный рывок в увеличении производственных показателей, развитии инфраструктуры, технологий, научного и кадрового потенциала. Сегодня это комплекс современных высокотехнологичных предприятий, лидер инновационного развития, драйвер отечественной промышленности и науки.

Работа Правительства РФ и отраслевых компаний всецело направлена на стабильную надежную работу и максимальное раскрытие потенциала российского ТЭК как на внутреннем, так и на внешних рынках.

Дальнейшее развитие ТЭК будет направлено на решение задач, которые обозначил Президент РФ Владимир Путин в ходе своего выступления на Международном форуме «Российская энергетическая неделя – 2023». Это обеспечение внутреннего рынка доступными и качественными энергоресурсами, развитие глубокой переработки нефти и газа, наращивание экспортного потенциала, а также «формирование полного суверенитета отрасли: технологического, кадрового и финансового». «Предстоит кардинально увеличить объем и долю выпуска российского оборудования, особенно критически важного, вывести на новый уровень подготовку квалифицированных кадров и, конечно, сформировать собственные механизмы финансирования инвестпроектов», – отметил В. В. Путин.

УДК 622.69 DOI 10.46920/2409-5516_2024_4195_18 EDN: YSKWOJ

Ответы отраслевой науки на внешние вызовы современного мира

Responses of industry science to external challenges of the modern world

Павел РЕВЕЛЬ-МУРОЗ
Вице-президент ПАО «Транснефть»
E-mail: press@ak.transneft.ru

Pavel REVEL-MUROZ
Vice President of Transneft PJSC
E-mail: press@ak.transneft.ru

Олег АРАЛОВ
Директор центра автоматики, энергетики и сертификации оборудования трубопроводного транспорта ООО «НИИ Транснефть»
E-mail: press@ak.transneft.ru

Oleg ARALOV
Director of the Center for Automation, Energy and Certification of Pipeline Transport Equipment LLC «Transneft Scientific Research Institute»
E-mail: press@ak.transneft.ru

Иван БУЯНОВ
Заместитель директора центра автоматики, энергетики и сертификации оборудования трубопроводного транспорта ООО «НИИ Транснефть»
E-mail: press@ak.transneft.ru

Ivan BUYANOV
Deputy Director of the Center for Automation, Energy and Certification of Pipeline Transport Equipment LLC «Transneft Scientific Research Institute»
E-mail: press@ak.transneft.ru

Трубопровод БТС-2 *Источник: велесстрой.su*

Аннотация. В настоящей статье произведен краткий экскурс в историю становления и развития отечественного трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов, высвечены наиболее яркие фигуры русских и советских ученых и инженеров, внесших выдающийся вклад в отечественную трубопроводную науку и практику. Показано дальнейшее поступательное развитие магистрального трубопроводного транспорта углеводородов, осуществляемое глобальным оператором перекачки нефти и нефтепродуктов – компанией «Транснефть». Приведены состав основных фондов компании, характеристики собственных предприятий, изготавливающих оборудование для линейных и площадочных объектов с учетом стратегии импортозамещения ПАО «Транснефть». Проиллюстрирована научная составляющая деятельности компании в тесном партнерстве со своим научно-исследовательским институтом – ООО «НИИ Транснефть». В качестве примеров приведен ряд значимых НИОКР, направленных на исследования и разработки уникального оборудования, технологий и технических решений по различным техническим направлениям: от энергетики, механики, до создания корпоративной эталонной базы, применяемой в процессе метрологического обеспечения учетных операций с нефтью и нефтепродуктами. Сделан вывод о научно-техническом и ресурсном потенциале корпорации «Транснефть» противостоять современным геополитическим вызовам на благо стабильности и развитию экономики России.
Ключевые слова: нефтяная промышленность, прокачка нефти, магистральные трубопроводы, импортозамещение.

Abstract. This article provides a brief excursion into the history of the formation and development of domestic pipeline transport of oil and petroleum products, highlighting the most prominent figures of Russian and Soviet scientists and engineers who have made an outstanding contribution to domestic pipeline science and practice. The further progressive development of the main pipeline transport of hydrocarbons, carried out by the global operator of pumping oil and petroleum products, the Transneft company, is shown. The composition of the company's fixed assets, characteristics of its own enterprises that manufacture equipment for linear and on-site facilities are given, taking into account the import substitution strategy of Transneft PJSC. The scientific component of the company's activities in close partnership with its research institute – Transneft Research Institute LLC is illustrated. As examples, a number of significant R&D aimed at research and development of unique equipment, technologies and technical solutions in various technical areas are given: from energy, mechanics, to the creation of a corporate reference base used in the process of metrological support for accounting operations with oil and petroleum products. A conclusion is drawn about the scientific, technical and resource potential of the Transneft Corporation to confront modern geopolitical challenges for the benefit of stability and development of the Russian economy.
Keywords: oil industry, oil pumping, main pipelines, import substitution, Introduction.

Введение

Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов является важной составляющей топливно-энергетического комплекса РФ.

Трубопроводный транспорт России имеет более чем вековую историю. У истоков создания трубопроводного транспорта был Д. И. Менделеев, считавший, что только строительство трубопроводов обеспечит надежную основу развития нефтяной промышленности и выведет российскую нефть на мировой рынок. Неоценимый вклад в развитие нефтепроводного транспорта России внесли: В. Г. Шухов, С. Г. Войслав, К. И. Лисенко, Л. С. Лейбензон, М. И. Лазарев, И. П. Илимов и многие другие русские ученые, инженеры и изобретатели [1–3].

Появление трубопроводного транспорта связано с промышленным освоением

нефтяных месторождений. В 60-е гг. XIX столетия Бакинский район захлестывает нефтяной бум. Постоянные пожары, загрязнение жилых кварталов копотью и сажей заставили местные власти сосредоточить переработку добываемой нефти на удалении от города в так называемом «черном городе». Доставка нефти от промыслов к заводам в «черном городе» осуществлялась в бочках и бурдюках на арбах [1, 2].

В 1877 г. открылось отделение строительной конторы инженера, предприимчивого организатора технического производства, А. В. Бари, а главным инженером конторы становится В. Г. Шухов. Со своими многочисленными идеями по применению новых технических средств и технологий А. В. Бари и В. Г. Шухов знакомят главу компании «Братья Нобель» Л. Нобеля, действовавшего на нефтяном рынке очень активно [1–3].

В. Г. Шухов активно приступает к организационным работам по подготовке к прокладке трубопровода. Строительство трубопровода сопровождалось постоянным противодействием его противников – владельцев бондарных предприятий, контор по перевозке и самих возчиков.

Трудности не сломили В. Г. Шухова, трубопровод был построен, и 1878 г. вошел в историю как год строительства первого промыслового нефтепровода в России, а сам трубопровод явился родоначальником гигантской сети магистральных трубопроводов, эксплуатирующийся в настоящее время [3].

В 1881 г. В. Г. Шухов публикует свою работу «Трубопроводы и применение их в нефтяной промышленности», которая на многие десятилетия стала основным руководством по проектированию трубопроводов. К 1883 г. общая длина нефтепроводов в Бакинском районе составила 96 км с общей пропускной способностью свыше 200 тыс. пудов в сутки. Трубопроводы практически вытеснили все другие виды перевозок [1, 2].

Транснефть – это почти 70 тыс. км линейной части, сотни насосных станций и миллионы кубометров резервуарных парков, которые охватывают практически всю территорию Российской Федерации

Завод «Транснефть – Нефтяные Насосы»
Источник: imghub.ru

Одновременно со строительством промысловых трубопроводов обсуждается вопрос о дальнем транспорте и нефтепродуктов по трубопроводам, поскольку с увеличением нефтедобычи все чаще и чаще возникали проблемы с отправкой керосина в другие районы России. Идея трубопровода постоянно обсуждалась среди прогрессивных ученых и политиков.

После войны интенсивный рост объемов нефтедобычи в районе между Волгой и Уралом и в новых районах требовал более быстрого развития транспортных коммуникаций. Уже в четвертой пятилетке были построены первые нефтепроводы. Одним из них стал магистральный нефтепровод «Туймазы – Уфа» [1].

К 1990 г. изменившаяся политическая жизнь и экономические перемены привели к остановке строительства новых магистралей. В конце 1991 г. с политической карты мира исчезает СССР. Пятнадцать новых государств разделили между собой общее имущество, в том числе и нефтепроводы. Единая нефтепроводная система осталась только в России [1].

Происходит полная реорганизация нефтяной промышленности, и 1992 г. считается началом эпохи трубопроводного транспорта новой России.

Методы и результаты

Для осуществления непрерывной перекачки практически всей добываемой в нашей стране нефти, а также более 30% нефтепродуктов, как для внутренних нужд, так и для экспорта, спроектирована система нефтепроводов с уникальными инженерными характеристиками, при этом значительная ее часть была построена в экстремальных геолого-климатических условиях. Сеть магистральных трубопроводов постоянно прирастала на протяжении 70 лет, став на сегодняшний день самой крупной трубопроводной системой в мире. Оператором системы является компания «Транснефть».

Почти 70 тыс. км линейной части, сотни насосных станций и миллионы кубометров резервуарных парков охватывают практически всю территорию России – от Дальнего Востока до Балтийского и Черного морей. Поставки нефти и нефтепродуктов для зарубежных партнеров, помимо подземных и подводных артерий, осуществляются также благодаря наличию 4 собственных морских портов[1] (см. рис. 1).

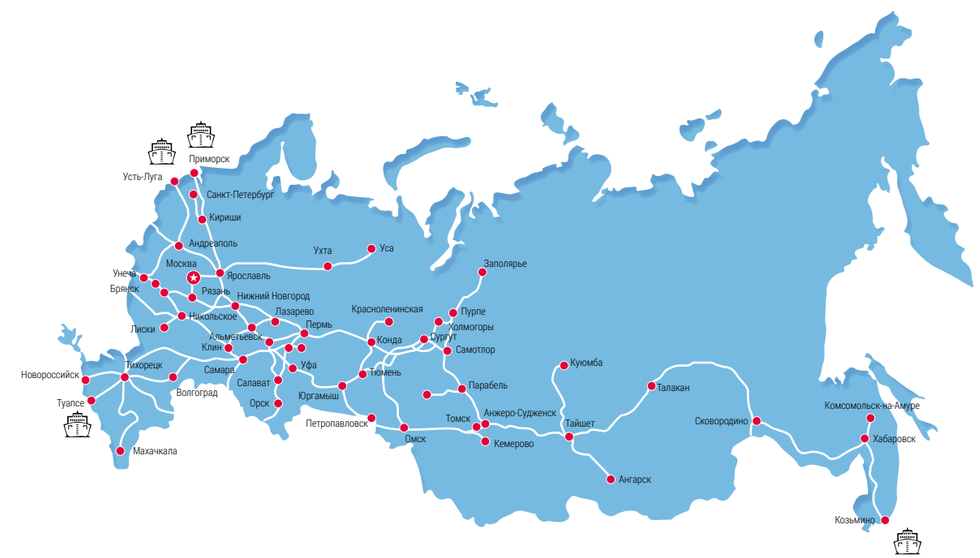
Бесперебойная и безаварийная работа этого слаженного механизма возможна благодаря более 125 тыс. профессионалов, каждый день добросовестно выполняющих свою работу.

Столь внушительное хозяйство требует постоянного пополнения новым оборудованием, комплектующими, запчастями, материалами, их техобслуживанием, проведением ремонтов. В условиях жестких санкционных ограничений перед всеми нефтегазовыми компаниями страны в полный рост встала непростая задача замены импортного оборудования на доступное отечественное, или аналогичное из государств, не присоединившихся к санкциям.

Такая задача возникла и перед ПАО «Транснефть». Однако к ее решению компания приступила заблаговременно, в рамках реализации своих программ импортозамещения. На вызовы современности ПАО «Транснефть» ответила строительством собственных 11 заводов, центральных баз производственного обслуживания (см. рис. 2), реализацией комплекса научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ (далее – НИОКР), направленных на исследования и разработки перспективного оборудования и технологий, обеспечивающих надежный и безопасный транспорт нефти и нефтепродуктов.

[1] URL: www.transneft.ru

Рис. 1. Схема магистральных нефтепроводов ПАО «Транснефть»



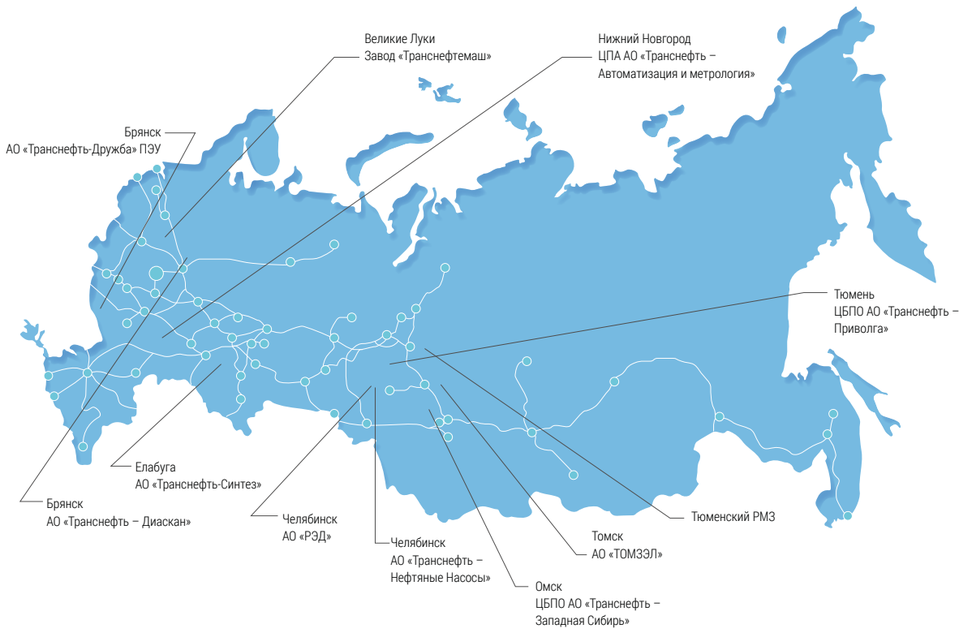


Рис. 2. Схема размещения заводов и ЦБПО ПАО «Транснефть»

АО «Транснефть – Нефтяные Насосы»

Завод «Транснефть – Нефтяные Насосы» построен ПАО «Транснефть» в г. Челябинске[2] с целью локализации производства в РФ горизонтальных и вертикальных насосов и агрегатов на их основе с эксплуатационными характеристиками, удовлетворяющими требованиям ПАО «Транснефть» по показателям надежности и энергоэффективности.

На заводе используется уникальное оборудование: стенд параметрических и кавитационных испытаний, стенд гидростатических испытаний, балансировочные станки, установки для сборки и разборки роторов. В настоящее время освоен выпуск следующих насосных агрегатов:

- нефтяные магистральные насосы, Q до 10 000 м^3/ч (см. рис. 3);
- подпорные вертикальные насосы, Q до 5 000 м^3/ч;
- насосы горизонтальные секционные, Q до 315 м^3/ч;
- нефтяные двухопорные многоступенчатые насосы, Q до 1 250 м^3/ч;
- центробежные одноступенчатые консольные насосы, Q до 230 м^3/ч.

АО «Русские Электрические Двигатели»

Предприятие по производству высоковольтных электродвигателей АО «Русские Электрические Двигатели», было создано в октябре 2015 г. в г. Челябинске[3].

На заводе реализован полный цикл производства электродвигателей: изготовление комплектующих, сборка, проведение испытаний продукции (см. рис. 4). Расчетный плановый объем выпуска высоковольтных электродвигателей для насосных магистральных и подпорных агрегатов на заводе составляет до 300 шт. в год:

- электродвигатели горизонтальные мощностью до 14 МВт;
- электродвигатели синхронные горизонтальные мощностью до 8 МВт;
- электродвигатели асинхронные горизонтальные мощностью до 8 МВт;
- электродвигатели асинхронные вертикальные мощностью до 2 МВт.

[2] URL: https://pumps.transneft.ru

[3] URL: https://red.transneft.ru

На начальной стадии в качестве партнера для обмена технологиями по разработке и производству электродвигателей привлекалась итальянская компания Nidec ASI S.p.A. – один из мировых лидеров производства высоковольтных электродвигателей, но в настоящее время производство полностью локализовано и осуществляется самостоятельно. АО «Русские Электрические Двигатели» в рамках технологического суверенитета страны освоен выпуск электродвигателей асинхронных тяговых для грузовых тепловозов.

АО «Транснефть – Диаскан»

Существенной частью стратегии ПАО «Транснефть» по обеспечению безопасной эксплуатации магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов является внутритрубная диагностика линейной части, которую выполняет подразделение компании – АО «Транснефть – Диаскан», расположенное в г. Луховицы[4] (см. рис. 5).

АО «Транснефть – Диаскан» осуществляет следующие виды деятельности:

- разрабатывает и изготавливает внутритрубные инспекционные приборы и очистное оборудование (многоканальные профилемеры, ультразвуковые дефектоскопы, магнитные дефектоскопы, а также комбинированные, способные совмещать в себе магнитные и ультразвуковые блоки);
- проводит внутритрубную диагностику линейной части трубопроводов с выпуском технических отчетов, включающих информацию по оценке технического состояния, срокам и методам проведения ремонта;
- осуществляет мониторинг технического состояния трубопроводов на основе периодических обследований и ведения баз данных;
- проводит экспериментальные исследования и др.

АО «Транснефть – Диаскан» в настоящее время выпускает собственными силами приборы для внутритрубной диагностики трубопроводов от DN150 до DN1200 (от 6" до 48"). Все дефектоскопы, выпускаемые АО «Транснефть – Диаскан», – это внутритрубные инспекционные приборы высокого

[4] URL: https://diascan.transneft.ru

Рис. 3. Магистральные насосы производства АО «Транснефть – Нефтяные Насосы»

Рис. 4. Электродвигатели горизонтальные производства АО «Русские Электрические Двигатели»

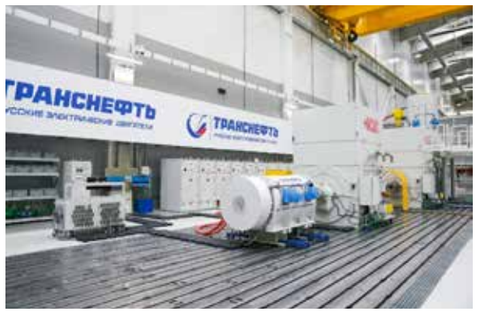


Рис. 5. Производственные здания и испытательный полигон АО «Транснефть – Диаскан»

разрешения, способные не только обнаружить дефект, но и измерить его параметры и классифицировать по типу. Это является необходимым условием для проведения расчетов на прочность и долговечность труб с дефектами, а также расчетов предельных давлений и предельных сроков эксплуатации по результатам диагностики.

Центр промышленной автоматизации

Центр промышленной автоматизации расположен в г. Нижний Новгород[5] и осуществляет выпуск продукции в рамках программы импортозамещения, разработанной ПАО «Транснефть» (см. рис. 6).

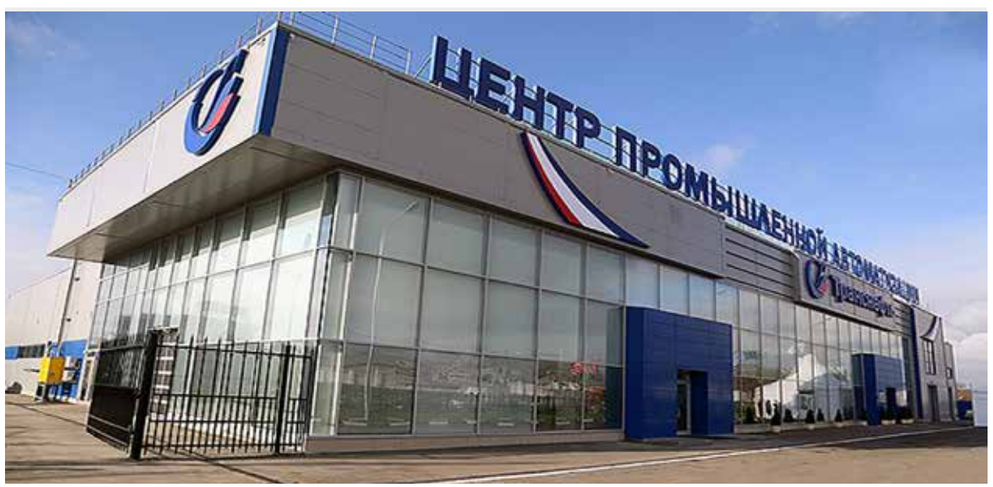
Центр промышленной автоматизации предлагает:

- комплексное решение для автоматизации водогрейных установок (теплоцентралей) от 1 до 6 МВт;
- комплексное решение для автоматизации технологического оборудования очистных сооружений;
- комплексы измерительно-вычислительные ТН-01 (ИВК ТН-01);
- шкафы информационного взаимодействия;
- систему обработки информации системы измерений количества и качества нефти;
- систему обработки информации оперативной системы измерений количества и качества нефти.

Новое выпускаемое оборудование позволяет контролировать процесс транспортировки нефти и нефтепродуктов по трубопроводным системам в соответствии с нормативными требованиями.

[5] URL: https://uppervolga.transneft.ru

Рис. 6. Административное здание Центра промышленной автоматизации



Научное направление ПАО «Транснефть»

ПАО «Транснефть» ежегодно инвестирует значительные средства в программу НИОКР, результаты которой внедряются или в виде готовых к серийному производству опытных образцов различного оборудования, или в виде современных технологических процессов, реализованных в специальном программном обеспечении, программно-технических комплексах. Кратко остановимся на наиболее значимых результатах НИОКР за последние годы:

Трансформаторы с сердечником из аморфной стали. Систематические отказы трансформаторов напряжением 6 (10) кВ, эксплуатируемых на объектах организаций системы «Транснефть» требуют внедрения решений, позволяющих повысить надежность данного энергетического оборудования.

Кроме того, выполнение действующих на территории РФ нормативных документов[6] требует внедрения новых технологий, способствующих повышению энергоэффективности энергетического оборудования, применяемого на объектах магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. В связи с особенностями эксплуатации трансформаторов напряжением 6 (10) кВ мощностью до 2500 кВА снижение постоянных потерь в трансформаторе (потерь холостого хода), не зависящих от величины нагрузки, является актуальной задачей, позволяющей сократить затраты на электроэнергию.

Существенно снизить постоянные потери в трансформаторе позволяет внедрение современных материалов, в частности, применение аморфной стали. Лидерами в области разработки соответствующих технологий и изготовления серийных образцов трансформаторов с сердечником из аморфной стали являются Япония, Китай, США, Индия. В РФ серийное производство данных трансформаторов не осуществляется, однако ряд заводов выпустил опытные образцы и, в отдельных случаях, опытные серии подобных трансформаторов.

В 2023 г. в ООО «НИИ Транснефть» успешно завершена опытно-конструкторская работа по разработке трансформаторов с сердечником из аморфной стали 63 кВА и 630 кВА с литой изоляцией обмоток и с негорючим жидким диэлектриком герметичного исполнения (см. рис. 7). Примененные технические решения, в разработанных в рамках ОКР трансформаторах, подтвердили возможность повысить энергоэффективность и надежность эксплуатируемого энергетического оборудования. Опытные образцы показали, что потери холостого хода на 80% ниже, чем у трансформаторов традиционной конструкции, а устойчивость от воздействия короткого замыкания выше на 15–30%.

Блочно-модульные котельные. Одним из направлений энергосбережения, реализуемых в системе «Транснефть», является разработка и внедрение современного энергоэффективного обо-

[6] Федеральный закон от 23.11.2009 г. № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации». Постановление Правительства Российской Федерации от 15 апреля 2014 г. № 321 «Об утверждении государственной программы Российской Федерации «Развитие энергетики».

Рис. 7. Трансформатор с сердечником из аморфной стали 630 кВА

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА №4(195) / 2024

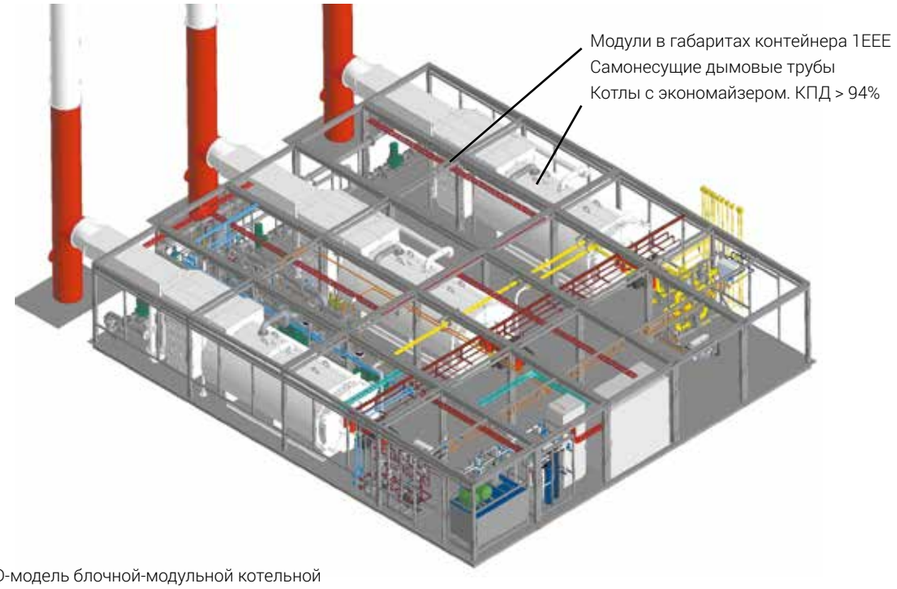


Рис. 8. 3D-модель блочной-модульной котельной производства АО «Транснефть – Дружба»

а) безкавитационный регулятор давления шарового типа

б) кран четырехходовый в комплекте с электроприводами

Рис. 9. Отечественная трубопроводная арматура

рудования. В целях снижения расхода котельно-печного топлива при выработке тепловой энергии на организаций системы «Транснефть», ООО «НИИ Транснефть» разработаны и внедрены в производство на базе АО «Транснефть – Дружба» блочно-модульные котельные, в которых применяются водогрейные котлы с экономайзером. Расчетный КПД котлов составляет 95% на жидком и 96% на газообразном топливе. Ранее в котельных применялись котлы, КПД которых не превышал 90% на жидком и 92% на газообразном топливе. Таким образом, применение нового оборудования обеспечивает снижение потребления топлива до 5%.

Ближайшими аналогами разработанных котлов являются изделия немецкого предприятия Viessmann, предлагающего в качестве опции к водогрейным и паровым котлам теплообменники отходящих газов/воды марки Vititrans.

Кроме того, оптимизация компоновки котлов и вспомогательного оборудования котельной обеспечивает соответствие габаритных размеров блок-модулей габаритам стандартных транспортных контейнеров, что упрощает и удешевляет транспортировку. Линейка котлов: 0,5; 1; 1,5; 2; 2,5; 3 МВт. Линейка котельных (по установленной мощности) (см. рис. 8):

- с двумя котлами: 1; 2; 3; 4; 5; 6 МВт;
- с тремя котлами: 6; 7,5; 9 МВт.

Арматура трубопроводная. В рамках упомянутых мероприятий по снижению зависимости российской системы магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов от импортного оборудования успешно реализованы следующие проекты по импортозамещению трубопроводной арматуры (см. рис. 9):

Котельные «Транснефть – Дружба» *Источник: news.myseldon.com*

- в 2014 г. освоено серийное производство безкавитационных регуляторов давления шарового типа взамен импортной продукции «Mesto» (Финляндия), «Samson» (Германия), «Mokveld» (Нидерланды);
- в 2016 г. освоено серийное производство кранов четырехходовых в комплекте с электроприводами взамен импортной продукции M&J Valve (США), Emerson (США).

Данное оборудование в настоящее время широко применяется на объектах системы «Транснефть», как при строительстве новых объектов, так и при выполнении ремонтных работ.

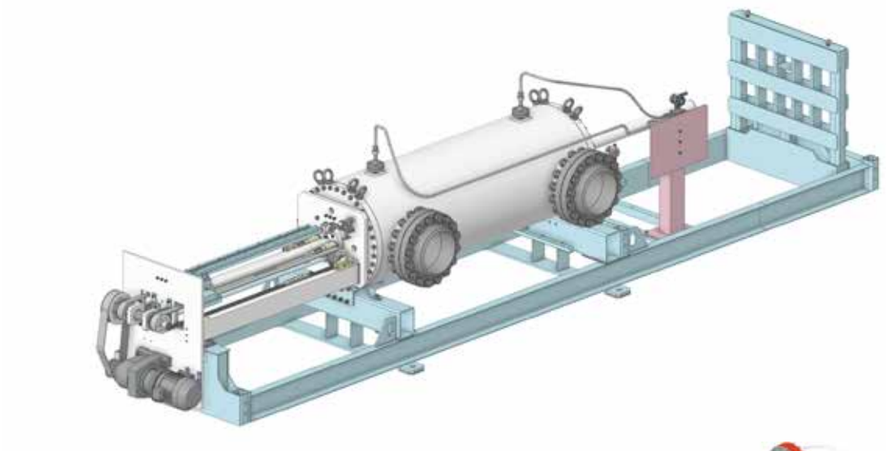


Рис. 10. 3D-модель отечественного компакт-прувера

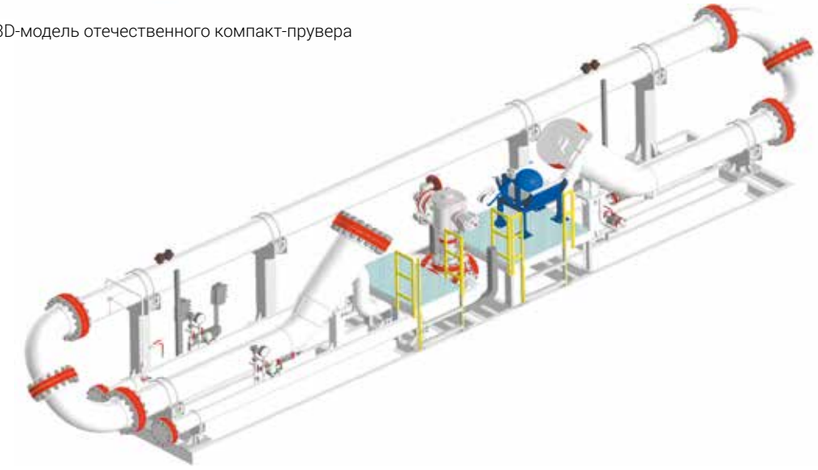


Рис. 11. 3D-модель МпТПУ производительностью 550 м³/ч

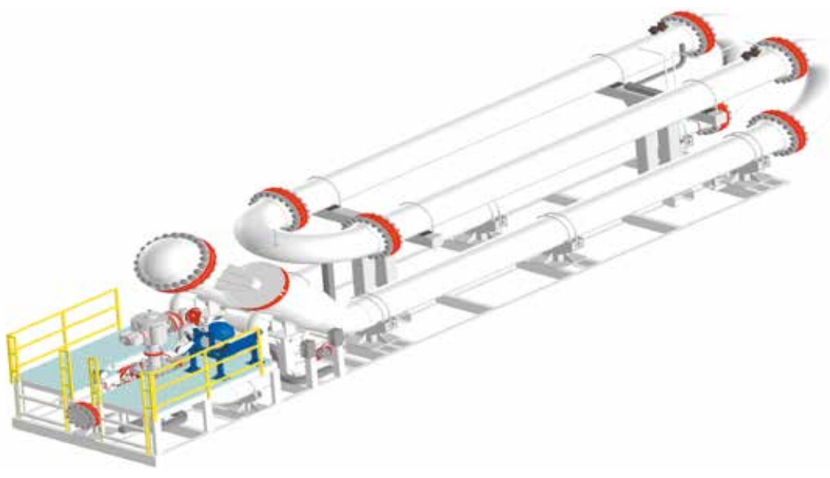


Рис. 12. 3D-модель МпТПУ производительностью 1100 м³/ч

Компакт-прувер. Компакт-прувер используется для воспроизведения, хранения и передачи единицы измерений объема и объемного расхода жидкости при проведении поверки и контроля метрологических характеристик преобразователей расхода нефти и нефтепродуктов, применяемых в составе систем измерений количества и показателей качества нефти и нефтепродуктов (см. рис. 10).

В настоящее время в РФ используется оборудование иностранных производителей, таких как «Emerson» (США)», «Honeywell (США)» и «FMD (США)». Учитывая, что компакт-пруверы, эксплуатируемые в РФ, являются продукцией США, их поставка и организация ремонта с привлечением официальных дистрибьюторов в настоящее время не представляется возможной. В связи с чем в ПАО «Транснефть» возникает необходимость разработки отечественного компакт-прувера.

Разработка современных компакт-пруверов российского производства позволит уменьшить конечную стоимость установки и эксплуатационные затраты на их ремонт и обслуживание в результате исключения импортных комплектующих (в том числе ЗИП).

