ISSN 2409-5516

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА

РГАСНТИ 44.09.29

ОБЩЕСТВЕННО-ДЕЛОВОЙ
НАУЧНЫЙ ЖУРНАЛ

№12(191), декабрь 2023

Тема номера

ПЕРЕОЦЕНКА ГАЗОВОГО РЫНКА

Реклама 12+

РОССЕТИ

«Россети» — вместе в будущее

МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА-ФОРУМ

РОССИЯ

×

ЭНЕРГИЯ ЖИЗНИ

МОСКВА, ВДНХ
04.11.2023—12.04.2024
RUSSIA.RU

Реклама 6+

Содержание

Слово редакторов

5 **В. Бушуев, А. Горшкова.** Осторожно, высокое напряжение!

Газ

6 **М. Пшадский.** Рынок СПГ: от сиюминутного спота до долгосрочных контрактов

14 **А. Мастепанов.** Перспективы газовой отрасли России в оценках зарубежных прогностических центров

Регионы

24 **В. Стенников, В. Головщиков.** Проблемы и перспективы развития газового комплекса Сибирского ФО

Нефть

38 **А. Холмов, Ю. Илюхина.** Потенциал и перспективы малых месторождений поволжской нефти, опыт «Зарубежнефть-добыча Самара»

42 **А. Догуаб.** Тренд на рост

Климат

46 **И. Гудков** «Климатический приговор» ископаемому топливу: окончательный и обжалованию не подлежит?

Энергетика

60 **Е. Шамаева, Е. Александрова.** Анализ некоторых направлений глобального энергоперехода применительно к эколого-социо-экономической модели развития

72 **А. Алехин, Е. Царева.** Процесс формирования инвестиционной программы реконструкции систем тягового электроснабжения метрополитенов

80 **М. Мокшин, А. Путилов.** Оценка эффективности ветроэнергетики при проектировании с использованием алгоритмического моделирования

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

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

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

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

При перепечатке ссылка на издание обязательна

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

Редакция не несет ответственности за содержание рекламных материалов

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

Тираж 1000 экземпляров

Периодичность выхода 12 раз в год

Цена свободная

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

Подписано в печать: 05.12.2023

16+

Contents

Editor's Column

5 **V. Bushuev, A. Gorshkova.** Be careful, high voltage!

Gas

6 **M. Pshadsky.** LNG market: from short-term spot to long-term contracts

14 **A. Mastepanov.** Prospects for the Russian gas industry in the assessments of foreign forecasting centers

Regions

24 **V. Stennikov, V. Golovshchikov.** Challenges and prospects for development of gas industry in the Siberian Federal District

Oil

38 **A. Kholmov, Y. Ilyukhina.** Potential and prospects of small fields of Volga oil, experience of «Zarubezhneft-Dobycha Samara»

42 **A. Doguab.** Growth trend

Climate

46 **I. Gudkov.** "Climate verdict" to fossil fuels: final and not appellable?

Energy

60 **E. Shamaeva, E. Alexandrova.** Analysis of features of global energy and conditions of global energy transition in relation to tasks of formation of ecological-socio-economic model of development

72 **A. Alekhin, E. Tsareva.** The forming process of investment program for the subways traction power supply systems reconstruction

80 **M. Mokshin, A. Putilov.** Evaluation of the efficiency of wind energy in the design of the plant using algorithmic modeling

Реклама 12+

ЗАРУБЕЖНЕФТЬ

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

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

УЖЕ БОЛЕЕ 40 ЛЕТ
«Зарубежнефть» успешно осваивает континентальный шельф юга Вьетнама в рамках совместного предприятия «Вьетсовпетро».

В ЧИСЛЕ ДРУГИХ ПРОЕКТОВ:

— разработка месторождений в Ненецком автономном округе (СК «РУСВЬЕТПЕТРО» и «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга»);

— применение передовых технологий добычи высоковязких сортов нефти на Кубе;

— повышение нефтеотдачи на зрелых месторождениях Узбекистана;

— реализация проектов в Египте и Индонезии.

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

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

Наш сайт

Мы в Telegram

ЗАРЯЖАЕМ МИР
ЭНЕРГИЕЙ

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

Анна ГОРШКОВА
Главный редактор журнала
«Энергетическая политика»

Осторожно, высокое напряжение!

Политическая напряженность в мире в 2023 г. достигла оранжевого уровня опасности: конфликт вокруг Украины, военные столкновения в секторе Газа, претензии Венесуэлы на более чем три четвертых территории Гайаны и так далее. В таких условиях энергетические рынки становятся уязвимыми к любой внештатной ситуации.

Пока цены на нефть колеблются в хрупком коридоре 78–80 долл. за баррель, балансируя между сокращением добычи странами ОПЕК+ и ростом производства сланцевой нефти США. Однако в любой момент этот неустойчивый баланс может нарушиться под действием самого незначительного фактора.

Нервозность ощущается даже в самых пасторальных глобальных мероприятиях, например, на климатической конференции ООН в Дубае COP 28. Это был, пожалуй, самый скандальный и тяжелый форум за всю историю его проведения. Главные споры разгорелись вокруг формулировок об отказе от ископаемого топлива к 2050 г. Европейские страны настаивали на введении обязательного, поэтапного отказа от ископаемого топлива, Саудовская Аравия, ОАЭ, Катар и другие добывающие страны – на обеспечении углеродной нейтральности. В итоге было принято компромиссное решение об отказе от углеводородов к 2050 г., без уточнения обязательств и этапов такого перехода.

До конца года осталось несколько дней и смело можно сказать, что это был тяжелый год. Пока большинство участников рынка настроены достаточно оптимистично по отношению к следующему году. Цены на нефть прогнозируются в районе 80–90 долл. за баррель, дефицит поставок сетевого газа будет компенсироваться ростом СПГ. Так что будем оптимистами и мы.

УДК 620.9 DOI 10.46920/2409-5516_2023_12191_6 EDN: XUUFGV

Рынок СПГ: от сиюминутного спота до долгосрочных контрактов

LNG market: from short-term spot to long-term contracts

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

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

Завод по производству СПГ в Австралии

Источник: totalenergies.com

Аннотация. Статья анализирует текущий глобальный рынок СПГ. Основной акцент сделан на переходе от продаж на спотовом рынке к долгосрочным контрактам. Отмечается, что тренд на заключение долгосрочных контрактов будет продолжен, поскольку такие контракты гарантируют надежность поставок сжиженного газа по предсказуемым ценам.
Ключевые слова: сжиженный природный газ, спотовый рынок, долгосрочные контракты, европейский рынок газа, энергетическая безопасность.

Abstract. The article analyzes the current global LNG market. The main emphasis is on the transition from sales on the spot market to long-term contracts. It is noted that the trend towards concluding long-term contracts will continue, since such contracts guarantee reliable supplies of liquefied gas at predictable prices.
Keywords: liquefied natural gas, spot market, long-term contracts, European gas market, energy security.

Если в 2020 г. на споте продавалось 40% от всего импортируемого СПГ, то в 2021 г. – уже 36,6%, а по итогам 2022 г. доля спота упала до 35%

Транспортировка СПГ-танкера в порт в сопровождении буксиров
Источник: Miguel-Perfectti / depositphotos.com

Ключевой игрок

Мировой рынок сжиженного природного газа, который с начала 2000-х гг. планомерно формировался как «гибкая» альтернатива трубопроводному экспорту, ориентированная, прежде всего, на спот и краткосрочные контракты, на протяжении последних трёх лет претерпел значительные изменения.

Начиная с 2020 г., на глобальном рынке СПГ наблюдается последовательное снижение доли краткосрочных и спотовых контрактов. Если в 2020 г. на споте продавалось 40% от всего импортируемого СПГ [1], то в 2021 г. эта цифра снизилась до 36,6% [2], а по итогам прошлого года упала до 35% [3].

При этом общий объём торговли СПГ за это время вырос на 9,3%, с 356,1 млн т до 389,2 млн т. Ключевым регионом по импорту сжиженного природного газа на протяжении всего этого периода оставалась Азия. Эта тенденция не изменилась даже из-за пандемии коронавируса в 2020 г. Если в 2020 г. на долю Азии приходился 71% (252,83 млн т) от глобального рынка СПГ, то в 2021 г. в эту часть света было поставлено уже 73% от всего экспортируемого СПГ.

Примечательно, что этот рост произошёл не только относительно объёмов «пандемийного» 2020 г., когда из-за локдаунов в целом снизился спрос на энергоносители. Развитие азиатского рынка произошло также на фоне общего увеличения мирового потребления СПГ в 2021 г. на 16,2 млн т.

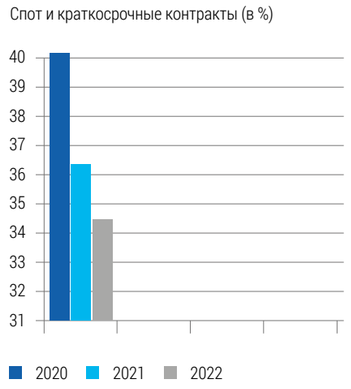


Рис. 1.

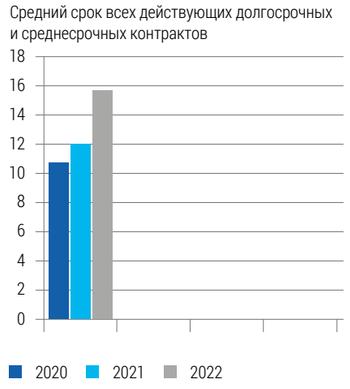


Рис. 2.

Таким образом, в 2020–2021 гг. Азия не только осталась ключевым регионом для экспортёров сжиженного природного газа, но даже увеличила свою долю на глобальном рынке на 2 процентных пункта. И это последовательное увеличение общей доли Азии происходило на фоне не менее последовательного снижения общих объёмов СПГ, продаваемых на споте и по краткосрочным контрактам.

По итогам 2022 г. Азия по-прежнему сохранила лидерство по импорту СПГ, однако её доля на глобальном рынке упала до 65% [4]. Тем не менее, общий рост производства СПГ продолжился и отразился, в том числе, в увеличении регазификационных мощностей. За три рассматриваемых года их совокупная мощность выросла с 947 млн т до немногим более 1 млрд т в год.

Американский акцент

Ещё одной общей тенденцией стало постепенное снижение роли бассейна Тихого океана как региона-экспортера СПГ. Если в 2020 г. отсюда на глобальный рынок был поставлен 41% всего сжиженного природного газа, то в 2022 г. его доля сократилась до 38%.

Также за эти три года увеличилась средняя продолжительность всех долгосрочных и среднесрочных контрактов. Если в 2020 г. она составляла около 11,7 лет, то в 2021 г. выросла до 13,6, а по итогам прошлого года увеличилась до 17,8 лет, что стало рекордом, как минимум, с 2015 г. [5].

При этом на протяжении десятилетия 2010–2020 гг. общая доля спотовых и краткосрочных контрактов неуклонно росла. Если в 2010 г. на эти сделки приходилось лишь 17% рынка, то к 2020 г. их доля увеличилась до 40%.

В 2022 г. США остались глобальными лидерами по объёму краткосрочных и спотовых контрактов. На их долю приходилось 34% спотового рынка сжиженного природного газа. Второе место на протяжении всех трёх лет занимала Австралия. В 2022 г. на неё пришлось 15% от всего СПГ, поступившего на рынок по спотовым и краткосрочным контрактам.

Без учёта среднесрочных контрактов, непосредственно на долю спота (т. е. поставок, отгруженных в течение трёх месяцев с даты заключения сделки) в 2022 г. пришлось 28% или 108 млн т, что на 6% ниже, чем годом ранее (против 116 млн т в 2021 г.).

Общий рост производства СПГ привел к увеличению регазификационных мощностей. За три рассматриваемых года их совокупная мощность выросла с 947 млн т до немногим более 1 млрд т в год

В 2022 г. США остались мировыми лидерами по объёму краткосрочных и спотовых контрактов. На их долю приходилось 34% спотового рынка СПГ. Второе место традиционно занимала Австралия

Европейская премия

Лидирующая роль Азии как главного региона-импортёра СПГ объясняется не только растущим спросом, но также традиционной премиальностью азиатского рынка к европейскому – ситуации, при которой спотовые цены на азиатских хабах выше, чем в Европе, что стимулирует поставщиков направлять именно сюда все свободные объёмы.