Мобильная трубопоршневая поверочная установка. В рамках создания собственной эталонной базы ПАО «Транснефть» разработаны конструктивные решения современных малогабаритных передвижных трубопоршневых поверочных установок (далее – МпТПУ), применение которых позволит сократить расходы на строительно-монтажные работы по установке стационарных ТПУ для каждой СИКН и эксплуатацию площадочного объекта.

Все оборудование, предлагаемое к применению в МпТПУ, изготавливается на территории Российской Федерации, и основные позиции включены в Реестр основных видов продукции, применяемых ПАО «Транснефть». Разработанные конструкции МпТПУ, производительностью 550 и 1100 м³/ч, обеспечивают достижение требуемых технических и метрологических показателей (см. рис. 11 и 12).

Рис. 13. Эталон единицы плотности мобильного исполнения

Разработанные компоновочные решения МпТПУ позволяют нам обеспечить их размещение на прицепе автопоезда и перемещение по дорогам общего пользования без оформления специального разрешения в соответствии с ТР ТС 018/2011.

Эталон единицы плотности мобильного исполнения. Обоснованием разработки эталона являлась фактическая потребность ПАО «Транснефть» в отечественном эталоне, не уступающем/превосходящем

по своим метрологическим и техническим характеристикам лучшим образцам зарубежного оборудования, одновременно с существенно более низкой стоимостью (см. рис. 13 и 14) [4].

Уровень использования импортных эталонов и комплектующих в составе эталонной базы Российской Федерации чрезмерно высок. Установленные зарубежными странами санкции в полной мере выявили риски, связанные с высокой зависимостью отечественной эталонной базы от импорта технических средств и комплектующих. При разработке эталонов, обладающих высокой коммерческой востребованностью (расходометрия, учет энергоресурсов), как отмечено в Стратегии обеспечения единства измерений в Российской Федерации до 2025 г., утвержден-

Рис. 14. Пикнометр напорный сферический

ной распоряжением Правительства РФ от 19.04.2017 г. № 737-р, целесообразно переложить часть расходов по созданию и поддержанию эталона на коммерческие структуры.

Ключевыми достоинствами эталона разработки системы «Транснефть» перед одним из лучших зарубежных эталонов единицы плотности фирмы Fitzgerald (Англия) являются:

1. Усовершенствованная конструкция напорных пикнометров (см. рис. 13), входящих в состав эталона, за счет применения сплава нержавеющей стали, легированной титаном, что позволило снизить массу пикнометров и увеличить их механическую прочность.
2. Применение покрытия внутренней поверхности пикнометров из алмазоподобного аморфного углерода повысило коррозионную стойкость, износостойкость пикнометров, снизило коэффициент трения, облегчило очистку внутренней поверхности.
3. Стоимость в 3 раза ниже по сравнению с зарубежным аналогом.

Применение эталона во встроенном в блок показателей качества нефти/нефтепродуктов исполнении позволяет существенно уменьшить время на метрологические работы (периодический контроль метрологических характеристик) в ходе эксплуатации систем учета нефти/нефтепродуктов.

Отечественное программное обеспечение. В ПАО «Транснефть» также большое внимание уделяется вопросам по импортозамещению программного обеспечения. В настоящее время разработано более 20 автоматизированных систем на отечественном программном обеспечении, в том числе:

- автоматизированная система планирования перекачки нефти;
- автоматизированное рабочее место технолога (ПК «АРМ Технолога»);
- система обнаружения утечек;
- автоматизированная система контроля технологических параметров работы МТ;
- автоматизированная система контроля и учета отказов;
- программный комплекс «АРМ КПД»;
- геоинформационная система «Мониторинг» и др.

В настоящее время утверждены мероприятия по переводу всей информационной инфраструктуры компании на импортонезависимое программное обеспечение.

Таким образом, можно с уверенностью констатировать, что ПАО «Транснефть» бережно хранит, развивает и, на новом, современном технологическом уровне продолжает славные дела, начатые великими основоположниками отечественной трубопроводной науки и практики: Д. И. Менделеевым, В. Г. Шуховым, А. В. Бари, И. М. Губкиным и многими другими учеными, инженерами, заложившими фундаментальные теоретические основы развития трубопроводного транспорта, как науки, и реализовавшие грандиозные проекты своего времени.

Электродвигатель

Источник: «Транснефть»

Заключение

1. В статье показана взаимосвязь науки и производства на примере ряда значимых научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ, проводимых ПАО «Транснефть» совместно со своим научно-исследовательским институтом. Перечень исследований, приводимых в статье, далеко не полный, но, тем не менее, позволяет сформировать представление о масштабности этих проектов.
2. Развивая свои производства, «Транснефть» активно внедряет научно-технические результаты НИОКР, при этом последовательно замещает оборудование, материалы и комплектующие иностранного производства продукцией своих заводов и аналогами, производимыми другими отечественными предприятиями.
3. Руководством и инженерно-техническим составом компании делается акцент на производстве критически важных компонент оборудования трубопроводного транспорта, обеспечивающих надежную и безопасную перекачку углеводородов, таких, как: магистральные, подпорные насосы, мощные электродвигатели, электроприводы, системы учета нефти и нефтепродуктов, внутритрубные диагностические комплексы и многие другие.
4. Оглядываясь назад, на великих предшественников, осознавая сложность, важность и масштабность современных проектов, можно с уверенностью сказать, что, невзирая на непростые вызовы времени, «Транснефть» организационно и технологически готова и в дальнейшем реализовывать свою важнейшую функцию: бесперебойный и безопасный транспорт нефти и нефтепродуктов, как для потребителей внутри страны, так и на экспорт, внося свой весомый вклад в развитие экономики России.

Использованные источники

1. *Лурье М. В., Ревель-Муроз П. А. и др. Проектирование и эксплуатация нефтепроводов. – М.: Издательство «Недра», 2019. – 434 с.*
2. *Мастобаев Б. Н., Макаренко О. А. и др. Становление и развитие технических средств и технологий транспорта нефти и нефтепродуктов. – СПб: Издательство «Недра», 2021. – 744 с.*
3. *Васькин А. А. Шухов: Покоритель пространства. – М.: Издательство «Молодая гвардия», 2018. – 415 с.*
4. *Аралов О. В., Буянов И. В. и др. Обоснование конструкции пикнометров для применения в пикнометрических установках // Законодательная и прикладная метрология. № 4. 2021. С. 23–26.*

УДК 338 DOI 10.46920/2409-5516_2024_4195_32 EDN: MYGNEL

Международный опыт прогнозирования в энергетике: текущая практика и перспективы

International practice of energy forecasting: current status and prospective developments

Юрий СЕНТЮРИН
Посол по особым поручениям МИД России, к. п. н.
E-mail: nmlyubovskaya@mid.ru

Надежда ЛЮБОВСКАЯ
Второй секретарь МИД России
E-mail: nmlyubovskaya@mid.ru

Yuri SENTYURIN
Candidate of Sciences in Politics, Ambassador at Large for the Ministry of Foreign Affairs of the Russian Federation
E-mail: nmlyubovskaya@mid.ru

Nadezhda LYUBOVSKAYA
Second Secretary for the Ministry of Foreign Affairs of the Russian Federation
E-mail: nmlyubovskaya@mid.ru

Доха, «столица» ФСЭГ

Источник: www.discoverwalks.com

Аннотация. На фоне событий 2021–2024 гг. – фрагментация энергорынков, разрушение архитектуры энергобезопасности, высокая волатильность вследствие нарастающей глобальной конкуренции за рынки и ресурсы, использования «зеленой повестки» в качестве инструмента этой борьбы, обострения конфликтов с участием стран-экспортеров углеводородов – практическая значимость энергопрогнозирования кратно возрастает. Подготовка точных, научно-обоснованных подходов в энергопрогнозировании по праву находится в топе актуальных задач, стоящих перед профессиональным сообществом.
Ключевые слова: энергетика, прогнозирование, международное сотрудничество, энергоресурсы, внешняя политика.

Abstract. Against the background of the events of 2021–2024 – the fragmentation of energy markets, the destruction of the energy security architecture, high volatility due to increasing global competition for markets and resources, the use of the «green agenda» as a tool for this struggle, the aggravation of conflicts involving hydrocarbon exporting countries – the practical importance of energy forecasting increases many times. The preparation of accurate, scientifically based approaches to energy forecasting is rightfully at the top of the urgent tasks facing the professional community.
Keywords: energy, forecasting, international cooperation, energy resources, foreign policy.

Сейчас 99% международных институтов и крупнейших энергетических компаний выпускают собственные прогнозы развития мировой энергетики

Значение энергетики как критически важной отрасли мировой экономики и национального хозяйства отдельных государств сложно переоценить. Выверенная, сбалансированная, основанная на точных данных энергетическая политика – в основе динамичного экономического роста стран, развития отдельных промышленных секторов, роста благосостояния и улучшения качества жизни граждан.

Этим объясняется взрывной рост интереса к проблематике прогнозирования и моделирования в энергетике с целью обеспечить инстанции, принимающие решения, необходимой информацией для формирования эффективной энергополитики и ее корректировки при необходимости.

В настоящее время 99% профильных международных институтов, а также крупнейшие энергетические компании выпускают собственные прогностические продукты о будущем мировой энергетики. При этом под влиянием экономической динамики, значимых событий, перебалансировки приоритетов, развития технологий, пересматриваются предпосылки, ориентиры и, как следствие, образ будущего и сценарии развития мировой энергетики [1].

На фоне событий 2021–2024 гг. – фрагментации энергорынков, разрушения архитектуры энергобезопасности, высокой волатильности вследствие нарастающей глобальной конкуренции за рынки и ресурсы, использования «зеленой повестки» в качестве инструмента этой борьбы, обострения конфликтов с участием стран-экспортеров углеводородов – практическая значимость энергопрогнозирования кратно возрастает.

Вместе с тем динамично трансформирующийся энерголандшафт, непоследовательность энергополитик и ключевых игроков, решения вопреки экономической логике, закрытие доступа к первичным данным, нарастающая турбулентность вокруг «зеленой повестки» увеличивают

степень неопределенности в сфере прогнозирования развития энергетических рынков и критически снижают точность прогнозирования [2].

В этой связи большинство исследовательских организаций предпочитает построение сценарных траекторий, определяющих лишь разумные границы возможных изменений.

Вошла в оборот практика множественности сценариев. Значимые события глобального масштаба (в том числе так называемые «черные лебеди») порождают новые «ветки» прогнозов [3]. Весьма красноречиво наблюдение 13-го стратегического энергодиалога ведущих международных аналитических структур (15 февраля 2023 г., г. Эр-Рияд, КСА), а именно «множество сценариев и многообразие в оценках сопоставимы с размерами самих нефтяного и газового рынков» [4].

В итоге инстанциям, принимающим решения в сфере энергетики, приходится довольствоваться значительными разбросами расчетов и маневрировать между сценарными развилками.

Попытки использовать энергетику как инструмент геополитического влияния не обошли стороной и прогнозирование. В этом смысле показателен пример Международного энергетического агентства (МЭА) с его повторяющимися попытками «подогнать» образ будущего мировой энергетики под заранее заданные предпочтения.

Прославившись своим «талантом систематически ошибаться» [5], в экспертной среде МЭА окончательно утратило статус независимой, профессиональной организации, что стало причиной ограничения сотрудничества с агентством со стороны ряда стран и других международных организаций.

Зачастую результаты «прогностической работы под заказ» широко освещаются и рекламируются с тем, чтобы оказать соответствующее влияние на энергорынки. Однако методическая часть такого прогнозирования тщательно скрывается от общественности в силу научной несостоятельности используемых методик [6].

В этом контексте возрастает ценность добросовестных, выверенных систем работы по сбору и верификации данных, которые практикуются в таких многосторонних форматах как Организация стран – экспортеров нефти (ОПЕК) и Форум стран – экспортеров газа (ФСЭГ).

Танкер СПГ в океане

Источник: MikeMareen / depositphotos.com

Работоспособная методика прогнозирования, доведенная до программной реализации, является коммерческим продуктом с довольно большими затратами на его техническое поддержание и модернизацию, а также обеспечение первичными данными и аналитикой.

В страновом разрезе технологии энергопрогнозирования могут быть отнесены к вопросам обеспечения технологического суверенитета ТЭК. Так, в нашей стране сформирована Межведомственная комиссия по технологическому суверенитету и структурной адаптации экономики России [7], из двух тысяч критически важных технологий продолжается работа по 220-ти. Достижение полного технологического суверенитета в отечественном ТЭК ожидается до 2027 г. [8].

Далеко не все профильные организации располагают необходимыми ресурсами для выстраивания такой работы, что на практике привело к вариативности подходов к энергопрогнозированию.

В этом смысле уникален программно-аппаратный комплекс долгосрочного моделирования ФСЭГ – Глобальная газовая модель (ГГМ), функционирующая на базе технологий работы с большими данными, элементов искусственного интеллекта. В работе ГГМ используется актуальная информация, полученная из первичных источников от стран-участниц ФСЭГ, а также максимального числа коммерчески доступных баз данных [9].

В итоге долгосрочный прогноз ФСЭГ по развитию газовой отрасли до 2050 г. (издание 2022 г.), произведенный на базе ГГМ, охватывает 136 стран, 37 секторов экономики, 35 видов топлива, более 6 тыс. единиц анализа с учетом макроэкономических и ценовых индикаторов в разрезе отдельных энергоотраслей [10].

Организация способна дать количественную оценку влияния макроэкономических условий, энергетической политики, основных нынешних и будущих технологических подходов, цен и инвестиционных решений на развитие энергорынков с акцентом на газ, аргументированно констатировать его возрастающую роль в достижении целей устойчивого развития ООН и норм Парижского соглашения по противодействию изменению климата при одновременном удовлетворении растущего спроса на энергию и искоренении энергетической бедности [11].

При этом прогноз ФСЭГ ежегодно проходит многоуровневую верификацию с участием консультативных и управляющих органов форума – министерская встреча, исполнительный и технико-экономический советы, широкого круга заинтересованных структур, включая агентства системы ООН (секретариат РКИК, ЕЭК, ЭСКАТО, ЮНЕСКО), механизмы «Большой двадцатки» (G20), АСЕАН, БРИКС, Энергетической организации стран Латинской Америки (OLADE), в виде открытого многостороннего обсуждения.

Благодаря перечисленному комплексу мер и соответствующей поддержке стран-участниц, роль ФСЭГ в системе международных отношений становится все более важной, способствующей устойчивому развитию энергетики на глобальном уровне. В этом контексте ключевым

Штаб-квартира ФСЭГ в Дохе, Катар

Источник: nimrsteel.com

Долгосрочный прогноз ФСЭГ по развитию газовой отрасли до 2050 г., произведенный на базе ГГМ, охватывает 136 стран, 37 секторов экономики, 35 видов топлива, более 6 тыс. единиц анализа

фактором дальнейшего развития форума видится опережающее развитие ее научно-исследовательского потенциала и прикладного инструментария с опорой на передовые цифровые технологии и ориентиром на достижение интеллектуального суверенитета.

В качестве иллюстрации альтернативного подхода к энергопрогнозированию приведем пример Международного энергетического форума (МЭФ), который ежегодно в сотрудничестве с американской некоммерческой организацией «Resources For Future» выпускает сравнительный анализ кратко-, средне- и долгосрочных прогнозов ведущих международных агентств. Как правило в анализ входят оценки ОПЕК, МЭА, ФСЭГ, а также Международного агентства по возобновляемым источникам энергии (IRENA), мейджеров «BP» и «Equinor» [12]. При этом фактически МЭФ уникального прогноза не выпускает.

Выводы

1. Текущее состояние глобальной энергетики оценивается как сложное с высоким уровнем неопределенности. На фоне роста глобального спроса на энергию (фундаментальные факторы – поступательный экономический и демографический рост, меры господдержки в пользу чистых источников – природный газ, атом, ВИЭ) деструктивное влияние оказывают отход от норм международного права и ВТО, многолетнее недоинвестирование в отрасли ТЭК, продавливание повестки ускоренного энергоперехода, попытки дискредитации и исключения из энергобаланса отдельных источников или поставщиков энергоресурсов, а также использование в одностороннем порядке арсенала антирыночных механизмов.

2. Для практиков, в том числе органов государственной власти, дипломатии и научного сообщества актуализируются задачи работы с первоисточниками, ведь некорректный подход может привести к болезненным просчетам в энергетическом планировании с серьезными негативными последствиями, «омертвлению» инвестиций, недополучению доходов нефтегазодобывающими компаниями, бюджетами всех уровней и т. п.

3. Подготовка точных, научно-обоснованных подходов в энергопрогнозировании по праву находится в топе актуальных задач, стоящих перед профессиональным сообществом, что объясняется прямой связью этой проблематики с вопросами достижения технологического и интеллектуального суверенитета, обеспечения конкурентоспособности и динамичного развития национальной экономики.

4. Адекватным ответом на попытки привнесения геополитических мотивов в профессиональный энергетический нарратив видится интенсификация конструктивного сотрудничества на базе профильных многосторонних площадок (к примеру, стратегический энергодиалог ведущих международных аналитических структур, инициатива «JODI»), а также, открытого инклюзивного многоуровневого диалога стран-производителей и потребителей в интересах обеспечения стабильности мировых рынков энергоресурсов.

Добыча газа в Алжире, Хасси-Рмель *Источник: karatu.ru*

СПГ-завод в Техасе, США
Источник: clui.org

Использованные источники

1. *Маркова В. М., Чурашев В. Н. Эволюция прогнозов развития мировой и российской энергетики: способ ответа на экономические вызовы [Текст] // Мир экономики и управления. 2020. Т. 20, № 3. С. 108–138. DOI: 10.25205/2542-0429-2020-20-3-108-13.*
2. *Жуков С. В. Глобальные энергетические и экономические тренды [Текст] // ИМЭМО РАН. 2019. ISBN: 978-5-9535-0551-2.*
3. *Маркова В. М., Чурашев В. Н. Эволюция прогнозов развития мировой и российской энергетики: способ ответа на экономические вызовы [Текст] // Мир экономики и управления. 2020. Т. 20, № 3. С. 108–138. DOI: 10.25205/2542-0429-2020-20-3-108-13.*
4. *13th IEA-IEF-OPEC Symposium on Energy Outlooks [Electronic resourse] // 15.02.2023. URL: https://www.ief.org/events/13th-iea-ief-opec-symposium-on-energy-outlooks#previoussymposia.*
5. *Баласян Л. Министр энергетики Саудовской Аравии обвинил МЭА в неточности прогнозов по добыче нефти в России [Электронный ресурс] // Коммерсантъ. 23.05.2023. URL: https://www.kommersant.ru/doc/6000570?ysclid=lt2zx79ovq923623783.*
6. *Исмагилов Т. С. Методы решения задачи прогнозирования в энергетике [Текст] // «Вестник УГАТУ». 2010. Т. 14, № 4(39). С. 93–96.*
7. *Постановление Правительства РФ от 15.04.2023 г. № 603 «Об утверждении приоритетных направлений проектов технологического суверенитета и проектов структурной адаптации экономики Российской Федерации и Положения об условиях отнесения проектов к проектам технологического суверенитета и проектам структурной адаптации экономики Российской Федерации, о представлении сведений о проектах технологического суверенитета и проектах структурной адаптации экономики Российской Федерации и ведении реестра указанных проектов, а также о требованиях к организациям, уполномоченным представлять заключения о соответствии проектов требованиям к проектам технологического суверенитета и проектам структурной адаптации экономики Российской Федерации» // Собрание законодательства РФ. 17.04.2023.*
8. *Выступление Генерального директора ПАО «Газпром нефть» А. В. Дюкова на Дне энергетики в рамках международной выставки-форума «Россия» на ВДНХ 27.01.2024 г. [Электронный ресурс]. URL: https://www.interfax-russia.ru/moscow/news/fundamentalnye-faktory-govoryat-o-tom-chto-spros-na-neft-budet-rasti-dyukov*
9. *GECF Global Gas Model [Electronic resourse]. URL: https://www.gecf.org/gas-data/gecf-global-gas-model.aspx*
10. *2022 GECF Global Gas Outlook 2050 [Electronic resourse]. URL: https://www.gecf.org/_resources/files/events/7th-edition-gecf-global-gas-outlook 2050 launched-/2022 edition-of-the-gecf-globas-gas-outlook 2050 synopsis.pdf*
11. *GECF statement at COP26. Ноябрь, 2021. URL: https://unfccc.int/sites/default/files/resource/GECF__cop26cmp16cma3_HLS.pdf*
12. *14th IEA-IEF-OPEC Symposium on Energy Outlooks: Outlooks Comparison Report [Electronic resourse]. 2024, February. URL: https://www.ief.org/events/14th-iea-ief-opec-symposium-on-energy-outlooks#report*

УДК 338.45, 622.621 DOI 10.46920/2409-5516_2024_4195_38 EDN: NOGAYN

Пути совершенствования системы управления развитием газоснабжающей отрасли России

Ways to improve the management system for the development of the gas supply industry of Russia

Игорь ТВЕРСКОЙ
Главный научный сотрудник
АО «Газпром промгаз», к. ф.-м. н.
E-mail: anna.gorshik@yandex.ru

Igor TVERSKOY
Chief researcher at «Gazprom promgaz», JSC, Ph.D.
E-mail: anna.gorshik@yandex.ru

Добыча газа на месторождении Troll в Норвегии

Источник: Statoil

Аннотация. В статье проанализирован ряд проблем развития российской газовой отрасли. Дана оценка влияния на внутренний рынок газа конкуренции между ПАО «Газпром» и независимыми производителями газа. Подготовлены предложения о внедрении системы планирования на внутреннем рынке газа, а также о разработке двух моделей развития рынка газа для защищенных и коммерческих потребителей.
Ключевые слова: внутренний рынок газа, конкуренция, независимые производители газа, коммерческие и защищенные потребители.

Abstract. The article analyzes a number of problems in the development of the Russian gas industry. An assessment is made of the impact of competition between PJSC Gazprom and independent gas producers on the domestic gas market. Proposals have been prepared for the introduction of a planning system in the domestic gas market, as well as for the development of two models for the development of the gas market for socially protected and commercial consumers.
Keywords: domestic gas market, competition, independent gas producers, commercial and socially protected consumers.

Развитие рынка газа ЕС идет планомерно с директивами, которые формируют не только рекомендации, но и юридически обязывающие требования

Газопровод, Польша
Источник: Depositphotos.com

Развитие экономики страны требует совершенствования системы управления ТЭК, в том числе газовой отрасли, в большей степени, обеспечивающей энергоснабжение социального сектора и населения страны. Сложность и значимость системы газоснабжения требует анализа сложившихся особенностей развития и управления ТЭК страны. В статье Макарова А. А. [1] проводится подробное исследование подходов к планированию развития энергетики, начиная с принятия плана ГОЭЛРО[1], разработанного с использованием комплексно-энергетического метода, который через 50 лет оформился в методологию системных исследований развития энергетики. Отмечается, что к середине 1960-х гг. сложилось понимание энергетики как «…совокупности процессов получения, преобразования, распределения и использования потребителями энергетических ресурсов (топлива, энергии рек, ветра, солнца и т. д.) и всех видов энергии» [1; 2, с. 9] и энергетического баланса как метода «…комплексной количественной и качественной характеристики производства и использования топлива и энергии всех видов в национальном хозяйстве в целом, по его отраслям и районам страны» [1; 2,

[1] 22 декабря 1920 г. на VIII Всероссийском съезде Советов был принят Государственный план электрификации России (ГОЭЛРО).

с. 13]. В [1] также рассмотрены особенности использования данной методологии при переходе от планового развития энергетики к элементам рыночной экономики [3]. В докладе фонда национальной энергетической безопасности [4] детально обсуждаются особенности «стихийно созданной модели газового рынка», что «привело к многочисленным перекосам, которые создают риски для стабильности и ограничивают развитие газовой отрасли».

Особенности планирования российской энергетики рассмотрены в [5]. В продолжение работ [4, 5] целесообразно более подробно рассмотреть существующую систему управления развитием газовой отрасли в условиях перехода к углеродно-нейтральной экономике [6], которая требует, на наш взгляд, более усиленного государственного регулирования и управления.

Особенности энергетических рынков России

Каждый рынок продукции имеет свои особенности, которые важны для его создания и регламента функционирования.

Природные ресурсы, в том числе энергетические, согласно Конституции РФ[2], используются и охраняются, как основа жизни и деятельности населения. Традиционные энергетические ресурсы, согласно закону «О недрах»[3], «являются государственной собственностью и вопросы владения, пользования и распоряжения недрами находятся в совместном ведении Российской Федерации и субъектов Российской Федерации». Поэтому деятельность энергетических компаний должна осуществляться с учетом государственных интересов, с приоритетом обеспечения качественной жизнедеятельности населения, а целевые показатели развития энергетических рынков, в т. ч. газовых должны формироваться с участием государства. Рыночные отношения в энергетике в большей мере относятся к мировому рынку, при этом большинство стран, обладающих достаточными запасами ресурсов, директивным способом устанавливают цены на них на внутреннем рынке, защищаясь от внешних рынков и обеспечивая устойчивое развития своей экономики.

[2] Статья 9, часть 1 Конституции Российской Федерации (принята всенародным голосованием 12.12.1993 г. с изменениями, одобренными в ходе общероссийского голосования 01.07.2020 г.)

[3] Статья 1.2 закона РФ «О недрах» от 21.02.1992 г. № 2395–1.

Бурение скважин на Ямале
Источник: Grigoriy Pisotckii / depositphotos.com

Внешние рынки газа оказывают влияние и на внутренние рынки стран – поставщиков газа. Основным фактором здесь является соотношение цен на внутреннем и внешних рынках, которое влияет на приоритеты производителей при поставках энергоресурсов. При этом рост цен на внешних рынках способствует повышению цен на внутреннем рынке. Так, например, в 2022 г. энергетические компании США вывозили энергоресурсы (нефть и СПГ) на более выгодные энергетические рынки Европы и Азии, что вызвало рост цен на энергоресурсы внутри страны[4].

В целом, развитие рынка природного газа (как энергоресурса) определяется как его внешними, так и внутренними факторами:

- наличие энергоресурсов, в том числе и альтернативных природному газу (территориальное расположение, доказанные запасы, степень освоения, доступная мощность производства);
- государственные приоритеты и система поддержки (инвестиции, пониженные тарифы и другие льготы) развития газификации;
- международные и государственные акты по переходу на газ, малоуглеродные и безуглеродные технологии;
- структура потребителей (территориальное расположение, категория потребителей, потребность в энергоресурсах, планируемые режимы потребления);
- транспортная инфраструктура (наличие, свободные мощности, наличие территорий под развитие).

[4] URL: https://www.finam.ru/publications/item/united-states-natural-gas-fund-lp—-vosstanovlenie-tsen-na-amerikanskiy-gaz-ne-zagorami-20221215–1253/?ysclid=ltl5795chq193224386

Газовый рынок Европейского союза

В текущий момент западные страны отказываются от пропагандируемых ими рыночных принципов в энергетике, например, определенных в Энергетической хартии[5], в угоду своим или внешним политическим установкам. Газовый рынок Европейского союза при отсутствии в должных объемах собственных ресурсов формировался с учетом внешних поставок преимущественно трубного газа из РФ (ранее СССР), Норвегии и Северной Африки. При этом страны ЕС стремились сохранять баланс между поставками газа с разных направлений, не отдавая предпочтения не одному из них.

[5] Энергетическая хартия является четким выражением принципов, которые должны стать фундаментом международного сотрудничества в энергетике на основе общей заинтересованности в надежном энергоснабжении и устойчивом экономическом развитии. Основная цель договора к Энергетической хартии – укрепление правовых норм в вопросах энергетики путем создания единого поля правил, которые должны соблюдать все участвующие правительства, таким образом, сводя к минимуму риски, связанные с инвестициями и торговлей в области энергетики. Хартия и ДЭХ направлены на установление единых прозрачных правил функционирования международного энергетического рынка в сфере торговли энергоносителями, инвестиций, транзита и энергоэффективности. URL: http://energo-cis.ru/rumain21010/

Добыча газа, Надым
Источник: «Газпром»

Газовый рынок ЕС при отсутствии в должных объемах собственных ресурсов формировался с учетом внешних поставок сырья, преимущественно трубного газа из РФ, Норвегии и Северной Африки

Отметим, что и раньше, в периоды относительной стабильности на энергетических рынках, страны ЕС отходили от рыночных принципов при регулировании внутреннего энергетического рынка, в том числе субсидируя развитие ВИЭ за счет поставки «дешевых» энергоресурсов из РФ и формируя дополнительные преграды поставкам российского трубного газа путем установления специальных европейских директив. При этом страны ЕС максимально возможными способами добивались пересмотра в свою пользу ранее установленных контрактных цен на природный газ, в том числе и по долгосрочным контрактам. Иными словами, создаваемый газовый рынок ЕС в первую очередь ориентировался на интересы стран-потребителей, зачастую игнорируя обоснованные интересы стран – поставщиков газа. Созданный рынок газа ЕС трудно квалифицировать, как «справедливый рыночный механизм» обеспечения надежного газоснабжения потребителей.

Рост производства СПГ в мире с возможностью организовать поставки газа от морских терминалов расширил возможности диверсификации поставок газа в ЕС. В целом СПГ, как продукт трансформации природного газа, заведомо дороже газа, поставляемого по трубопроводам. Однако для ряда стран, удаленных от газовой инфраструктуры, организация газоснабжения с использованием СПГ оказалась приемлемой. Важным фактором продвижения СПГ стало сокращение спроса на газ в результате мировой пандемии COVID-19

Директивы ЕС по газу жестко регламентируют развитие внутренних рынков стран. В странах ЕС перешли к структуре, где транспортировка газа отделена от поставок и производства

на фоне перепроизводства сжиженного газа, что привело к снижению его рыночной стоимости. Значимыми факторами также стали аварии на морских газопроводах «Северный поток 1,2» и политические решения по прекращению транспортировки газа из России по территориям Польши и Украины. Экономическая эффективность в процессе принятия решений во внимание вряд ли не принималась.

Энергетика является важным драйвером развития экономики любой страны, при этом вопросы внутреннего энергетического рынка регулируются на уровне ЕС. Директивы ЕС по газу жестко регламентируют развитие внутренних рынков стран [7]. В странах ЕС перешли к структуре, где транспортировка газа отделена от поставок и производства. При этом цель обеспечения безопасности поставок и стабильных инвестиционных потоков на эти рынки должна решаться путем создания достаточного количества новых мощностей (новые терминалы приема СПГ и строительство большого числа газопроводов-интерконнекторов). Регламентом ЕС № 715 была принята методология тарифа «на входе-выходе», согласно которой тарифы устанавливаются отдельно для каждой точки входа и выхода из одной зоны в другую. При этом торговля газом теперь происходит на виртуальных торговых площадках (хабах) внутри конкретной зоны, а не на границе стран, как это было ранее. Каждая зона не обязательно должна совпадать с реальными границами стран Европейского союза. В 2014 г. «ЕС разработал новую стратегию европейской энергетической безопасности (Energy Security Strategy) и концепцию политики Стратегии энергетического союза (Energy Union Strategy). Основными целями этих концепций являлось снижение зависимости ЕС от импорта российского газа, а также повышение устойчивости в случае возможных перебоев [7]. К основным направлениям Энергетического союза отнесены «диверсификация источников энергии, поставщиков и маршрутов» и «достижение энергоэффективности, способствующей снижению спроса». Очевидно, что результат этих направлений деятельности приведет к повышению цен на газ для конечных потребителей в виду чрезмерного строительства газовых объектов с целью обеспечения максимальной гибкости перенаправления потоков газа от всех потенциальных терминалов приема СПГ. При этом строительство газопроводов-интерконнекторов осуществляется за счет грантов ЕС, так как участники рынка газа не проявляют к этому коммерческого интереса.

Для прохождения кризисного периода в начале 20-х гг. применялись далеко не рыночные механизмы: ограничения потребления энергоресурсов, дотация со стороны государств на используемые энергоресурсы.

Общее состояние европейского рынка газа можно охарактеризовать следующим: большое число морских терминалов по приему СПГ различной мощности, большое число контрактных и иных поставщиков СПГ. При этом потребитель имеет теоретическую возможность (в большинстве

Газопровод-интерконнектор «Греция – Болгария»
Источник: thehindu.com

Укладка газопровода
Источник: bangkokbook.ru

своем виртуальную) получить газ из любого терминала или газопровода поставки. Отметим, что превалируют среднесрочные и долгосрочные договора, в которых предусмотрены не совсем рыночные правила оплаты за резервирование мощностей. Деятельность биржевой торговли газом, которая должна устанавливать «справедливую цену», превратилась в площадку купли и перепродажи объемов газа трейдерами, что в ряде случаев приводило как к неоправданно завышенной, так и неоправданно низкой цене, с возможностью возникновения на короткий срок даже отрицательных котировок[6].