Однако, начиная с IV квартала 2021 г., на фоне дефицита энергоресурсов на рынке ЕС сформировалась «европейская премия», которая по итогам 2022 г. выросла до 160 долл. за тыс. м³ [6].

Стремительный рост спотовых цен на газ в Европе начался ещё в конце 2020 – начале 2021 гг. и достиг рекордных высот в марте 2022 г., когда на хабе TTF в Нидерландах стоимость 1 тыс. м³ природного газа превысила 3900 долл. [7].

Эту ситуацию усугубила проводимая в ЕС на протяжении последнего десятилетия последовательная политика по отказу от нефтяной привязки в газовых контрактах с заменой её на индекс TTF – самого ликвидного газового хаба Европы. В частности, в 2016 г. спотовая составляющая была существенно расширена в долгосрочных контрактах «Газпрома» с рядом крупных европейских покупателей, таких как французская Engie и немецкая E.On [8]. Этот же вопрос неоднократно становился камнем преткновения в многочисленных арбитражных спорах между российской газовой монополией и польской PGNiG. В марте 2020 г. «Газпром» по решению Стокгольмского арбитража заменил нефтяную привязку на спотовую в Ямальском контракте [9], но уже в октябре 2021 г. на фоне роста цен на TTF, которые к тому моменту приблизились к 2000 долл. за тыс. м³, PGNiG направила российской компании заявку с просьбой пересмотреть условия ценообразования [10]. Рост спото-

СПГ-завод в Австралии

Источник: solidarnost.org / wsj.net

Увеличение объёмов экспорта российского СПГ в ЕС отмечалось уже в июне 2023 г. Россия поставила в Испанию около 520 тыс. т СПГ, что составило около 26,8% от ее месячного импорта газа

вых цен в Европе в 2021 г. также совпал с низкими запасами в подземных хранилищах газа (ПХГ) Европы, которые в октябре 2021 г. были заполнены всего на 77%, что было рекордно низким для осеннего сезона.

Все эти факторы стали подогревать спотовые цены на газ в Европе ещё до начала специальной военной операции (СВО) России на Украине.

Для европейских покупателей газа общее снижение доли СПГ, продающегося на свободном рынке, может не только стать причиной нехватки энергоресурсов, но также отразится на осуществлении стратегии REPowerEU. Данный план, ставший ответом Брюсселя на начало СВО, предусматривает системный отказ ЕС от использования российских энергоресурсов. В его основу был положен план из 10 шагов по сокращению энергетической зависимости Евросоюза от России на не менее чем на 50 млрд м^3 в год, разработанный Международным энергетическим агентством (МЭА) [11]. Он предусматривал ряд мер, в том числе замену российского газа топливом альтернативных экспортеров, ускоренное заполнение ПХГ (что в итоге ЕС всё-таки сумел выполнить), ускоренное развитие ВИЭ-проектов, общее повышение энергоэффективности, и даже понижение температуры отапливаемых зданий на 1 °C.

Особое значение в осуществлении этого плана отводилось СПГ как топливу, способному эффективно экспортироваться в любую точку мира.

Определённые успехи ЕС и другими западными странами к началу 2023 г. были на этом поприще действительно достигнуты. В частности, к концу I квартала 2023 г. спотовые цены на газ упали ниже уровня лета 2021 г. как в Европе, так и в Азии. Частично это обуславливалось благоприятным погодным фактором, благодаря которому ЕС удалось сократить спрос на газ и завершить отопительный сезон, сохранив существенные запасы в ПХГ. И, тем не менее, тот факт, что в глобальном отношении ситуация на рынке природного газа остается нестабильной и в 2023 г., признаёт даже Международное энергетическое агентство (МЭА) [12].

Российский след

По оценке МЭА, в 2023 г. мировые поставки газа останутся ограниченными, а на рынок в целом будет влиять ряд факторов неопределенности, в том числе, общее снижение доступности СПГ [13] и возможное дальнейшее сокращение поставок российского трубопроводного газа в Европу.

На этом фоне происходит постепенное увеличение доли России на мировом рынке сжиженного природного газа. Если в 2020 г. страна экспортировала 29,6 млн т СПГ, то, как сообщал вице-премьер Александр Новак, по итогам 2022 г. этот объём увеличился до 46 млрд м^3 (около 33,3 млн т) [14]. Кроме того, к 2030 г., благодаря СПГ-проектам на Ямале, общий объём производства сжиженного природного газа в России может увеличиться до 100 млн т в год [15].

Производство СПГ в Испании
Источник: libremercado.com

Регазификационный терминал в Японии
Источник: rivieramm.com

При этом в основном российский СПГ поступает на рынок именно по долгосрочным контрактам, глобальная доля которых, как сообщалось выше, постепенно растёт на протяжении последних трёх лет. Бóльшая часть газа с проекта «Новатэка» «Ямал СПГ» (около 10,9 млн т) законтрактована до 2038 г., а основные объёмы с «Сахалина 2» «Газпрома» зарезервированы до 2028–2033 гг. [16].

Кроме того, в 2021 г. пока еще не запущенный проект «Новатэка» «Арктик СПГ 2» законтрактовал свои объёмы сроком на 20 лет, а в прошлом году подписал ещё два соглашения об экспорте газа на 11 и 15 лет [17].

При этом частичное увеличение объёмов экспорта российского СПГ в ЕС отмечалось уже в июне текущего года. В частности, Россия в Испанию поставила около 520 тыс. т СПГ, что составило около 26,8% от месячного импорта газа этой европейской страны [18].

Увеличение поставок российского СПГ в ЕС по итогам 2022 г. отмечало даже агентство Reuters [19], по оценкам которого в прошлом году на европейский рынок поступило около 22 млрд м^3 (около 15,9 млн т) по сравнению с 16 млрд м^3 (11,6 млн т) в 2021 г.

Похожую оценку приводят и аналитики Варшавского института [20], по мнению которых Европа в прошлом году закупила около 20 млрд м^3 (примерно 14,5 млн т) российского сжиженного природного газа. По оценкам польских экспертов, ЕС стал ключевым направлением экспорта российского сжиженного природного газа, на содружество пришлось около 73% от всего объёма поставок СПГ Россией (против 65% в 2021 г.).

В целом же 27 стран – членов ЕС и Великобритания по итогам 2022 г. нарастили импорт СПГ в общей сложности на 73% (6,3 млрд куб. футов в сутки, около 65 млрд м^3 в год) [21]. При этом около 85% от этого увеличения пришлось на пять европейских стран – Францию, Великобританию, Испанию, Нидерланды и Бельгию.

На азиатском рынке Япония, являвшаяся крупнейшим импортером СПГ, но уступившая Китаю в 2021 г., по итогам 2022 г. вновь восстановила свои позиции. При этом другие азиатские страны, особенно те, что полагаются на спотовые контракты, по итогам 2022 г. сократили закупки газа из-за рекордно высоких цен. Поэтому отгрузки СПГ в Индию, Пакистан и Бангладеш сократились на 18% относительно уровня 2021 г. [22].

Тренд на игру в долгую

Тем не менее, мировой спрос на СПГ до 2030 г. будет расти как в Европе, так и в Азии, раньше этого срока падения интереса к этому виду топлива не ожидается даже в ЕС [23].

При этом на протяжении последних трёх лет доля спотовых и краткосрочных контрактов планомерно снижается, а страны, делавшие ставку на объемы СПГ, продающиеся на свободном рынке, по итогам прошлого года были вынуждены сократить закупки из-за роста цен.

В основном российский СПГ поступает на рынок именно по долгосрочным контрактам, глобальная доля которых, как сообщалось выше, постепенно растёт на протяжении последних трёх лет

Несмотря на общее снижение спотовых цен на газ на европейских и азиатских хабах в 2023 г., в целом доступность СПГ снижается. В условиях ограниченного объёма предложения и рисков дефицита участники глобального рынка начинают «перестраховываться», заменяя краткосрочные и спотовые контракты надёжными и прогнозируемыми долгосрочными поставками. Причем европейские импортеры идут на такой шаг вопреки предписаниям Еврокомиссии о приоритете спотовых поставок и политическому курсу на создание безуглеродной экономики.

Только в октябре 2023 г. катарская QatarEnergy заключила три долгосрочных контракта на поставку СПГ в Европу в течение 27 лет: с Eni – на поставку 1 млн т СПГ в Италию, с Shell – на поставку 3,5 млн т СПГ в Нидерланды, с TotalEnergies – на поставку 3,5 млн т СПГ во Францию.

Эта ситуация открывает для России потенциальное окно возможностей, особенно с учётом того, что согласно Энергостратегии России, к 2030 г. производство СПГ в стране может увеличиться до 100 млн т. С другой стороны, она порождает необходимость трансформации подходов к развитию российской газовой отрасли и формирования многополюсных центров продаж сжиженного газа. Под давлением этих процессов, правительство постепенно начинает формировать механизм либерализации рынка. Так, подготовлен и прошел одобрение в Совете Федерации законопроект, разрешающий экспорт СПГ, сырьем для производства которого стал газ с участков, полностью или частично расположенных севернее 67-го градуса северной широты. Эта норма коснется компаний с государственным участием выше 50% или другими словами «Роснефти». Новая норма будет распространена на 36 месторождений «Роснефти» в Красноярском крае, Ненецком и Ямало-Ненецком округах. Только эта мера может позволить потенциально монетизировать газовые ресурсы Ямала и Гыдана в объеме 20 трлн м^3 и обеспечить производство до 140 млн т СПГ в год.

Почти одновременно Государственная дума РФ сразу во 2-м и 3-м чтениях приняла закон, разрешающий дочерним компаниям «НОВАТЭКа» экспортировать СПГ без привязки к конкретным месторождениям. Это позволит компании реализовать новый проект по строительству СПГ-завода в Мурманске мощностью 20 млн т.

СПГ-танкер Grand Aniva

Источник: vladsv / depositphotos.com

СПГ-завод в Квинсленде, Австралия

Источник: QGCinfo / Flickr.com

Использованные источники

1. *GIIGNL Annual Report 2021. (URL: https://giignl.org/wp-content/uploads/2021/11/GIIGNL_Annual_Report_November2021.pdf)*
2. *GIIGNL Annual Report 2022 (URL: https://giignl.org/wp-content/uploads/2021/11/GIIGNL_Annual_Report_November2021.pdf)*
3. *GIIGNL Annual Report 2023 (URL: https://giignl.org/wp-content/uploads/2023/07/GIIGNL 2023-Annual-Report-July20.pdf*
4. *GIIGNL Annual Report 2023 (URL: https://giignl.org/wp-content/uploads/2023/07/GIIGNL 2023-Annual-Report-July20.pdf*
5. *GIIGNL Annual Report 2023 (URL: https://giignl.org/wp-content/uploads/2023/07/GIIGNL 2023-Annual-Report-July20.pdf*
6. *URL: https://www.gazprom.ru/press/news/reports/2023/profit 2022/*
7. *URL: https://www.interfax.ru/business/826784*
8. *URL: https://www.interfax.ru/business/503694*
9. *URL: https://en.pgnig.pl/news/-/news-list/id/gazprom-declares-to-comply-with-the-new-pricing-conditions-of-yamal-contract/newsGroupId/1910852*
10. *URL: https://tass.ru/ekonomika/12790081?utm_source=google.com&utm_medium=organic&utm_campaign=google.com&utm_referrer=google.com*
11. *URL: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_22_1511*
12. *URL: https://www.iea.org/reports/gas-market-report-q2–2023*
13. *URL: https://www.iea.org/reports/gas-market-report-q2–2023*
14. *URL: https://tass.ru/ekonomika/16806489*
15. *URL: https://energypolicy.ru/energeticheskaya-politika-rossii-razvorot-na-vostok/business/2023/14/08/*
16. *URL: https://giignl.org/wp-content/uploads/2023/07/GIIGNL 2023-Annual-Report-July20.pdf*
17. *URL: https://giignl.org/wp-content/uploads/2023/07/GIIGNL 2023-Annual-Report-July20.pdf*
18. *URL: https://elperiodicodelaenergia.com/rusia-el-mayor-proveedor-de-gas-en-espana-en-junio/*
19. *URL: https://www.reuters.com/business/energy/eu-countries-seek-legal-option-stop-russian-lng-imports 2023–03–28/*
20. *URL: https://warsawinstitute.org/russia-delivers-more-lng-supplies-to-europe/*
21. *URL: https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=57000*
22. *URL: https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=57000*
23. *URL: https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/energy-outlook/bp-energy-outlook 2023.pdf*

УДК 620.9 DOI 10.46920/2409-5516_2023_12191_14 EDN: YIAQEB

Перспективы газовой отрасли России в оценках зарубежных прогностических центров

Prospects for the Russian gas industry in the assessments of foreign forecasting centers

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

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

Труба для газопровода «Сила Сибири» *Источник: gazprom.ru*

Аннотация. В статье рассмотрены работы ведущих мировых аналитических и прогностических центров, в которых их авторы дают оценку роли газовой отрасли России в принципиально изменившемся за последние два года мире. Их анализ свидетельствует, что в настоящее время нет однозначного представления о последствиях для российской газовой отрасли событий 2022–2023 гг. Показано, что наиболее полно подобные оценки присутствуют в работах Международного энергетического агентства (WEO-2022 и WEO-2023) и Управления энергетической информации США (IEO-2023), которые в статье проанализированы наиболее детально. Отмечена уверенность западных экспертов в том, что долгосрочные перспективы нефтегазового комплекса России будут ослаблены как неопределенностью в отношении спроса, так и ограниченным доступом к международному капиталу и технологиям, поэтому российский экспорт природного газа никогда не вернётся до уровней, наблюдаемых в 2021 г. Соответственно, доля России в международной торговле газом существенно сократится уже к 2030 г. Однако значительный разброс подобных оценок в исследованиях ведущих зарубежных прогностических центров и высокая неопределённость дальнейшего развития ситуации свидетельствуют, что в настоящее время в мире нет однозначного представления о последствиях для российской газовой отрасли событий 2022–2023 гг., поэтому в ближайшее время следует ожидать дальнейшей корректировки подобных прогнозов.
Ключевые слова: прогнозы и сценарии, итоги и оценки, эволюция оценок, глобальная экономика и её газовый сектор, газовая отрасль России, спрос на природный газ, экспорт газа.

Abstract. The article examines the work of the world's leading analytical and predictive centers, in which their authors assess the role of the Russian gas industry in a fundamentally changed world over the past two years. Their analysis shows that there is currently no clear idea of the consequences for the Russian gas industry of the events of 2022–2023. It is shown that such estimates are most fully present in the works of the International Energy Agency (WEO-2022 and WEO-2023) and the US Energy Information Administration (IEO-2023), which are analyzed in the article in the most detail. It was noted that Western experts are confident that the long-term prospects of the Russian oil and gas complex will be weakened by both uncertainty about demand and limited access to international capital and technology, so Russian natural gas exports will never return to the levels observed in 2021. Accordingly, Russia's share in international gas trade will significantly decrease by 2030. However, the significant spread of such estimates in the studies of leading foreign prognostic centers and the high uncertainty of the further development of the situation indicate that at present there is no unambiguous idea in the world about the consequences for the Russian gas industry of the events of 2022–2023, therefore, further adjustments of such forecasts should be expected in the near future.
Keywords: forecasts and scenarios, results and estimates, evolution of estimates, global economy and its gas sector, Russian gas industry, demand for natural gas, gas exports.

В середине октября этого года на полях III Форума высокого уровня по международному сотрудничеству «Один пояс, один путь», председатель правления ПАО «Газпром» А. Б. Миллер в интервью телеканала «Россия 24», заявил, что трубопроводные поставки в Китай в самое ближайшее время могут выйти на уровень объёмов поставки, который у нас был на экспорт в Западную Европу [1]. И хотя многие отечественные специалисты и эксперты сомневаются в достижении этих целей в ближайшие годы [1], задача руководством «Газпрома» поставлена. А раз поставлена – будет выполнена. Что же касается взглядов и оценок зарубежных специалистов на будущее газовой отрасли России, то они далеко не однозначны. В то время как одни из них чуть ли не «закрывают» само существование газовой промышленности нашей страны, другие специалисты оценивают её достаточно оптимистично.

[1] См., напр., [2–6]. Отметим также, что в пресс-релизе ПАО «Газпром» от 19 октября 2023 г. (13:50) отмечено лишь, что «Газпром» и CNPC обсуждают ещё один проект – трубопроводную поставку 50 млрд м³ газа в Китай через Монголию [7].

Прогнозирование, являясь важной составной частью функционирования всей мировой энергетики, становится довольно политизированной областью, а сами прогнозы могут не только отражать интересы организаций-составителей, но даже выступать в качестве инструментов лоббирования [8–10]. И подобное применение прогнозов, особенно разработанных МЭА, мы встречали ни один раз. В полной мере сказанное относится и к последним по времени прогнозам (2022–2023 гг.), в которых авторы в той или иной мере пытаются дать оценку роли газовой отрасли России в принципиально изменившемся мире.

Кроме того, как отмечают специалисты S&P Global Commodity Insights, в современных условиях движущие силы энергоснабжения всё больше смещаются в сторону политики, а не экономики, что не только увеличивает волатильность энергетических рынков, но и создаёт новые препятствия: «Хотя прогнозировать рынки на основе экономики спроса и предложения может быть сложно, предсказать действия политиков практически невозможно» [11].

В ходе проведенного нами исследования были проанализированы следующие работы ведущих зарубежных прогностических центров:

- «Energy Outlook 2023 (IEO-2023)» Управления энергетической информации США (U. S. Energy Information Administration – EIA) [12];
- «World Energy Outlook 2022 (WEO-2022)» Международного энергетического агентства (МЭА) [13];
- «World Energy Outlook 2023 (WEO-2023)» Международного энергетического агентства (МЭА) [14];
- «BP Energy Outlook 2023 edition» Транснациональной нефтегазовой компании BP [15];
- «IEEJ Outlook 2023» Японского института экономики энергетики [16];
- «Energy Transition Report. Energy Scenarios. November 2022» независимой компании по энергетическим исследованиям и бизнес-аналитике Rystad Energy [17];
- «Global Gas Report 2023» Rystad Energy/ International Gas Union/ Snam [18];
- «World Energy Transitions Outlook 2023» Международного агентства по возобновляемой энергии [19];

Китайский газохимический завод
Источник: ndrastra.com

- «Energy Outlook February 2023» отдела экономических исследований компании «Атрадиус» [20];
- «Energy outlook 2023. Surviving the energy crisis» независимого исследовательского и аналитического подразделения в рамках Лондонской Economist Group (медиа-компании, которая издает журнал Economist) [21] и др.

Все эти работы по критерию оценки роли газовой отрасли России в перспективном развитии глобальной энергетики можно разделить на несколько групп. Наиболее полно такие оценки присутствуют в работах МЭА (в WEO-2022)[2] и Управления энергетической информации США (EIA US) [12–14].

С различной степенью детализации влияние событий на Украине на рост мировых цен на энергоресурсы, снижение их мирового потребления и экономическое развитие в разных странах, а также непосредственно на поставки российских энергоносителей на различные энергетические рынки, рассматривается в прогнозных исследованиях BP и Японского института экономики энергетики и ряда других прогностических центров.

В исследованиях Международного агентства по возобновляемой энергии

[2] В WEO-2023, опубликованном 24 октября 2023 г., Россия, как мировая энергетическая держава, практически не рассматривается.

и ряде других прогнозов текущие события на международных энергетических рынках, включая влияние украинского кризиса, упоминаются лишь в общих чертах. У авторов этих прогнозов оценки максимально нейтральные. Сокращение производства нефти и газа в России рассматривается в этих прогнозах лишь в русле общемирового падения их производства в связи с необходимостью снижения эмиссии парниковых газов [9, 10].

В большинстве рассмотренных нами работ отмечается, что два основных кризиса последних лет – украинский и энергетический – приводят к необходимости пересмотра в сторону понижения прогнозов мирового ВВП и спроса на энергоносители, поскольку стремительный рост цен на них прямо или косвенно затронул все страны мира. Об этом однозначно говорится в рассмотренных нами прогнозах МЭА, EIA, BP, Rystad Energy, Atradius Economic Research и некоторых других.

Так, в IEO-2023 (в его приложении Б) подчёркивается, что украинские события повлияли на энергетические рынки по всему миру (часть торговых партнёров России ввели санкции в отношении российского экспорта, а другие участники рынка изменили свои торговые предпочтения), и внесли значительный вклад в геополитические потрясения, которые имели непосредственные и будущие последствия. При этом в отношении долгосрочных по-

СПГ-терминал в Китае
Источник: bangkokbook.ru

Прогнозирование становится политизированной областью, а сами прогнозы могут не только отражать интересы организаций-составителей, но и выступать в качестве инструментов лоббирования

следствий сохраняется значительная неопределенность [12].

Более того, специалисты BP считают, что украинский кризис оказывает влияние на мировую энергетику одновременно по трём основным каналам: энергетическая безопасность, экономический рост и структура мировых поставок энергоносителей [9, 10]. А эксперты Rystad Energy, Международного газового союза и итальянской компании энергетической инфраструктуры SNAM SpA полагают, что в 2022 г. именно российско-украинская война довела дефицит поставок [энергоресурсов] до уровня глобального кризиса, кульминацией которого стали самые высокие за всю историю скачки цен на них [18].

При этом, поскольку это уже стало нормой, во всех бедах человечества обвиняют, естественно, Россию. Так, выступая на ежегодном собрании Всемирного экономического форума в Давосе в январе этого года, исполнительный директор МЭА Фатих Бироль заявил: «Климатический кризис, вызванный вторжением России в Украину и ещё более ослабленный зависимостью мира от экспорта российской нефти, приобретает всё большие масштабы» («Triggered by Russia's invasion of Ukraine, and further weakened by the world's reliance on Russian oil exports, the climate crisis looms large») [22]. Вот так-то! А до этого все думали, что причина климатического кризиса в глобальном потеплении!

Перспективы развития газовой отрасли России зарубежные специалисты оценивают не только с учётом последних геополитических потрясений, но и с позиций достижения глобальной экономикой и энергетикой углеродной нейтральности, что отражается в первую очередь на оценках глобального потребления при-

родного газа в перспективе. Поскольку анализ подобных исследований – задача отдельной работы, приведём здесь в целях иллюстрации результат анализа таких оценок, выполненного в текущем году экспертами Международного газового союза (рис. 1) и МЭА (рис. 2), которые в WEO-2023 заявили, что нынешний энергетический кризис знаменует конец «Золотого века газа» [14, с. 29][3].

Эксперты МЭА в WEO-2022 исходят из того, что у России нет лёгких путей в поиске новых рынков сбыта для газа, который она экспортировала в Европу, что переориентация России на азиатские рынки наиболее сложна в случае с природным газом. Санкции подрывают перспективы новых крупных российских проектов по сжижению природного газа, а большие расстояния до альтернативных рынков затрудняют строительство новых трубопроводов.

В этой работе МЭА полагает, что усилия России по диверсификации своих экспортных рынков имеют неоднозначный успех. Признавая, что те проекты по поставкам газа в Китай, которые уже реализуются или законтрактованы («Сила Сибири» и Дальневосточный маршрут) будут

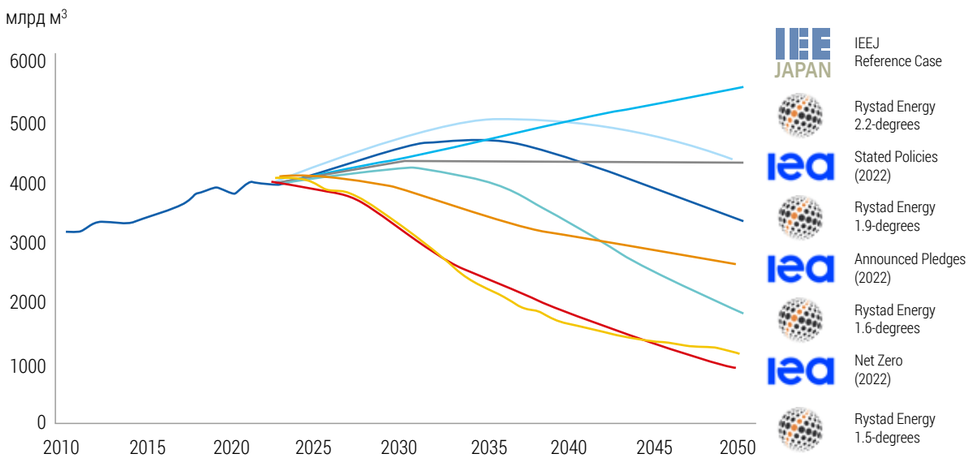
[3] И в этом опять-таки виновата Россия! «События 2022 г. – особенно вторжение России в Украину – привели к серьезному пересмотру прогнозов на природный газ. Немедленно сократился экспорт в Европу, и во всем мире пошатнулась уверенность в способности природного газа выступать в качестве надежного и доступного топлива», – подчёркивается в WEO-2023 [14, с. 77].