Формально внутренний рынок газа в ЕС существует, но на рынок выходят не потребители, а региональные поставщики газа, которые в некотором роде остаются монопольными игроками на своих локальных рынках.

В целом можно констатировать, что развитие рынка газа ЕС осуществляется планомерно с директивами, которые формируют не только рекомендации, но и юридически обязывающие требования в части развития рынка газа. При этом говорить, что все страны находятся в равных условиях в части возможного обеспечения энергоресурсами, не приходится. Попытка европейских стран диктовать свои требования на поставку газа по краткосрочным договорам, без учета технологической экономики ресурсных баз стран-экспортеров провалилась. Отказ от долгосрочных контрактов с Россией привел к долгосрочным контрактам с поставщиками СПГ на менее экономически выгодных условиях, которые диктует уже не потребитель, а поставщик.

Факторы развития энергетических рынков

Функционирование любого рынка, в том числе энергетического, регулируется государством (соответствующими органами управления, наделенными соответствующими полномочиями). В качестве механизмов управления можно выделить следующие:

- выделение всех бизнес-процессов в самостоятельные для регулирования единицы;
- создание нового бизнес-процесса – регулирования/балансирования спроса и предложения на рынке путем установления «взвешенной цены» в рамках биржевых торгов;
- дополнительные государственные регулирующие воздействия на рынок (рыночные взаимоотношения), как обеспечивающие выполнение целей государства, так и лоббирующие интересы отдельных его участников.

Плановые принципы развития энергетики определяются тем, что все участники этих рынков (поставщики и потребители), разрабатывая и осуществляя свои годовые и среднесрочные планы/программы, координируют деятельность с профильными министерствами. Планы и программы развития энергетических компаний основываются на краткосрочных и среднесрочных прогнозах развития отрасли и народного хозяйства в целом. Стабильность и устойчивость производственной деятельности во многом зависит от обоснованности прогнозов, на основе которых формируются планы.

Энергетическим компаниям сложно оперативно реагировать на изменения спроса на рынке энергоресурсов, как в сторону повышения, так и снижения:

[6] «Отрицательные цены возможны в том случае, если ограничения в логистике или хранении сырья становятся особенно острыми. В принципе это как раз сейчас относится к европейскому рынку газа», – сказал профессор финансов Хьюстонского университета Крейг Пирронг. URL: https://oilcapital.ru/news/2020–05–25/est-risk-otritsatelnyh-tsen-na-gaz-v-evrope-1031229

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА №4(195) / 2024

- в первом случае требуется реализация дополнительных мероприятий, а, следовательно, и дополнительных инвестиций, с циклом реализации большинства из них не менее 2–5 лет. При этом в течение срока реализации этих мероприятий ситуация на рынке может поменяться, исключением является ситуация, при которой производители имеют достаточные резервы мощностей для оперативного реагирования на рост спроса;
- во втором случае производитель энергоресурсов может потерять часть своих планируемых доходов,

Газовая горелка

Источник: farvatar / depositphotos.com

что может сказаться на возможностях и сроках реализации ранее предусмотренных планом мероприятий, в том числе для обеспечения безаварийной работы;
- и в том, и другом случаях ответственность за риски остается на стороне энергетических компаний – главный принцип рынка – потребитель всегда «прав»;
- в случае наличия автономных бизнес-процессов в энергетике, реагирование на изменение спроса должно требовать синхронизации совместных действий (например, расширение производства и увеличение пропускной способности для объектов транспортной инфраструктуры).

Учет указанных рисков возможен, как в рамках долгосрочных контрактов, которые обеспечивают взаимную ответственность промышленности и потребителей (механизмы планирования), так и путем оценки перспектив развития рынка.

Прогнозирование развития рынка имеет ряд особенностей при наличии нескольких независимых компаний-производителей (что и предполагает рынок). Это значительно усложняет формирование корректного прогноза в условиях неопределенности с учетом конфиденциальности информации о производственной деятельности и перспективных планах. Дополнительную сложность оценки энергетического рынка обеспечивает и наличие альтернативных друг другу энергоресурсов (природный газ – уголь/нефтепродукты/электроэнергия/СУГ).

Действующие внутренние газовые рынки стран мира, по сути, не являются чисто рыночными. В ряде стран, имеющих значительные нефтегазовые ресурсы, превалируют плановые принципы в части обеспечения и развития внутреннего рынка. Так, на государственном уровне в Саудовской Аравии устанавливаются целевые показатели развития нефтегазового сектора для крупнейшей нефтегазовой компании мира Saudi Aramco. Принцип планирования отраслей энергетики характерен для этого государства, что позволяет ему обеспечивать поступательное развитие энергетики и экономики в целом.

Особенности энергетического рынка газа России

Россия обладает одними из крупнейших запасов природного газа в мире. Страна по-прежнему остается одним из ведущих поставщиков газа, несмотря на политическое закрытие европейского рынка. Доля газа в энергобалансе РФ значительна (более 53%), что естественно имеет потенциал к увеличению с учетом планов развития газоснабжения в регионах Восточной Сибири и Дальнего Востока.

С учетом большой территории, неравномерности расположения энергетических ресурсов и развития транспортной инфраструктуры, очагового освоения территорий, отмечается разделение зон

(локальных территорий) ответственности внутреннего рынка между энергетическими компаниями, которые складываются с учетом указанных выше факторов. Это в некотором роде может противоречить базовым положениям рынка, который предполагает создание конкурирующих между собой производителей энергоресурсов за потребителей.

Природный газ имеет существенное значение для социально-экономического развития регионов и страны в целом. При этом огромная территория с различными природно- климатическими условиями, удаленным и очаговым расположением потенциальных потребителей от газовой инфраструктуры, при наличии альтернативных энергоресурсов, свидетельствует о нецелесообразности полного охвата страны газификацией [6]. Целесообразный охват газификации должен быть определен на основе научно обоснованного прогнозного ТЭБ страны в целом.

Стихийное создание модели рынка газа в РФ с учетом преференций независимых производителей газа (далее, НПГ) привели к значительным перекосам, которые создают риски для стабильности развития отрасли [4]. Отметим, что эти перекосы значительно возросли после враждебных действий недружественных стран, которые привели к закрытию внешних рынков газа в Европе и сокращению экспортных объемов более, чем на 100 млрд м^3 в год.

Следует обратить внимание, что стоимость и тарифы на газ для потребителей устанавливаются и регулируются государством, а не рынком. Объемы природного газа, реализуемые на бирже, незначительны (достигнутый максимум в 2020 г. составил 16 млрд м^3)[7].

Компрессорная станция газопровода MEGAL

Источник: wikipedia.org

Фактически, природный газ выполняет социально значимую функцию субсидирования потребителей всех категорий (от населения до промышленности) в большинстве регионов РФ, удаленных от газовых ресурсов страны. Низким уровнем цен на природный газ поддерживаются не только социальные категории потребителей: население, комбыт, бюджетные предприятия, объекты социальной сферы, но и промышленные предприятия путем существенно малой доли энергетических затрат в стоимости их продукции. К сожалению, это не мотивирует промышленные

[7] Из презентации «Биржевые торги в новой парадигме развития рынка газа в России», С. И. Трофименко, СПбМТСБ, XXI Международный форум «Газ России», 2023.

предприятия к переходу на более ресурсосберегающие и энергоэффективные технологии.

Приведение стоимости газа к рыночному уровню проблематично, так как требует повышения его цены в разы, что в результате может привести к дестабилизации экономики и падению уровня жизни населения. Следует отметить, что потенциальные возможности газовой отрасли субсидировать другие отрасли народного хозяйства[8] в текущих условиях существенно сократились.

Кроме того, текущее регулирование тарифов за транспортировку газа по ГТС не в полной мере отражает соответствующие реальные затраты, что привело к делению регионов по уровню маржинальности поставок газа. Используя явные пробелы в законодательстве, независимые производители смогли вытеснить ПАО «Газпром» с высокомаржинальных рынков в части поставок природного газа крупным промышленным потребителям с близкой к равномерным режимам потребления сырья. В соответствии с этим имеются и препятствия по совершенствованию законодательства в части установления на рынке единых условий для всех поставщиков газа.

Влияние сложившейся ценовой диспропорции на основных игроков внутреннего рынка газа[9] неравномерно, так как основную нагрузку на обеспечение газом социально значимых категорий потребителей (население, предприятия ЖКХ и бюджетной сферы) в полном объеме несет ПАО «Газпром».

Потребление газа в РФ характеризуется сильной сезонностью. Спрос на газ зимой в разы превосходит его потребление летом. Основная нагрузка на содержание ПХГ и резервных мощностей по добыче для прохождения сезона пиковых потреблений газа также приходится на «Газпром»[10].

Отметим, что потери «Газпрома» на внешних рынках по времени совпали с увеличением добычи газа независимыми производителями. Так, за 2023 г. в РФ добыча газа снизилась на 5,5% и составила 636,7 млрд м^3 [8]. При этом, «Роснефть»[11] добыла 106 млрд м^3, а «НОВАТЭК»[12] – 82,39 млрд м^3. Суммарная доля указанных компаний в общей добыче составила почти 30%. Отметим, что независимые производители уже в 2017 г. превзошли суммарные целевые годовые объемы добычи, заложенные в Энергетической стратегии России на период до 2030 г. [9]. Такое соотношение и конкуренция на рынке газа, при существующей правовой базе и обязательствах перед населением только «Газпрома», не способствует надежности газоснабжения. При этом сохраняется различие не в пользу «Газпрома» в установленных параметрах НДПИ. Так, например, «НОВАТЭК» получил обнуление НДПИ[13] на свои проекты по производству СПГ, аммиака и водорода.

[8] За 2017 г. оценивались в 2,9% ВВП, см. доклад Фонда национальной энергетической безопасности [4].

Газовый клапан

Источник: Markit / Depositphotos.com

[9] ПАО «Газпром», ПАО «НОВАТЭК», НК «Роснефть».

[10] Доля «Газпрома» за 2017 г. оценивалась более чем в 90%, см. доклад Фонда национальной энергетической безопасности [4].

[11] URL: https://www.interfax.ru/business/942237, а без учета газа, направленного на прочие технологические нужды, добыча газа в 2023 г. составила 92,7 млрд м^3 согласно URL: https://neftegaz.ru/news/companies/819585-rosneft-v-2023-g-uvelichila-chistuyu-pribyl-v-1–5-raza-no-i-sechin-vnov-obespokoen/

[12] По предварительным данным, общий объем реализации природного газа, включая СПГ, в 2023 г. составил 78,63 млрд м^3, что на 2,7% выше аналогичного показателя за 2022 г. URL: https://www.interfax.ru/business/940556

[13] URL: https://1prime.ru/government/20230712/841066445.html

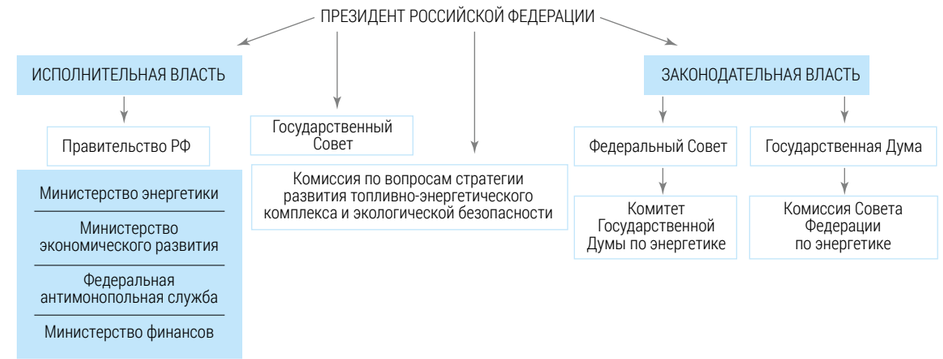


Рис. 1. Общая схема организации управления функционирования энергетикой

Кроме того, большинство независимых производителей рассматривают свой газовый бизнес, как способ получить дополнительную прибыль к основному бизнесу, не обременяя себя долгосрочными обязательствами и гарантиями по газоснабжению потребителей. Известны случаи, когда независимые производители отказывались от продолжения поставок газа потребителям в Хабаровском, Пермском и Краснодарском краях, ХМАО, предлагая переложить ответственность за их обеспечение на «Газпром». Отметим, что продолжение поставок газа таким потребителям требует развития действующей инфраструктуры для подключения к газопроводам «Газпрома».

Таким образом следует констатировать, что сложившийся внутренний газовый рынок не в полной мере отвечает базовым принципам рыночных отношений. Вопрос состоит в том, как ему дальше развиваться? Следует ли ему ориентироваться на развитие рыночных отношений, создание «справедливых условий конкуренции» между независимыми производителями и «Газпромом» или использовать преимущества планового развития с учетом баланса интересов всех его участников, включая и потребителей газа.

Формально внутренний рынок газа в ЕС существует, но на рынок выходят не потребители, а региональные поставщики газа, которые остаются монопольными игроками на своих локальных рынках

Особенности управления развитием газового рынка РФ

Общая схема управлением развития энергетики и газовой отрасли РФ представлена на рис. 1. На схеме отмечена лишь вертикальная иерархия управления, при этом очевидны и взаимодействия по горизонтали при выработке согласованных решений по развитию энергетики страны.

Более подробно рассмотрим взаимосвязи указанных на схеме министерств и ведомств. Каждое из них отслеживает свои функциональные обязанности. Так, Минэнерго РФ должно формировать перспективы сбалансированного развития отраслей ТЭК с учетом прогнозов Минэкономразвития по потребностям энергоресурсов для социально-экономического развития и народного хозяйства России в целом. При этом деятельность ФАС РФ должна обеспечивать на законодательном и правовом уровне справедливую конкуренцию между участниками рынка газа, в том числе путем установления обоснованных цен на энергоресурсы по субъектам РФ и группам потребителей. Роль Минфина в этом процессе – оценка возможности финансирования проектов развития энергетики из федерального бюджета.

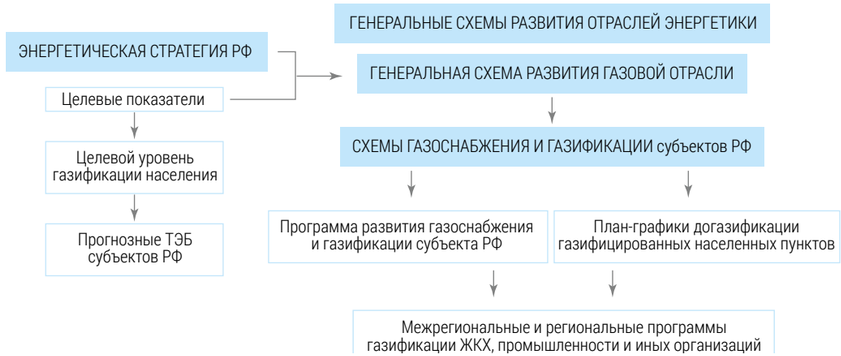


Рис. 2. Схема взаимодействия при развитии внутреннего рынка газа в РФ

Участие других ветвей власти характеризуется созданием нормативных правовых условий для реализации мероприятий по развитию ТЭК, в соответствии с установленными Правительством РФ целями на среднесрочную и долгосрочную перспективу, закрепленными в Энергетической стратегии России.

Совершенствование нормативной базы развития газоснабжения страны определено поручениями Президента РФ от 31 мая 2020 г. № Пр-907 по внедрению социально ориентированной и экономически эффективной системы газификации и газоснабжения субъектов РФ [10] и реализуется в соответствии с планом Правительства РФ [11]. В рамках реализации плана, внесены изменения в ФЗ № 69 «О газоснабжении в Российской Федерации» [12], новые положения которого были закреплены в Постановлениях Правительства РФ, упорядочивая согласованную деятельность субъектов РФ и единого и региональных операторов в газификации в части развития газоснабжения и газификации в регионах. Следует констатировать, что наряду с декларацией рыночных принципов в энергетике, принятые нормативно-правовые акты устанавливают плановые принципы с закреплением ответственности конкретных участников рынка за отдельные направления его развития.

Так, например, ответственность за развитие газоснабжения и газификации субъектов РФ, включая реализацию план-графиков догазификации, закреплена за единым оператором газификации (ООО «Газпром газификация») с наделением его соответствующими полномочиями [12, 13, 14]. Также следует отметить закрепление на федеральном уровне принципов планирования развития газоснабжения и газификации субъектов РФ: от схемы газоснабжения и газификации, разработанной с учетом прогнозного ТЭБ [15], до формирования на его основе межрегиональных и региональных программ газификации объектов ЖКХ, промышленности и других объектов [16]. Соответствующая схема взаимодействия по развитию внутреннего рынка газа приведена на рис. 2. Отметим, что порядок составления прогнозного ТЭБ учитывает целевые показатели газификации региона, откорректированные по рассчитанным ЕОГ экономически оправданной цене на газ и инфраструктурной составляющей. При этом следует отметить необходимость совершенствования указанного порядка [17]. Анализ методических проблем составления прогнозного ТЭБ приведен в [18].

Отказ от долгосрочных контрактов с Россией привел к долгосрочным контрактам с поставщиками СПГ на менее экономически выгодных условиях, которые диктует уже не потребитель, а поставщик

К сложившимся негативным тенденциям следует отнести усиливающийся вектор на «перекладывание ответственности за развитие энергетики на субъекты РФ». Это и разработка целевых региональных прогнозных ТЭБ, и разработка межрегиональных и региональных программ, желание закрепить за ними ответственность за разработку схем газоснабжения и газификации субъекта РФ. При этом роль исполнительных органов власти страны зачастую сводится к анализу официальных статистических данных о состоянии объектов ТЭК. Субъекты РФ в силу отсутствия должного кадрового состава, компетенций и структурной сложности взаимосвязей объектов ТЭК страны, не могут объективно оценить проблемы и целесообразные пути развития объектов энергетики на своей территории. По сути, субъекты РФ могут только собрать предложения потребителей своего региона по желаемой потребности в энергоресурсах, которые не всегда отвечают требуемым качествам для учета с последующим принятием решений по развитию систем энергоснабжения.

Выводы и предложения

Необходима верификация заявленных потребностей в энергоресурсах, в том числе обосновывающих материалов, подтверждающих заявленные объемы с учетом специфики их использования новыми объектами промышленности. Практический опыт обработки данных заявок на использование газа показывает, что заявители завышают свои реальные потребности, при этом потенциальный объект потребления может иметь различный статус готовности (от идеи-замысла, разработки ПСД, строительства). Потребности проекта в энергоресурсах также могут меняться в процессе его реализации. При этом сами заявители не несут никакой ответственности за заявленные ими потребности, а все риски, связанные с реализацией проекта и выхода на указанные показатели, перекладываются на энергетические компании, создающие возможности поставки энергоресурсов.

Верификацию собранных предложений целесообразно проводить специализированным институтам, которые должны проверить и оценить обоснованность запросов на поставку заявленных объемов

Внедрение компрессорных установок газов выветривания на Заполярном нефтегазоконденсатном месторождении

Источник: «Газпром добыча Ямбург»

Сварка первого стыка газопровода «Ухта – Торжок – 2» *Источник: ukhta-tr.gazprom.ru*

энергии. После верификации перспективной потребности необходимо определить потенциальные источники производства требуемых объемов, а также расчетом подтвердить техническую возможность транспортировки заявленных объемов по существующим энерготранспортным системам. В случае необходимости рассматриваются возможные технические решения по увеличению производства энергии и технологических объектов соответствующих энерготранспортных систем. Следует учитывать, что рассматриваемые объекты ТЭК, в том числе требующие своего развития, могут быть расположены на территориях других субъектов, принадлежать и эксплуатироваться энергетическими компаниями, не работающими на территории региона расположения объекта заявителя. Целесообразно до начала проектирования и строительства/реконструкции новых или действующих объектов ТЭК предусматривать заключение взаимообязывающих преддоговоров между потенциальными потребителями и поставщиками энергоресурсов.

Низким уровнем цен на газ поддерживаются не только социальные категории потребителей: население, комбыт, бюджетные предприятия, социальные объекты, но и промышленные предприятия

Достижение установленных в стратегических документах целевых показателей развития энергетики вряд ли будет возможным на рыночных принципах, когда каждый участник рынка конкурирует друг с другом, ориентируется на свои цели, которые, как правило, оформляются в виде финансовых показателей, а реализация тех или иных мероприятий оценивается лишь с учетом возможной прибыли. Поэтому все мероприятия, направленные на обеспечение энергетической безопасности и бесперебойности энергоснабжения, для частных, независимых энергокомпаний будут рассматриваться как неэффективные, реализуемые по остаточному принципу. Здесь следует отметить, что большое число частных, независимых энергетических компаний также создает дополнительные сложности в организации должного контроля за их функционированием в интересах потребителей страны, что в конечном счете приводит к продолжительному недоремонту объектов ТЭК, который, с учетом продолжительного срока их эксплуатации (большинство объектов построено еще в годы СССР), создает риски аварийных ситуаций. Большое число независимых энергетических компаний, работающих в различных природно-климатических условиях, создает также дополнительные проблемы по их управлению в целях обеспечения жизнедеятельности населения и народного хозяйства страны.

Регулирование рынка институтами власти вряд ли сможет оперативно учитывать все региональные особенности, которые ограничивают и осложняют возможности достижения целевых показателей участниками рынка газа.

Единственным эффективным средством могут быть правительственные директивные поручения конкретному участнику развития энергетического рынка с указанием сроков и целевых показателей. В этом случае рыночные принципы и отношения уходят на второй план. Для достижения заявленных целей, конкретное поручение должно быть технически и организационно обосновано, что его реализация не нанесет существенный экономический вред его исполнителю.

Приведение стоимости газа к рыночному уровню проблематично, так как требует повышения цены в разы. Это может привести к дестабилизации экономики и падению уровня жизни населения

В целях повышения надежности и эффективности работы отраслей ТЭК целесообразно укрупнение энергетических компаний (например, в рамках субъекта и ФО РФ) с участием государства. Концентрация сил и средств при укрупнении компаний ТЭК позволит подойти к решению важнейшей задачи по приведению объектов энергетики к современным техническим требованиям, в том числе проведение назревших ремонтных работ, уйти от принципа латания дыр к планированию повышения надежности энергоснабжения.

В рамках подготовки «Энергетической стратегии – 2050» целесообразно обеспе-

Газовая котельная 100 МВт *Источник: stroiteh-msk.ru*

Достижение установленных в стратегических документах показателей развития энергетики вряд ли будет возможным на рыночных принципах, когда каждый участник рынка конкурирует друг с другом

чить разработку целевого прогнозного ТЭБ страны на пятилетний период, дополненного соответствующим детальным планом мероприятий по его достижению. При этом процесс мониторинга его реализации должен осуществляться на постоянной основе с механизмом актуализации при необходимости. Мероприятия данного плана по развитию объектов ТЭК должны синхронно выполняться с вводом новых промышленных или социальных объектов, реализуемых в рамках государственного заказа. Сроки обновления таких стратегических документов на новый горизонт планирования не должны превышать 5 лет.

Газовая отрасль России является важной составляющей развития экономики РФ, и поэтому внутренний рынок должен обладать несомненным приоритетом. Предприятия газовой отрасли должны иметь реальные целевые показатели и планы своего развития, закрепленные в документах стратегического планирования и среднесрочных программах своего развития.

Для обеспечения в полном объеме потребителей России в энергоресурсах целевые показатели и планы развития газовой отрасли должны быть сбалансированными с планами развития других отраслей энергетики. Внутренний рынок целесообразно защитить от негативного воздействия внешних рынков. Внутренний рынок логично рассматривать в виде двух категорий потребителей (защищенных и коммерческих), для каждой из них действует своя экономическая модель. Для защищенных категорий потребителей – модель планового развития на среднесрочный период (с зафиксированными условиями, с регулярным пересмотром условий не реже одного раза в пять лет). Для коммерческого сектора – модель рыночной экономики, поставки по долгосрочным договорам (изменение условий не чаще одного раза в год) или поставки по результатам биржевых торгов.

Портфели заказов газовых компаний формируются с учетом выполнения долгосрочных договоров с незащищенными потребителями, а также договоров коммерческой поставки в виде долгосрочных, или ожидаемых по результатам биржевых торгов.

Цены на природный газ для незащищенных категорий (население, комбыт, социальная и бюджетная сферы) должны

Южно-Сахалинская ТЭЦ

Источник: холдинги.рф

устанавливаться на федеральном/региональном уровне, как и цены по долгосрочным договорам промышленным предприятиям, включенным в перечень, определенный Правительством РФ[14]. Вопросы компенсации понесенных затрат газовыми компаниями должны осуществляться за счет совокупных доходов от экспортных поставок энергоресурсов. Цены на природный газ в коммерческом секторе формируются с учетом рекомендуемого уровня, устанавливаемого для незащищенных категорий, и не должны значительно его превышать при долгосрочных договорах. Цены на бирже формируются с учетом спроса и предложений.

[14] Ч. 2 статьи 18 ФЗ № 69 «О газоснабжении в Российской Федерации» в редакции ФЗ от 12.12.2023 г. № 575-ФЗ.

Использованные источники

1. *Макарова А. А. Полвека системных исследований развития энергетики СССР и России – а что далее? // Теплоэнергетика. № 12, 2020. С. 5–14.*
2. *Мелентьев Л.А, Штейнгауз Е. О. Экономика энергетики СССР. – М.-Л.: Госэнергоиздат. 1959, 1963. – 431 с.*
3. *Кутовой Г. П. Целевое видение трансформации системы регулирования рынка электроэнергетики на период до 2050 г. с масштабными изменениями в нормативно-правовой базе российской электроэнергетики (видение автора 2050 г.). Перспективы развития энергетики России до 2050 года: проблемы и пути их решения: Сборник / под ред. Н. Д. Рогалева. – М.: Издательство МЭИ, 2022. С. 328–378.*
4. *Организация внутреннего рынка в России: Тактика «малых дел» // Фонд национальной энергетической безопасности. – М., январь, 2019. – 50 с.*
5. *Тверской И. В., Аверьянов В. К. Особенности планирования развития Российской энергетики // Нефтегазовая вертикаль. № 3, 2024. С. 20–30.*
6. *Филиппов С. П. Переход к углеродно-нейтральной экономике: возможности и пределы, актуальные задачи // Теплоэнергетика. № 1, 2024. С. 21–40.*
7. *Исаева Е. А. Эволюция энергетической политики Европейского союза // Инновации и инвестиции. № 9, 2019. С. 113–120.*
8. *Новак А. ТЭК России сегодня и завтра: итоги и задачи // Энергетическая политика. № 1, 2024. URL: https://energypolicy.ru/tek-rossii-segodnya-i-zavtra-itogi-i-zadachi/business/2024/12/25/*
9. *Энергетическая стратегия России на период до 2030 г. Утверждена Распоряжением Правительства Российской Федерации от 13 ноября 2009 г. № 1715-р.*
10. *Перечень поручений по результатам проверки исполнения законодательства, направленного на развитие газоснабжения и газификации регионов. Утверждены Президентом Российской Федерации от 31.05.2020 г. № Пр-907.*
11. *План мероприятий (дорожная карта) по внедрению социально ориентированной и экономически эффективной системы газификации и газоснабжения субъектов Российской Федерации. Утвержден Распоряжением Правительства Российской Федерации от 30 апреля 2021 г. № 1152-р.*
12. *Федеральный закон от 31.03.1999 г. № 69-ФЗ «О газоснабжении в Российской Федерации».*
13. *Постановление Правительства Российской Федерации от 13.09.2021 г. № 1550. «Об утверждении Правил взаимодействия единого оператора газификации, регионального оператора газификации, органов государственной власти субъектов Российской Федерации, органов публичной власти федеральных территорий и газораспределительных организаций, привлекаемых единым оператором газификации или региональным оператором газификации, при реализации мероприятий межрегиональных и региональных программ газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций».*
14. *Распоряжение Правительства Российской Федерации от 15.12.2021 г. № 3603-р. «Об определении ООО «Газпром газификация» единым оператором газификации».*
15. *Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 29.10.2021 г. № 1169. «Об утверждении Порядка составления топливно-энергетических балансов субъектов Российской Федерации, муниципальных образований».*
16. *Постановление Правительства Российской Федерации от 10.09.2016 г. № 903. «О порядке разработки и реализации межрегиональных и региональных программ газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций».*
17. *Рекомендации парламентских слушаний комитета Государственной думы по энергетике на тему «Формирование топливно-энергетических балансов России и регионов: проблемы и пути решения». Утверждены решением комитета Госдумы по энергетике № 3.25–5/97 от 17.01.2024 г.*
18. *Сторонский Н. М., Тверской И. В., Толмачев В. Н., Сибгатуллин Р. Р. Зияние неизвестных. Как свести прогнозный топливно-энергетический баланс? // Нефтегазовая вертикаль. № 9, 2022. С. 14–21.*

УДК 620.9 DOI 10.46920/2409-5516_2024_4195_54 EDN: CXLZJQ

Нормативное регулирование оценки углеродного следа при производстве водорода

Policy management of carbon footprint assessment in hydrogen production or separation

Александр ИШКОВ
Заместитель начальника департамента – начальник управления ПАО «Газпром», профессор кафедры ЮНЕСКО «Зеленая химия для устойчивого развития» Российского химико-технологического университета им. Д. И. Менделеева, д. х. н.

Константин РОМАНОВ
Начальник отдела ПАО «Газпром», генеральный директор ООО «Газпром водород», ответственный секретарь координационного комитета ПАО «Газпром» по вопросам рационального природопользования, к. э. н.

Евгений КОЛОШКИН
Главный технолог ПАО «Газпром», ученый секретарь секции № 19 научно-технического совета ПАО «Газпром»

Дмитрий УДАЛОВ
Заместитель директора представительства ПАО «Газпром» в Бельгии, к. э. н.

Ирина БОГДАН
Руководитель проектов ООО «Газпром водород»

Дмитрий ЛУГВИЩУК
Старший научный сотрудник лаборатории водородных технологий центра инновационных газохимических технологий ООО «Газпром ВНИИГАЗ», к. т. н.

Кирилл ДЖУСЬ
Начальник лаборатории водородных технологий центра инновационных газохимических технологий ООО «Газпром ВНИИГАЗ», к. т. н.

Андрей МИХАЙЛОВ
Заместитель начальника центра инновационных газохимических технологий ООО «Газпром ВНИИГАЗ», к. т. н.

Аннотация. В статье рассматриваются вопросы нормативного регулирования в сфере сертификации водорода, направленные на установление количественных критериев углеродного следа для получения низкоуглеродного водорода. Проведен сравнительный анализ международного опыта в области сертификации водорода с учетом производственной специфики производства водорода в России. Дан обзор актуальных схем сертификации и инициатив для отнесения водорода и его производных к низкоуглеродной категории в различных странах. Даны предложения по подходам, используемым при создании российской системы классификации водорода. Одним из наиболее перспективных векторов сотрудничества в данной области представляется азиатское направление.
Ключевые слова: водород, нормативное регулирование, стандартизация, сертификация, низкоуглеродное развитие, низкоуглеродность, углеродный след.

Abstract. The article discusses issues related to the regulatory framework for certifying hydrogen, focusing on the establishment of quantitative criteria for calculating a carbon footprint for producing low-carbon hydrogen. A comparative analysis has been conducted on international practices in the field of hydrogen certification, taking into account the specific production processes involved in hydrogen production in Russia. A comparative analysis of international practices in low-carbon hydrogen certification is provided, considering the specific production processes in Russia, and offers suggestions for developing a Russian system for classifying hydrogen and its derivatives. One of the most promising areas for cooperation is in the Asia region.
Keywords: hydrogen, policy management, standardization, certification, low-carbon development, low carbon, carbon footprint.

Порядка 30 государств, включая крупнейшие экономики мира, на долю которых приходится 70% мирового ВВП, объявили о водородных стратегиях

Введение

В соответствии со Стратегией научно-технологического развития Российской Федерации, утвержденной указом Президента Российской Федерации от 28 февраля 2024 г. № 145 (далее – стратегия НТР) в ближайшее десятилетие приоритетами научно-технологического развития следует считать направления, позволяющие получить значимые научные и научно-технические результаты, создать отечественные наукоемкие технологии, обеспечивающие в том числе переход к экологически чистой и ресурсосберегающей энергетике, формирование новых источников энергии, способов ее передачи и хранения.

Низкоуглеродный водород может служить альтернативным источником энергии, который можно получать различными способами. Такой водород имеет множество применений и является перспективным вектором для декарбонизации экономики за счет развития генерации низкоэмиссионной электроэнергии. При этом природный газ, обладая рядом экологических преимуществ [1], имеет большой потенциал в части производства низкоуглеродного водорода. Такой водород является одним из инструментов для решения проблемы изменения климата и придания гибкости эксплуатации энергетической инфраструктуры. Низкоуглеродный водород также находит применение в производстве электроэнергии, транспорте, бытовом потреблении и промышленности, где он может поддержать усилия по декарбонизации в этих секторах. Однако вопрос определения показателя низкоуглеродности водорода до сих пор не находит единого международного консенсуса.

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА №4(195) / 2024

Порядка 30 государств, включая крупнейшие экономики мира, на долю которых приходится 70% мирового валового внутреннего продукта (ВВП), объявили о водородных стратегиях на государственном уровне.

Стандартизация отрасли играет ключевую роль в стимулировании и регулировании разработок новых технологий, именно поэтому международное отраслевое сообщество придает большое значение стандартам «зеленого» и низкоуглеродного водорода, как и водородной энергетики в целом.

Международная дискуссия о выбросах и изменении климата на COP28

Учитывая, что в странах отличаются требования к низкоуглеродному или чистому водороду, желание прийти к общему консенсусу является естественным. Поэтому площадка конференции сторон Рамочной конвенции ООН об изменении климата идеально подходит для обсуждения вопросов сертификации.

В рамках COP28 была выпущена декларация о намерениях «Взаимное признание схем сертификации возобновляемого и низкоуглеродного водорода и его производных», ее подписали 37 стран, включая США, Индию, Японию и Германию.

Ключевые намерения [2]:

1. Чтобы проложить путь к развитию глобального рынка возобновляемого и низкоуглеродного водорода и его производных, участники стремятся работать над взаимным признанием своих соответствующих схем сертификации.

Низкоуглеродный водород имеет множество применений и является перспективным вектором для декарбонизации экономики за счет развития генерации низкоэмиссионной электроэнергии

Системы хранения водорода
Источник: energycentral.com

2. Участники стремятся ускорить разработку технических решений, обеспечивающих взаимное признание их схем сертификации, в том числе посредством сотрудничества с Международным партнерством по использованию водорода и топливных элементов в экономике (IPHE – International Partnership for Hydrogen and Fuel Cells in the Economy) и Программой сотрудничества в области водородных технологий (Hydrogen TCP – Technology Cooperation Programme).
3. Участники стремятся, где это возможно, назначить правительственных экспертов в IPHE и Hydrogen TCP, чтобы облегчить разработку соответствующих решений для взаимного признания их схем сертификации возобновляемого и низкоуглеродного водорода, а также производных водорода.
4. Участники могут рассмотреть дальнейшие шаги по поддержке процесса взаимного признания схем сертификации, в том числе с учетом принятия или соответствия всемирно признанным стандартам, таким как методология ИСО для определения выбросов парниковых газов, связанных с производством и транспортировкой водорода.
5. Участники намерены отслеживать прогресс в сотрудничестве по взаимному признанию схем сертификации на ежегодной основе.

В частности, в рамках COP28 была отмечена важность документа «Сертификация водорода 101» (от англ. Hydrogen Certification 101) [3], который представляет собой базовую схему для сертификации низкоуглеродного и возобновляемого водорода, через которую можно прийти к общепринятой сертификации.

Документы «Сертификация водорода 101»

Документ «Сертификация водорода 101» был разработан в рамках «Приоритетное действие H.1 “Стандарты и сертификация” программы прорывных водородных разработок» (от англ. Breakthrough Agenda’s Hydrogen Breakthrough priority action H.1 “Standards and certification”) [4] при координации IPHE и при партнерстве с Международным энергетическим агентством (МЭА от англ. IEA – International Energy Agency), H2 TCP [5] (от англ. Technology Collaboration Programme – программа технологической коллаборации), IRENA (от англ. International Renewable Energy Agency – Международное агентство по возобновляемой энергетике) [6], участников Совета по водороду (от англ. Hydrogen Council) [7], Международного хаба Power-to-X [8] и UNIDO (от англ. United Nations Industrial Development Organization – Организация Объединенных Наций по промышленному развитию) [9]. Стоит отметить, что данный документ носит исключительно информационный характер и не может быть использован как подтверждение пригодности конкретного подхода к сертификации для любых целей.

Проект хранения водорода в резервуарах
Источник: Scharfsinn / depositphotos.com

Документ затрагивает и разъясняет следующие темы:

1. Терминология и концепции, используемые при сертификации водорода.
2. Цели и функциональные возможности схем сертификации водорода.
3. Основная информация о разработке схем сертификации.
4. Концепция взаимного признания схем сертификации водорода и его производных.

В документе отмечена важность надежных и отслеживаемых схем сертификации водорода и его деривативов с учетом перехода к водородной экономике. Создание единой системы сертификации позволит:

- правительствам более точечно распределять льготы, квоты и кредиты;
- упорядочить подтверждение статуса низкоуглеродности водорода, его углеродный след (выбросы парниковых газов), а также учет использования земельных и водных ресурсов в совокупности с социальными последствиями;
- создать прозрачный рынок для потребителей водорода;
- обеспечить доверие между участниками рынка, катализируя международную торговлю водородом и его деривативами на основе сертификатов устойчивого развития.

В документе приведены схемы организации процесса сертификации, взаимодействия участников процесса сертификации (владельцы, орган по сертификации, орган по аккредитации), основных конструктивных элементов разработки схемы сертификации.

Таким образом, данный документ не устанавливает рамки или способы подтверждения низкоуглеродности водорода, а предлагает инструменты и фундаментальные принципы для гармонизации и взаимного признания государственных стандартов по сертификации водорода, например, на базе ИСО ТК 197/SC1 «Водород в масштабе и горизонтальные энергетиче-

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА №4(195) / 2024

Регулирование	Цель	Экологический критерий	Социально-экономический критерий
Директива ЕС по Акту о возобновляемой энергии [16]	Определить правила производства водорода, которые будут учитываться при достижении цели ЕС по возобновляемым источникам энергии	Возобновляемое происхождение. Дополнительность источника электро-энергии. Временная корреляция с источником электро-энергии	
Налоговая льгота на производство чистого водорода в США [17]	Создать стимулы для производителей чистого водорода		Требования к заработной плате и рабочей силе (секция 13101)
Стандарт TÜV SÜD CMS 70 [18]	Добровольная сертификация производства водорода на основе биомассы	Косвенные изменения в землепользовании	
Инициатива «Климатические облигации» (от англ. Climate Bonds). Стандарт и схема сертификации [19]	Разработка инструментов для инвесторов	Положения, касающиеся устойчивости биомассы, которые охватывают косвенные изменения в землепользовании	Продовольственная безопасность
Стандарт для «зеленого» водорода (GH2) [20]	Добровольная сертификация производства водорода	Возобновляемое происхождение. Использование и качество воды. Отходы, шум и качество воздуха. Биоразнообразие	Требования к уровню жизни, переселению, общинам коренных народов, труду и условиям труда

Таблица 1. Включение критериев устойчивого развития в регулирование и схемы сертификации, помимо выбросов парниковых газов

ские системы» (от англ. Hydrogen at scale and horizontal energy systems) [10] и ИСО ТС 19870:2023 «Водородные технологии. Методология для определения выбросов парниковых газов при производстве, подготовке и транспортировке до потребителя» (от англ. Hydrogen technologies. Methodology for determining the greenhouse gas emissions associated with the production, conditioning and transport of hydrogen to consumption gate) [11].

Международное энергетическое агентство

Из обзорного отчета МЭА по водороду [12] отмечается, что методология, разработанная специалистами IPHE, может служить основной для международного стандарта сертификации на базе ИСО ТС 19870:2023. Инициативы МЭА продвигаются на уровне министерств энергетики разных стран в рамках взаимодействия внутри G20 [13] и G7 [14]. Отмечается важность гармонизации сертификации, а также взаимного признания государственных регуляторных стандартов для стимулирования развития рынка водорода и его деривативов.

В обзоре МЭА, посвященном анализу международного учета выбросов парниковых газов для определения качества водорода [15], также отмечается, что использование неравнозначной терминологии в государственных стандартах различных стран приводит к существенным разночтениям. Стандарты сертификации водорода стран, заинтересованных в развитии и становлении водородной экономики, будут рассмотрены ниже.

Запрос на разработку международно признанного стандарта проистекает из основных целей по созданию рыночных условий для производителей и потребителей водорода, правительств стран, трейдеров, инвесторов, органов сертификации и общественности.

Можно отметить, что, помимо учета выбросов парниковых газов при производстве (по охватам 1 и/или 2) водорода, правительства некоторых стран делают первые шаги по применению дополнительных критериев и мер по оценке достижения целей устойчивого развития при производстве водорода. В таблице 1 приведены некоторые примеры схем сертификации и регулирования.

В качестве предложений пока рассматривается и обсуждается возможность создания так называемого «паспорта водорода», в котором будут приведены основные сведения о выбросах парниковых газов при его производстве, подготовке и транспортировке, а также информация о происхождении сырья, потреблении воды, использовании земли, минералов и т. д.

Ключевые требования к водороду для признания его низкоуглеродным в некоторых странах

Китай. В марте 2022 г. Национальная комиссия по развитию и реформам (от англ. NDRC – National Development and Reform Commission) Китая и Национальное управление энергетики совместно опубликовали средне- и долгосрочный планы развития водородной энергетики (2021–2035 гг.), официально включающие разработку водорода в национальный план развития Китая и запускающие водородный сектор страны в действие в качестве нового этапа развития.

Центральное правительство Китая приняло значительные обязательства по достижению целей, определенных Парижским соглашением, так называемые «двойные углеродные цели» по смягчению последствий глобального изменения климата в соответствии с национальными условиями Китая.

На COP28 была выпущена декларация о намерениях «Взаимное признание схем сертификации возобновляемого и низкоуглеродного водорода и его производных», ее подписали 37 стран

Эти «двойные углеродные цели» требуют от Китая сократить выбросы углекислого газа на единицу ВВП более чем на 65% по сравнению с 2005 г. к 2030 г. (при этом будет достигнут пик по выбросам парниковых газов в абсолютном выражении) и увеличить долю потребления энергии, не связанной с ископаемыми видами топлива, до значений не менее чем 80% к 2060 г. (достижение углеродной нейтральности).

Производство водорода в Китае

Источник: atomic-energy.ru

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА №4(195) / 2024

Запрос на разработку международно признанного стандарта исходит из целей по созданию рыночных условий для производителей и потребителей водорода, трейдеров, инвесторов и т. д.

Китайский Альянс по водородной энергетике (от англ. – China Hydrogen Energy Alliance) представил документ «Стандарт и оценка низкоуглеродного, чистого и возобновляемого водорода» (T/CAB 0078–2020) (далее – китайский стандарт). Он был разработан для того, чтобы способствовать высококачественному развитию водородной энергетики Китая и достичь поставленных целей по достижению углеродной нейтральности. Китайский Альянс по водородной энергетике взаимодействует с промышленными участниками водородного рынка Китая в интересах государства в области выполнения национальных задач и планов. Китайский стандарт разработан на основе статистических данных поставок и потребления водорода (в качестве конечного и промежуточного продуктов) в Китае в нефтехимической, химической и коксохимической промышленностях.

В стандарте [21] предложена следующая классификация водорода в зависимости от его углеродного следа при производстве:

- «серый» водород – углеродный след составляет 29,02–14,51 кг CO_2-экв./кг H_2;
- низкоуглеродный водород – углеродный след составляет 14,51–4,90 кг CO_2-экв./кг H_2;
- чистый водород – углеродный след менее 4,90 кг CO_2-экв./кг H_2.

Подход к собственно оценке углеродного следа представляется аналогичным требованиям и рекомендациям, предложенным в директивах Еврокомиссии – «Article 25(2) of and Annex V to Directive (EU) 2018/2001», с методологией, изложенной в «Article 28(5) of Directive (EU) 2018/2001» и рекомендательными стандартизирующими документами ИСО 14067:2018 и ИСО 14064–1:2018.

Пороговым значением для водорода, который подпадает под китайский стандарт, является 29,02 CO_2-экв./кг H_2, которое соответствует углеродному следу водорода, полученного путем газификации угля. Низкоуглеродному водороду соответствует пороговое значение на 50% ниже – 14,51 CO_2-экв./кг H_2, которое принято из расчета, что такие выбросы имеет водород, получаемый газификацией угля с применением технологий улавливания углерода. Весь водород, который имеет углеродный след ниже 4,9 CO_2-экв./кг H_2, относится к чистому водороду. При этом, если водород производится с применением возобновляемых источников энергии, то он относится к категории «зеленый», требуемая доля применяемых возобновляемых источников в публикации не указана.

Согласно информации от китайского Альянса по водородной энергетике, для достижения целей углеродной нейтральности к 2060 г. ежегодный спрос Китая на водородную энергию достигнет 37,15 млн т к 2030 г. и увеличится примерно до 130 млн т к 2060 г. С учетом ограничений, связанных с двойными углеродными целями, доля «зеленого» водорода в Китае вырастет с 3% в 2020 г. до 15% в 2030 г. и достигнет 75% в 2060 г. в общем объеме спроса на водородную энергию [22].

Производство водорода
Источник: «Газпром»

Электролизер СЭУ-40
Источник: orma-matrasy.ru

Европа. Вследствие политических установок, которых придерживался состав Европейской комиссии в 2019–2024 гг., реализуя во что бы то ни стало программу «Зеленый курс ЕС», власти ЕС подошли к развитию водородной энергетики с явно дискриминационных позиций, выстроив законодательную основу так, чтобы благоприятствовать развитию производства водорода на основе ВИЭ в ущерб как традиционным, так инновационным производителям водорода на основе природного газа. Следует отметить, что такой подход нарушает закрепленные в законодательстве ЕС принципы технологической нейтральности.

В законодательстве ЕС закреплены две классификации водорода: возобновляемый и низкоуглеродный.

Возобновляемый водород (от англ. renewable hydrogen) – водород, произведенный на основе возобновляемых источников энергии, может быть классифицирован подобным родом на основе положений Директивы ЕС 2018/2001 о продвижении использования возобновляемых источников энергии (от англ. RED II – Renewable Energy Directive II) [23] и двух делегированных актов Европейской комиссии [24, 25], одобренных в феврале 2023 г. При этом установлен ряд ограничений, призванных обеспечить создание новых мощностей ВИЭ для производства водорода. Так, электростанция и электролизер должны быть расположены в одном месте или иметь прямое соединение между ними[1]. Кроме того, объект производства ВИЭ не должен быть введен в эксплуатацию более чем за 36 месяцев до электролизера. Сетевая электроэнергия может быть признана полностью возобновляемой, если она соответствует критериям дополнительности (новые мощности ВИЭ для производства водорода), географической корреляции и временной корреляции (до 2030 г. возобновляемая электроэнергия и водород должны быть произведены в один и тот же месяц, с 2030 г. – в один и тот же час).

Низкоуглеродный водород (от англ. low-carbon hydrogen) – водород, при производстве которого достигается снижение выбросов парниковых газов на 70% по сравнению с производством водорода из ископаемых ресурсов. Данное определение закреплено в обновленной газовой директиве, основные параметры которой были согласованы в декабре 2023 г. [26]. После публикации данной директивы, Европейская комиссия должна будет опубликовать делегированный акт, уточняющий правила соответствия этому критерию. По предварительным расчетам, предел выбросов парниковых газов при производстве 1 кг водорода не должен превышать 3,38 кг CO_2-экв. (область охвата «от колыбели до колес» (от англ. well-to-wheel), при оценке выбросов парниковых газов учтены следующие этапы жизненного цикла водорода: добыча и доставка сырья для производства водорода, производство водорода, с учетом производства электричества и энергетических затрат на систему улавливания диоксида углерода, транспортировка и секвестрация диоксида углерода, транспортировка водорода, использование или сжигание водорода, а также тип транспортного средства, в котором используется водород (если технология использования – топливные элементы)[2].

Следует отметить, что описанные выше определения встроены в сложную правовую систему поддержки именно возоб-

[1] Действует временное исключение до 1 января 2028 г.

[2] Схожее требование содержится в Директиве ЕС о продвижении использования возобновляемых источников энергии и предусматривает сокращение выбросов парниковых газов в течение жизненного цикла на 70% для возобновляемых видов топлива небиологического происхождения (Renewable Fuels of Non-Biological Origin – RFNBO), включая экологически чистый водород, по сравнению с интенсивностью выбросов от бензина или дизеля при оценке жизненного цикла (ОЖЦ) на уровне 94 г CO_2-экв./МДж. Это требование эквивалентно 28 г CO_2-экв./МДж или 3,5 кг CO_2-экв./кг H_2.

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА №4(195) / 2024

Водородный автобус КАМАЗ-6290

Источник: energovector.com

новляемого водорода в ЕС за счет более приоритетных условий финансирования, мер господдержки и прямого субсидирования. Так, Регламент ЕС в области классификации устойчивых инвестиций [27] и его подзаконные акты (Регламент о технических критериях) [28], применяемые с 1 января 2022 г., предоставляют преференции именно возобновляемому водороду. Одновременно с этим, согласно Регламенту о технических критериях, для того, чтобы производство водорода признавалось вносящим существенный вклад в смягчение последствий изменения климата, раздел 3.10 приложения 1 устанавливает, что объем выбросов парниковых газов от производства водорода должен быть сокращен на 73,4% по сравнению с объемом выбросов от производства ископаемого топлива, равным 94 г CO_2-экв./МДж H_2. То есть в объем выбросов парниковых газов от производства водорода (область охвата «от колыбели до ворот» (от англ. cradle-to-gate или well-to-gate), при оценке выбросов парниковых газов включены: добыча и доставка сырья для производства водорода, выпуск водорода, с учетом производства электричества и затрат на систему улавливания диоксида углерода, его доставки и секвестрации) не должен превышать 3 т CO_2-экв./т H_2.

Для достижения целей углеродной нейтральности к 2060 г. ежегодный спрос Китая на водородную энергию достигнет 37,15 млн т к 2030 г. и увеличится примерно до 130 млн т к 2060 г.

Разработанная ранее инициатива в ЕС – CertifHy [29], в которой была предложена палитра водорода, более не поддерживается, но стоит отметить, какие ранее принимались критерии низкоуглеродности. «Серый» водород, согласно данной классификации, не относится к низкоуглеродному (уровень выбросов менее 91 г CO_2-экв./МДж H_2, но более 36,4 г CO_2-экв./МДж H_2), а «голубой» и «зеленый» – к низкоуглеродному (уровень выбросов менее 36,4 г CO_2-экв./МДж H_2 или 4,4 CO_2-экв./кг H_2).

Для ускорения темпов выпуска возобновляемого водорода, особенно водорода, производимого при использовании возобновляемого электричества, Еврокомиссия и правительства государств – членов ЕС разработали множество других стратегий и нормативных документов для достижения целей ЕС по уменьшению выбросов парниковых газов в ЕС на 55% к 2030 г. в сравнении с уровнем выбросов 1990 г. и достижению неттонулевых выбросов к 2050 г.

Еврокомиссия также предложила меры для расширения водородной инфраструктуры, в том числе стимулировать создание сети водородных трубопроводов. В рамках обновления газовой директивы достигнуто соглашение о том, что потребители возобновляемого водорода смогут получить доступ к водородной сети по льготному тарифу. В дополнение к трубопроводной инфраструктуре в 2021 г. было предложено регулирование инфраструктуры альтернативных видов топлива ЕС (от англ. Alternative Fuels Infrastructure Regulation – AFIR), и это регулирование устанавливает целевые показатели для развертывания заправочных водородных станций (от англ. HRSs – Hydrogen Refuelling Stations) в городах и вдоль автомагистралей. Кроме того, Европейская комиссия также предоставляет финансирование для развития сети водородных заправочных станций в рамках инструмента «Соединяющий Европу объект – транспортный инструмент» (от англ. Connecting Europe Facility – Transport instrument) на период с 2021 по 2027 гг.

Политическая поддержка оказывается не только на уровне ЕС, государства – члены ЕС вследствие особенностей распределения бюджетных средств ЕС также были вынуждены поддержать развитие возобновляемого водорода и выделить значительное финансирование. В соответствии с правилами ЕС по предоставлению госпомощи, Европейская комиссия одобрила выделение госфинансирования на водородные проекты в объеме 10,6 млрд евро в 2022 г. и 6,9 млрд евро в 2024 г., ожидая, что объем частного софинансирования этих проектов превысит выделенные бюджетные средства[3].

Важным аспектом развития водородного направления в Европе стало включение водорода в Регламент ЕС о трансграничном углеродном налоге [30]. Хотя в настоящее время импорт водорода в Евросоюз минимален, любой будущий поставщик водорода будет вынужден оплачивать дополнительные сборы в рамках трансграничного углеродного налога.

Несмотря на масштабную политическую и финансовую поддержку, планы ЕС от 2020 г. [31] по достижению мощностей производства возобновляемого водорода до 1 млн т к 2024 г. в настоящий момент выглядят неправдоподобными, учитывая, что на середину 2023 г. общемировой уровень производства низкоуглеродного водорода не достиг таких значений. Амбициозные планы в 10 млн т к 2030 г. и непосредственно энергопереход в интервале 2030–2050 гг. тем более остаются под вопросом [32].

Установка по производству водорода начала работу на АЭС Найн-Майл-Пойнт, США

Источник: atomic-energy.ru

Вместе с тем нельзя не отметить жесткость условий, которые должны быть соблюдены для классификации проектов, связанных с природным газом, в качестве экологически устойчивых. Указанные обстоятельства в совокупности с иными климатическими инициативами ЕС, как представляется, способны создать неблагоприятные условия для спроса на российский природный газ в Евросоюз, если ЕС не откажется от нынешнего дискриминационного подхода развития водородной энергетики.

США. В ноябре 2021 г., после одобрения конгрессом, был подписан закон об инвестициях в инфраструктуру и рабочих местах (публичный закон 117–58),

[3] Перечень важных проектов общего интереса ЕС в области водорода доступен по ссылке: https://competition-policy.ec.europa.eu/state-aid/ipcei/approved-ipceis/hydrogen-value-chain_en

также известный как двухпартийный закон об инфраструктуре. Благодаря данному закону, Департаменту энергетики США было санкционировано и передано 62 млрд долл., из которых 9,5 млрд долл. приходится на чистый водород. В августе 2022 г. был подписан еще один закон, так называемый «Акт о снижении инфляции в США» (публичный закон 117–169), который устанавливает нормативное регулирование и стимулы для производства водорода, включая налоговые льготы на производство, которые также будут увеличивать рынок чистого водорода в США.

5 июня 2023 г. Департаментом энергетики США была выпущена национальная

Водородная АЗС в Японии
Источник: bangkokbook.ru

стратегия по чистому водороду и дорожная карта развития водородного направления. В совокупности данные документы представляют собой национальную систему содействия крупномасштабному производству, переработке, доставке, хранению и использованию чистого водорода, способствующую достижению целей по декарбонизации практически во всех секторах экономики. Стратегия развития водородного направления также, как и в ЕС, напрямую увязывается с вопросами декарбонизации экономики, однако, во внимание также берется и потенциал создания новых рабочих мест. Ближайшие цели по объемам производства чистого водорода совпадают с планами ЕС и составляют 10 млн т к 2030 г. В документе также отмечено, что использование чистого водорода может снизить выбросы парниковых газов примерно на 10% к 2050 г. в сравнении с 2005 г., в соответствии с долгосрочными планами Климатической стратегии США [33].

Понятие «чистый водород» отражено в руководстве по стандарту производства чистого водорода (от англ. Clean Hydrogen Production Standard Guidance) [34]. Черновой вариант данного стандарта был выпущен 21 сентября 2022 г., обсуждение и комментарии были доступны до 14 ноября 2022 г. Последние правки к стандарту были приняты в июне 2023 г., согласно актуальному документу понятие «чистый водород» соответствует водороду, который произведен с выбросами парниковых газов равными или менее 2 кг CO_2-экв./кг H_2 на месте его производства (исключая непрямые выбросы парниковых газов), при этом чистый водород может быть получен из ископаемых ресурсов.

При этом, согласно акту о снижении инфляции (публичный закон 117–169), по которому будет создан 10-летний производственный налоговый кредит (45V Credit) [35], для так называемого «подтвержденного чистого водорода» установлен порог выбросов парниковых газов в 4 кг CO_2-экв./кг H_2 при оценке жизненного цикла в границах оценки «от колыбели до ворот». Комментарии в стандарте относительно достижимости процессами термической конверсии ископаемых источников показателей по выбросам менее 4 кг CO_2-экв./кг H_2 согласуются с обширной сырьевой базой США и лидирующими позициями по добыче природного газа в настоящий момент.

Великобритания. В 2021 г. по заказу Департамента бизнеса, энергетики и индустриальной стратегии Великобритании (от англ. The UK's Department for Business, Energy & Industrial Strategy (BEIS) были рассмотрены варианты того, каким должен быть стандарт для низкоуглеродного водорода [36].

На основании предварительных расчетов выбросов парниковых газов различных способов производства водорода по модели учета «от колодца до ворот» были установлены следующие границы:

- электролиз с использованием сетевой электроэнергии (2020 г.) – 75–100 г CO_2-экв./МДж (9–12 кг CO_2-экв./кг H_2);
- с использованием природного газа, при коротком плече поставки – 10–45 г CO_2-экв./МДж (1,2–5,4 кг CO_2-экв./кг H_2).

Были даны рекомендации следовать опыту в странах ЕС и действующим нормативным документам и инициативам: IPHE, REDII и обязательство Великобритании по использованию возобновляемых источников транспортного топлива (от англ. RTFO – The UK's Renewable Transport Fuels Obligation) [37].

Согласно RTFO, показатель низкоуглеродности формируется исходя из сравнения с выбросами бензинового или дизельного топлива. По аналогии с ЕС, он составляет 94 г CO_2-экв./МДж. Для удовлетворения требованиям получения сертификата возобновляемого транспортного топлива (от англ. RTFC – Renewable Transport Fuel Certificate) необходимо обеспечить снижение выбросов на 65% до 32,9 г CO_2-экв./МДж (3,95 кг CO_2-экв./кг H_2).

В октябре 2023 г. в Великобритании была выпущена схема сертификации низкоуглеродного водорода [38]. В декабре 2023 г. был обновлен стандарт по низкоуглеродному водороду (от англ. LCHS – Low Carbon Hydrogen Standard) [39]. Предполагается, что стандарт по сертификации должен вступить в действие с 2025 г. В документах была принята система учета выбросов парниковых

Хранение водорода
Источник: chemengonline.com

ЕК выделила госфинансирование на водородные проекты в объеме 10,6 млрд евро в 2022 г. и 6,9 млрд евро в 2024 г., ожидая, что объем частного софинансирования превысит бюджетные средства

газов «от колыбели до ворот». В остальном схема сертификации соответствует предложению IPHE и таксономии ЕС, однако форма взаимодействия идет через правительственные формы поощрения «Бизнес-модель производства водорода» (от англ. HPBM – Hydrogen Production Business Model) и «Водородный фонд углеродной нейтральности» (от англ. NZHF – Net Zero Hydrogen Fund) за соответствие стандарту низкоуглеродного водорода. Сертификация будет проводиться в МВт·ч (ВТС – высшая теплотворная способность), несмотря на то, что в большинстве стран и нормативных инициативах используется НТС (низшая теплотворная способность) и МДж или кг. Сертификация добровольная, на начальном этапе (продолжительность этапа не уточняется). Водород, соответствующий требованиям стандарта, будет маркироваться как «соответствующий требованиям LCHS» (от англ. LCHS compliant).

В актуальном стандарте указано, что для удовлетворения требования низкоуглеродности суммарные выбросы парниковых газов не должны превышать 20 г CO_2-экв./МДж (2,4 кг CO_2-экв./кг H_2). При этом допускается использование природного газа для производства водорода в технологиях парового/автотермического риформинга с системой улавливания диоксида углерода, парциального окисления и пиролиза.

Германия. Как и большинство стран ЕС, в будущем Германия собирается быть импортером водорода с целью декарбонизации своей экономики. Национальная водородная стратегия Германии [40] была принята в июле 2020 г. С учетом значительных изменений в рыночной конъюнктуре, а также в связи с поправками в национальных стратегиях по безопасности, исследовани-

ями и разработками, климатической политикой, в июле 2023 г. водородная стратегия была обновлена [41]. Были удвоены цели по достижению мощностей электролизеров воды с 5 до 10 ГВт к 2030 г. Установлены промежуточные сроки по разработке эффективной водородной инфраструктуры, в частности – ввод в работу к 2027–2028 г. более 1800 км переоборудованных (ранее использованных для транспорта природного газа) и новых водородных трубопроводов. Федеральным правительством поставлена цель по достижению углеродной нейтральности к 2045 г. В обновленной стратегии упоминается, что пока не будут достигнуты достаточные мощности по «зеленому» водороду, основным источником низкоуглеродного водорода будет служить «голубой», «бирюзовый» водород или водород из биоотходов. Ожидается, что потребность в водороде к 2030 г. будет составлять 95–130 ТВт·ч (с учетом потребностей в деривативах, таких как метанол, аммиак и синтетические топлива). Амбициозные цели по потребностям в водороде поддерживаются разработкой стратегии импорта водорода внутри ЕС и за его пределами. В части сертификации и нормативной документации Германия придерживается разработанных в ЕС стандартов. Сейчас идет активное внедрение в национальное законодательство актов RED II и закона о реестре гарантий происхождения (от англ. RGOA – Register of Guarantees of Origin Act) [42]. Отдельное внимание уделено разработке критериев производства «голубого» водорода, особенно вопросам улавливания диоксида углерода.

В части планов по разработкам в фокусе внимания ряд больших проектов: H2Giga (производство водорода), H2Mare (водород на шельфе) и TransHyDe (инфраструктура

В обновленной версии водородной стратегии Японии были расписаны и увеличены объемы использования водорода до 3 млн т/год к 2030 г., до 12 млн т/год к 2040 г., до 20 млн т/год к 2050 г.

Электролизер Hydrogenics
Источник: hydrogenics-russia.ru

и водородный транспорт), и, наконец, выделение средств на разработку в рамках национальной инновационной программы по развитию водородных технологий и топливных ячеек (от англ. National Innovation Programme for Hydrogen and Fuel Cell Technology), инициативы «HyLand – Водородные регионы в Германии» (от англ. HyLand – Hydrogen Regions in Germany) и «Водородный центр инноваций и технологий» (от англ. Hydrogen Innovation and Technology Centre).

Согласно представленной стратегии для удовлетворения требованиям низкоуглеродности водород, как и в случае акта RED II, должен обеспечить снижение выбросов парниковых газов при сравнении с топливным (бензин, дизель) аналогом не менее чем на 70%, т. е. 3,38 кг CO_2-экв./кг H_2.

Япония. Япония стала первой страной, которая опубликовала свою водородную стратегию в декабре 2017 г. С тех пор энергетический ландшафт претерпел значительные изменения, и в июне 2023 г. стратегия была обновлена с учетом новых водородных субсидий в рамках производственного плана европейской «Зеленой сделки» и Акта о снижении инфляции в США [43].

В обновленной версии были расписаны и увеличены объемы использования водорода до 3 млн т/год к 2030 г., до 12 млн т/год к 2040 г., до 20 млн т/год к 2050 г. Установлены критерии мощностей по электролизерам воды – 15 ГВт к 2030 г. Впервые появилось официальное упоминание о критериях низкоуглеродности водорода и аммиака, 3,4 кг CO_2-экв./кг H_2 («от колодца до ворот») и 0,84 кг CO_2-экв./кг NH_3 («от ворот до ворот»). Была также уточнена целевая цена для водорода, она снизилась со 100 иен/нм^3 до 30 иен/нм^3 к 2030 г. и 20 иен/нм^3 к 2050 г. [44]. Отдельно рассматривается вопрос разработки системы сертификации, которая позволит внедрить использование водорода в разрабатываемую систему J-Credit [45]. Япония также активный участник IPHE (H2PA Taskforce).

Южная Корея. Южная Корея является одним из мировых лидеров по реализации водородной экономики, особенно в части секторов мобильности (автомобили, водный транспорт, поезда). В 2019 г. была выпущена дорожная карта до 2040 г. по переходу к водородной экономике. В июле 2020 г. была представлена водородная стратегия, согласно которой электролизом воды будет производиться до 70% низкоуглеродного водорода к 2040 г. Ожидается, что потребление такого водорода к 2050 г. может составить 23 млн т/год.

Наряду с созданием экосистемы чистого водорода внутри страны и во всем мире, стимулированием технологических инноваций в Корее, созданием необходимой инфраструктуры, внедрение системы сертификации чистого водорода остается приоритетом администрации Президента Республики Корея Юн Сок Еля (избран в 2022 г.). Работа над этой национальной системой сертификации чистого (низкоуглеродного) водорода была начата при предыдущей администрации в 2021 г., ее планируется завершить в 2024 г. При этом в разрабатываемых документах уже идет проработка использования не только электролизеров и производства «зеленого» водорода, но и «голубого» водорода, а также водорода, производимого с использованием атомной энергии [46].