Трубопроводный экспорт в Европу после сокращения почти вдвое в 2022 г. не восстановится, постепенного увеличения поставок в Китай по «Силе Сибири» и восточным маршрутам недостаточно

введены в эксплуатацию, эксперты МЭА не забывают подчеркнуть, что увеличение поставок по российским газопроводам в Китай покрывает менее трети сокращения поставок в ЕС [13, с. 379]. Что же касается обсуждаемого газопровода «Сила Сибири 2», то эксперты МЭА сомневаются в его жизнеспособности. По их расчётам, Китаю он просто не будет нужен. Даже в наиболее благоприятном для такого трубопровода сценарии STEPS в период с 2021 по 2030 г. рост спроса на природный газ в Китае замедляется до 2% в год, что отражает политическое предпочтение руководства страны ВИЭ по сравнению с использованием газа [13, с. 25]. Кроме того, Китай активно заключает контракты на новые долгосрочные поставки СПГ, а его последний пятилетний план направ-

Рис. 1. Сценарии глобального спроса на газ различных прогностических центров (2010–2050 гг.)

Источник: [18] по данным IEA; IEE Japan; Rystad Energy



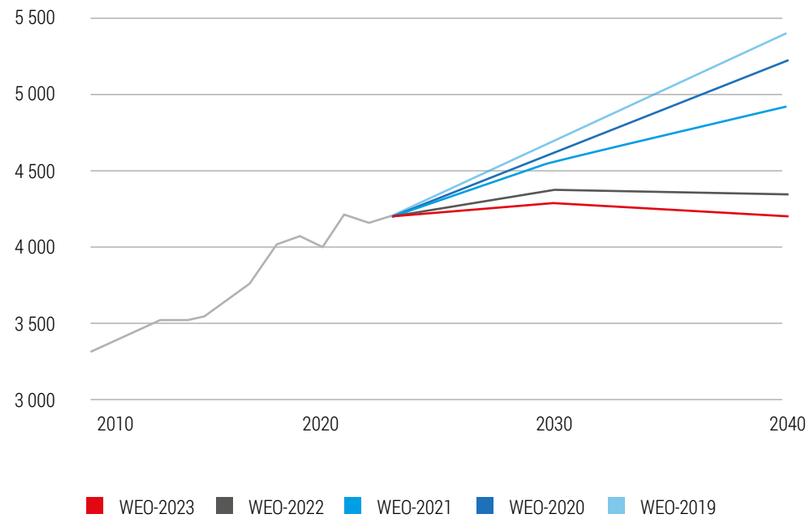


Рис. 2. Прогнозы глобального спроса на природный газ в период до 2040 г. в базовом сценарии STEPS в пяти изданиях World Energy Outlook, млрд м3

Источник: [14]

лен на увеличение внутренней добычи газа [13, с. 379]. Наряду с увеличением импорта по существующим трубопроводам, уже заключенные контракты на поставки в Китай более чем покрывают его потребности в этом сценарии вплоть до 2030-х гг. Соответственно, Россия сможет перенаправлять сюда только около 25 млрд м3 газа в год к 2040 г. со своих западносибирских месторождений по дополнительному трубопроводу [13, с. 382].

Согласно сценариям WEO-2023, попыткам России развернуться на Азию и другие неевропейские рынки в ближайшие годы будут препятствовать глобальный пик спроса на нефть и газ, и долгосрочные последствия санкций, в частности, отмеченный выше конец «Золотого века газа». В результате к 2030 г. общий объём экспорта природного газа из России в рамках поэтапных мер развитых стран по отказу от него, будет на 40% ниже уровня, существовавшего до украинских событий. Трубопроводный экспорт в Европу после сокращения почти вдвое в 2022 г. не восстановится: постепенного увеличения поставок в Китай по газопроводу «Сила Сибири» и восточным маршрутам недостаточно, чтобы компенсировать потерянные объёмы. И повторяется вывод, сделанный в WEO-2022: в наших сценариях нет необходимости в дополнительных трубопроводных соединениях между Россией и Китаем, учитывая динамику спроса в Китае [14, с. 233].

В WEO-2022 отмечается, что до 2022 г. Россия планировала использовать СПГ для диверсификации экспортных поставок газа. Была поставлена цель – к 2035 г. экспортировать 170–200 млрд м3 СПГ в год. В настоящее время расширение мощностей по производству СПГ в России сдерживается санкциями и уходом зарубежных партнёров. Некоторые проекты отложены в долгий ящик, в то время как в других наблюдаются значительные задержки с вводом в эксплуатацию[4].

Анализ прогнозов ведущих зарубежных аналитических центров свидетельствует, что сейчас в мире нет однозначного представления о последствиях событий 2022-2023 гг. для газовой отрасли РФ

[4] 30 июня 2023 г. Министерство торговли и экономики Японии объявило, что в целях обеспечения энергобезопасности страны

Показатель	Сценарий МЭА	2021	2030	2050
Добыча природного газа	STEPS	793	633	612
	APS	793	584	483
Внутренний спрос на газ	STEPS	543	498	470
	APS	543	470	424
Видимый экспорт – разница между добычей и потреблением	STEPS	250	135	142
	APS	250	114	59

Таблица 1. Оценки МЭА перспектив развития газовой отрасли России, млрд м³

Источник: построена по данным МЭА, WEO-2022 [4]

Эксперты МЭА в этой работе считают, что к 2030 г. в России будет введено около 10 млрд м³ новых мощностей по экспорту СПГ, в результате чего общая экспортная мощность достигнет всего 45 млрд м³ в год, против намечаемых 200 [13, с. 55, 382]. В результате доля России в международной торговле газом, которая в 2021 г. составляла 30%, к 2030 г. снизится до 15% в сценарии STEPS и до 10% в сценарии APS. Соответственно, прогнозируемый чистый доход России от продажи газа (выручка минус затраты) в сценарии APS снизится с 75 млрд долл. США в 2021 г. до менее 30 млрд долл. в 2030 г. [13, с. 30, 366][5].

В WEO-2023 эти доводы против возможности наращивания экспорта СПГ из России дополняются ещё одним – значительным увеличением мощностей по производству СПГ в других регионах мира. По оценкам МЭА, в стадии строительства находится сейчас около 250 млрд м³ новых проектов, и все они рассчитаны на запуск в период между 2025 и 2030 годами [14, с. 233]. Избыток СПГ означает, что у России очень ограниченные возможности для завоевания дополнительных рынков, делают вывод специалисты МЭА.

Признавая, что санкции, ограничивающие доступ России к внешнему финансированию и технологиям, препятствуют развитию российского экспорта СПГ, специалисты BP, в отличие от экспертов МЭА, допускают, что эти ограничения постепенно ослабнут после 2030 г. Это позволит российскому экспорту СПГ более чем удвоиться к 2050 г. В сценарии New Momentum, напротив, ускоренное падение мирового спроса на СПГ в 2030-х и 2040-х гг. означает, что у российского экспорта СПГ нет шансов восстановиться даже при ослаблении санкций [5, с. 53].

Данные проблемы с экспортом, отмечается в WEO-2022, отразятся и на объёмах перспективной добычи природного газа в России (таблица 1)[6]. В WEO-2022 добыча газа в России в рассматриваемый период времени падает во всех сценариях. Уже в 2030 г. в сценарии STEPS она будет меньше, чем в 2021 г. на 155–160 млрд м³, а в сценарии APS – почти на 210 млрд м³. В последующий период добыча продолжит сокращаться. К 2050 г. в сценарии STEPS она снизится ещё на 21 млрд м³, а в сценарии APS – на 101 млрд м³.

Соответственно, считают эксперты МЭА, проекты по добыче, предназначенные для обслуживания «Северного потока 2» (Харасавей и Бованенково) столкнутся с трудностями, а увеличение добычи на Тамбейском месторождении, ориентированное на новые проекты СПГ, вряд ли выйдет на заявленную мощность. На некоторых наиболее зрелых месторождениях Западной Сибири, которые в настоящее время обслуживают Европу, таких как Уренгойское и Ямбургское, добыча постепенно прекратится [4, с. 378–379].

Аналогичного мнения придерживаются и специалисты компании Atradius [7], которые, тем не менее, считают, что, несмотря на сокращение экспортных поставок, Россия по-прежнему будет оставаться крупнейшим производителем природного газа и в 2050 г.

Что касается сценария NZE, то он в части добычи углеводородов и в WEO-2022, и в WEO-2023 практически не рассмотрен. В WEO-2022 лишь отмечается, что спрос на природный газ в NZE Scenario может быть удовлетворен за счёт продолжения инвестиций в существующие активы и уже утвержденные проекты, но без каких-либо новых долгосрочных традиционных проектов по добыче.

Значительного, но меньшего, чем в прогнозах МЭА, снижения добычи природного газа в России ожидают и в IEEJ [16]. В базовом (Reference) сценарии этого прогноза она сокращается к 2030 г. до 650 млрд м³, а в сценарии передовых технологий (Advanced Technologies Scenario) – до 600 млрд м³. Снижение добычи экспертами IEEJ ожидается и в последующие годы, в результате чего в 2050 г. она составит, соответственно, 605 и 555 млрд м³.

Прогнозное исследование специалистов Управления энергетической информации (EIA) США базируется на следующих основных допущениях, имеющих отношение к России:

Ямбургское месторождение
Источник: gazprom.ru

- независимо от того, когда закончится российско-украинский конфликт, его геополитические последствия сохранятся до 2050 года[7]. Неявно это предполагает, что его окончание не приведет к перезагрузке отношений на энергетических рынках;
- восстановление глобальной экономики начнётся только после 2030 г.;
- введённые в 2022–2023 гг. санкции против России бессрочно останутся в силе, но новые санкции введены не будут;

[5] Япония выводит из-под запрета на строительные и инженерные услуги проекты «Сахалин 1», «Сахалин 2» и «Арктик СПГ 2». Сообщение об этом опубликовано на сайте министерства. В WEO-2023 цифры немного другие: чистая прибыль от продажи газа упадет примерно со 100 млрд долл. США в 2021 г. до менее чем 40 млрд долл. США в 2030 г. во всех сценариях. Что же касается утверждения о том, что доля России в международной торговле газом, которая в 2021 г. составляла 30%, поэтапно сокращается вдвое к 2030 г., то оно в этой работе повторяется многократно.

[6] В WEO-2023 оценки уровней перспективной добычи природного газа и его экспорта не приводятся, а оценки внутреннего спроса на газ в России от приведенных в таблице 2 (сценарий STEPS) практически не отличаются.

[7] Долгосрочное негативное влияние российско-украинского конфликта на добычу природного газа в России признаётся и в прогнозных исследованиях BP [15] и CEDIGAZ [23].

СПГ-танкер в Севморпути
Источник: sudostroenie.info

Сценарии	Россия	Мир в целом	США	Западная Европа	Китай	Индия	Африка	Средний Восток
Базовый	1	2,6	1,9	1,3	3	5	2,7	1,7
Высокого экономического роста	2,1	3,4	2,3	1,9	4,1	6	3,6	2,3
Низкого экономического роста	-0,1	1,8	1,4	0,6	2	4	2	1,4

Таблица 2. Среднегодовые темпы экономического роста в 2022–2050 гг., заложенные в основу прогнозов IEO-2023 (ВВП по ППС в ценах 2015 г.), в %

Источник: построена по данным УЭИ США, IEO-2023 [12]

– газопроводы «Северный поток» и «Северный поток 2» до 2050 г. не заработают;
– Россия увеличит добычу природного газа для удовлетворения будущего внутреннего потребления, но не увеличит свой чистый экспорт, то есть нетто-экспорт российского природного газа в рассматриваемый период расти не будет.

Тем самым, американские специалисты, исходя из действенности антироссийских санкций, заложили в прогноз по России достаточно низкие темпы роста как экономического развития страны (таблица 2), так и, соответственно, её энергопотребления, в том числе и природного газа. Однако эти темпы существенно выше, чем в прогнозе МЭА WEO-2023.

Так, если в WEO-2023 среднегодовые темпы роста ВВП России за 2022–2050 гг. в каждом из трёх сценариев составляют всего 0,4%, то в IEO-2023, как видно из таблицы 2, они варьируют, в зависимости от сценария, от –0,1% до 2,1%. Если суммарное энергопотребление в России по оценкам МЭА за тот же период в базовом варианте сократится на 6,8%, то в IEO-2023 вырастет на 17%[8].

При этом специалисты EIA допускают, что Россия продолжит усилия по смягчению экономических последствий санкций и санкционной политики, включая сокрытие торговых потоков сырой нефти, использование нескольких торговых партнёров для избежания санкций и поиск новых покупателей для своего экспорта.

Ожидаемые в соответствии с перечисленными допущениями и мерами объёмы производства природного газа в России и его экспорта показаны в таблице 3.

При этом специалисты EIA, как и эксперты МЭА, исходят из того, что, не имея доступа к технологиям западных компаний и импортному оборудованию, российские

[8] Поскольку в этих прогнозах применяются разные единицы измерения (в IEO-2023 – квадриллионы британских тепловых единиц, в WEO-2023 – эксаджоули), то приводить абсолютные цифры прогнозного энергопотребления автор счёл нецелесообразным.

	2022	2025	2030	2035	2040	2045	2050	С/г темп роста, %
Производство								
– добыча, млрд м³	648	640	648	680	722	739	767	0,6
– добыча, *в % от мировой*	15,2	14,8	14,4	14,5	14,7	14,2	13,9	
Экспорт								
– всего, млрд м³	167	164	164	164	164	164	164	–
– в % от мирового	20,3	18,2	16,1	15,1	14,1	13,2	12,1	

Примечание: в IEO-2023 объёмы природного газа даны в трлн куб. футов. Для пересчёта их в млрд м³ принято, что один кубометр равен 35,31467 куб. футам.

Таблица 3. Объемы производства природного газа в России и его экспорта

Источник: построена по данным УЭИ США, IEO-2023 [12]

текущие проекты по производству СПГ могут быть завершены в срок, но реализация будущих проектов столкнётся со значительными трудностями.

В заключение следует отметить, что анализ прогнозных материалов ведущих зарубежных прогностических центров свидетельствует, что в настоящее время в мире нет однозначного представления о последствиях для российской газовой отрасли событий 2022–2023 гг., хотя и признаётся, что они более тяжёлые, чем для нефтяной, что в этой области присутствует значительная неопределённость. Соответственно, в ближайшее время следует ожидать дальнейшей корректировки взглядов представителей ведущих мировых аналитических и прогностических центров на будущее российского газа. А задача наших исследований – предельно внимательно отслеживать и анализировать новые прогнозы.

Статья подготовлена в развитие выступления на Международной научно-практической конференции «Перспективы развития нефтегазовых компаний России в современных условиях», посвященной 80-летию нефтедобычи в Республике Татарстан и 75-летию открытия Ромашкинского месторождения, по результатам работ, выполненных в рамках гос. задания ИПНГ РАН (тема № FMME-2022-0004 – «Фундаментальный базис энергоэффективных, ресурсосберегающих и экологически безопасных, инновационных и цифровых технологий поиска, разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений, исследование, добыча и освоение традиционных и нетрадиционных запасов и ресурсов нефти и газа; разработка рекомендаций по реализации продукции нефтегазового комплекса в условиях энергоперехода и политики ЕС по декарбонизации энергетики (фундаментальные, поисковые, прикладные, экономические и междисциплинарные исследования)». Рег. номер учёта в РОСРИД: 122022800270-0.

Использованные источники

1. *Важная новость от главы Газпрома. – URL: t.me/zarubinreporter/1453*
2. *«Газпром» намерен нарастить поставки газа в Китай до уровня Западной Европы. – URL: https://www.vedomosti.ru/business/articles/2023/10/19/1001356-gazprom-namerennarastit-postavki-gaza-v-kitai?utm_campaign=newspaper_19_10_2023&utm_medium=email&utm_source=vedomosti*
3. *Европейский стимул в китайской трубе. – URL: https://www.rbc.ru/newspaper/ 2023/10/19/652f85a59a7947f3248a1a1d?ysclid=lnyhl4aua0674717173*
4. *Китай становится основным покупателем российского газа – URL: https://www.ng.ru/economics/2023-10-19/1_8857_gas.html?ysclid=lnyhrej242856148048*
5. *Мнение аналитиков. Глава «Газпрома» оптимистичен по поводу экспорта в Китай. – URL: https://bcs-express.ru/novosti-i-analitika/mnenie-analitikov-glava-gazproma-optimistichno-nastroen-po-povodu-eksporta-v-kitai?ysclid=lnyhppqe5148168302*
6. *Мастепанов А.М. Проблемы и перспективы энергетического сотрудничества России со странами Восточной Азии // Энергетическая политика. 2023. № 10(189). С. 54–65.*
7. *Алексей Миллер: российско-китайское партнерство в газовой сфере основано на общем видении и обладает огромным потенциалом развития на благо двух государств. – URL: https://www.gazprom.ru/press/news/2023/october/article568513/?from=mail*
8. *Мастепанов А.М. Что день грядущий нам готовит? Перспективы нефти в долгосрочных прогнозах развития мировой энергетики // Нефть России. 2017. № 7–8. С. 11–19.*
9. *Мастепанов А.М. Перспективы нефтегазового комплекса России в оценках основных зарубежных прогностических центров // Материалы Международной научно-практической конференции «Перспективы развития нефтегазовых компаний России в современных условиях». – Казань: Изд-во «Астор и Я», 2023. С. 16–20.*
10. *Мастепанов А.М. Перспективы нефтяной отрасли России в оценках зарубежных прогностических центров // Нефтяное хозяйство. 2023. №9 (Вып. 1180). С. 54–59.*
11. *S&P Global Commodity Insights Releases its Latest 2023 Energy Outlook. – URL: https://www.bloomberg.com/press-releases/2022-12-12/s-p-global-commodity-insights-releases-its-latest-2023-energy-outlook*
12. *International Energy Outlook 2023. – URL: https://www.eia.gov/outlooks/ieo/pdf/IEO2023_Narrative.pdf*
13. *World Energy Outlook 2022. OECD/IEA, 2022. 524 p. – URL: https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2022*
14. *World Energy Outlook 2023. OECD/IEA, 2023. 353 p. – URL: https://iea.blob.core.windows.net/assets/ed1e4c42-5726-4269-b801-97b3d32e117c/WorldEnergyOutlook2023.pdf*
15. *BP Energy Outlook 2023 edition. – URL: https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/energy-outlook/bp-energy-outlook-2023.pdf?ysclid=ljppfs7ly9933051959*
16. *IEEJ Outlook 2023. – URL: https://eneken.ieej.or.jp/data/10974.pdf*
17. *Energy Transition Report. Energy Scenarios. Rystad Energy. November 2022. – URL: https://www.rystadenergy.com/news/note-from-the-ceo-november-2022*
18. *Global Gas Report 2023 Edition.Rystad Energy/ International Gas Union/ Snam. – URL: https://www.igu.org/resources/global-gas-report-2023-edition/*
19. *World energy Transitions Outlook 2023. – URL: https://www.irena.org/Publications/2023/Jun/World-Energy-Transitions-Outlook-2023*
20. *Energy Outlook February 2023. – URL: https://atradius.us/reports/economic-research-energy-outlook-february-2023.html*
21. *Energy Outlook 2023. Surviving the energy crisis. A Report by EIU. – URL: https://www.eiu.com/n/campaigns/energy-in-2023/*
22. *What's the global energy outlook for 2023? DAVOS 2023. Jan 17, 2023. – URL: https://www.weforum.org/agenda/2023/01/global-energy-outlook-for-2023/*
23. *Energy security and sustainability mean a restructuring of global gas supply and a reconfiguration of international gas flows. – URL: https://www.cedigaz.org/2023/02/*

УДК 665.612 DOI 10.46920/2409-5516_2023_12191_24 EDN: MWQUEN

Проблемы и перспективы развития газового комплекса Сибирского ФО

Challenges and prospects for development of gas industry in the Siberian Federal District

Валерий СТЕННИКОВ
Академик РАН, д. т. н., профессор,
директор Института систем энергетики
им. Л.А. Мелентьева СО РАН
E-mail: sva@isem.irk.ru

Valery STENNIKOV
Director of Melentiev Energy Systems Institute, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences (RAS), Academician of RAS, Dr. Tech. Sci
E-mail: sva@isem.irk.ru

Владимир ГОЛОВЩИКОВ
Старший научный сотрудник, к. т. н.,
главный специалист Института систем
энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН
E-mail: vladgo@isem.irk.ru

Vladimir GOLOVSHCHIKOV
Chif specialist at Melentiev Energy Systems Institute, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Cand. Tech. Sci, Senior research fellow
E-mail: vladgo@isem.irk.ru

Большинство деревень Восточной Сибири отапливаются углем *Источник: giviresku.yandex.ru / depositphotos.com*

Аннотация. В статье рассматриваются проблемы, связанные с газификацией субъектов Сибирского федерального округа. Показано, что уровень их газификации существенно ниже, чем в среднем по России, несмотря на то, что они располагают значительными ресурсами природного газа. Основными причинами этого являются приоритетные предпочтения поставок природного газа на экспорт, а также использование в качестве основного вида топлива дешевого, но экологически грязного угля. Сооружение газопровода «Сила Сибири 2» могло бы решить многие проблемы газификации социальной сферы, улучшения экологического состояния окружающей среды. Однако, развитие газохимического производства, которое могло бы развиваться на базе имеющегося в Иркутской области Ковыктинского газоконденсатного месторождения в складывающихся условиях представляется не реальным.
Ключевые слова: природный газ, ресурсы, проблемы газификации, газохимия.

Abstract. The paper is concerned with the issues of transitioning to natural gas in the constituent entities of the Siberian Federal District. It is shown that although these entities possess considerable natural gas resources, utilization of natural gas there is significantly below the Russian average. The main reasons for this are the priority preferences for the supply of natural gas for export and the use of cheap but environmentally-unfriendly coal as the main type of fuel. The construction of the «Power of Siberia 2» gas pipeline could address the numerous challenges related to switching to gas in the social sector and improving the ecological condition of the environment. However, the natural gas-based chemical production, which could be developed on the basis of the Kovykta gas condensate field in the Irkutsk region, does not appear to be feasible under the current conditions.
Keywords: natural gas, resources, challenges of switching to natural gas, chemical utilization of natural gas.

> **Ресурсная база природного газа в Сибирском ФО, как и других энергоносителей, отличается недоразведанностью, хотя имеет большой потенциал**

Газификация регионов России в текущих геополитических условиях приобретает стратегическое значение. Однако в большей степени реализация подобных мероприятий касается европейской части России. В меньшей степени это затрагивает восточные регионы России. В связи с этим представляет определенный интерес анализ проблем газификации регионов Сибирского федерального округа (СФО), которые существуют в настоящее время, поскольку именно здесь сложилась «уникальная» ситуация с решением, а правильнее сказать, с отсутствием решения, вопросов их газификации. Располагая огромными запасами природного газа, месторождения которого осваиваются, субъекты СФО находятся практически на последнем месте по уровню газификации в России. Анализу этих противоречий посвящается большое количество публикаций, заседаний различного уровня, обсуждений, вместе с тем, они решаются крайне медленно и бессистемно [1–8].

Некоторые ориентиры газификации субъектов СФО предлагаются в Стратегии социально-экономического развития Сибирского федерального округа до 2035 г. (ССЭР) [9]. Однако, эти вопросы в ней отражены фрагментарно, не учитывают пространственные, структурные, ресурсные особенности их территорий. Более того, данная стратегия была принята поспеш-

но и не ответила на многочисленные конструктивные замечания и предложения научно-технического сообщества.