Учитывая, что документ «Водородный акт» (от англ. Hydrogen Act) находится еще в разработке, о допустимом уровне выбросов парниковых газов можно судить, исходя из доступной общественной информации. Так, на брифинге для примерно 70 предприятий и государственных учреждений в Сеуле, университетские исследователи, работающие с Министерством торговли, промышленности и энергетики (от англ. MOTIE – South Korean Ministry of Trade, Industry and Energy), изложили предложение установить стандарт для чистого водорода в стране на уровне 4 кг CO_2-экв./кг H_2 («от колыбели до ворот»), аналогично стандарту в США [47]. MOTIE занимается разработкой документа «Стандарты портфеля экологически чистых водородных источников энергии» (от англ. CHPS – Clean Hydrogen Energy Portfolio Standards), который должен быть выпущен в 2024 г. [48].

Австралия. 24 февраля 2023 г. Совет министров энергетики и изменения климата Австралии согласился пересмотреть Национальную водородную стратегию [49] от 2019 г. для обеспечения достижения целей Австралии стать мировым лидером

Завод по производству «зеленого» водорода
Источник: renen.ru

по производству водорода к 2030 г. как на экспортной основе, так и для декарбонизации австралийской промышленности.

Национальная водородная стратегия Австралии определяет видение чистой, инновационной, безопасной и конкурентоспособной водородной промышленности. Она направлена на то, чтобы позиционировать отрасль Австралии как крупного глобального игрока к 2030 г. При этом стоит отметить, что в тексте стратегии не упоминается уровень выбросов или даже намек на критерии низкоуглеродного водорода, однако под процессами для получения чистого водорода в качестве примера приводятся технологии газификации угля и парового риформинга с использованием

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА №4(195) / 2024

систем улавливания и утилизации диоксида углерода.

GO Scheme. Гарантия происхождения (от англ. GO – guarantee of origin) – это система гарантий мирового уровня, разработанная для отслеживания и верификации выбросов, связанных с водородом, возобновляемой электроэнергией и, в будущем, другими продуктами, производимыми в Австралии. Со временем она может расшириться и включить в себя ряд продуктов, таких как металлы и топливо с низким уровнем выбросов.

Гарантия происхождения показывает, откуда взялся продукт, как он был изготовлен и углеродоемкость его жизненного

Производство аммиака, Великий Новгород
Источник: acron.ru

цикла. Австралийская GO Scheme будет способствовать низкоуглеродному выбору потребителей и инвесторов.

Разработка схемы является результатом обширных консультаций Департамента по вопросам изменения климата, энергетики, окружающей среды и водных ресурсов, и регулятора чистой энергии (от англ. CER – Clean Energy Regulator). Для поддержки международной торговли методология, лежащая в основе схемы GO, тесно согласована с IPHE.

Департамент опубликовал первоначальный документ для обсуждения в июне 2021 г. [50], два консультационных документа [51] в декабре 2022 г. и еще один раунд консультаций прошел в сентябре 2023 г. [52].

CER проводил испытания в течение 2022 и 2023 гг. Они протестировали и верифицировали структуру GO Scheme совместно с производителями водорода и его производными. В оценке приняли участие заинтересованные стороны, управляющие некоторыми из самых передовых водородных проектов Австралии, которые тестировали такие элементы структуры, как подходы к измерению, системы отчетности и методы расчета интенсивности выбросов.

Предполагается, что схема будет реализована к началу 2024 г. и первоначально пересмотрена в 2025 г., а затем каждые 5 лет. Для сравнения, Нидерланды стали первой европейской страной, запустившей GO Scheme, выдав сертификаты в октябре 2022 г. [53].

Частью предлагаемой GO Scheme является создание механизма сертификации для возобновляемых источников энергии, который основывается на уже действующей схеме сертификации австралийской целевой программы по возобновляемым источникам энергии (от англ. RET – Renewable Energy Target). В рамках GO Scheme будут созданы два новых сертификата:

- GO продукта;
- гарантии происхождения возобновляемой электроэнергии (от англ. REGO – Renewable Electricity Guarantee of Origin).

Стоит отметить, что, поскольку предлагаемые гарантии происхождения не имеют пороговых значений интенсивности выбросов (в отличие от отраслевых схем, описанных ниже), частью GO Scheme может быть не водород, полученный электролизом, а водород, произведенный методами парового риформинга метана или газификацией угля. Ожидается, что сюда также будет включено производство водородных энергоносителей, таких как метилциклогексан, аммиак и сжиженный водород, а также транспортировка и хранение водорода и водородных энергоносителей.

Участие в GO Scheme будет добровольным для соответствующих требованиям электростанций, производящих возобновляемую электроэнергию, производителей водорода и водородных энергоносителей. Соответствие требованиям будет зависеть от того, использует ли производитель производственный путь, который подпадает

под методологию учета выбросов в рамках схемы. Участники должны будут выполнить обязательства в соответствии с законодательством, такие как получение разрешений регулирующих органов, проверка пригодности персонала и точности представления данных.

GH_2 Standard. Организация «Зеленый водород» (от англ. GH_2 – Green Hydrogen) определяет «зеленый» водород как водород, полученный путем электролиза с использованием возобновляемых источников энергии, но при этом отмечает, что текущая политика и рамки в области «зеленого» водорода различаются в терминологии возобновляемых источников энергии и систем учета выбросов углерода в пороговых значениях выбросов, при которых водород считается «зеленым», а также в используемом сырье и технологиях производства.

GH_2 стремится значительно ускорить производство и использование «зеленого» водорода, особенно в области производства стали, цемента, удобрений, судоходства и авиации. В мае 2022 г. компания запустила стандарт «зеленого» водорода, согласно которому продукты, соответствующие стандарту, будут иметь лицензию на использование маркировки «Зеленый водород GH_2», право получать сертификаты происхождения GH_2 и торговать ими для «зеленого» водорода и производных, таких как «зеленый» аммиак.

Стандарт устанавливает максимальный порог выбросов парниковых газов в размере не более 1 кг CO_2-экв./кг H_2 и применяет методологию IPHE для электролизного производства с некоторыми изменениями (IPHE в настоящее время не рассматривает хранение, конверсию и доставку водорода и его производных, а также не устанавливает порог выбросов).

Kawasaki построила первый терминал по приему сжиженного водорода LH_2 в Кобе
Источник: portnews.ru

Существует ряд требований к проектам, которые могут быть аккредитованы GH_2:

- публикация прозрачного обзора проекта;
- одобрение проекта национальным правительством;
- социальные последствия, такие как обеспечение консультаций с коренными народами на протяжении всего процесса реализации проекта и соблюдение справедливых трудовых норм и условий труда;
- воздействие на окружающую среду, такое как общедоступная оценка использования воды в рамках про-

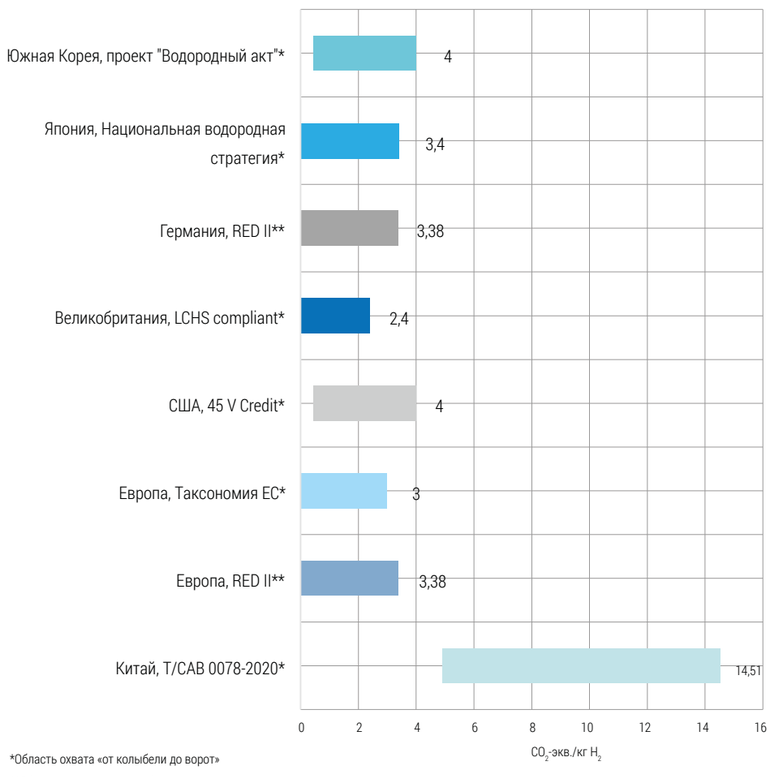
екта, производство водорода электролизом с использованием 100% (или почти 100%) возобновляемых источников энергии, а также проект, работающий в среднем при ≤ 1 кг CO_2-экв. на килограмм водорода в течение 12 месяцев.

GH_2 намерена аккредитовать независимых поставщиков гарантий, которые будут оценивать проект перед подготовкой отчета для общественного обсуждения. Проекты будут пересматриваться ежегодно, и в случае внесения существенных изменений в проект потребуется повторная аккредитация.

В результате проведенного анализа актуальных схем сертификации и инициатив для отнесения водорода и его производных к низкоуглеродному в различных странах можно отметить широкий разброс в количественном критерии оценки. Низкоуглеродным считается водород, углеродный след которого варьируется в интервале от 0 до 14,51 кг CO_2-экв./кг H_2. На рис. 1 представлены заявленные показатели низкоуглеродного водорода согласно нормативной документации в различных странах.

Россия. Развитие водородной энергетики включено в предварительный перечень сквозных технологий (технологических направлений) согласно Концепции технологического развития на период до 2030 г., утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 20 мая 2023 г. № 1315-р. При этом под сквозными технологиями (технологическими направлениями) подразумеваются перспективные технологии межотраслевого назначения, обеспечивающие создание инновационных продуктов и сервисов и оказывающие существенное влияние на развитие экономики, радикально меняя существующие рынки и (или) способствуя формированию новых рынков. Сквозные технологии

Рис. 1. Предложенные и принятые схемы сертификации низкоуглеродного водорода в мире



Производство водорода, Омский НПЗ

Источник: «Газпром»

определяют перспективный облик экономики и отдельных отраслей в течение ближайших 10–15 лет.

Основным документом в сфере водородной энергетики является Концепция развития водородной энергетики в Российской Федерации, утвержденная распоряжением Правительства Российской Федерации от 5 августа 2021 г. № 2162-р (далее – концепция). В продолжение развития водородного направления в соответствии с Распоряжением Правительства Российской Федерации от 16 января 2023 г. № 40-р подписаны соглашения о намерениях между Правительством Российской Федерации, компаниями ПАО «Газпром» и ГК «Росатом» в целях развития высокотехнологического направления «Развитие водородной энергетики». Протокольным решением межведомственной рабочей группы по развитию в Российской Федерации водородной энергетики № 3 от 26 декабря 2022 г. утверждена дорожная карта развития высокотехнологичного направления «Водородная энергетика» на период до 2030 г. (далее – МРГ, дорожная карта).

Планом общих мероприятий дорожной карты предусмотрено создание сертификации водорода и разработка методик оценки его жизненного цикла (пункт 1.3.2. «Создание и развитие системы добровольной сертификации водорода с указанием его углеродного следа, в том числе ее одобрение и верификация на международном уровне» и пункт 1.3.3. «Разработка методик оценки жизненного цикла и классификации водорода с учетом различных способов производства, хранения, транспортировки и применения водорода»). Вопросы водородной сертификации прорабатываются также в рамках деятельности экспертной подгруппы № 4 «Техническое регулирование» МРГ.

В соответствии с концепцией низкоуглеродным считается водород, полученный:

Сравнительный анализ международного опыта по сертификации водорода говорит о том, что китайские наработки в настоящий момент предлагают наиболее сбалансированный и рациональный подход

- из ископаемых топлив, в том числе с применением технологий улавливания углекислого газа, пиролиза углеводородного сырья (технология получения водорода с одновременным получением элементарного углерода) и аналогичных технологий;
- методом паровой конверсии природного газа с использованием тепловой энергии атомной энерготехнологической станции с обеспечением улавливания углекислого газа;
- методом электролиза воды с использованием электроэнергии атомной электростанции, гидроэлектростанции, возобновляемых источников энергии и электроэнергии энергосистемы при условии обеспечения соответствующего углеродного следа.

Также концепцией в качестве основного критерия оценки технологий водородной энергетики с точки зрения воздействия на климат закрепляется объем выбросов углекислого газа на протяжении жизненного цикла водородных энергоносителей (углеродный след).

Поскольку в настоящий момент национальные подходы Российской Федерации в части сертификации низкоуглеродного водорода (в т. ч. методика, классификация) находятся в стадии разработки, на основании вышеуказанных положений концепции представляется необходимым использование углеродного следа в качестве единственного критерия оценки в рамках сертификации водорода.

Возможности России в части становления рынка низкоуглеродного водорода

В настоящий момент в России производится около 7% от объемов мирового производства водорода в год. В качестве сырья для получения водорода в основном используется природный газ, в меньшей степени – нефтепродукты и уголь. Производство водорода методом электролиза воды в России осуществляется в незначительных объемах, в основном для использования в системах охлаждения генераторов электростанций. Применение природного газа как сырья для получения водорода объясняется низкой себестоимостью производства.

Судно для перевозки водорода или аммиака
Источник: flectone.ru

На предприятиях Группы «Газпром» ежегодно вырабатывается более 350 тыс. т водорода и водородсодержащего газа для получения моторных топлив, соответствующих экологическому классу 5, производства аммиака и другой продукции. Таким образом, технологические мощности цикла «производство – потребление водорода» на нефте- и газоперерабатывающих предприятиях в целом сбалансированы, водород используется в качестве сырья для внутренних производственных процессов, за исключением частных случаев применения побочного продукта производства – водородсодержащего газа на собственные топливные нужды.

При этом на данных производственных объектах имеются потенциальные объемы водорода, которые могут быть выделены в целях удовлетворения потребностей российского рынка. Однако для выделения водорода из водородсодержащих газов и доведения его до товарного качества потребуются инвестиции в соответствующую производственную инфраструктуру, решение о которых может быть принято только после определения конкретных покупателей и установления этими потребителями требований к объему и качеству товарного водорода.

Важно отметить, что дорожной картой установлен целевой показатель по производству низкоуглеродного водорода на уровне 550 тыс. т к 2030 г. Достижение данной цели потребует колоссальных инвестиций, несоразмерных с практикой дружественных стран, если при подготовке российской методики в качестве критериев низкоуглеродности будут выбраны завышенные европейские или японские подходы, что, в свою очередь, приведет к потере конкурентоспособности низкоуглеродного водорода по сравнению с тем, который будет сертифицирован в соответствии со стандартами дружественных стран, в том числе с рассмотренным китайским стандартом.

Учитывая текущие российские проекты в области снижения углеродного следа водородной продукции, энергосбережения, использования наилучших доступных технологий, более сбалансированным и реалистичным ориентиром (по сравнению с завышенными требованиями недружественных стран) видится китайская практика сертификации в рамках стандарта T/CAB 0078–2020.

Принимая во внимание интенсификацию энергетического сотрудничества в рамках БРИКС, председательство Российской Федерации в данной организации, а также инициативу РЭА Минэнерго России по взаимному признанию сертификации водорода с потенциальными партнерами из стран БРИКС, представляется целесообразным унифицировать требования в части сертификации водорода между странами БРИКС с учетом имеющихся технологических возможностей и экономической целесообразности в целях предотвращения создания завышенных критериев низкоуглеродности водорода, способных негативно повлиять на его торговлю.

Производство водорода в Китае
Источник: news.cgtn.com

При разработке российской классификации низкоуглеродного водорода необходимо предусмотреть алгоритмы расчетов углеродного следа на протяжении всего жизненного цикла водородного проекта

Для определения целевого рынка требуется оценить потенциал как производства, так и потребления (закупки) низкоуглеродного водорода. По оценкам МЭА, потребность ЕС составляет около 10 млн т к 2030 г. (из которых около 40% в виде аммиака или иных деривативов водорода). По оценкам китайского Альянса по водороду, потребность Китая составит около 37 млн т к 2030 г. Большая потребность Китая в низкоуглеродном водороде, а также усиливающееся сотрудничество с дружественными азиатскими странами являются дополнительными стимулами по унификации подходов России и Китая в области сертификации.

Выводы

Учитывая, что в соответствии с международной практикой установление лимитов выбросов парниковых газов, определяющих низкоуглеродный водород, значительно отличается (ЕС, США, Великобритания, Китай и другие примеры), при разработке методик необходимо предусмотреть методологические подходы к определению численного критерия низкоуглеродного водорода по удельным выбросам парниковых газов. Предлагается при создании российской системы классификации водорода гармонизировать свои методологические подходы с дружественными странами. С учетом того, что в качестве целевого показателя дорожной карты определен именно низкоуглеродный водород, установление

Современная водородная система хранения энергии с СЭС и ВЭС *Источник: malpetr / depositphotos.com*

на законодательном уровне численных критериев для низкоуглеродного водорода представляется особенно важным. Отсутствие методологии и рекомендаций/требований к численным критериям, определяющим низкоуглеродный водород, указывает на возможные риски и неопределенности для его производителей, что является барьерами развития рынка энергетического водорода. В целях снижения данных рисков приоритетной задачей для России видится организация взаимодействия с дружественными странами по вопросам классификации и стандартизации в области низкоуглеродного водорода с учетом целевых рынков.

Одним из наиболее перспективных векторов сотрудничества в данной области представляется азиатское направление. Доля стран Азиатско-Тихоокеанского региона в общем объеме экспорта российских энергоресурсов, предусмотренная планом мероприятий по реализации Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035 г., утвержденного распоряжением Правительства Российской Федерации от 1 июня 2021 г. № 1447-р, увеличена с 40 до 49% в соответствии с распоряжением Правительства Российской Федерации от 28.02.2024 г. № 444-р.

В рамках разработки российской методики и классификации низкоуглеродного водорода представляется целесообразным предусмотреть в ней алгоритмы расчетов углеродного следа на протяжении жизненного цикла водородных энергоносителей, включая оценку удельных выбросов различного сырья, используемого для получения водорода в рамках одного технологического процесса. Так, при производстве водорода методом паровой конверсии метана около 50% водорода образуется из водяного пара с незначительными выбросами парниковых газов [54].

Сравнительный анализ международного опыта в области сертификации водорода вместе со спецификой производства водорода в России, в том числе на объектах Группы «Газпром», позволяет судить о том, что китайские наработки (T/CAB 0078–2020) в настоящий момент предлагают наиболее сбалансированный и рациональный подход, который может быть использован в целях унификации стандартов, а в случае необходимости – гармонизации соответствующего законодательства с дружественными странами в рамках межгосударственного объединения БРИКС+, а также других объединений (ШОС, ЕАЭС, ЭСКАТО и др.).

В настоящее время обсуждается вопрос подготовки национального стандарта в сфере сертификации водорода по оценке углеродного следа производства водорода и установления количественных критериев углеродного следа для различных способов получения водорода. Для реализации вопроса предлагается включение в программу национальной стандартизации, ежегодно утверждаемую Росстандартом, тем по разработке и актуализации документов национальной системы стандартизации в указанной области.

При этом необходимо учитывать, что природный газ, с учетом его преимуществ и доступности [55], сохраняет наибольший потенциал в области низкоуглеродного развития по сравнению с другими видами энергоресурсов.

Водородная установка
Источник: about.bnef.com

Использованные источники

1. *Аксютин О.Е. Роль природного газа в водородной энергетике // Транспорт на альтернативном топливе, Т. 73, № 1, 2020.*
2. *Participants. COP28 Declaration of // COP28 UAE. 2023. URL: https://www.cop28.com/en/cop28-uae-declaration-on-hydrogen-and-derivatives (дата обращения: 14.03.2024).*
3. *IPHE, Hydrogen Council. Hydrogen Certification 101 // iphe.net. 2023. URL: https://www.iphe.net/_files/ugd/45185a_fe8631bbe2ad496c9da93711935f7520.pdf (дата обращения: 14.03.2024).*
4. *Breakthrough Agenda. Hydrogen breakthrough: priority international actions for 2024 // breakthroughagenda.org. 2024. URL: https://breakthroughagenda.org/wp-content/uploads/2023/12/Hydrogen-Breakthrough-Priority-International-Actions-2024-1.pdf (дата обращения: 14.03.2024).*
5. *International Energy Agency. Technology Collaboration Programme // ieahydrogen.org. 2020. URL: https://www.ieahydrogen.org/history-of-the-tcp/ (дата обращения: 14.03.2024).*
6. *International Renewable Energy Agency. IRENA [Электронный ресурс] // irena.org: [сайт]. [2024]. URL: https://www.irena.org/ (дата обращения: 14.03.2024).*
7. *Hydrogen Council [Электронный ресурс] // hydrogencouncil.com: [сайт]. [2024]. URL: https://hydrogencouncil.com/en/ (дата обращения: 14.03.2024).*
8. *International PtX Hub [Электронный ресурс] // ptx-hub.org: [сайт]. [2024]. URL: https://ptx-hub.org/ (дата обращения: 14.03.2024).*
9. *United National Industrial Development Organization [Электронный ресурс] // unido.org: [сайт]. [2024]. URL: https://www.unido.org/ (дата обращения: 14.03.2024).*
10. *ISO/TC 197/SC 1 Hydrogen at scale and horizontal energy systems [Электронный ресурс] // ISO.org: [сайт]. [2024]. URL: https://www.iso.org/committee/9387084.html (дата обращения: 14.03.2024).*
11. *ISO/TC 197/SC 1. ISO/TS 19870:2023 Hydrogen technologies Methodology for determining the greenhouse gas emissions associated with the production, conditioning and transport of hydrogen to consumption gate // ISO.org. 2023. URL: https://www.iso.org/standard/65628.html (дата обращения: 14.03.2024).*
12. *International Energy Agency. Global Hydrogen Review 2023, Обзор 2023. [Online]. URL: https://iea.blob.core.windows.net/assets/ecdfc3bb-d212-4a4c-9ff7-6ce5b1e19cef/GlobalHydrogenReview2023.pdf*
13. *Ministry of Power, India. G20 Energy Ministers Adopt Ambitious and Forward-looking Outcome Document and Chair's Summary // pib.gov.in. 2023. URL: https://pib.gov.in/PressReleaseIframePage.aspx?PRID=1941796 (дата обращения: 14.03.2024).*
14. *G7 Ministers of Climate, Energy and the Enviroment. G7 Climate, Energy and Environment Ministers' Communiqué // meti.go.jp. 2023. URL: https://www.meti.go.jp/press/2023/04/20230417004/20230417004-1.pdf (дата обращения: 14.03.2024).*
15. *International Energy Agency. Towards hydrogen definitions based on their emissions intensity, G7 2023 Hiroshima Summit, Обзор 2023. [Online]. URL: https://iea.blob.core.windows.net/assets/acc7a642-e42b-4972-8893-2f03bf0bfa03/Towardshydrogendefinitionsbasedontheiremissionsintensity.pdf*
16. *The european commission. Commission delegated regulation (EU) 2023/1184 // eur-lex.europa.eu. 2023. URL: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32023R*

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА №4(195) / 2024

1184&qid=1704969010792 (дата обращения: 14.03.2024).
17. 117th Congress (2021-2022). H.R.5376 - Inflation Reduction Act of 2022 // Congress.gov. 2022. URL: https://www.congress.gov/bill/117th-congress/house-bill/5376 (дата обращения: 14.03.2024).
18. TÜV SÜD Industrie Service. ÜV SÜD Standard CMS 70 Production of green hydrogen (GreenHydrogen) // tuvsud.com. 2021. URL: https://www.tuvsud.com/en/-/media/global/pdf-files/brochures-and-infosheets/tuvsud-cms70-standard-greenhydrogen-certification.pdf (дата обращения: 14.03.2024).
19. Climate Bonds Initiative. Hydrogen Production Criteria // climatebonds.net. 2022. URL: https://www.climatebonds.net/files/files/criteria-document-hydrogen-production-final-161122.pdf (дата обращения: 14.03.2024).
20. Green Hydrogen Organisation (GH2). Green Hydrogen Standard // gh2.org. 2023. URL: https://gh2.org/sites/default/files/2023-01/GH2_Standard_A5_JAN%202023_1.pdf (дата обращения: 14.03.2024).
21. Liu W., Wan Y., Xiong Y., Gao P. Green Hydrogen Standard in China: Standard and Evaluation of Low-Carbon Hydrogen, Clean Hydrogen, and Renewable Hydrogen // In: Hydrogen Sourced from Renewables and Clean Energy: A Feasibility Study of Achieving Large-scale Demonstration / Ed. by Li Y., Phoumin H., Kimura S. Jakarta: ERIA Research Project Report, 2021. pp. 211-24.
22. Yang L., Wang S., Zhang Z., Lin K., Zheng M. Current Development Status, Policy Support and Promotion Path of China's Green Hydrogen Industries under the Target of Carbon Emission Peaking and Carbon Neutrality // Sustainability, Vol. 15, No. 13, Июнь 2023. P. 10118.
23. He european parliament and the council of the European union. Directive (EU) 2018/2001 of the european parliament and of the council // eur-lex.europa.eu. 2018. URL: https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2018/2001/oj (дата обращения: 14.03.2024).
24. The european commission. Commission delegated regulation (EU) 2023/1184 // eur-lex.europa.eu. 2023. URL: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32023R1184 (дата обращения: 14.03.2024).
25. The european commission. Commission delegated regulation (EU) 2023/1185 // eur-lex.europa.eu. 2023. URL: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32023R1185 (дата обращения: 14.03.2024).
26. The european commission. Proposal for a directive of the European Parliament and of the council on common rules for the internal markets in renewable and natural gases and in hydrogen // eur-lex.europa.eu. 2021. URL: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A52021PC0803 (дата обращения: 14.03.2024).
27. The European Parliament and the council of the European union. Regulation (EU) 2020/852 of the European Parliament and of the Council of 18 June 2020 on the establishment of a framework to facilitate sustainable investment, and amending Regulation (EU) 2019/2088 (Text with EEA relevance) // eur-lex.europa.eu. 2020. URL: https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2020/852/oj (дата обращения: 14.03.2024).
28. The european commission. Commission Delegated Regulation (EU) 2021/2139 of 4 June 2021 supplementing Regulation (EU) 2020/852 of the European Parliament and of the Council // eur-lex.europa.eu. 2021. URL: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=celex%3A32021R2139 (дата обращения: 14.03.2024).
29. CertifHy [Электронный ресурс] // certifhy.eu: [сайт]. [2024]. URL: https://www.certifhy.eu/ (дата обращения: 14.03.2024).
30. The European Parliament and the council of the European union. Regulation (EU) 2023/956 of the European Parliament and of the Council of 10 May 2023 establishing a carbon border adjustment mechanism (Text with EEA relevance) // eur-lex.europa.eu. 2023. URL: https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2023/956/oj (дата обращения: 14.03.2024).
31. The european commission. Communication from the commission to the European Parliament, the Council, the european economic and social committee and the committee of the regions. A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe // eur-lex.europa.eu. 2020. URL: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A52020DC0301 (дата обращения: 14.03.2024).
32. Samuel F. Hydrogen, a century-old idea and still windy // European Scientist. Февраль, 2023.
33. The United States Department of State and the United States Executive Office of the President. The long-term strategy of the United States // whitehouse.gov. 2021. URL: https://www.whitehouse.gov/wp-content/uploads/2021/10/us-long-term-strategy.pdf (дата обращения: 14.Март.204).
34. The US Department of Energy. U.S. Department of Energy Clean Hydrogen Production Standard (CHPS) Guidance // hydrogen.energy.gov. 2023. URL: https://www.hydrogen.energy.gov/docs/hydrogenprogramlibraries/pdfs/clean-hydrogen-production-standard-guidance.pdf (дата обращения: 14.03.2024).
35. The US Department of Energy. Clean Hydrogen Production Tax Credit (45V) Resources // energy.gov. 2023. URL: https://www.energy.gov/articles/clean-hydrogen-production-tax-credit-45v-resources (дата обращения: 14.03.2024).
36. E4tech & LBST. Options for a UK low carbon hydrogen standard, Обзор 2021. [Online]. URL: https://assets.publishing.service.gov.uk/media/616012fce90e071979dfebba/Options_for_a_UK_low_carbon_hydrogen_standard_report.pdf
37. The UK's Department for Transport. Renewable Transport Fuel Obligation: Compliance Guidance, London, Обзор 2024. [Online URL: https://assets.publishing.service.gov.uk/media/65ba3f6cee7d49000d984a61/rtfo-compliance-guidance.pdf
38. The UK's Department for Energy Security & Net Zero. Low Carbon Hydrogen Certification Scheme, London, Обзор 2023. [Online]. URL: https://assets.publishing.service.gov.uk/media/653b74e880884d000df71bf3/low-carbon-hydrogen-certification-scheme-consultation-response.pdf
39. The UK's Department for Energy Security & Net Zero. UK Low Carbon Hydrogen Standard, London, Станарт 2023. [Online]. URL: https://assets.publishing.service.gov.uk/media/6584407fed3c3400133bfd47/uk-low-carbon-hydrogen-standard-v3-december-2023.pdf
40. National Hydrogen Strategy Energy from climate-friendly gas [Электронный ресурс] // bundesregierung.de: [сайт]. [2020]. URL: https://www.bundesregierung.de/breg-en/news/hydrogen-technology-2204238 (дата обращения: 14.03.2024).
41. The Federal Government. National Hydrogen Strategy Update, Berlin, Обзор 2023. [Online]. URL: https://www.energypartnership.jp/fileadmin/user_upload/japan/media_elements/national-hydrogen-strategy-update.pdf
42. Guarantee of Origin [Электронный ресурс] // cleanenergyregulator.gov.au: [сайт]. [2023]. URL: https://www.cleanenergyregulator.gov.au/Infohub/Markets/guarantee-of-origin#:%7E:text=The%20Guarantee%20of%20Origin%20(GO,such%20as%20metals%20and%20biofuels. (дата обращения: 14.03.2024).
43. Renewable Energy Institute. Revised Basic Hydrogen Strategy Offers No Clear Path to Carbon Neutrality, 2023. [Online]. URL: https://www.renewable-ei.org/pdfdownload/activities/REI_Hydrogen_PositionPaper_2023_EN.pdf
44. Nagashima Ohno & Tsunematsu. The Japanese Basic Hydrogen Strategy // noandt.com. 2023. URL: https://www.noandt.com/wp-content/uploads/2023/06/japan_no40.pdf (дата обращения: 14.03.2024).
45. J-Credit Scheme [Электронный ресурс] // japancredit.go.jp: [сайт]. [2023]. URL: https://japancredit.go.jp/english/ (дата обращения: 14.03.2024).
46. Latest Developments on the Hydrogen Act: Introduction of the Hydrogen Power Generation Bidding Market [Электронный ресурс] // asialaw.com: [сайт]. [2023]. URL: https://www.asialaw.com/NewsAndAnalysis/latest-developments-on-the-hydrogen-act-introduction-of-the-hydrogen-power-gener/Index/1743 (дата обращения: 14.03.2024).
47. South Korea plans to match US clean hydrogen standard — but won't include shipping of raw materials in its calculations [Электронный ресурс] // hydrogeninsight.com: [сайт]. [2023]. URL: https://www.hydrogeninsight.com/production/south-korea-plans-to-match-us-clean-hydrogen-standard-but-won-t-include-shipping-of-raw-materials-in-its-calculations/2-1-1436627 (дата обращения: 14.03.2024).
48. South Korea to launch clean hydrogen certification system [Электронный ресурс] // offshore-energy.biz: [сайт]. [2023]. URL: https://www.offshore-energy.biz/south-korea-to-launch-clean-hydrogen-certification-system/ (дата обращения: 14.03.2024).
49. COAG Energy Council. Australia's national hydrogen strategy, Стратегия 978-1-922125-62-0, 2019. [Online]. URL: https://www.dcceew.gov.au/sites/default/files/documents/australias-national-hydrogen-strategy.pdf
50. Department of Industry, Science, Energy and Resources. Hydrogen Guarantee of Origin scheme: discussion paper // consult.dcceew.gov.au. 2021. URL: https://consult.dcceew.gov.au/hydrogen-guarantee-of-origin-scheme (дата обращения: 14.03.2024).
51. Department of Climate Change, Energy, the Environment and Water. Australia's Guarantee of Origin Scheme: consultation papers // consult.dcceew.gov.au. 2023. URL: https://consult.dcceew.gov.au/aus-guarantee-of-origin-scheme-consultation (дата обращения: 14.03.2024).
52. Department of Climate Change, Energy, the Environment and Water. Australia's Guarantee of Origin Scheme: consultation on scheme design, emissions accounting and renewable electricity certification // consult.dcceew.gov.au. 2023. URL: https://consult.dcceew.gov.au/aus-guarantee-of-origin-scheme-consultations-on-design (дата обращения: 14.03.2024).
53. HyXchange. Results from the Dutch Hydrogen certificate pilot // hyxchange.nl. 2022. URL: https://hyxchange.nl/document-library/ (дата обращения: 14.03.2024).
54. Ишков А.Г., Пименов А.А., Максимов А.Л., Михайлов А.М., Колошкин Е.А., Романов К.В. Физико-химические аспекты и углеродный след получения водорода из воды и углеводородов // Записки горного института. Т. 265. №2, 2024. С. 87–94.
55. Аксютин О., Ишков А., Романов К., Тетеревлев Р. Роль российского природного газа в развитии водородной энергетики // Энергетическая политика. №3, 2021.
56. Kearns D., Liu H., Consoli C. Technology readiness and costs of CCS, 2021.
57. Kearney. Carbon Capture Utilization and Storage, 2021.
58. Приказ ФАС России от 16.11.2022 г. № 820/22 2022. URL: https://mrg11.ru/libraries/texts/UL/%D0%9F%D1%80%D0%B8%D0%BA%D0%B0%D0%B7%20%D0%A4%D0%90%D0%A1%20%D0%A0%D0%BE%D1%81%D1%81%D0%B8%D0%B8%20820_22%20%D0%BE%D1%82%2016.11.2022.pdf (дата обращения: 22.12.2022).
59. Creos, DESFA, Elering, Enagás, Energinet, Eustream, FGSZ, Fluxys Belgium. Gasforclimate2050.eu [Электронный ресурс] [2021]. URL: https://gasforclimate2050.eu/wp-content/uploads/2021/06/European-Hydrogen-Backbone_April-2021_V3.pdf (дата обращения: 22.12.2022).
60. Solutions, Contek. Summary of Carbon Dioxide Enhanced Oil Recovery (CO2EOR) Injection Well Technology, Texas, 2008.
61. Melzer S. Carbon Dioxide Enhanced Oil Recovery (CO2 EOR): Factors Involved in Adding Carbon Capture, Utilization and Storage (CCUS) to Enhanced Oil Recovery, 2012.
62. Núñez-López V., Gil-Egui R., Hosseini S.A. Environmental and operational performance of CO2-EOR as a CCUS technology: a Cranfield example with dynamic LCA considerations // Energies, Vol. 12, No. 3, 2019. P. 448.
63. Navigant. Gas for Climate. The optimal role for gas in a net-zero emissions energy system, 2019.
64. Matzen M., Alhajji M., Demirel Y. Technoeconomics and Sustainability of Renewable Methanol and Ammonia Productions Using Wind Power-based Hydrogen // J Adv Chem Eng, 2015. P. 128.
65. Collis J., Schomäcker R. Determining the Production and Transport Cost for H2 on a Global Scale // Frontiers in Energy Research, Vol. 10, May 2022. P. 909298.
66. Trading economics - EU Carbon permits [Электронный ресурс]. URL: https://tradingeconomics.com/commodity/carbon (дата обращения: 16.08.2023).
67. Мухин М.М., Магадова Л.А., Пахомов М.Д., Цыганков В.А. Эфиры уксусной кислоты в качестве основы интенсифицирующих составов для обработки низкопроницаемых карбонатных коллекторов с высокими пластовыми температурами // Территория НЕФТЕГАЗ. № 12, 2012.
68. Time2save. Тарифы за электроэнергию для средних предприятий. URL: https://time2save.ru/tarify-na-elektroenergiu-dlya-srednih-predpriyatiy (дата обращения: 11.08.2023).