Ресурсное обеспечение природным газом регионов СФО

Ресурсная база природного газа в СФО, как и других энергоносителей, отличается недоразведанностью, хотя имеет большой потенциал. Основная роль в нефтегазовом комплексе СФО отводится Омской, Иркутской, Томской областям и северным территориям Красноярского края [8, 9].

В ССЭР дается сжатая информация по нефтегазовой ресурсной базе округа и особенно по природному газу [9], которая представлена в следующем виде:

1. Томская область имеет более ста месторождений нефти и газа с запасами нефти 1,5 млрд т, газа – 600 млрд м^3.
2. Месторождения углеводородов со значительными запасами обнаружены в районах реки Подкаменная Тунгуска в Красноярском крае, а также в северных районах Иркутской области.
3. Для обеспечения потребностей Норильского региона на севере Красноярского края осуществляется разработка небольших газовых месторождений (Мессояха и др.).
4. Начинается освоение нефтегазовых месторождений на севере Красноярского края – Ванкорского кластера и Пайяхской группы. В состав этой группы входит десять месторождений с запасами, достаточными для освоения.

Уровень газификации в Иркутской области составляет всего 1,1%. В Красноярском крае уровень газификации достигает 17,5%. Тыва и Хакасия не газифицированы, в ряде районов используется СУГ

Загрязнение воздуха в Красноярске
Источник: origo.hu

5. Самым крупным газовым месторождением в СФО является Ковыктинское газоконденсатное месторождение (КГКМ) в Иркутской области, запасы которого составляют около 2,7 трлн м^3. Согласно ССЭР СФО, ввод в эксплуатацию этого месторождения позволит решить проблему газификации юга Восточной Сибири и экспортировать газ в Китай и другие страны Восточной Азии [9]. Однако в стратегических документах ПАО «Газпром» задача «газификации юга Восточной Сибири» за счет Ковыктинского месторождения не ставится.

Наиболее полная информация, имеющаяся в открытом доступе по ресурсам природного газа на Востоке РФ, была представлена в Программе создания в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке единой системы добычи, транспортировки газа и газоснабжения с учетом возможного экспорта газа на рынки Китая и других стран Азиатско-Тихоокеанского региона (далее Восточная программа), принятой в соответствии с Приказом Минпромэнергетики РФ № 340 от 03.09.2007 г. [10, 11]. Целью этого документа является формирование в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке эффективной газовой промышленности и создания на этой основе условий для динамичного социально-экономического развития указанного региона [10, 11]. В программе были предложены решения по газификации восточных регионов РФ с получением конечных продуктов из газа с высокой добавленной стоимостью и экспорта газа в Китай. При этом, если в ДВФО проекты определены, они получают развитие, то в СФО проекты находятся в стадии ожидания, но даже те проекты, которые озвучиваются, рассматриваются фрагментарно, бессистемно, кроме экспортных поставок газа Ковыктинского месторождения в Китай.

Обобщенные данные по запасам природного газа в СФО по состоянию на 2007 г. на момент утверждения приказа № 340 отражены в документах [10–12]. Хотя в течение последних 15 лет проводилась определенная «доразведка» ранее открытых месторождений, при этом были открыты мелкие и средние залежи, но ситуация с разведанными крупными запасами газа к 2023 г. не изменилась (за исключением месторождений на севере Красноярского края). В связи с этим, ранее заложенные в Восточную программу данные, могут быть приняты для формирования перспективных планов развития газового комплекса в СФО.

В таблице 1 приведена информация о ресурсах природного газа (в трлн м^3) субъектов СФО по состоянию на 2005 г. (приложение № 2, [10, 11]), где НСР – начальные суммарные ресурсы.

Из таблицы следует, что в СФО был низкий уровень разведанности. Сопоставление данных этой таблицы с общими планами ССЭР СФО до 2035 г. по развитию нефтегазового сектора округа [9] позволяет сделать вывод о том, что в основе развития газового комплекса СФО может быть освоение газовых месторождений Иркутской области и Красноярского края, что подтверждается также данными, приведенными в [8].

Таблица 1

Субъекты СФО	НСР	Запасы $A+B+C_1$	Запасы C_2	Степень разведанности НСР (%)
Сибирский ФО: всего	37,9	2,6	3,6	6,9
Томская область	0,97	0,28	0,027	31,1
Новосибирская область	0,058	0,0006	0	1
Эвенкийский АО	9,2	0,28	0,78	3,1
Красноярский край (КК)	5,4	0,091	0,224	1,7
Иркутская область (ИО)	10,4	1,57	2,5	15,1
Усть-Ордынский АО	0,662	0	0	0
Омская область	0,0006	0,00059	0	100
Таймырский АО	11,2	0,37	0,074	3,4

В ССЭР указывается, что в СФО до сих пор отсутствует полная газификация округа. В Тыве и Хакасии практически нет газификации. Уровень газификации Красноярского края, по меркам СФО, достаточно высок (около 18%), но несравнимо мал относительно среднего уровня по России, а в Иркутской области уровень газификации (по данным ССЭР) в пределах 1% [9]. В последние годы в регионе оживился процесс газификации с использованием ресурсов мелких и средних локальных месторождений, строятся планы частичного использования газа Ковыкты для нужд прилегающих к ней районов. Однако в целом это не изменяет негативную ситуацию с газификацией субъектов СФО.

Предыстория газовой политики в восточных регионах России

Сложившая ситуация в газовой сфере СФО и его субъектах не соответствует документам, на основании которых должна была строиться газовая политика в РФ и в первую очередь – в восточных регионах РФ. К их числу можно отнести документы, приведенные в [10, 11, 13], а также другие источники официальной информации, например, протоколы различных совещаний и т. д.

Основным документом, который должен был способствовать созданию на Востоке РФ газового комплекса, стимулирующего развитие экономики и социальной сферы этой территории, должна была стать упомянутая выше Восточная программа (Приказ № 340) [10, 11]. Предполагалось, что она обеспечит реализацию системных решений по газификации восточных регионов, включая получение

продуктов из газа с высокой добавленной стоимостью и экспорт газа в Китай. Эти «надежды» опирались на задачи, сформулированные в программе:

1. Ресурсная база Восточной Сибири и Дальнего Востока создает основу для формирования в этих регионах «центров газовой промышленности и расширения Единой системы газоснабжения (ЕСГ) на Восток. Газовые ресурсы этого региона позволят удовлетворить спрос потребителей региона на природный газ на ближайшие 20–30 лет, а также обеспечить поставки газа на экспорт в страны Азиатско-Тихоокеанского региона (АТР).
2. Главной целью Восточной программы является формирование в регионе газовой промышленности и создание на этой основе условий для социально-экономического развития Восточной Сибири и Дальнего Востока, повышения уровня жизни населения региона [10, 11].

Следующим шагом планировалось выполнить научно-прикладные исследования, связанные с проведением оценки ресурсной базы для развития газовой промышленности, прогнозированием потребности в природном газе, формированием предложений по созданию газоперерабатывающих мощностей и др.

Сопоставляя выполнение планируемых положений Восточной программы с современной ситуацией, можно сделать следующие выводы:

1. Базовым принципом Восточной программы являлось формирование в восточных регионах РФ центров газовой промышленности и расширения ЕСГ на Восток. В числе первоочередных была сформулирована задача газоснабжения российских потребителей, и лишь во вторую очередь Восточная программа ориентировалась на экспортные поставки газа в АТР. К сожалению, уже к 2014 г. эти приоритеты поменялись местами.
2. В Восточной программе отсутствуют упоминания о практически полной переориентации нефтегазовой политики России на Восток. В программе предусматривалось только некоторое возможное увеличение экспортных поставок в страны АТР. За прошедший период основные программные цели не были достигнуты, а современная газовая политика РФ приобрела ярко выраженную экспортную направленность [3]. Обеспечение собственных потребителей газом отошло на неопределенное будущее.

Установка подготовки газа УПГ-102 на Ковыктинском месторождении *Источник: «Газпром»*

Пайяхское месторождение *Источник: dela.ru*

Основными причинами такого изменения в газовой политике РФ стало подписанное в 2014 г. соглашение с КНР о строительстве магистрального газопровода «Сила Сибири» для экспорта российского газа в Китай, а в последние годы к этому добавились проблемы, связанные с потерями европейских рынков нефтегазового экспорта. Во многом все это послужило триггером ввода в эксплуатацию Ковыктинского месторождения и подачи газа в газопровод «Сила Сибири» для экспорта в Китай в 2022 г.

При подписании соглашения с КНР в 2014 г. утверждалось, что сооружение «Силы Сибири» даст мощный импульс социально-экономическому развитию восточных регионов РФ, которого не было с 2007 г., однако этого не случилось. Во многом это связано с недостаточным анализом региональных социальных и макроэкономических факторов.

Целесообразность газификации региона определяется региональной структурой топливно-энергетического баланса по видам используемого топлива и его цены, однако утвержденная Минэнерго методика его расчета не может обеспечить получение обоснованных прогнозов спроса и потребления. К тому же она основной упор делает на социальный и бытовой секторы и не учитывает при этом системные факторы, приводящие к доступным ценам для населения. По своей сути она не ориентирована на особенности восточных регионов (отсутствие газовой инфраструктуры, наличие собственных ресурсов газа, неудовлетворительное состояние энергоисточников, неудовлетворительная экологическая обстановка и др.). Кроме того, методика не учитывает потенциальный спрос за счет роста про-

Помимо Ковыктинского месторождения в регионе имеются более двух десятков других месторождений газа, некоторые из них уже участвуют в газификации изолированных районов Иркутской области

В отличие от других субъектов СФО, Иркутская область рассматривает проблему газификации существенно шире, включая вопрос создания газохимического кластера на базе Ковыктинского ГКМ

мышленности и газохимии. Только в этом случае газ будет доступен населению, так как при его комплексном использовании цена газа, поставляемого социальным потребителям с учетом газохимии может быть существенно ниже.

По официальным данным, по состоянию на начало 2022 г. в СФО суммарные запасы газа достигают около 8 трлн м^3, добывается около 17 млрд м^3 в год, а потенциальный спрос составляет 22 млрд м^3. Следует отметить, что объемы этого спроса требуют уточнения, так как прогнозируемое потребление газа только в Иркутской области – более 10 млрд м^3 в год.

Газификация – это важнейший вопрос для Красноярского края, Иркутской области, Хакасии и Тывы по целому ряду причин, в том числе и демографических. При этом ориентация на будущий газопровод «Сила Сибири 2» не только не решает весь комплекс перечисленных выше вопросов из-за обедненного состава газа, но и связана с весьма неопределенными перспективами этого проекта.

Президент России поставил задачу привести газ в Республику Бурятию и Забайкальский край не позднее 2030–2032 г. для обеспечения газификации этих регионов [16]. Однако осуществить этот план возможно только при сооружении газопровода «Сила Сибири 2» с ответвлениями в Бурятию и Забайкалье. Этот проект может также решить экологические проблемы региона, связанные с использованием угля на устаревших котельных и ТЭЦ, но не решит задачу по созданию «газохимического кластера» в Иркутской области.

Таким образом, при наличии огромных запасов природного газа и его добычи в настоящее время, проблемы газификации на востоке СФО остаются нерешенными и очень низка вероятность их решения в среднесрочной перспективе. Создание газохимического кластера практически не рассматривается, хотя сооружение газопровода от Ковыкты до г. Саянска в Иркутской области позволило бы развивать газохимические производства. Рассматриваемая газификация сводится только к локальным поставкам газа в качестве топлива для населения, и то в основном для мелких теплоисточников во многих субъектах СФО. С одной стороны, это очень ограниченное решение, а с другой стороны, такое направление не выгодно «Газпрому» и особенно в СФО, где нет магистральных газопроводов и распределительных газовых сетей в субъектах округа.

Краткая информация по состоянию с газификацией и газоснабжением в некоторых субъектах СФО

По данным ССЭР СФО, уровень газификации в Иркутской области составляет всего 1,1%. В Красноярском крае уровень газификации достигает 17,5%. Тыва и Хакасия не газифицированы [9]. В ряде районов используется сжиженный углеводородный газ (СУГ) для бытового потребления населением. Для повышения уровня высокозатратной газификации потребуются существенные дотации из бюджетов различных уровней. Только Красноярский край и Иркутская область могут обойтись

Горы Хакасии зимой
Источник: irinabal18 / depositphotos.com

Кызылская ТЭЦ
Источник: vcatuva.ru

без дотаций из федерального бюджета, а у Республики Алтай и Республики Тыва доля бюджетных дотаций будет превышать 40% от собственного консолидированного бюджета [9]. Из этого следует, что процесс газификации некоторых регионов зависит также от уровня их бюджетной обеспеченности.