УДК 621.311.1 DOI 10.46920/2409-5516_2024_4195_78 EDN: DKBSZT

Электроэнергетическое партнерство России и стран Центральной Азии

Electric power partnership between Russia and Central Asian countries

Сергей ПОДКОВАЛЬНИКОВ
Заместитель директора по науке
Института систем энергетики
им. Л. А. Мелентьева, д. т. н.
E-mail: spodkovalnikov@isem.irk.ru

Sergei PODKOVALNIKOV
Deputy Director, Melentiev Energy Systems Institute of
Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences,
Doctor of Engineering
E-mail: spodkovalnikov@isem.irk.ru

Людмила ЧУДИНОВА
Старший научный сотрудник
Института систем энергетики
им. Л. А. Мелентьева, к. т. н.
E-mail: chudinova@isem.irk.ru

Lyudmila CHUDINOVA
Senior Researcher of Melentiev Energy Systems Institute
of Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences,
Candidate of Engineering
E-mail: chudinova@isem.irk.ru

ЛЭП в Темиртау, Казахстан *Источник: wikimedia.org*

Аннотация. В статье рассматриваются электроэнергетические системы России и стран Центральной Азии, межгосударственные электрические связи и эффекты взаимодействия национальных энергосистем в регионе. Анализируются электроэнергетические проекты России в странах Центральной Азии, перспективы их электроэнергетического партнерства с выходом на электроэнергетические рынки Южной Азии и Ближнего Востока. Отмечается роль других государств в инвестировании и развитии электроэнергетики Центральной Азии. Указывается, что Россия и страны Центральной Азии имеют тесное экономическое и энергетическое партнерство, требующее дальнейшего углубления и развития в современных нестабильных условиях.
Ключевые слова: электроэнергетические системы, межгосударственные электрические связи и энергообъединения, рынки, проекты, партнерство, перспективы.

Abstract. The electric power systems of Russia and the countries of Central Asia, interstate electric ties and the effects of interconnection of national power systems in the region are considered. The electric power projects of Russia in Central Asian countries, the prospects of their electric power partnership with access to the electric power markets of South Asia and the Middle East are analyzed. The role of other states in the electric power industry investing and expansion of Central Asia is noted. It is indicated that Russia and the countries of Central Asia have a close economic and energy partnership, which requires further deepening and development under current unstable conditions.
Keywords: electric power systems, interstate electric ties and power interconnections, markets, projects, partnerships, prospects.

Китай сейчас занимает лидирующую позицию в реализации энергетических проектов в странах Центральной Азии, прежде всего, в сфере ВИЭ

Введение

В современных условиях внешнего санкционного давления, разрыва экономических связей с целью изолировать Россию, особенно важно развивать взаимовыгодное партнерство со странами, не поддерживающими агрессивную антироссийскую политику. Россия традиционно являлась партнером стран Центральной Азии в области электроэнергетики (также, как и в других отраслях экономики). Межгосударственное экономическое и энергетическое (в т. ч. электроэнергетическое) взаимовыгодное партнерство России с центральноазиатскими странами может стать важным фактором стабилизации и подъема экономики и жизненного уровня населения взаимодействующих стран.

В последние годы электроэнергетическое партнерство России со странами Центральной Азии восстанавливается и развивается. Это партнерство включает торговлю электроэнергией с Казахстаном, непосредственно граничащим с Россией, а также другими странами региона через электрические сети Казахстана. Россия занимается инвестированием, проектированием и строительством электроэнергетических объектов в Центральной Азии, поставкой энергетического и электротехнического оборудования, управлением объектами. Россия также входит в многосторонние электроэнергетические проекты через российско-центральноазиатское партнерство с выходом в перспективе на электроэнергетические рынки стран Южной Азии и Ближнего Востока.

В статье рассматриваются основные объемные и структурные показатели электроэнергетических систем России

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА №4(195) / 2024

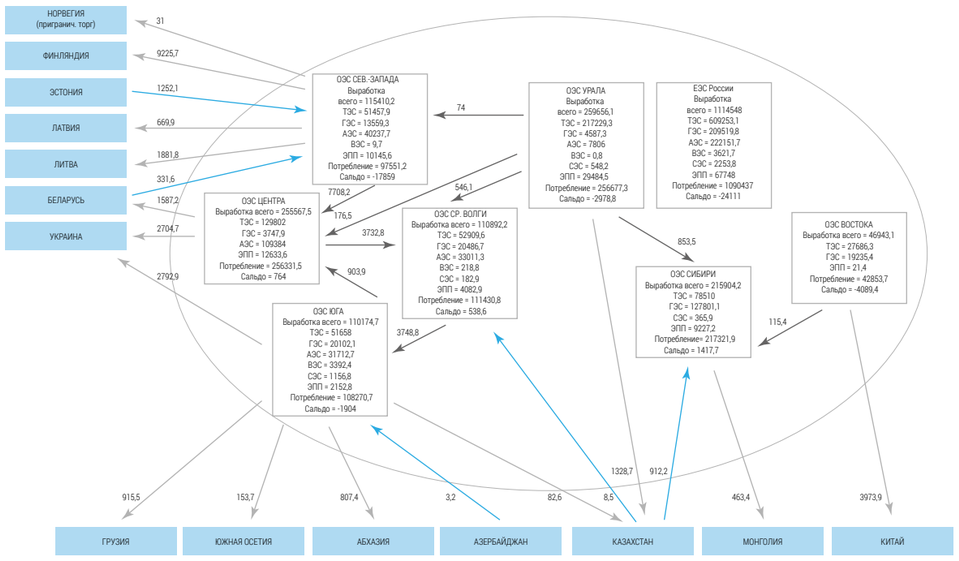


Рис. 1. Фактический баланс электроэнергии ЕЭС России в 2021 г., млн кВт·ч

Источник: Системный оператор Единой энергетической системы (СО ЕЭС)

Страна	Максимум нагрузки, ГВт	Установленная мощность электростанций, ГВт					Потребление электроэнергии, ТВт·ч	Сальдо перетоков электроэнергии, ТВт·ч	Выработка электроэнергии, ТВт·ч				
		Всего	ТЭС	ГЭС	АЭС	ВЭС, СЭС			Всего	ТЭС	ГЭС	АЭС	ВЭС, СЭС
ЕЭС России	161,418	246,591	163,097	49,955	29,543	3,996	1090,44	-24,11	1114,55	676,91	209,52	222,24	5,88
ОЭС Центра	39,982	50,199	34,611	1,810	13,778	-	256,33	0,76	255,57	142,44	3,75	109,38	
ОЭС Средней Волги	16,961	27,478	16,155	7,021	4,072	0,230	111,43	0,54	110,89	56,90	20,49	33,10	0,40
ОЭС Урала	35,127	53,472	49,618	1,914	1,485	0,456	256,68	-2,98	259,66	246,71	4,59	7,81	0,55
ОЭС Северо-Запада	14,611	24,758	15,656	2,961	6,136	0,005	97,55	-17,86	115,41	61,60	13,56	40,24	<0,01
ОЭС Юга	17,234	27,166	13,834	6,306	4,072	2,955	108,27	-1,90	110,17	53,81	20,10	31,71	4,55
ОЭС Сибири	30,237	52,251	26,575	25,326	-	0,350	217,32	1,42	215,90	87,74	127,80		0,37
ОЭС Востока	7,266	11,266	6,649	4,618	-	-	42,85	-4,09	46,94	27,71	19,24		

ГЭС – гидроэлектростанция, АЭС – атомная электростанция,
ВЭС – ветровая электростанция, СЭС – солнечная электростанция

Таблица 1. Основные показатели электроэнергетики России в 2021 г.

и стран Центральной Азии, межгосударственные электрические связи, факторы системности и надежности взаимодействия национальных энергосистем в регионе. Анализируются электроэнергетические проекты России в странах Центральной Азии, в том числе совместные, в области атомной, тепловой и гидроэнергетики, перспективы российско-центральноазиатского электроэнергетического партнерства с выходом России на электроэнергетические рынки стран Южной Азии и Ближнего Востока и с расширением присутствия в Малой Азии. Отмечается роль Китая, Турции, Южной Кореи, международных банков развития в инвестировании проектов электроэнергетики стран Центральной Азии. Россия и страны Центральной Азии имеют потенциал для дальнейшего углубления и развития взаимовыгодного электроэнергетического партнерства в условиях турбулентной международной обстановки и внешних угроз.

Электроэнергетика Российской Федерации

На конец 2021 г. в составе Единой энергосистемы (ЕЭС) России работали семь объединенных энергосистем (ОЭС): Центра, Средней Волги, Урала, Северо-Запада, Юга, Сибири и Востока (рис. 1) [1].

Установленная мощность электростанций ЕЭС России на 01.01.2022 г. составила 246,6 ГВт (таблица 1). В структуре как генерирующих мощностей, так и в производстве электроэнергии в ЕЭС России наибольшую долю занимают тепловые электростанции (ТЭС), соответственно – 66 и 61%, том числе на газе – 49,6 и 48,1% (рис. 2) [1]. Суммарная выработка электроэнергии электростанциями ЕЭС России по итогам 2021 г. составила 1114,6 млрд кВт·ч (+6,4% к 2020 г.). Потребление электроэнергии в 2021 г. составило 1090,4 млн кВт·ч (+5,5% к 2020 г.), объем экспорта электроэнергии – 20,9 млрд кВт·ч (12,1 млрд кВт·ч в 2020 г.), импорта – 1,6 млрд кВт·ч (1,4 млрд кВт·ч в 2020 г.).

В 2021 г. параллельно с ЕЭС России работали энергосистемы Эстонии, Латвии, Литвы, Беларуси, Украины, Грузии, Азербайджана, Казахстана и Монголии, а также энергосистемы Центральной Азии (ЦА) – Узбекистана и Киргизии (через энергосистему Казахстана) и Молдавии (через энергосистему Украины).

По линиям электропередачи переменного тока осуществлялась передача

Шульбинская ГЭС

Источник: imghub.ru

электроэнергии в энергосистему Южной Осетии и энергосистему Абхазии. Совместно с ЕЭС России через преобразовательные устройства постоянного тока работали энергосистемы Финляндии и Китая. Кроме этого, параллельно с энергосистемой Финляндии работали отдельные генераторы Северо-Западной теплоэлектроцентрали (ТЭЦ) и ГЭС энергосистем г. Санкт-Петербурга, Ленинградской и Мурманской областей, с энергосистемой Норвегии – отдельные генераторы ГЭС энергосистемы Мурманской области. По линиям электропередачи переменного тока осуществлялась передача электроэнергии в Китай в «островном» режиме.

Основными импортерами электроэнергии в 2021 г. являлись Финляндия (9,2 ТВт·ч – 40,3%) и Китай (3,97 ТВт·ч – 17,4%), экспортером – Казахстан (1,2 ТВт·ч – 84,8%) (рис. 3).

В направлении ЦА и Кавказа сохранены операции по передаче электроэнергии, в том числе в Турцию транзитом через Грузию. Существенные изменения отмечены в восточном направлении. За 10 месяцев 2022 г. произошло увеличение экспорта в Монголию на 55%, в Китай – на 33%. По итогам года общий объем экспорта электроэнергии в 2022 г. составил 13,6 млрд кВт·ч. В 2023 г. в связи с выведением значительного объема генерирующего оборудования в ремонт, снижением выработки ГЭС и существенным повышением собственного электропотребления в ОЭС Востока, поставки в КНР снизились. Объем экспорта в Китай по итогам года составил 3,1 млрд кВт·ч (в 2022 г. – 4,7 млрд кВт·ч). В то же время отмечены рекордные значения поставок в Казахстан (4,7 млрд кВт·ч) и в Монголию (900 млн кВт·ч) [2]. Объем экспорта электроэнергии в целом

Страна	Установленная мощность электростанций, ГВт				Потребление электроэнергии, ТВт·ч	Сальдо перетоков электроэнергии, ТВт·ч	Выработка электроэнергии, ТВт·ч			
	Всего	ТЭС	ГЭС	ВЭС, СЭС			Всего	ТЭС	ГЭС	ВЭС, СЭС
Казахстан	26,522	19,456	3,066	4	114,320	-0,558	114,878	102,300	9,184	3,394
Кыргызстан	4,418	0,734	3,684	-	16,278	1,143	15,135	2,182	12,953	
Таджикистан	6,406	0,718	5,688		17,990	-2,410	20,400	1,700	18,700	
Туркменистан	9,232	9,230	0,002		24,745	-3,200	27,945	27,933	0,006	0,006
Узбекистан	16,978	14,830	2,043	0,105	74,883	3,583	71,300	65,760	5,490	0,050
Центральная Азия, всего	63,556	44,968	14,483	4,105	248,216	-1,442	249,658	199,875	46,333	3,450
	100%	70,8%	22,8%	6,5%			100%	80,1%	18,6%	1,4%

Таблица 2. Основные показатели электроэнергетики стран Центральной Азии в 2021 г.

В 2022 г. произошло изменение объемов и направлений экспортно-импортных потоков электроэнергии. Страны Балтии и Финляндия с мая приостановили импорт электроэнергии из России, объясняя это сложностью оплаты в рублях. Тем не менее, статистика таможенных служб Литвы и Латвии по сентябрь продолжала публиковать объемы экспорта/импорта электроэнергии. По информации от 07.12.2022 г., «Интер РАО» не видит перспектив для возобновления экспорта электроэнергии в Прибалтику и Финляндию. Обмены электроэнергией с Беларусью остаются на прежнем уровне. Согласно имеющимся данным, в январе 2022 г. экспорт электроэнергии из России в Украину сохранялся. Информация из открытых источников о торговле электроэнергией между этими странами в последующий период отсутствует. Очевидно, что с началом специальной военной операции (СВО) эта торговля прекратилась.

за 2023 г. снизился на 21,7%, до 10,7 млрд кВт·ч. При этом была введена экспортная пошлина в размере 7% для электроэнергии, поставляемой за пределы ЕАЭС [3]. «Интер РАО» уведомило Китай, Монголию и Азербайджан о соответствующем росте цены.

Электроэнергетика стран Центральной Азии

Суммарная установленная мощность электростанций стран Центральной Азии (ЦА) (Казахстана, Кыргызстана, Таджикистана, Туркменистана, Узбекистана) в 2021 г. составила 63,6 ГВт, выработка электроэнергии электростанциями – 249,7 ТВт·ч, электропотребление – 248,2 ТВт·ч, сальдо перетоков – 1,4 ТВт·ч (таблица 2) [4–7].

В 2021 г. произошел рекордный рост электропотребления в Казахстане (+6%,

Структура установленной мощности ЕЭС России по видам генерации на 01.01.2022 г.

Структура производства электроэнергии в ЕЭС России в 2021 г.

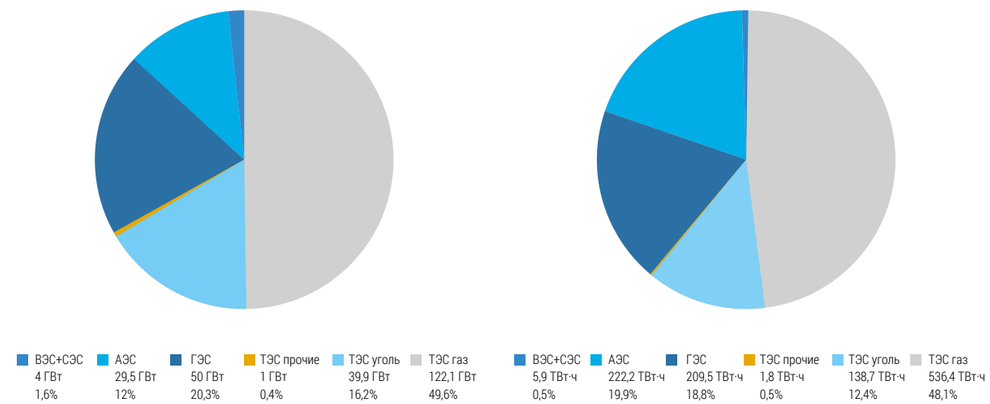


Рис. 2. Структура генерирующих мощностей электростанций и производства электроэнергии России в 2021 г.

Источник: Системный оператор Единой энергетической системы (СО ЕЭС)

Структура экспорта электроэнергии из России

Структура импорта электроэнергии в Россию

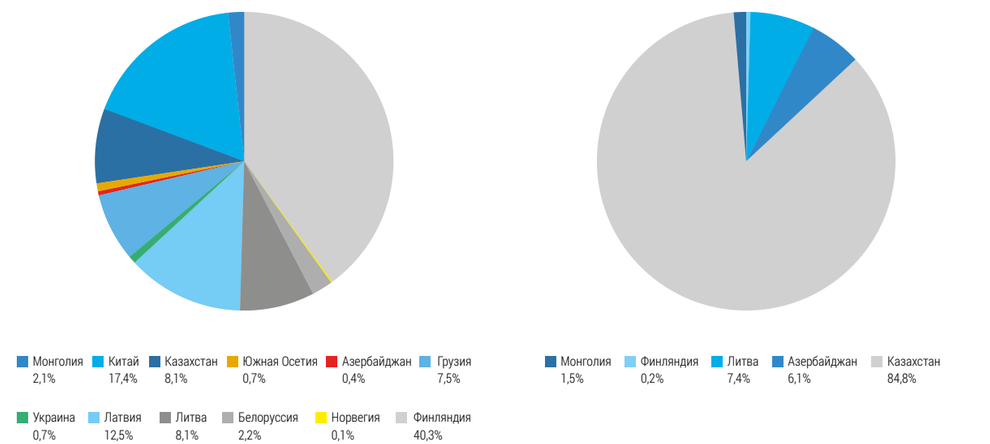


Рис. 3. Структура экспорта-импорта электроэнергии в 2021 г.

Источник: Системный оператор Единой энергетической системы (СО ЕЭС)

ранее 1,5–2% в год). Выработка электроэнергии при этом увеличилась на 5,7%. Бурный рост спроса связывают не только с ожидаемым ростом производства в энергоемких отраслях, но и с ростом мощностей майнеров криптовалют. По оценкам KEGOC, в октябре 2021 г., майнеры потребляли до 1000 МВт мощности при общей располагаемой мощности в энергосистеме на уровне 19000 МВт. Причем до 40% потребления майнеров приходилось на так называемых «серых» майнеров, которые подключались к электросетям как домохозяйства. Из-за возникшего дефицита электроэнергии станциям не давали выводить мощности в плановые ремонты, что также способствовало росту числа аварийных остановок энергооборудования.

Начиная с 2019 г., Казахстан стал нетто-импортером электроэнергии из России: объем импорта в 2021 г. составил 1,8 млрд кВт·ч при экспорте в 1,2 млрд кВт·ч [7, 8]. Однако, в целом (с учетом обменов электроэнергией с другими странами ЦА) в 2021 г. Казахстан был нетто-экспортером электроэнергии (см. таблицу 2). В 2023 г. ситуация не изменилась, и нехватка электроэнергии компенсировалась также путем закупок из РФ. По прогнозному балансу электроэнергии и мощности Министерства энергетики Казахстана, к 2029 г. ожидается дефицит в размере 5,5 млрд кВт·ч по электроэнергии и 3 ГВт по мощности [9].

Дефицит также объясняется высокой степенью износа энергетического оборудования: генерирующее оборудование в среднем изношено на 65%, электрические сети – на 83%, тепловые сети – на 80% [10].

В докладе Евразийского банка развития «Инвестиции в водно-энергетический комплекс Центральной Азии» отмечались общие негативные факторы энергокомплекса региона [11]:

- высокий уровень износа электросетевого комплекса и генерирующих мощностей (удельный вес мощностей возрастом свыше 30 лет составляет от 44 до 75%);
- высокий уровень потерь электроэнергии (7–20% производства в некоторых странах);
- разбалансированность производства и потребления электроэнергии (потеря 11 млрд кВт·ч экспортного потенциала);
- снижение надежности энергоснабжения в Узбекистане и на юге Казахстана в результате нехватки маневренных мощностей и неиспользования ГЭС соседних стран;
- нерациональное использование гидроэлектроэнергии, проявляющееся через сезонный дефицит и холостые сбросы воды, как результат несовпадения пиков производства и потребления (согласно ПАО «Русгидро», ежегодный объем неудовлетворенного спроса в Кыргызстане и Таджикистане оценивается в 1,5–3 ТВт·ч и 4–4,5 ТВт·ч, соответственно) и др.

Установленная мощность электростанций Казахстана, Кыргызстана, Таджикистана, Туркменистана, Узбекистана составила 63,6 ГВт, выработка – 249,7 ТВт·ч, электропотребление – 248,2 ТВт·ч

Киргизия
Источник: Djusha / depositphotos.com

Дефицит мощности и энергии в энергосистеме Узбекистана в период осенне-зимнего максимума нагрузок приводит к перегрузке сечения «Север – Юг Казахстана», срабатыванию автоматики деления по транзиту «Север – Юг Казахстана» и неплановым отклонениям перетоков между энергосистемами России и Казахстана. Все эти негативные факторы приводят к тяжелым авариям в энергосистемах стран ЦА, потере многолетней регулирующей способности водохранилищ и нарастанию критического недостатка воды на ирригационные цели даже в многоводные годы (авария 25 января 2021 г. в ЦАЭО).

Межгосударственные электрические связи ЕЭС России и Центральной Азии

Центрально-Азиатское энергообъединение (ЦАЭО) фактически возникло на базе входившей в Единую энергосистему бывшего СССР объединенной энергосистемы Средней Азии на территории четырех государств – Узбекистана, Таджикистана, Туркменистана, Кыргызстана и прилегающих к ним пяти областях Юга Казахстана [12]. После распада Советского Союза страны Центральной Азии, ставшие самостоятельными государствами, пытались проводить независимую энергетическую политику. Однако взаимозависимость их энергобалансов, обусловленная централизованным управлением развития их генерирующих мощностей в прошлом, вынудила правительства этих стран восстановить прежние условия работы их энергосистем. В 1999 г. было подписано соглашение между Республикой Казахстан, Киргизской Республикой, Республикой Таджикистан и Туркменистаном о параллельной работе энергетических систем Центральной Азии. Данное соглашение фактически реанимировало ОЭС Средней Азии с ее координационным диспетчерским центром (КДЦ) «Энергия», расположенном в Узбекистане. КДЦ осуществляет единое оперативное управление режимами, эксплуатацией и планированием ЦАЭО.

Казастан
Источник: brokenrecords / depositphotos.com

Энергосистемы Туркменистана и Таджикистана в настоящее время работают изолированно от ЦАЭО. Туркменистан вышел из состава ОЭС ЦА в 2003 г. по собственной инициативе. В настоящее время работает в параллельном режиме с Иранской энергосистемой, а с ЦАЭО – по «островным» схемам. Таджикистан был отделен от энергообъединения ЦА из-за многократных нарушений условий параллельной работы. В настоящее время при финансовой поддержке Азиатского банка развития (АБР) активно ведется работа по переподключению энергосистемы Таджикистана к ЦАЭО [13].

Межгосударственные связи ЦАЭО в южном направлении представлены электропередачами из Кыргызстана, Узбекистана, Туркменистана, Таджикистана в Афганистан напряжением 220–110–10–6 кВ и из Туркменистана в Иран напряжением 220 кВ. Экспорт электроэнергии в Афганистан осуществляется на основе имеющихся договоренностей между странами Центральной Азии и Афганистаном, в частности, из Таджикистана в период с мая по сентябрь, а из Узбекистана – с октября по апрель.

ЕЭС России связана с ЦАЭО через электрические сети Казахстана (рис. 1, 4) [1, 12]. Основными функциями межгосударственных электрических связей (МГЭС) «РФ – Казахстан» являются:

- обеспечение транзита электроэнергии «Урал – Казахстан – Сибирь»;
- поддержание нормативных уровней частоты;
- взаимопомощь в аварийных ситуациях;
- торговля электроэнергией.

Имеются электрические связи Казахстана со следующими энергосистемами ЕЭС России:

По прогнозному балансу производства электроэнергии и мощности Минэнерго Казахстана, к 2029 г. ожидается дефицит в размере 5,5 млрд кВт·ч по электроэнергии и 3 ГВт по мощности

- ОЭС Центра – линиями электропередачи напряжением 110–35–10 кВ, в том числе 3х110 кВ;
- ОЭС Юга – пятью ВЛ напряжением 110 кВ;
- ОЭС Урала – тридцатью четырьмя ВЛ напряжением 1150–500–220–110–10–0,4 кВ, в том числе одной ВЛ 1150 кВ «Челябинск – Кустанай», включенной на 500 кВ, 3хВЛ 500 кВ, 5хВЛ 220 кВ, 15хВЛ 110 кВ;
- ОЭС Сибири – одной линией в габаритах 1150 кВ «Барнаул – Экибастуз» (работает на напряжение 500 кВ), пятью линиями 500 кВ, 4хВЛ 220 кВ, и линиями 110 кВ.

Основные технические и финансовые обязательства сторон при параллельной работе ЕЭС Казахстана и ЕЭС России регламентируются [14]:

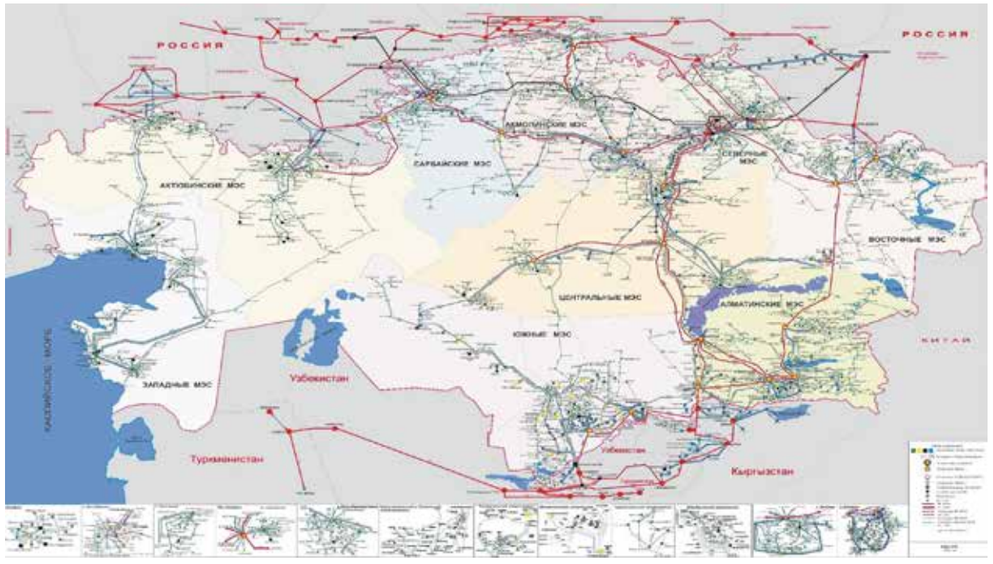
- договором о параллельной работе электроэнергетических систем Республики Казахстан и Российской Федерации;
- договорами купли-продажи отклонений фактических почасовых межгосударственных сальдо перетоков электроэнергии ЕЭС Казахстана на границе с ЕЭС России от плановых между KEGOC и ПАО «Интер РАО»;
- договором оказания услуг по передаче (транзиту) электроэнергии по сети KEGOC.

В 2021 г. по договору между KEGOC и ПАО «ФСК ЕЭС» осуществлялась передача (транзит) электроэнергии по сетям KEGOC по маршруту «Россия – Казахстан – Россия». Объем оказанных услуг по данному транзиту составил 3957,3 млн кВт·ч, что на 146,2 млн кВт·ч или 3,6% меньше, чем в 2020 г. (4103,5 млн кВт·ч) [7].

В 2022 г. Правительство РФ поручило Минэнерго совместно с МИД России провести переговоры с казахстанской стороной по внесению изменения в имеющееся соглашение о взаимодействии энергоси-

Рис. 4. Карта-схема электрических сетей ЦАЭО и России

Источник: Национальный диспетчерский центр Системного оператора (НДЦ СО) Казахстана



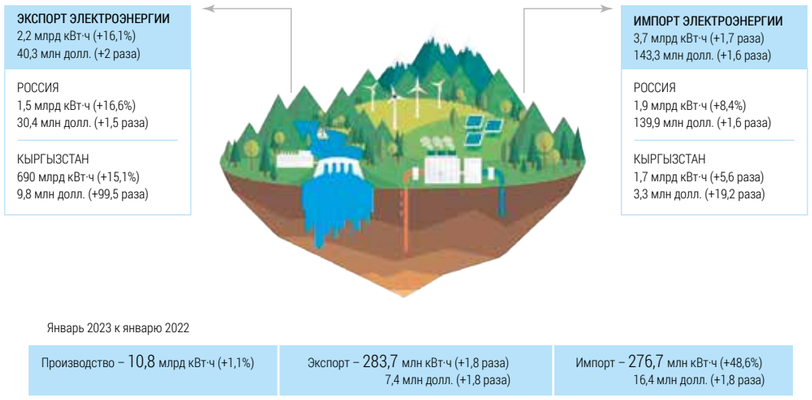


Рис. 5. Обмены перетоками между Россией, Казахстаном и Кыргызстаном

Источник: Бюро национальной статистики Казахстана

стем РФ и Казахстана, в частности, «предусматривающее покупку электрической энергии, передаваемой из РФ в Республику Казахстан, по договорам, заключенным между «Интер РАО» и хозяйствующими субъектами Республики Казахстан, в том числе в целях осуществления цифрового майнинга криптовалют на коммерческих условиях», говорится в документе [15]. Объемы перетоков ОЭС Казахстана в 2022 г. представлены на рис. 5 [16].

В связи с дефицитом, с 15 апреля 2023 г. впервые начались поставки электроэнергии из России в Кыргызстан транзитом через Казахстан. Планируемый объем поставок электроэнергии по март 2024 г. составляет 900 млн кВт·ч [17].

Эффекты взаимодействия энергосистем России и стран Центральной Азии

Взаимодействие национальных электроэнергетических систем России и Казахстана позволяет реализовывать системные интеграционные эффекты, включая режимные, надежностные, структурные и другие.

Обмен мощности между европейской секцией ЕЭС России и ОЭС Сибири через сети Казахстана традиционно осуществлялся в следующем режиме. В часы ночного минимума нагрузки в европейской секции ЕЭС России осуществлялся переток мощности и энергии в восточном направлении в ОЭС Сибири, а в часы вечернего максимума нагрузки в европейской части России, наоборот, происходила выдача мощности и электроэнергии из ОЭС Сибири в западном направлении. Это позволяло реализовать ***режимный эффект*** регулирования суточного графика нагрузки в европейской части России, используя для обмена перетоками двух российских регионов электрические сети северного Казахстана [18, 19].

Также сильная взаимосвязь функционирования ЦАЭО и ЕЭС России наиболее явно проявилась при ликвидации последствий аварий на Саяно-Шушенской ГЭС – 17 августа 2009 г. и в ЦАЭО – 25 января 2022 г.

Транзит из объединенных энергосистем Урала и Средней Волги через территорию Казахстана позволил избежать каскадного отключения и «погашения» ОЭС Сибири. Казахстан также частично компенсировал собственными мощностями недовыработку СШГЭС.

Аварийное веерное отключение 25 января 2022 г. в ЦАЭО привело к масштабному отключению большей части Казахстана, Кыргызстана и Узбекистана. Как следствие, произошло аварийное разделение транзита «Север – Восток – Юг Казахстана» с погашением значительной части потребителей Южной зоны Казахстана. Казахстан в первые часы после аварии резко увеличил экспорт электроэнергии в РФ до 750 МВт из-за избытка мощности. До аварии переток электроэнергии осуществлялся из России в Казахстан [20].

Проект	Страна	Участие российских компаний	Стоимость	Комментарий
Сангтудинская ГЭС-1 мощностью 670 МВт	Таджикистан	«Интер-РАО» и ГК «Росатом» – инвесторы. ПАО «Силовые машины» – поставщик основного гидросилового и энергетического оборудования	482 млн долл.	Завершен
Рогунская ГЭС мощностью 3600 МВт	Таджикистан	ПАО «РусГидро» – проектировщик (АО «Гидропроект»). «Силовые машины» готовы поставить гидроагрегаты при условии обеспечения финансирования проекта	3,9 млрд долл.	Частично реализован
Кайраккумская ГЭС мощностью 126 МВт	Таджикистан	ОАО «Норд Гидро» в 2016 г. – разработчик проектной документации на модернизацию двух гидроагрегатов ГЭС (с привлечением ОАО «Тяжмаш»)	200 млн долл.	Проектирование (инженерные изыскания)
Проект АЭС	Узбекистан	ГК «Росатом» – генеральный подрядчик	11 млрд долл.	Проектирование (инженерные изыскания)
Пскемская ГЭС мощностью 400 МВт	Узбекистан	ПАО «РусГидро» оказывает содействие в строительстве АО «Узбекгидроэнерго»	800 млн долл.	Финансирование «Эксимбанка» и Правительства Узбекистана
Модернизация Туполангской ГЭС, строительство Нижнечаткальской ГЭС, модернизация УП «Фархадской ГЭС»	Узбекистан	«Внешэкономбанк» («ВЭБ.РФ») – кредитор, с участием ПАО «Силовые машины»	общая стоимость — 297,5 млн долл.	Кредитные средства «ВЭБ. РФ» – 146,5 млн евро
Модернизация каскадов Чирчикских, Кадиринских, Урта-Чирчикских и Ташкентских ГЭС	Узбекистан	«Внешэкономбанк» («ВЭБ.РФ») – кредитор	общая стоимость — 78,4 млн евро	Новые проекты на рассмотрении
Строительство малой ГЭС при Сардобинском водохранилище мощностью 10,7 МВт	Узбекистан	Финансирование за счет прямых внешних кредитов «Росэксимбанка» с участием ПАО «Силовые машины»	21,3 млн евро	Строительство в 2020–2022 гг.
Модернизация энергоблоков Сырдарьинской ТЭС на условиях «под ключ»	Узбекистан	«Внешэкономбанк» («ВЭБ.РФ») – кредитор, с участием ПАО «Силовые машины»	177,1 млн долл.	«ВЭБ.РФ» — 129 млн долл.
Строительство ветровой электростанции мощностью 100 МВт в Караузякском районе Каракалпакстана	Узбекистан	АО «НоваВинд» (объединяет все ветроэнергетические активы ГК «Росатом») – участник тендера	н.д.	В апреле 2020 г. Минэнерго Узбекистана объявлен тендер
Строительство Кокшетауской (Кокчетавкой) ТЭЦ мощностью 240 МВт	Казахстан	«Интер РАО – экспорт»	239 млрд тенге	В рамках подписаного 9 ноября 2023 г. меморандума. Сроки строительства 2024–2027 гг.
Строительство ТЭЦ в Семипалатинске мощностью 320 МВт	Казахстан	«Интер РАО – экспорт»	н.д.	В рамках подписаного 9 ноября 2023 г. меморандума. На стадии проработки ТЭО
Строительство ТЭЦ в Усть-Каменогорске	Казахстан	«Интер РАО – экспорт»	н.д.	В рамках подписаного 9 ноября 2023 г. меморандума
Строительство энергоблоков № 3 и 4 Экибастузской ГРЭС-2	Казахстан	ООО «Фирма ОРГРЭС»	н.д.	Соглашение о сотрудничестве между АО «Самрук-Казына» и ООО «Фирма ОРГРЭС»

Таблица 3. Список проектов с участием российских компаний в электроэнергетическом комплексе Центральной Азии

Приведенные примеры являются иллюстрацией ***повышения эффективности и надежности*** электроснабжения потребителей в рамках взаимодействия национальных ЭЭС России и Центральной Азии.

Совместные электроэнергетические проекты России и стран Центральной Азии

В таблице 3 приведен краткий список завершенных, реализуемых и планируемых совместных электроэнергетических проектов РФ со странами Центральной Азии [11, 21, 22].

Проект Сангтудинской ГЭС-1 был реализован при непосредственном экономическом и техническом участии России. В настоящее время она является основным собственником этого крупного электроэнергетического объекта, играющего важную роль в электроснабжении Таджикистана и всей Центральной Азии. Доля компаний Российской Федерации в уставном капитале ОАО «Сангтудинская ГЭС-1» составляет 75% минус 1 акция, доля Республики Таджикистан – 25% плюс 1 акция.

Наиболее значимым и актуальным на текущий момент представляется проект сооружения АЭС российского дизайна в составе двух блоков с реакторами ВВЭР-1200 в Узбекистане. Станция будет построена за счет средств госбюджета Узбекистана и госкредита России [23]. В ноябре 2023 г. разработка контракта на строительство АЭС вышла на завершающую стадию [24]. Окончательное соглашение на текущий момент (март 2024 г.) еще не подписано.

Остается открытым вопрос сооружения АЭС в Казахстане. Казахстан получил технико-коммерческие предложения от 6 вендоров из Китая, Кореи, России, США и Франции. Срок реализации проекта составит 10–12 лет. По планам Министерства энергетики, до 2035 г. в Казахстане будут построены атомные мощности в объеме 2,4 ГВт. Стоимость каждого энергоблока на 1,2 ГВт оценивалась в 5 млрд долл. Срок строительства АЭС займет 10 лет [25]. Несмотря на лидирующие позиции российского «Росатома» по объемам строительства атомных реакторов в мире, Казахстан также рассматривает в качестве потенциальных поставщиков ядерных технологий китайскую компанию CNNC, южнокорейскую KHNP и французскую EDF [26].

Помимо АЭС большой мощности, Госкорпорация (ГК) «Росатом» ведет переговоры о строительстве малых АЭС с Киргизией, Узбекистаном [27]. 20 января 2022 г. Госкорпорация «Росатом» и Министерство энергетики Киргизской Республики подписали меморандум о сотрудничестве в сооружении атомных станций малой мощности [28]. На текущий момент изучаются площадки для строительства АЭС малой мощности на базе реакторной установки РИТМ-200Н, которая будет состоять из двух энергоблоков по 55 МВт [29].

Сангтудинская ГЭС-1
Источник: tj.sputniknews.ru

9 ноября 2023 г. был подписан меморандум о строительстве трех ТЭЦ в Казахстане общей мощностью 1 ГВт с финансированием российскими банками. Подрядчиком выступает российская компания «ИНТЕР РАО – экспорт» [21] (таблица 3). В конце декабря 2023 г. в продолжение меморандума подписаны соглашения о сотрудничестве между АО «Самрук-Казына» и ООО «Интер РАО – Экспорт» по проектам строительства трех ТЭЦ в городах Кокшетау, Семей, Усть-Каменогорск, а также между АО «Самрук-Энерго» и ООО «Фирма ОРГРЭС» по строительству энергоблоков № 3 и 4 на Экибастузской ГРЭС-2 с использованием российского оборудования [22].

Среди крупных проектов также реализация планов по вводу в ближайшее

Экибастузская ГРЭС-2

Источник: Татьяна Подыма / interrao.ru

десятилетие объектов солнечной и ветровой генерации общей мощностью до 11 ГВт в Казахстане, Киргизии, Таджикистане и Узбекистане с возможным участием России.

Важное значение имеют проекты по выстраиванию систем автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности (АРЧМ) в ОЭС Центральной Азии и проекты создания межгосударственных рынков электроэнергии, что предусматривает участие Казахстана и Кыргызстана в общем электроэнергетическом рынке Евразийского экономического союза (ЕАЭС), в т. ч. с участием России.

Дефицит электроэнергии в Казахстане объясняется высокой степенью износа оборудования: генерация в среднем изношена на 65%, электрические сети – на 83%, тепловые сети – на 80%

Вместе с тем, как показывает практика, участие России в совместных проектах в Центральной Азии является достаточно рискованным. Так, в 2012 г. Кыргызстан заключил соглашение с Россией о строительстве Камбаратинской ГЭС-1 и Верхненарынского каскада ГЭС. 20 января 2016 г. парламент Киргизии в одностороннем порядке денонсировал соглашение с РФ. Кыргызстан отказался от дальнейших изысканий и перевел 37 млн долл., инвестированные ранее Россией, во внутренний суверенный долг [30]. 7 января 2023 г. опубликовано сообщение о подписании дорожной карты строительства Камбаратинской ГЭС-1 совместно Узбекистаном, Кыргызстаном и Казахстаном [31]. Будет ли участвовать Россия в сооружении данного объекта, пока неясно.

Перспективы электроэнергетической интеграции РФ в центральноазиатском направлении

Каспийское энергокольцо. Каспийское энергетическое кольцо (КЭК) рассматривается как взаимосвязь национальных энергосистем (НЭС) стран бассейна Каспийского моря, включая Россию, страны Центральной Азии, в том числе Казахстан и Туркменистан, а также Иран и Азербайджан (рис. 6) [32–35].

В последние годы активизировались многосторонние и двусторонние контакты для укрепления существующих и создания новых межгосударственных электрических связей между прикаспийскими странами в направлении «Армения – Россия – Иран – Грузия» (2016), «Иран – Азербайджан – Россия» (2019) и «Туркменистан – Иран» (2021) [32–38]. Подписанные соглашения и достигнутые договоренности можно рассматривать как первые практические действия, способствующие реализации Каспийского энергетического кольца. Наиболее проработанным на данный момент является направление «Иран – Азербайджан – Россия», находящееся на стадии доработки технико-экономического обоснования (ТЭО) [39]. Действующие МГЭС «Туркменистан – Иран» объединяют на параллельную работу энергосистемы двух стран. В рамках строительства новой МГЭС 400–500 кВ в ходе иранотуркменских переговоров в Тегеране было объявлено о завершении и готовности к эксплуатации иранского участка ЛЭП «Мары – Мешхед» [40]. С окончанием реализации данного проекта, Иран рассматривает возможность поставки электроэнергии через Туркменистан из России [41].

Центральная Азия – Южная Азия. На текущий момент реализуются проекты по созданию регионального электроэнергетического рынка Центральной и Южной Азии – CASAREM, как части азиатского межгосударственного энергообъединения (МГЭО), тем самым способствуя формированию Евразийского МГЭО, которое, в свою очередь, в отдаленной перспективе может стать элементом глобального суперэнергообъединения (рис. 7) [35, 42].

Указанные выше многосторонние проекты электроэнергетической интеграции являются расширением российско-центральноазиатского партнерства в области электроэнергетики, в то же время базируясь на нем. Россия, участвуя в данных проектах, может проникать на новые электроэнергетические рынки стран Ближнего Востока и Южной Азии, расширять свое присутствие в Малой Азии.

Роль других государств в электроэнергетике Центральной Азии

Очевидно, что Россия не является единственным партнером стран Центральной Азии в электроэнергетике, и ее взаимодействие с электроэнергетическими компаниями региона происходит в присутствии в данной отрасли активных игроков из других стран и, в определенной степени, в конкурентной борьбе с ними. В постсоветский период в регион устремились США, Китай и другие страны, приобретая электро-

Рис. 6. Каспийское энергетическое кольцо

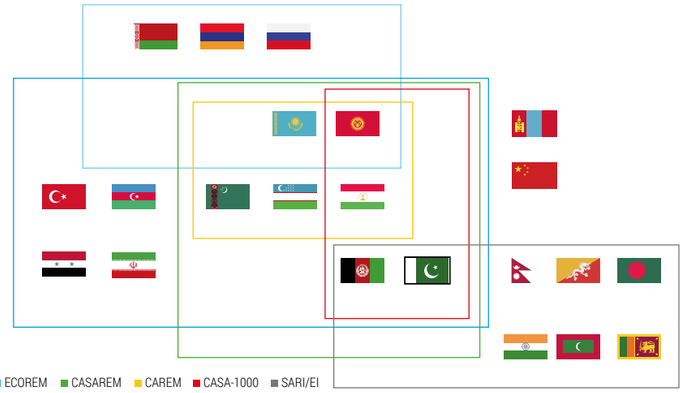
энергетические активы и внедряясь в национальную электроэнергетику стран Центральной Азии.

Китай на текущий момент занимает лидирующую позицию в реализации энергетических проектов в странах Центральной Азии, прежде всего в сфере возобновляемых источников энергии. В частности, в 2023 г. подписаны: соглашение о строительстве СЭС (1000 МВт) между кабинетом министров Кыргызстана и китайским энергетическим консорциумом в составе China Power International Development Limited (CPID) и China Railway 20 Bureau Group Corporation (CR20G); межправительственные меморандумы о намерениях экспорта электроэнергии в Китайскую Народную Республику и строительстве ЛЭП 500 кВ «Кыргызстан – Китай» и малых ГЭС; соглашение о сотрудничестве Министерства энергетики Узбекистана с консорциумом компаний Huaneng Renewables Corporation и Poly Technologies по строительству СЭС (2000 МВт); меморандум между Министерством энергетики Казахстана, Государственной энергетической инвестиционной корпорацией Китая China Power International Holding Ltd (CPIH) и китайской SANY Renewable Energy о сооружении ветропарка (1000 МВт) и нескольких заводов по производству башен, гондол и лопастей для ВЭС [43–46]. 26 сентября 2022 г. «Самрук-Казына» и China Machinery Engineering Corporation (CMEC) заключили меморандум о взаимопонимании и сотрудничестве по дальнейшей реализации проекта расширения и реконструкции Экибастузской ГРЭС-2 (изготовление, поставка оборудования, участие в строительстве) [47]. Этот проект не был реализован, и, как указывалось выше, в декабре 2023 г., аналогичный меморандум подписан российской стороной с использованием российского оборудования [22].

Помимо КНР, в реализуемых проектах принимают участие и другие страны.

Рис. 7. Потенциальное Евразийское МГЭО

Источник: International Energy Agency, Co-funded by the European Union



EAEU – Eurasian Economic Union (Евразийский экономический союз); SARI/EI – South Asia Regional Initiative for Energy Integration (Региональная инициатива Южной Азии по энергетической интеграции); ECOREM – Economic Cooperation Organization Regional Electricity Market (Региональный рынок электроэнергии Организации экономического сотрудничества); CAREM–Central Asia Regional Electricity Market (Центральноазиатский региональный рынок электроэнергии); CASA– Central Asia–South Asia (Центральная Азия – Южная Азия); CASAREM–Central Asia – South Asia Regional Energy Markets (Региональные энергетические рынки Центральной Азии и Южной Азии). AFG – Afghanistan (Афганистан); ARM – Armenia (Армения); AZE – Azerbaijan (Азербайджан); BEL – Belarus (Беларусь); BGD – Bangladesh (Бангладеш); BTN – Bhutan (Бутан); CHN – China (Китай); KAZ – Kazakhstan (Казахстан); KGZ – Kyrgyzstan (Кыргызстан); IND – India (Индия); IRN – Iran (Иран); IRQ – Iraq (Ирак); LKA – Sri Lanka (Шри-Ланка); MDV–Maldives (Мальдивы); MNG – Mongolia (Монголия); NPL – Nepal (Непал); PAK – Pakistan (Пакистан); RUS – Russia (Россия); TKM – Turkmenistan (Туркменистан); TJK – Tajikistan (Таджикистан); TUR – Turkey (Турция); UZB – Uzbekistan (Узбекстан).

ВЭС в Казахстане

Источник: el.kz

В частности, в Узбекистане ведет строительство Сурхандарьинской ТЭС (850 МВт) турецкая компания Cengiz Enerji. Ташкентская ТЭС (900 МВт) строится также турецкой компанией Yildirim Enerji. Строительство (с последующей эксплуатацией) Сырдарьинской ТЭС (1600 МВт) осуществляется консорциумом, состоящим из французской Electricite De France (EDF), катарской Nebras Power, японских Sojitz Corporation и Kyuden International [48–50].

В Казахстане создание трех ветропарков мощностью по 1000 МВт каждый осуществляется французской Total Eren, саудовской ACWA Power и компанией Masdar (ОАЭ). Строительство ТЭС (1000 МВт) в Туркестанской области ведется южнокорейской компанией Doosan Group [51, 52].

В Кыргызстане строительство СЭС и ГЭС (260 МВт) ведется испанской энергокомпанией «EcoEner», строительство ВЭС (200 МВт) – компанией Masdar из ОАЭ [53, 54].

В Туркменистане турецкие компании осуществляют строительство объектов электроэнергетики: Çalyk Holding строит ЛЭП 500 кВ «Туркменистан – Афганистан – Пакистан», Çalik Enerji Sanayi ve Ticaret A. Ş. сооружает ВЭС и СЭС [55].

Ввиду нестабильности в финансовом секторе и, как следствие, малой инвестиционной привлекательности большинства центральноазиатских стран, есть определенные сложности в привлечении средств на реализацию энергетических проектов. Ключевыми инвесторами, помимо российских, китайских и других, выступают банки развития: Европейский банк реконструкции и развития (ЕББР (EBRD), Всемирный банк (ВБ), Азиатский банк развития (АБР (ADB), Евразийский банк развития (ЕАБР), Евразийский фонд стабилизации и развития (ЕФСР), Европейский инвестиционный банк (ЕИБ (EIB), Азиатский банк инфраструктурных инвестиций (АБИИ (AIIB), Исламский банк развития [11].

Наиболее значимым проектом на текущий момент является достройка Рогунской

Межгосударственные связи ЦАЭО в южном направлении представлены электропередачами из Кыргызстана, Узбекистана, Туркменистана, Таджикистана в Афганистан напряжением 220–110–10–6 кВ

Рогунская ГЭС

Источник: fotosharm.ru

ГЭС. В 2023 г. на его реализацию выделено Азиатским банком инфраструктурных инвестиций – 500 млн долл., Всемирным банком – 65 млн долл., Исламским банком развития – 150 млн долл. [56–58]. Европейский союз также планирует стать инвестором Рогунской ГЭС [59].

Выводы

Россия и страны Центральной Азии имеют довольно тесное как экономическое, так и энергетическое партнерство. Независимо от политических и других разногласий, весь период после распада СССР между Россией и странами Центральной Азии продолжалось (в большей или меньшей степени) сотрудничество в проектировании, модернизации, строительстве, инвестировании генерирующего и электросетевого оборудования, осуществлялись поставки электроэнергии и мощности, энергетического и электротехнического оборудования. Сохранены имеющиеся электрические связи между странами.

Через участие в российско-центральноазиатском электроэнергетическом партнерстве Россия в перспективе может быть вовлечена в многосторонние межрегиональные проекты с выходом на новые рынки

Взаимодействие национальных электроэнергетических систем России и стран Центральной Азии (в первую очередь, Казахстана) позволяет реализовывать системные интеграционные эффекты, включая режимные, надежностные и другие, взаимно повышая эффективность и безопасность функционирования и развития электроэнергетических систем за счет снижения операционных и инвестиционных затрат и обеспечения перетоков взаимопомощи в аварийных ситуациях, в т. ч. при возникновении крупных системных аварий.

Россия участвует в реализации электроэнергетических проектов и в модернизации действующих объектов электроэнергетики в центральноазиатских странах, оказывая влияние на поставки электроэнергии на рынки региона. Намечен довольно обширный перечень проектов в области атомной и возобновляемой энергетики для реализации в странах Центральной Азии, в которых РФ предполагает участвовать, в т. ч. как основное действующее лицо. С их реализацией роль России на электроэнергетических рынках Центральной Азии усилится.

Через участие в российско-центральноазиатском электроэнергетическом партнерстве Россия в перспективе может быть вовлечена в многосторонние межрегиональные проекты с выходом на новые электроэнергетические рынки стран Ближнего Востока и Южной Азии и с расширением своего присутствия в Малой Азии.

Участие в данных проектах представляется целесообразным для России, поскольку обеспечит увеличение экспорта отечественного высокотехнологичного энергетического, в т. ч. атомно-энергетического оборудования, загрузку российских предприятий энергомашиностроительного и электротехнического комплексов, сохранение и наращивание кадрового потенциала и передовых компетенций в области энергетики и электроэнергетики, поступление финансовых ресурсов для поддержания и развития высоких технологий в энергетическом секторе нашей страны.

Вместе с тем, как показывает практика, участие России в совместных электроэнергетических проектах в ЦА может быть достаточно рискованным и приводить к экономическим потерям. Для преодоления указанной ситуации требуется разработка и реализация соответствующей внешней энергетической политики России, направленной на создание благоприятных условий для сотрудничества нашей страны со странами Центральной Азии в области электроэнергетики и энергетики в целом, с постоянной поддержкой различными внешнеполитическими службами страны.

Россия, в отличие от многих стран, десятилетиями сотрудничества доказала, что является надежным партнером, располагает высококвалифицированными специалистами, обладает компетенциями в области высоких энергетических технологий, инжиниринговыми центрами для реализации электроэнергетических проектов.

Работа выполнена в рамках проекта государственного задания (№ FWEU-2021-0001) программы фундаментальных исследований РФ на 2021-2030 гг.

Рогунская ГЭС

Источник: flectone.ru

Использованные источники

1. *Отчет о функционировании ЕЭС России в 2021 г. – М: СО ЕЭС, 2022. – 33 с. – URL: https://www.so-ups.ru/fileadmin/files/company/reports/disclosure/2022/ ups_ rep2021.pdf.*
2. *Объем электрической генерации в России за 2023 г. вырос на 0.7% // Информационное агентство «AK&M», 06.02.2024. – URL: https://www.akm.ru/news/obem_elektricheskoy_generatsii_v_rossii_za_2023_god_vyros_na_0_7/*
3. *Мингазов С. «Интер РАО» может остановить экспорт электроэнергии в Китай из-за пошлин // Forbes, 29–09–2023. – URL: https://www.forbes.ru/biznes/497490-inter-rao-mozet-ostanovit-eksport-elektroenergii-v-kitaj-iz-za-poslin*
4. *Электроэнергетика Содружества Независимых Государств 2011–2021. Ежегодный сборник. – М.: Электроэнергетический совет СНГ, 2022. – 205 с.*
5. *Global Electricity Review 2022. – London: Ember, 2022. – URL: https://ember-climate.org/app/uploads/2022/03/Ember-GER-2022-Data.xlsx*
6. *BP Statistical Review of World Energy. – London: Whitehouse Associates, 2022. – URL: https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/xlsx/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2022-all-data.xlsx/*
7. *Годовой отчет 2021. – Астана, Казахстан: KEGOC, 2022. – 289 с. – URL: https://www.kegoc.kz/upload/iblock/063/c4rkeuhitwv3v569zkm0mudm5i68g1xz.pdf*
8. *В 2021 г. электроэнергетика РК подошла к пределу своих возможностей // «Курсив», 14.04.2022. – URL: https://kz.kursiv.media/2022–04–14/v-2021-godu-elektroenergetika-rk-podoshla-k-predelu-svoih-vozmozhnostej/*
9. *Казахстану не хватает собственной электроэнергии: страна испытывает дефицит // Kazakhstan today, 03.05.2023. – URL: https://www.kt.kz/rus/opinions/_1377949678.html*

10. Энергобаланс Казахстана: дефицит электроэнергии и как избежать кризиса // Международное информационное агентство, 04.04.2022. – URL: https://www.inform.kz/ru/energobalans-kazahstana-deficit-elektroenergii-i-kak-izbezhat-krizisa_a3920150
11. Винокуров Е., Ахунбаев А., Усманов Н., Цукарев Т., Сарсембеков Т. Инвестиции в водно-энергетический комплекс Центральной Азии. Доклады и рабочие документы 21/3. – Алматы, Москва: Евразийский банк развития, 2021. – 92 с.
12. Катышев С. Проведение анализа энергетических профилей стран и инвентаризация существующих национальных энергетических систем. – Geneva, Switzerland; United Nations Economic Commission for Europe (UNECE), 2023. – URL: https://unece.org/sites/default/files/2024–02/Final%20Report_Katyshev_15092023%20RUS.pdf
13. Шамсиев Х. Как работает Единая энергосистема Центральной Азии // «Газета.uz», 28.01.2022. – URL: https://www.gazeta.uz/ru/2022/01/28/energy/
14. Международная деятельность. Казахстан и Центральная Азия // Акционерное общество «Системный оператор Единой энергетической системы» (АО «СО ЕЭС»), 21.01.2023. – URL: https://www.so-ups.ru/functioning/ international/dispatch/kazakhstan-and-central-asia/
15. Россия готовится начать коммерческие поставки электроэнергии в Казахстан // Сет. агентство "Sputnik", 30.09.2022. – URL: https://ru.sputnik.kz/20220930/rossiya-gotovitsya-nachat-kommercheskie-postavki-elektroenergii-v-kazakhstan-28059707.html
16. Утекай: Казахстан стал больше продавать электричества за границу. Инфографика // Информ. агентство LS, 12.04.2023. – URL: https://lsm.kz/eksport-i-import-elektroenergii-v-2022-godu
17. Впервые в истории начались поставки электроэнергии из России в Кыргызстан // Экономист, 18.04.2023. – URL: https://economist.kg/novosti/2023/04/18/vpervye-v-istorii-nachalis-postavki-elektroenergii-iz-rossii-v-kyrgyzstan/
18. Соглашение между Правительством Российской Федерации и Правительством Республики Казахстан о мерах по обеспечению параллельной работы единых энергетических систем Российской Федерации и Республики Казахстан от 9 ноября 2023 г. // Официальный интернет-портал правовой информации, 30.11.2023. – URL: http://publication.pravo.gov.ru/ document/0001202311300001
19. Integration Processes in the Electric Power Sectors of the EDB Member States / Absametova A. M., Volkova E. D., Zakharov A. A., Podkovalnikov S. V., Savelyev V. A., Trofimov G. G., Chudinova L.Yu. – Almaty, Kazakhstan: The Eurasian Development Bank (EDB), 2012. – 64 c.
20. Центральная Азия во тьме. Что вызвало аварию, может ли она повториться и как устроено энергокольцо? // «Газета.uz», 27.01.2022. – URL: https://www.gazeta.uz/ru/2022/01/27/energy-collapse/
21. «Интер РАО» займется ТЭЦ в Казахстане // Ведомости, 10.11.2023. – URL: https://www.vedomosti.ru/business/articles/2023/11/10/1005073-inter-rao-zaimetsya-tets-v-kazahstane
22. Строительство энергоблоков № 3 и 4 Экибастузской ГРЭС-2// ОГРЭС, 26.12.2023. – URL: https://orgres-f.ru/news/stroitelstvo-energoblokov-3-i-4-ekibastuzskoy-gres-2/
23. Реализация плана строительства АЭС в Узбекистане с помощью России все ближе // Интернет-портал СНГ, 30.12.2022. – URL: https://e-cis.info/news/568/105878/
24. Алексей Лихачев, Росатом: «Работа над контрактом по строительству АЭС в Узбекистане находится на завершающей стадии» // Научно-деловой портал «Атомная энергия 2.0», 19.11.2023. – URL: https://www.atomic-energy.ru/news/2024/03/01/143658
25. Казахстан определился с местом строительства АЭС: что известно о поселке Улкен? // Сет. агентство "Sputnik", 14.06.2022. – URL: https://ru.sputnik.kz/20220614/kazakhstan-opredelilsya-s-mestom-stroitelstva-aes-chto-izvestno-o-poselke-ulken-25494861.html
26. Минэнерго Казахстана считает строительство АЭС перспективным и актуальным // ТАСС, 23.04.2024. – URL: https://tass.ru/ekonomika/20065875
27. «Росатом» обсуждает сооружение малых АЭС в Киргизии, Узбекистане, Мьянме и островных государствах Юго-Восточной Азии // Научно-деловой портал «Атомная энергия 2.0», 01.03.2024. – URL: https://www.atomic-energy.ru/news/2024/03/01/143658
28. «Росатом» построит в Киргизии АЭС малой мощности // Инф. агентство «ТАСС», 21.01.2022 – URL: https://tass.ru/ekonomika/13480375 (06.06.2023).
29. Киргизия рассматривает возможность совместного с РФ строительства в республике АЭС мощностью около 110 МВт // Инф. агентство «Big Electric Power News», 19.01.2023. – URL: https://www.bigpowernews.ru/news/document107222.phtml
30. Прошлые попытки, новые партнеры, возможные покупатели электричества – обзор проекта Камбар-Аты-1 // «Economist», 08.06.2022. – URL: https://economist.kg/novosti/ ekonomika/2022/06/08/proshlye-popytki-novye-partnery-vozmozhnye-pokupateli-elektrichestva-obzor-proekta-kambar-aty-1/
31. Узбекистан, Кыргызстан и Казахстан подписали дорожную карту по реализации проекта строительства Камбаратинской ГЭС-1 мощностью 1860 МВт // «Газета.uz», 07.01.2023. – URL: https://www.gazeta.uz/ru/2023/01/07/ges/
32. Miglio R. D., Akhmetbekov Y, Baigarin K., Bakdolotov A. Cooperation benefits of Caspian countries in their energy sector development // Energy Strategy Reviews. 2014. № 4. 52–60.
33. Сеферов А. К., 25 Иллерицкий Н. И. Энергетическое сотрудничество прикаспийских государств: проблемы и перспективы // Инновации и инвестиции. 2016. № 8. С. 50–54.
34. 34. Ardelean, M., Minnebo, P. and Gerbelová, H., Optimal Paths for Electricity Interconnections between Central Asia and Europe. – Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2020. – 59 p. – URL: https://core.ac.uk/reader/322748010 (29–05–2023).
35. Podkovalnikov S., Chudinova L., Trofmov I., Trofmov L. Caspian Energy Ring: Prospective vision // Global Energy Interconnection. 2022. Vol. 5. № 5. P. 461–471; DOI: 10.1016/j.gloei.2022. 10.001.
36. Energy Corridor Agreement Signed by Armenia, Russia, Iran and Georgia // Armenian National Committee of America, 29.04.2016. – URL: https://anca.org/north-south-energy-corridor-agreement-signed-by-armenia-russia-iran-and-georgia
37. Azerbaijan, Iran & Russia Agree to Connect Energy Grids // Caspian News, 16.08.2019. – URL: https://caspiannews.com/news-detail/azerbaijan-iran-russia-agree-to-connect-energy-grids-2019–8–16–16/
38. Iran, Turkmenistan discuss bilateral cooperation in electricity field // Government of the Islamic Republic of Iran, 24.12.2021. – URL: https://irangov.ir/detail/376576
39. Продолжается разработка проекта соединения энергосистем России и Ирана // АО «СО ЕЭС», 21.12.2022. – URL: https://www.so-ups.ru/news/press-release/press-release-view/news/20450
40. Современное состояние и перспективы отношений Ирана и Туркменистана в сфере энергетики и транспорта // Каспийский институт стратегических исследований, 20.10.2022. – URL: https://caspian.institute/product/selimova-femida/sovremennoe-sostoyanie-i-perspektivy-otnoshenij-irana-i-turkmenistana-v-sfere-ehnergetiki-i-transporta-38329.shtml
41. Iran aims to switch to electricity grids of Russia and the SCO countries through Turkmenistan // News Central Asia, 10.10.2022. – URL: https://www.newscentralasia.net/2022/10/10/iran-aims-to-switch-to-electricity-grids-of-russia-and-the-sco-countries-through-turkmenistan/
42. Cross–Border Electricity Trading for Tajikistan: A Roadmap. – Paris, France: International Energy Agency, Co–funded by the European Union, 2021. – 59 p. – URL: https://iea.blob.core.windows.net/assets/b066e0be-9a3f-49ca-b932–38a1e81bda2a/Cross-BorderTradingforTajikistan_ARoadmap.pdf
43. Китай планирует построить в Киргизии солнечную электростанцию мощностью 1 ГВт// Инф. агентство «Big Electric Power News», 06.05.2023. – URL: https://www.bigpowernews.ru//news/document109025.phtml
44. Киргизия и Китай подписали меморандум о намерении построить межгосударственную ЛЭП 500 кВ // Инф. агентство «Big Electric Power News», 03.04.2023. – URL: https://www.bigpowernews.ru//markets/document108265.phtml
45. Подписано соглашение по строительству солнечных электростанций в Джизакской и Ташкентской областях Узбекистана // Energybase.ru, 23.02.2023. – URL: https://energybase.ru/news/industry/agreement-was-signed-on-construction-of-solar-power-plants-in-jizzakh-and-tashke-2023–02–20
46. Китай построит в Казахстане ветропарк на 1 ГВт и локализуют производство оборудования для ВЭС // Инф. агентство «Big Electric Power News», 18.05.2023. – URL: https://www.bigpowernews.ru/news/document109064.phtml
47. Китайская компания сохраняет интерес к модернизации Экибастузской ГРЭС-2 // Курсив, 03.03.2023. – URL: https://kz.kursiv.media/ 2023–03–03/zhnb-cmecgres2/
48. Углубленный обзор политики Республики Узбекистан в области энергоэффективности. – Брюссель, Бельгия: Секретариат Энергетической хартии, 2022 г. – 219 с. – URL: https://www.energycharter.org/fileadmin/DocumentsMedia/IDEER/IDEER-Uzbekistan_2022_ru.pdf
49. Узбекистан продаст тепловые электрические станции // Новости Узбекистана, 11.08.2021. – URL: https://nuz.uz/ekonomika-i-finansy/1205550-uzbekistan-prodast-teplovye-elektricheskie-stanczii.html
50. Подписано соглашение о строительстве ТЭС мощностью 1,6 ГВт в Сырдарье // Газета.uz, 29.03.2022. – URL: https://www.gazeta.uz/ru/ 2022/03/29/power-plant/
51. Горбоконенко М. Корейская компания построит ГЭС за 700 млрд тенге в Туркестанской области // ORDA.kz, 27.03.2023. – URL: https://orda.kz/korejskaya-kompaniya-postroit-ges-za-700-mlrd-tenge-v-turkestanskoj-oblasti/ (05–06–2023).
52. Тонконог О. Казахстан и Саудовская Аравия захотели построить ветряную электростанцию на востоке страны. – URL: https://kz.kursiv.media/2023–03–02/lgtn-greeneconomic/
53. Испанская компания построит солнечную электростанцию и ГЭС в Иссык-Кульской области // Economist, 08.04.2022. – URL: https://economist.kg/novosti/2022/04/08/ispanskaya-kompaniya-postroit-solnechnuju-elektrostanciju-i-ges-v-issyk-kulskoj-oblasti/
54. Masdar подтвердил поддержку проектов возобновляемой энергетики в Кыргызстане // Новости Кыргызстана, 11.01.2023. – URL: https://24.kg/ekonomika/255270_Masdar_podtverdil_ podderjku_proektov_vozobnovlyaemoy_energetiki_vkyirgyizstane/
55. Турецкая компания приступит в июле к строительству в Туркменистане солнечной и ветряной электростанции // Turkmenportal, 01.07.2022. – URL: https://turkmenportal.com/ blog/48977/tureckaya-kompaniya-pristupit-v-iyule-k-stroitelstvu-v-turkmenistane-solnechnoi-i-vetryanoi-elektrostancii
56. Азиатский банк инфраструктурных инвестиций выделит Таджикистану 500 млн долл. на Рогунскую ГЭС // Инф. агентство «Big Electric Power News», 17.05.2023. – URL: https://www.bigpowernews.ru//news/document109054.phtml
57. ИБР даст 150 млн долл. на достройку Рогунской ГЭС: // Медиа группа «ASIA–Plus», 14.02.2023. – URL: https://asiaplustj.info/ru/news/tajikistan/economic/20230214/ibr-dast-150-millionov-na-dostroiku-rogunskoi-ges
58. Всемирный банк выделил Таджикистану гранты для завершения строительства Рогунской ГЭС // Neftegas.ru, 13.01.2023. – URL: https://neftegaz.ru/news/Alternative-energy/766300-vsemirnyy-bank-vydelil-tadzhikistanu-granty-dlya-zaversheniya-stroitelstva-rogunskoy-ges/
59. Евросоюз поручил направить на достройку Рогуна миллиарды // Медиа группа «ASIA–Plus», 07.07.2022. – URL: https://asiaplustj.info/news/tajikistan/economic/20220707/evrosoyuz-poruchil-napravit-na-dostroiku-roguna-milliardi