Среди возможных направлений газификации субъектов СФО рассматриваются все имеющиеся варианты использования газа: сетевой газ, СПГ, СУГ. Практически все сибирские регионы в настоящее время имеют свои региональные программы газификации, как правило, до 2025 г. с различной степенью проработки. Следует отметить, что проблемы по газификации субъектов СФО определяются отсутствием газовой инфраструктуры, что принципиально отличает ситуацию в СФО от газификации в Урало-Европейской части РФ.

Целесообразно рассмотреть специфику проблем с газификацией для субъектов СФО с низкой и высокой бюджетной обеспеченностью.

Республика Тыва. По оценке экспертов, Тыве необходимо около 450 млн м^3 в год. Эксперты предлагают следующие варианты газификации [17]:

1) газопровод «Сила Сибири 2»;
2) использование местных ресурсов, например: извлечения газа из угольных пластов;
3) развитие автономной газификации.

Другие варианты пока остаются только в планах, включая «Силу Сибири 2». Возможен также вариант газификации на основе СПГ, но не определен источник его получения для Тывы. Кроме того, АО «СУЭК» не планирует перевод на газ угольной Кызылской ТЭЦ, что снижает потребность в газе и востребованность подачи из «Силы Сибири 2».

Республика Хакасия. В Хакасии, наряду с угольной энергетикой, находится Саяно-Шушенская ГЭС мощностью 6,5 млн кВт. По состоянию на 01.12.2022 г. стоимость электроэнергии для населения Хакасии достаточно низкая: 2,67 руб./кВт·ч, поэтому этот фактор необходимо учитывать при рассмотрении ТЭБа республики, включая роль и цену газа. Проекты газификации Хакасии стали обсуждаться с момента открытия местного Михайловского газового месторождения. Позже выяснилось, что запасы газа в месторождении малы, поэтому скважины законсервировали [19]. В программе по газификации Хакасии (принятой после 2020 г.) отмечалось, что в газификации Хакасии заинтересовано не только население, но и предприниматели, которые оплачивают электроэнергию по высоким ценам [19]. Предприниматели полагали, что стоимость электрической и тепловой энергии, получаемой на основе газа для них, будет ниже, чем использование электроэнергии, но это не подтверждается расчетами. Нужно отметить, что представители Хакасии также обращались в Минэнерго РФ и «Газпром» с предложением рассмотреть и вариант сооружения газопровода от города Новокузнецка до города Абакана [19]. Очередные обещания руководства республики по газификации были озвучены в начале 2023 г., и вновь они не реализуются [20]. Перспективы газификации Хакасии пока не определены, поскольку ее также, как в Тыве, связывают с «Силой Сибири 2», сооружение которого сдерживается. В настоящее время в республике используется СПГ в объеме всего около 2200 т в год, а по предварительным оценкам необходимо 1,1 млрд м^3 в год. Производство и потребление СПГ и СУГ может частично решить проблему газификации и Хакасии, но только для газоснабжения населения и, возможно, для газификации автотранспорта. В Минэнерго РФ считают, что газификация Хакасии экономически нецелесообразна из-за удаленности от будущей трассы «Сила Сибири 2», а также из-за наличия в республике дешевых угля и электроэнергии. По мнению министерства, возможными вариантами решения

проблемы «черного неба» могут стать переход на электроотопление для населения и глубокая модернизация теплоисточников, работающих на угле [21].

Красноярский край. В этом индустриально развитом крае обсуждение проблем газификации усилилось в 2018 г., когда руководитель страны поручил подготовить план по улучшению экологической ситуации в крае [22]. Именно экологические проблемы стали основными в планах по газификации региона. Ещё в 2016 г. «Газпром промгаз» рассматривал варианты газификации этого края, которые должны были охватить более 25 городов и районов. В настоящее время фактически

Угольная котельная
Источник: tritonstroy.ru

рассматривается только один вариант, связанный с неопределенным по времени строительством «Силы Сибири 2». В то же время федеральные и краевые власти на основании поручения Президента РФ планируют газифицировать Красноярск к 400-летнему юбилею города в 2028 г. при условии сооружения «Силы Сибири 2». По имеющейся информации, краю необходимо 10–11 млрд м^3 газа в год, однако, по данным правительства Красноярского края требуется не более 5–6 млрд м^3 [22]. В настоящее время в регионе проявляется ещё одна «особенность». Из-за затягивания решения вопроса с «Силой Сибири 2», владельцы угольных ТЭЦ в г. Красноярске начинают их модернизацию с целью сокращения вредных выбросов. Если сетевой газ появится, то энергетики понесут громадные финансовые потери из-за проведенной модернизации, а также при последующем переводе ТЭЦ на газ. Как и в других регионах СФО, возникает проблема с ценой газа для частных домовладений. В настоящее время газ будет стоить по предварительным оценкам в три раза дороже электроотопления (стоимость электроэнергии в крае по состоянию на 01.12.2022 г. 3,25 руб./кВт·ч) и не менее, чем в пять раз дороже угля. На Красноярском экономическом форуме (КЭФ-2023) в очередной раз обсуждали газификацию края: автономную газификацию от планируемых к сооружению СПГ-заводов и от сетевого газа «Сила Сибири 2» [23]. Но подписанное на КЭФ-2023 соглашение между правительством края и «Газпром недра» закрепляло только газовую ресурсную базу на севере края для газификации удаленных потребителей. Соглашение также предусматривает сооружение СПГ-завода в Богучанском районе [23]. В результате возникает тупиковая ситуация: с одной стороны, необходимо ликвидировать проблему «черного неба», а с другой стороны, выполнение этого требования и масштабная газификация не может быть решена без сооружения газопровода «Сила Сибири 2». Поэтому в настоящее время продолжается медленная газификация частных домовладений на базе СУГ и СПГ.

Парадоксальная ситуация складывается с газификацией Иркутской области, где имеется крупное освоенное месторождение, газ которого уходит на экспорт, а регион остается без газа.

Крупнейшее Ковыктинское газоконденсатное месторождение, расположенное на территории области, запущено в эксплуатацию в 2022 г. Кроме него в регионе имеются более двух десятков других месторождений газа, некоторые из них уже участвуют в газификации изолированных районов Иркутской области. Наряду с наличием газовых и нефтяных ресурсов, в регионе развиты электроэнергетика и угольная отрасль, которые необходимо учитывать при формировании ТЭБ региона и направлений газификации. Главный газовый ресурс – это Ковыкта [24–26]. Кроме газа (1,8–2 трлн м^3) месторождение содержит около 80 млн т газового конденсата. Суммарные газовые ресурсы Иркутской области – более 4 трлн м^3. Начиная с 1987 г., началась многолетняя история попыток газифицировать области [3–5, 9]. Однако проблема не решена до настоящего времени и пока не видно ее решения в обозримой перспективе, несмотря на Восточную газовую программу 2007 г. [10, 11], а также соглашения с КНР (2014 г.) по поставкам газа по «Силе Сибири» в объеме 38 млрд м^3 в год с Чаяндинского месторождения (Якутия) на первом этапе, а затем и с Ковыктинского месторождения на втором этапе.

Народные митинги в пользу газификации
Источник: m.bk55.ru

Для создания газового комплекса в Иркутской области, в 2020 г. были разработаны Генеральная схема газоснабжения и газификации и Долгосрочная целевая программа газификации. Оба документа предполагали сооружение газопровода от Ковыкты в г. Саянск, а также газификацию некоторых изолированных северо-восточных районов на газовых ресурсах местных месторождений [4, 5]. Были определенные планы в связи с поручением Президента РФ № Пр-907: предполагалось, что его исполнение кардинально изменит ситуацию с газификацией Иркутской области, однако до настоящего времени ситуация мало меняется. В январе 2022 г. был принят закон (№ 15-ОЗ от 10.01.2022 г.) «Об утверждении стратегии социально-экономического развития Иркутской области на период до 2036 г.» [27], в котором указывается, что наличие ресурсов газа позволяет создать в регионе мощный газовый кластер. Согласно ССРЭ Иркутской области, создание газового кластера должно основываться на ресурсах Ковыкты, поэтому необходимо ускорение строительства газопровода «Ковыктинское ГКМ–Саянск – Иркутск» [27]. Однако, последующие события изменили реализацию этих планов. В июне 2022 г. «Газпром» и Иркутская область подписали Программу развития газоснабжения и газификации на период до 2025 г. Эта программа не предусматривает масштабную газификацию региона, а только некоторых северо-восточных районов для социально-бытовых нужд [5]. По этой программе планируется обеспечить газоснабжение 5 тыс. домовладений и 20 котельных. Для Иркутской области, в которой сотни тысяч домовладений и сотни угольных котельных, это очень скромные перспективы локального характера [28]. В рамках Восточного экономического форума (ВЭФ) в 2022 г. обсуждался определенный спектр мероприятий, включая деятельность по газоперера-

ботке и газификации, проводимую только «Иркутской нефтяной компанией» (ИНК), и подачу газа ПАО «Газпромом» Ковыкты в «Силу Сибири». Каких-либо конкретных предложений по газопроводу от Ковыкты до Саянска опять не было озвучено [28]. По имеющейся информации, в рамках подписанного соглашения на ПМЭФ-2022, ПАО «Газпром» прорабатывает вопрос газификации г. Саянска. Однако, газификация города остается второстепенной задачей, так как газ Ковыкты в первую очередь необходим для экспорта в Китай, а не для развития газохимического кластера в Саянске.

В 2022 г. появилась новая задача, обозначенная в поручении Президента РФ по решению экологических проблем г. Байкальска и Байкальской природной территории. По предложению руководства СФО началось рассмотрение возможности перевода угольной ТЭЦ г. Байкальска на газ. Укрупненные оценки показали, что потребность в СУГ к 2035 г. составит около 35 тыс. т/год, а СПГ около 50 тыс. т/год. Ранее (2015–2018 гг.) такие оценки выполнялись для теплоснабжения г. Байкальска. Они показали, что уже при стоимости СПГ 19 тыс. руб. за тонну газовое отопление будет неэффективным и не решает проблему выбросов CO_2. С тех пор стоимость газа возросла до 45 тыс. руб. за тонну. В этих условиях цена на тепловую энергию, получаемую с использованием газа и электроэнергии, сравнялись между собой. Кроме того, до настоящего времени не ясны источники газа. Исходя из этой ситуации, на заседании в г. Байкальске с участием руководства Минэнерго РФ, СО ЕЭС РФ и руководства Иркутской области, в феврале 2023 г. было принято решение реализовывать проект по электротеплоснабжению потребителей г. Байкальска.

В начале марта 2023 г. в г. Иркутске было проведено очередное расширенное совещание по проблемам развития газохимического кластера и газификации Иркутской области. По информации, представленной правительством региона, прогнозируемое потребление газа может составить около 10 млрд м^3 в год, из них: промышленность – 4,3 млрд м^3 в год, ТЭЦ и крупные котельные – 4,7 млрд м^3 в год и социальная сфера – не менее 0,7 млрд м^3 в год, а в перспективе оно может достигнуть до 12–16 млрд м^3 в год к 2030 г. [5]. Эти потребности основаны на необходимости подачи газа от Ковыкты до г. Саянска,

Байкальская ТЭЦ и БЦБК
Источник: vdommebel.ru

который обеспечит, в том числе и развитие газохимии в Иркутской области. Несмотря на рекомендации проведенных совещаний, ситуация с развитием газохимии и газификацией в регионе продолжает оставаться неопределенной.

Следует также отметить, что из-за неразвитости газовой инфраструктуры (прежде всего распределительных газовых сетей) и отсутствия достаточного количества потребителей на локальных нефтяных и нефтегазовых месторождениях, происходит сжигание попутного газа на факельных установках и (или) закачивание его в пласты для поддержания пластового давления нефти. Этот газ мог бы быть использован в качестве товарной продукции, в том числе как топливный ресурс. Однако считается, что его выгоднее сжигать.