УДК 911.7 DOI 10.46920/2409-5516_2024_4195_98 EDN: KUOPGI

Влияние диспропорций в распределении углеводородного топлива среди стран – членов ЕС на развитие ВИЭ

The impact of imbalances in the distribution of hydrocarbon fuels among EU member states on the development of NRE

Роман АРХИПОВ
Аспирант, кафедра экономической и социальной географии имени академика РАО В. П. Максаковского, географический факультет, Московский педагогический государственный университет
E-mail: arkhipov.roman1997@yandex.ru

Roman ARKHIPOV
Graduate student, Department of Economic and Social Geography named after Academician V. P. Maksakovsky, Faculty of Geography, Moscow Pedagogical State University
E-mail: arkhipov.roman1997@yandex.ru

СЭС в Германии

Источник: AP Jens Meyer / suomenkuvalehti.fi

Аннотация. Данная статья посвящена анализу диспропорции в обеспечении углеводородами стран – членов ЕС, выражающейся в существенной зависимости данных стран от импорта углеводородного топлива. Это ведет к необходимости поиска новых путей обеспечения энергетической безопасности, одним из которых является новая возобновляемая энергетика. Это подводит к необходимости выявление пространственной диспропорции в распределении углеводородов среди стран – членов ЕС и влиянии этой диспропорции на развитие новой возобновляемой энергетики.
Ключевые слова: альтернативная энергетика, электроэнергетика, Европейский союз, новая возобновляемая энергетика, углеводороды, импорт углеводородов.

Abstract. This article is devoted to the analysis of the imbalance in the supply of hydrocarbons to the EU member states, expressed in the significant dependence of these countries on imports of hydrocarbon fuels. This leads to the need to find new ways to ensure energy security, one of which is the new renewable energy. Which leads to the need to identify the spatial imbalance in the distribution of hydrocarbons among the EU member states and the impact of this imbalance on the development of new renewable energy.
Keywords: alternative energy, electric power industry, European Union, new renewable energy, hydrocarbons, import of hydrocarbons.

> **К февралю 2024 г. ЕС не смог преодолеть свою зависимость от импорта углеводородов. Наоборот, эта зависимость только увеличилась**

Введение

Слабая обеспеченность собственными углеводородами ведет к дисбалансу между уровнем их наличия и потребностью в них [2]. В результате ЕС исторически стоял в авангарде развития различных направлений альтернативной энергетики, которые могли бы стать существенным подспорьем в обеспечении энергетической безопасности, а следовательно, и энергетической независимости от внешних и политических факторов [4]. В результате этого можно говорить о выделении наиболее перспективных направлений возобновляемой энергетики, которые за более чем 30 лет (с 1990–2021 гг.) показывают уверенный и динамичный рост – именно они входят в понятие новой возобновляемой энергетики. Новая возобновляемая энергетика (НВЭ) – область хозяйственно-экономической деятельности человека, включающая в себя достижения науки и техники, служащая для добычи, преобразования, передачи и последующего накопления электрической и тепловой энергии с целью доведения ее до потребителей, получаемой за счет направлений возобновляемой энергетики, получивших активное развитие в начале XXI века, а именно солнечной энергетики, ветроэнергетики и биоэнергетики.

Свидетельством такого бурного роста этих направлений являются статистические данные (рис. 1).

Эти же данные демонстрируют слабый рост таких направлений возобновляемой энергетики, как морская и геотермальная, в то самое время как гидроэнергетика вышла на определенное плато, и уровень вырабатываемой в ее рамках электроэнергии колеблется от 300 000 ГВт·ч до 400 000 ГВт·ч [8].

Такой бурный рост направлений, входящих в новую возобновляемую энергетику, отчасти является следствием энергетической политики ЕС, которая направлена на снижение зависимости стран ЕС от импорта углеводородов и сокращение выбро-

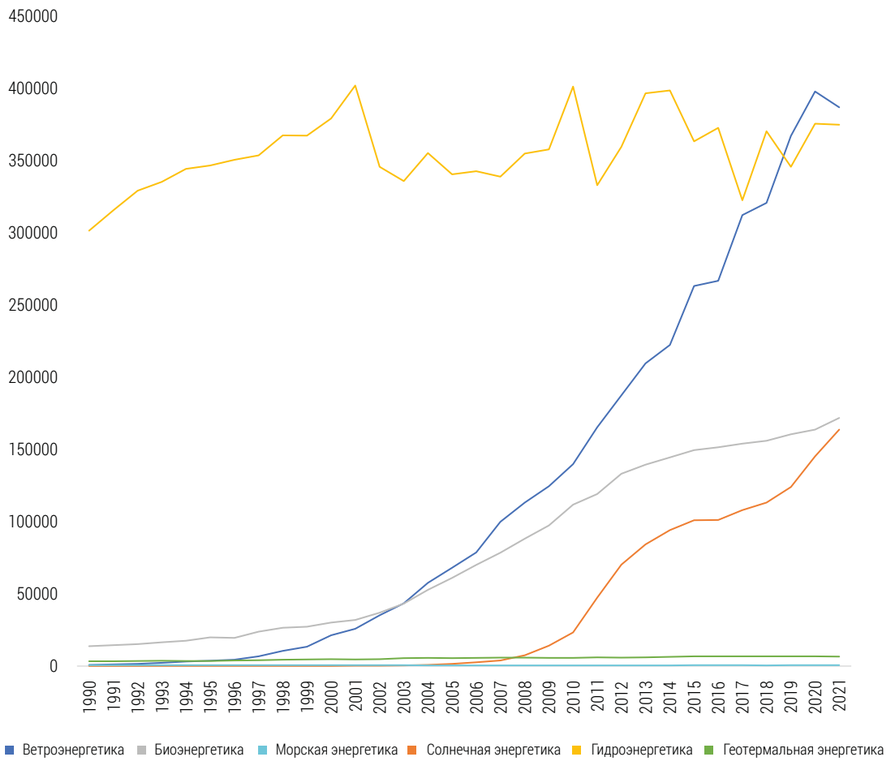


Рис. 1. Валовое производство электроэнергии в рамках возобновляемой энергетики ЕС за период с 1990 по 2021 гг., в ГВт·ч

Источник: составлено автором по [8]

сов парниковых газов [1]. Существенную роль играет необходимость построения энергетической независимости, которая не может быть организована в расчете только на традиционную углеводородную энергетику.

Существенным толчком для внедрения и последующего развития альтернативных направлений энергетики явился мировой топливно-энергетический кризис, спровоцировавший рост цен на нефть в 6 раз в период с 1973 по 1981 гг., что дало мощный импульс внедрению новых энергосберегающих и несырьевых технологий [3]. Последующие топливно-энергетические кризисы лишь способствовали развитию тенденций, которые появились в тот момент.

Наибольшие потери от таких кризисов несли страны, не обладающие собственными углеводородными энергетическими ресурсами. Необходимо сделать оговорку о том, что в ряде стран – членов ЕС есть определенные запасы собственных углеводородов, однако их недостаточно для удовлетворения внутренних потребностей. Дополнительной проблемой для стран – членов ЕС в этом плане стал отказ от российский углеводородов на фоне СВО в 2022 г. [5]. Это же выявило значительную неоднородность внутри ЕС. Германия и Венгрия старательно оттягивали возможность отказа от российских углеводородов, как из-за больших рисков потерь и простоя в промышленности, например, в Германии, так и из-за привлекательных цен на них, как в случае с Венгрией. А ряд стран смог относительно быстро заместить поставки из Российской Федерации, поскольку в силу исторических и экономических особенностей изначально был сконцентрирован на других поставщиках. Все это обнажило ряд глубоких проблем в области проводимой ЕС энергетической политики, которые складывались достаточно давно. К ним можно отнести отсутствие единого закупочного механизма для углеводородов, который бы позволил избежать больших колебаний цен. Сейчас этот механизм начал внедряться в ЕС в очень большой спешке. К проблемам можно отнести тяготение ряда стран Восточной Европы к сохранению углеводородной энергетики в полном объеме и крайне скромное развитие возобновляемой энергетики, уклонение от необходимости принятия четких шагов по выстраиванию энергетической независимости, о чем свидетельствует как обычная смена поставщиков углеводородов на фоне событий 2022 г., так и «теневая» закупка все тех же российских нефти, нефтепродуктов и газа.

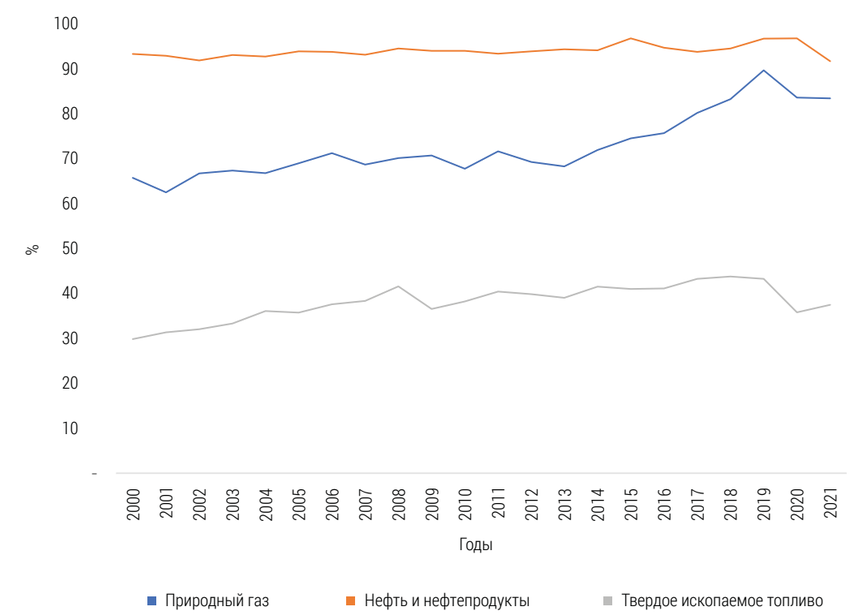
Высокая доля природного газа в энергоснабжении в странах – членах ЕС вызывает серьезные проблемы с ценами на энергоносители [7]. Все это демонстрирует диспропорцию внутри ЕС, как по наличию и добыче собственных углеводородов, так и уровню их импорта из других стран. Это является важным условием, которое в ряде случаев может сдерживать рост новой возобновляемой энергетики, особенно если у страны отсутствует собственная углеводородная база и она может позволить себе закупать углеводороды с дисконтом и скидкой, как в случае с Венгрией, чего другие страны – члены ЕС себе позволить не могут. Это может являться и условием, приводящим к росту новой энергетики, даже в случае наличия собственных углеводородных ресурсов, как например, в Нидерландах, которые активно ее развивают. Примером этого может являться закрытие Гронингенского газового месторождения. Это демонстрирует, какое влияние может оказывать диспропорция в распределении углеводородов среди стран – членов ЕС на развитие новых возобновляемых источников энергии.

Материалы и методы исследования

Основой исследования послужили статистические материалы Eurostat, предоставляющие данные об объемах валового производства электроэнергии в рамках НВЭ, производства и импорта углеводородов. Также были проанализированы научные статьи по корреляции между развитием возобновляемой энергетики и обе-

Рис. 2. Зависимость ЕС от импорта энергоносителей по типам продуктов за период с 2000 по 2021 гг., в %

Источник: составлено автором по [6]



спеченностью углеводородными ресурсами на территории ЕС, были рассмотрены новостные статьи, разъясняющие ситуацию на рынке углеводородов и ее влиянии на развитие возобновляемой энергетики на территории ЕС.

Собранные данные послужили основой для разработки картографических материалов и графиков, отображающих различные цифровые показатели наглядным образом.

Для успешного достижения цели исследования были отобраны следующие методы: статистический, картографический, математический и сравнительно-географический.

Добыча угля в Польше
Источник: djedzura / depositphotos.com

Результаты исследования

С момента своего создания 7 февраля 1992 г. для ЕС остро стояла проблема самообеспечения углеводородными энергетическими ресурсами, поскольку без этого невозможно строительство безопасной и независимой энергетической инфраструктуры. Однако, по состоянию на февраль 2024 г., ЕС так и не смог коренным образом изменить ситуацию в отношении зависимости от импорта углеводородов (рис. 2).

Как можно увидеть на графике, на протяжении более чем 20 лет ЕС удалось снизить зависимость только от нефти и нефтепродуктов, но при этом их импорт стабильно занимает первое место и составляет более 90%. Уровень зависимости от природного газа вплотную приближается к уровню зависимости от нефти и нефтепродуктов, и за данный промежуток времени вырос почти на 21%. Зависимость от импорта твердого ископаемого топлива, в первую очередь, угля, остается не столь значительной, но также показывает рост. Для сдерживания роста уровня зависимости от твердого ископаемого топлива немаловажную роль играет достаточная им обеспеченность таких крупных стран, как Германия и Польша, и сокращение его потребления как «грязного» источника энергии.

Эти данные свидетельствуют о серьезной зависимости ЕС, однако эта зависимость неоднородна и меняется от вида рассматриваемого энергоносителя (рис. 3).

Для большинства стран – членов ЕС уровень зависимости от импорта нефти и нефтепродуктов составляет более 85%. Те страны, в которых этот показатель ниже, достигают снижения за счет собственной добычи, о чем свидетельствуют статистические данные (рис. 4).

Здесь отчетливо можно увидеть лидерство Италии, Дании и Румынии, которые в наименьшей степени зависимы от импорта. При этом Дания не только добывает нефть, но также является ее активным экспортером, в первую очередь, в Швецию и Нидерланды.

Рассматривая ситуацию с уровнем зависимости от импорта природного газа, выделяется определенная схожесть с нефтью (рис. 5).

Уровень зависимости от импорта природного газа для большинства стран, как и в случае с нефтью и нефтепродуктами, оказывается более 85%. Однако здесь общую картину для ЕС в целом сглаживают такие страны, как например Румыния, Дания, Нидерланды и т. д. Причины для этого могут быть разные: в случае с Румынией, Данией и Нидерландами существенную роль играет добыча природного газа на территории собственной страны. При этом необходимо отметить, что за последние годы добыча природного газа на территории ЕС сокращается (рис. 6).

Для большинства стран ЕС характерен относительно небольшой уровень добычи природного газа. Существенную роль играет закрытие Гронингенского газового

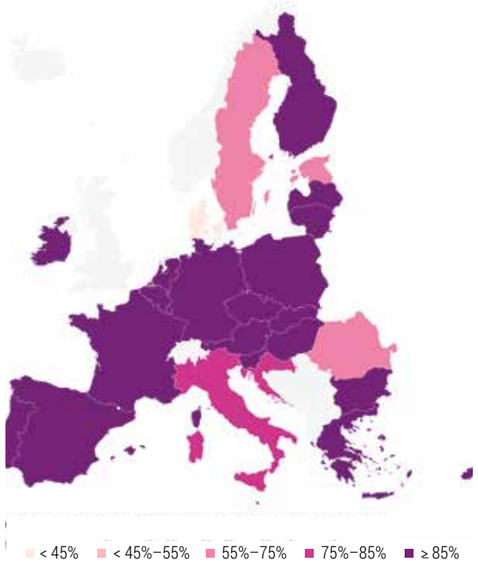


Рис. 3. Зависимость стран – членов ЕС от импорта нефти и нефтепродуктов в 2021 г., в % [6]

Рис. 4. Собственная добыча нефти и нефтепродуктов по странам – членам ЕС в 2021 г., в тыс. т [10]

Рис. 5. Зависимость стран – членов ЕС от импорта природного газа в 2021 г., в % [6]

Рис. 6. Собственная добыча природного газа по странам – членам ЕС в 2021 г., в млн м^3 [9]

Рис. 7. Зависимость стран – членов ЕС от импорта твердого ископаемого топлива в 2021 г., в % [6]

Рис. 8. Собственная добыча твердого ископаемого топлива по странам – членам ЕС в 2021 г., в тыс. т [11]

месторождения, которое обеспечивало значительную прибыль и экономический рост Нидерландов, приведший впоследствии к появлению «Голландской болезни». Столь мощное сокращение добычи природного газа на территории ЕС обусловлено рядом факторов, среди которых ведущими являются уменьшение разведанных запасов вследствие их истощения, развитие «зеленой повестки» и т. д. При этом спрос на него ничуть не уменьшается и даже растет, о чем говорит увеличение уровня зависимости с 66% в 2000 г. до 83% в 2021 г. Это демонстрирует то, что в ближайшей перспективе сокращения зависимости от газа не произойдет.

Переходя к зависимости от поставок твердого ископаемого топлива, видно, что ситуация несколько отличается от нефти и газа (рис. 7).

Данная карта демонстрирует отсутствие столь однородной картины зависимости от импорта углеводородов, как это было показано ранее в случае с нефтью и газом. Существенную роль в этом играют страны Восточной и Южной Европы, которые обладают достаточными запасами. Необходимо отметить то, что использование угля старательно уменьшается в целях следования ЕС «зеленой повестке», которая относит уголь к экологически «грязным» источникам энергии.

Это является не слишком благоприятным для стран, добывающих уголь, таких, как Польша, Румыния или Германия (рис. 8).

При этом лидером в абсолютных показателях является Германия, однако стоит понимать, что этих объемов для удовлетворения внутреннего спроса не хватает и приходится обращаться к импорту. Это в целом характеризует всю ситуацию с запасами углеводородов на территории Германии.

Говоря об общей структуре зависимости ЕС от импорта углеводородов, можно увидеть, что для большинства стран этот показатель находится на уровне более 85%. В случае с нефтью и нефтепродуктами таких стран 21, в случае с природным газом их 17, в случае твердого ископаемого топлива – 14. При этом необходимо отметить, что даже в ряде стран, которые обладают относительно высоким уровнем собственных углеводородов, их объем не покрывает внутренних потребностей страны, что приводит к необходимости их импорта.

Столь неблагоприятная ситуация послужила одним из факторов активного

Рис. 9. Валовое производство электроэнергии в рамках НВЭ по странам – членам ЕС в 2021 г., в ГВт·ч [8]

развития новой возобновляемой энергетики на территории ЕС. Для большинства стран-членов, не имеющих достаточного запаса собственных углеводородов и зависящих от его импорта, необходим был способ минимизации такого негативного воздействия, как на свою собственную, так и на общую для ЕС энергетическую независимость и безопасность. Новые ВИЭ в этом контексте обладает такими важными преимуществами, как независимость от импорта энергетических ресурсов, поскольку она использует те ресурсы, которые располагаются на данной территории за счет особенностей местного географического положения, климата, отсутствия ценовых колебаний на используемые энергоресурсы и т. д. Указанные преимущества во многом и обуславливают столь стремительное развитие новой энергетики на территории ЕС.

Несмотря на то, что новая энергетика может являться одним из ключей к решению проблемы с высоким уровнем зависимости от импорта углеводородов, ее развитие в настоящее время выглядит в достаточной степени непропорционально (рис. 9).

Вместе с этим можно определить корреляцию между объемом производимой в ее рамках электроэнергии и уровнем зависимости стран – членов ЕС от импорта углеводородов в разбивке по типам продуктов.

В первую очередь, достаточно четко прослеживается ее слабое развитие в странах Восточной Европы. Однако эти же страны характеризуются одним из самых низких уровней зависимости от импорта углеводородов, а особенно угля. Для столь слабого развития НВЭ в данном субрегионе есть ряд дополнительных причин: во-первых, экономическое отставание от стран Западной Европы и ряда стран Северной и Восточной Европы, во-вторых, не самые благоприятные условия для развития солнечной энергетики и ветроэнергетики, и, в-третьих, до событий 2022 г. ряд стран Восточной Европы закупали углеводороды из России, в силу их относительно низкой цены, надежности поставок и налаженной системы трубопроводов, оставшейся странам ЕС в наследство от времен существования социалистического блока.

Вместе с этим, рассматривая другие субрегионы, можно говорить о более сложной картине. Так, Германия заинтересована в обеспечении собственной энергетической безопасности и независимости, но, как показал опыт последних лет, это не совсем ей удается. Потребляемые Германией углеводороды идут не только на нужды энергетики, но и на нужды промышленности, которая, как считается до сих пор, является локомотивом всего ЕС. Все это свидетельствует о том, что развитие ВИЭ на территории Германии является отчасти вынужденной мерой, необходимой для обеспечения независимости от поставок углеводородов хотя бы в области энергетики.

Говоря о Дании и Нидерландах, ситуация выглядит несколько иначе. Обе эти страны объединяет наличие собственных достаточно крупных месторождений нефти и газа. Однако, несмотря на их наличие, эти страны добились выдающихся результатов в развитии ВИЭ. На это важное влияние оказывает забота об окружающей среде и следование «зеленой повестке». В частности, закрытие Гронингенского газового месторождения продиктовано опасностью развития сейсмической активности, то есть землетрясений при продолжении его разработки. Эти примеры показывают, что даже наличие собственных углеводо-

Солнечные панели на крыше дома в Испании

Источник: clima-profi.ru

родов не всегда является сдерживающим фактором в развитии новой энергетики.

Страны Южной Европы, в первую очередь, Италия и Испания, не обладают существенными собственными запасами углеводородов, что приводит их к необходимости, как и в случае с Германий, развития ВИЭ.

Вместе с тем некорректно говорить о наличии четкой, строгой и пропорциональной зависимости от уровня импорта углеводородов, их собственного наличия и развития ВИЭ. На развитие возобновляемой энергетики существенное влияние оказывают также цены на углеводороды, наличие достаточно развитых наукоемких отраслей, финансовых мер поддержки и т. д. А одним из самых главных факторов является уровень общего экономического развития страны, поскольку он напрямую влияет на возможности развития новой энергетики. Говорить о том, что столь мощное развитие ВИЭ в странах с высоким уровнем зависимости от импорта углеводородов является только следствием желания преодолеть эту зависимость, не верно. Вместе с этим заявлять о скромном развитии ВИЭ на территории большинства стран Восточной Европы, в силу наличия собственных запасов углеводородов и возможности их покупки с дисконтом, также неправильно. Об этом свидетельствует пример Польши, которая, несмотря на наличие запасов угля, является одним из лидеров в области развития ВИЭ не только в Восточной Европе, но и во всем ЕС.

Для большинства стран ЕС зависимость от импорта углеводородов находится на уровне более 85%. В случае с нефтью и нефтепродуктами таких стран 21, в случае с природным газом их 17

Выводы

К февралю 2024 г. ЕС не смог преодолеть свою зависимость от импорта углеводородов. Наоборот, эта зависимость увеличилась, как в силу истощения собственных месторождений, так и в силу целого ряда других причин. Это должно было бы дать мощный толчок для развития ВИЭ на территории всего ЕС. Однако говорить об этом преждевременно. Внутри ЕС есть четко выраженный лидер в области развития возобновляемой энергетики в лице Германии. Она является лидером как внутри собственного субрегиона Западной Европы, так и ЕС в целом. В других субрегионах есть четко выраженный лидер в области развития ВИЭ, на которого, как правило, приходится около 50% всей электроэнергии, вырабатываемой в ее рамках. Для Южной Европы – это Испания, для Северной Европы – это Швеция, а для Восточной Европы – Польша. При этом эти же страны являются и одними из экономических локомотивов своих субрегионов. В результате необходимо говорить о серьезной диспропорции в области НВЭ в рамках ЕС.

Однако, рассматривая диспропорцию в области добычи и зависимости от поставок импортных углеводородов, картина выглядит несколько иначе. В данном случае мощным преимуществом обладают именно страны Восточной Европы с залежами угля, и вместе с ними ряд стран Западной и Северной Европы, имеющих возможность добычи газа и нефти как на своей территории, как в случае с Нидерландами, так и на море, как в случае с Данией. Но, несмотря на то, что ряд стран обладает собственными углеводородами, это не оказывает прямо пропорционального эффекта на развитие ВИЭ.

Это обусловлено рядом факторов: с одной стороны, ряд стран Восточной Европы не имеют необходимого общего уровня финансового развития; с другой стороны, ряд стран ЕС, таких как Дания, Нидерланды, Германия и т. д. делают ставку на диверсификацию источников энергии и реализацию «зеленой» климатической повестки, которая в будущем может дать им серьезное преимущество при экспорте технологий.

Для развития ВИЭ необходим целый комплекс факторов, который включает в себя: наличие развитых наукоемких отраслей; желание страны следовать за «зеленой повесткой»; высокий общий уровень развития экономики, наличие развитых финансовых институтов и возможности государства субсидировать развитие ВИЭ, наличие возможностей по диверсификации энергоресурсов от промышленности, до рядовых потребителей и т. д.

Существующая диспропорция, как в области развития ВИЭ, так и в области зависимости от импорта углеводородов и их наличия непосредственно на территории стран – членов ЕС является отражением неравномерности развития самого ЕС. Он представляет собой сложную и многомерную структуру, в которой одни и те же факторы в ряде случаев могут оказывать положительный эффект на развитие ВИЭ и, наоборот, могут оказывать негативный и сдерживающий эффект. Это же, в свою очередь, может послужить важным примером для Российской Федерации о рисках неравномерного развития углеводородных регионов в долгосрочной перспективе и возможностях борьбы с диспропорцией, вызванной таким развитием.

Использованные источники

1. *Карпачева Е. Ф., Сантович Е. А. Стратегия использования возобновляемых источников энергии в энергетической политике Европейского союза // От синергии знаний к синергии бизнеса: Сборник статей и тезисов докладов IX Международной научно-практической конференции студентов, магистрантов и преподавателей. Омск, 8 апреля 2022 г. – Омск: ООО «Издательский центр КАН», 2022. С. 288–291.*
2. *Лавров В. А. Новые тренды в энергетической политике стран Евросоюза // Вестник РГГУ. Серия: Политология. История. Международные отношения. Зарубежное регионоведение. Востоковедение. 2016. № 1(3). С. 68–79.*
3. *Лопатников Д. Л. Миграция мирового центра экологического неблагополучия и «геоэкологический переход» // Известия Российской академии наук. Серия географическая. 2020. № 84(5). С. 728–736.*
4. *Петров А. М. Стимулирующие и сдерживающие факторы развития альтернативной энергетики // Экономические науки. 2022. № 216. С. 76–79.*
5. *Узнародов И. М. Европейский союз и альтернативные источники энергии // Научный вектор: Сборник научных трудов / Под научной редакцией Е. Н. Макаренко. Выпуск 8. – Ростов-на-Дону: Ростовский государственный экономический университет «РИНХ». 2022. № 8. С. 320–323.*
6. *Energy import dependency by products. [Электронный ресурс]. European Commission: [сайт]. – URL: https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/sdg_07_50/default/table?lang=en (дата обращения: 18.01.2024).*
7. *Kete Halil. (2023). The Future of Renewable Energy Policies in the European Union // Journal of European Theoretical and Applied Studies. 2023. № 11. P. 9–24.*
8. *Production of electricity and derived heat by type of fuel. [Электронный ресурс]. European Commission: [сайт]. – URL: https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_bal_peh/default/table?lang=en (дата обращения: 16.01.2024).*
9. *Supply, transformation and consumption of gas. [Электронный ресурс]. European Commission: [сайт]. – URL: https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_cb_gas/default/table?lang=en (дата обращения: 18.01.2024).*
10. *Supply, transformation and consumption of oil and petroleum products. [Электронный ресурс]. European Commission: [сайт]. – URL: https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_cb_oil/default/table?lang=en (дата обращения: 18.01.2024).*
11. *Supply, transformation and consumption of solid fossil fuels. [Электронный ресурс]. European Commission: [сайт]. – URL: https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_cb_sff/default/table?lang=en (дата обращения: 18.01.2024).*

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА №4(195) / 2024

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА

Оформить подписку на журнал «Энергетическая политика» на 2024 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

СУЭК Сибирская угольная энергетическая компания
Газпром нефть Стремимся к большему!
Акционерное общество Зарубежнефть
Транснефть
Благотворительный фонд Tatneft
Россети

ISSN 2409-5516

Источник фото на обложке:
Arcady / depositphotos.com