Для Иркутской области наиболее эффективным решением по созданию газового комплекса могли бы быть следующие предложения:

Для укрепления экономики области и расширения возможностей газификации, необходимо достроить газопровод от Ковыкты до г. Саянска для подачи по нему «жирного» газа и использовать его в качестве сырья для газохимии на заводе «Саянскхимпласт», а переработанный газ отправлять на энергетические объекты и газификацию прилегающих территорий.

Прокладывается газопровод для поставки метановой фракции в г. Иркутск на газовую ТЭЦ, необходимую к сооружению с целью устранения дефицита электроэнергии на юге области и одновременного решения острейшей проблемы с теплоснабжением г. Иркутска [5].

При прохождении «Сила Сибири 2» по Иркутской области получаемый по нему газ может быть направлен на масштабную газификацию региона, в том числе: перевод ТЭЦ и котельных с угля на газ и обеспечение газом населения и социальной сферы.

Газификацию удаленных от «Силы Сибири 2» регионов необходимо осуществлять от локальных месторождений, а также за счет поставок СПГ. Для этого на территории региона должны быть построены несколько СПГ-заводов.

Все предложенные решения требуют системного анализа и необходимого технико-экономического обоснования. При этом следует еще раз акцентировать внимание на том, что технико-экономические оценки использования газа в любом варианте в качестве топливного ресурса без комплексного системного анализа, включая экологию, уровень жизни, комфорта, социальные условия проживания населения, усложнение демографической ситуации, технический уровень энергосистем и т. д., всегда будут менее привлекательными по сравнению с их показателями для существующих угольных систем, которые преобладают в большинстве субъектов СФО, включая Иркутскую область. Именно угольная отрасль является сдерживающим фактором развития газификации и газоснабжения в СФО, если рассматривать только финансово-экономические показатели, включая стоимость строительства газопровода, распределительных газовых сетей и сооружение СПГ-заводов.

Перечисленные выше направления могли принципиально изменить ситуацию с газификацией и газоснабжением. Однако, как отмечалось выше, масштабная газификация Иркутской области пока не просматривается. Это подтверждается, например, принятым постановлением правительства области № 932-ПП от 24.10.2023 г. «Об утверждении региональной программы газификации ЖКХ, промышленных и иных организаций ИО на 2024–2033 г.». Основными направлениями являются: локальная газификация некоторых населенных пунктов, использование газа в качестве моторного топлива, строительство одного предприятия по производству СПГ (в том числе и для производства моторного топлива) и т. д. При этом уровень газификации населения к 2033 г. будет не более 5,4% (целевой показатель – очень низкий). Потенциальная потребность в газе к 2033 г. может составить около 1 млрд м^3. Суммарная стоимость региональной программы около 35 млрд руб. Для реализации планов по СПГ, 01.11.2023 г. Иркутская область подписала соглашение о сотрудничестве с ООО «Газпром гелий сервис». Можно надеяться, что эти достаточно скромные, но высоко затратные планы смогут как-то усилить процесс газификации области, который до настоящего времени проходил в крайне медленном темпе.

Завод «Саянскхимпласт»
Источник: rupec.ru

Выводы

Приведенный анализ проблем газификации в целом СФО и в некоторых его субъектах позволяет сделать следующие выводы:

1. Уровень газификации СФО в настоящее время существенно ниже, чем в среднем по стране, доля угля в ТЭБ Сибири составляет 86% (в среднем по России – 12%).
2. Наименее газифицированными субъектами СФО являются Тыва и Хакасия. К ним также относятся Красноярский край и Иркутская область.

3. Все перечисленные субъекты (за исключением Иркутской области) для реальной газификации своих регионов ориентируются на сооружение МГП «Сила Сибири 2».
4. Все субъекты СФО рассматривают газификацию, прежде всего, как газоснабжение домохозяйств населения. На втором месте стоят экологические проблемы в населенных пунктах. В Иркутской области этот фактор также важен, но прежде всего для улучшения экологической ситуации Центральной экологической зоны озера Байкал и в целом Байкальской природной территории.
5. Сдерживающим фактором газификации субъектов СФО является преобладание в их ТЭБ угля более дешёвого, чем газ. Кроме того, замена на ТЭЦ и котельных угля на газ, может нанести ущерб угольной отрасли с соответствующими социальными последствиями.
6. В отличие от других субъектов СФО, Иркутская область рассматривает проблему газификации существенно шире, так как она включает необходимость создания газохимической отрасли в регионе на базе ресурсов Ковыктинского ГКМ.
7. Иркутская область также заинтересована в строительстве «Силы Сибири 2», поскольку этот проект позволил бы начать масштабную газификацию населения и перевод многих ТЭЦ и котельных, использующих уголь, на газ, хотя ПАО «Газпром» последнее мероприятие не предусматривает.
8. К сожалению, до сих пор нет утвержденного и опубликованного документа по сооружению «Силы Сибири 2», хотя озвучивается, что такой проект разработан. Строительство газопровода протяженностью более двух тысяч километров ориентирован, прежде всего, на экспорт газа в Монголию и Китай в объеме 50 млрд м^3. Для газификации населения такой проект для «Газпрома» представляется экономически не выгодным.
9. Падение спроса на трубопроводный газ может заставить идти на консервацию некоторых скважин на неопределенный срок (что может привести в будущем к их потере), а также к закачке газа в подземные хранилища, объем которых в РФ невелик. Выходом из этой ситуации может быть обеспечение внутреннего спроса на природный газ с целью повышения жизненного уровня населения, решения экологических проблем, развития производств и освоение редкоземельных и других месторождений полезных ископаемых.
10. Перспективным направлением по эффективному использованию природного газа является получение СПГ, как альтернатива трубопроводному газу. Тенденции последнего времени показывают, что РФ становится именно на этот путь.
11. Процесс газификации субъектов СФО на базе сооружения «Силы Сибири 2» до настоящего времени четко не определен. Возможно, начнется медленная и дорогостоящая газификация с использованием СПГ, получаемого из местных локальных месторождений. Однако, прошедшие встречи на высшем уровне в октябре 2023 г. в КНР и озвученные намерения по сооружению экспортного газопровода «Сила Сибири 2», позволяют надеяться, что этот проект начнет строиться, и ряд проблем по газификации некоторых регионов СФО будут решаться к 2030–2032 г.

Использованные источники

1. *Гедич Т.Г. Анализ сценариев обеспечения потребности КНР в первичных энергоресурсах и их влияние на развитие газодобычи в Иркутской области // Научный журнал «Вестник ИрГТУ». 2015. №10 (105). С. 228–233.*
2. *Винокуров М.А. Перспективы газификации Иркутской области // Известия ИГЭА. 2009. №3. С. 30–32.*
3. *Стенников В.А., Головщиков В.О., Романович Е.А. Нефтегазовая политика России в современных условиях и ее особенности в российско-китайском сотрудничестве в газовой сфере // Вестник Иркутского государственного технического университета. 2021. Т. 25. №1. С. 122–137.*
4. *Стенников В.А., Головщиков В.О. Энергетика Иркутской области: тенденции, вызовы и угрозы в современных условиях // Энергетическая политика. №12 (178). 2022. С. 56–71.*
5. *Стенников В.А., Головщиков В.О., Федчишин В.В. Газификация Иркутской области. Проблемы и перспективы развития / В сборнике: Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири // Материалы Всероссийской научно-практической конференции с международным участием. Иркутск, 19–22 апреля. Т. 1, С. 3–9.*
6. *Казаненков В.А. Структурные изменения в добыче природного газа Сибирского федерального округа. Электронный ресурс: https://cyberleninka.ru/article/n/strukturnye-izmeneniya-v-dobyche [обращение: 15.06.2023 г.].*
7. *Семикашев В.В., Гайворонская М.С. Анализ состояния и перспективы развития российской газовой отрасли до и после 2022 г. // Научные труды: Институт народохозяйственных проблем РАН. 2022. С. 108–127.*
8. *Добыча газа в России. TADVISER. Государство. Бизнес. Технологии. 02.02.2023 г. Электронный ресурс: https://www.taviser.ru/index.php/ Статья: Добыча газа в России. [обращение: 04.07.2023 г.].*
9. *Стратегия социально-экономического развития Сибирского федерального округа до 2035 г., утвержденная распоряжением Правительства РФ от 26.01.2023 г. №129-р. Электронный ресурс: www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_438649 [обращение: 17.03.2023 г.].*
10. *Программа создания в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке единой системы добычи, транспортировки газа и газоснабжения с учетом возможного экспорта газа на рынки Китая и других стран Азиатско-Тихоокеанского региона (утв. Приказом Минпромэнерго РФ от 03.09.2007 г. № 340). Электронный ресурс: сайт Минпромэнерго России, https://www.minprom.gov.ru [обращение: 17.03.2023 г.].*
11. *Паспорт Программы создания в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке единой системы добычи, транспортировки газа и газоснабжения с учетом возможного экспорта газа на рынки Китая и других стран Азиатско-Тихоокеанского региона (утв. Приказом Минпромэнерго РФ от 03.09.2007 г. № 340). Электронный ресурс: сайт Минпромэнерго России, https://www.minprom.gov.ru [обращение: 17.03.2023 г.].*
12. *Ресурсная база для развития газовой промышленности. Электронный ресурс: https://gasforum.ru/document/1870 [обращение: 17.03.2023 г.].*
13. *Федеральный закон от 31.03.1999 г. №69-ФЗ (ред. от 14.07.2022 г.) «О газоснабжении в Российской Федерации». Электронный ресурс: https://www.consultant.ru/cons_doc_LAW_22576/b69 [обращение: 14.07.2023 г.]*
14. *Стенограмма заседания Правительства РФ под руководством Президента РФ 06.07.2021 г. Электронный ресурс: http://prezident.org/tekst/stenogramma-vystuplenija-putina [обращение: 15.07.2021 г.].*
15. *Абрамченко В. и Новак А. провели совещание по газификации Сибирского федерального округа // Портал Правительства России. Электронный ресурс: http://government.ru/news/44371/ [обращение: 27.06.2023 г.]*
16. *Вопросы газификации и электроснабжения Иркутской области рассмотрели на совещании под руководством Президента России Владимира Путина // Правительство Иркутской области. Официальный портал. Электронный ресурс: https://irkobl.ru/news/2600586/ [обращение: 20.03.2023 г.].*
17. *Куликова М.П., Балакина Г.Ф. Перспективные направления газификации Республики Тыва // Экономика, профессия, бизнес. 2020. №3. С. 64–70.*
18. *Бондарев А. Тыва устала ждать милостей от «Газпрома» // Экономика. Электронный ресурс: https://sibir.octagon.media/economika/tuva_ ustala/zhdat [обращение 27.06.2023 г.].*
19. *Полная безнадега, или почему газовая труба пошла в обход Хакасии. 19Rusinfo. Электронный ресурс: https://19rusinfo.ru/ekonomika/750-polnaya-beznadega-ili [обращение 23.06.2023 г.].*
20. *Коновалов и Исмагилова продолжают «качать» газовую тему и умалчивать о дорогостоящих нюансах // Новости Хакасии 10.04.2023 г. Электронный ресурс: https://19news.ru/novosti/konovalov-i-ismagilova-prodolzhayut [обращение 23.06.2023 г.].*
21. *Викторова Л. Газификация – лучший вариант // Хакасия (республиканское интернет-издание). Март 2023 г. Электронный ресурс: https://gazeta19.ru/index.php/pechatnaya-versiya/item/86343 [обращение 21.06.2023 г.].*
22. *Газ тронулся? // Коммерсант. Красноярск 22.09.2022 г. Электронный ресурс: Центральная Сибирь/Партнерский проект (https://www.kommersant.ru/rubric/74?regionid=24) [обращение 22.06.2023 г.].*
23. *Алифирова А. На КЭФ-2023 обсудили газификацию Красноярского края сетевым газом от МГП «Сила Сибири 2» и автономную от местных СПГ-заводов // Neftegaz.RU. 02.03.2023 г. Электронный ресурс: https://neftegaz.ru/news/gazoraspredelenie/7771959-na-kef-2023 [обращение: 27.06.2023 г.].*
24. *Ковыктинское газоконденсатное месторождение. Электронный ресурс: http://irkipedia.ru/content/kovyktinskoe_gazokondensatnoe_mestorogdenie [обращение: 15.03.2023 г.].*
25. *История Ковыктинского месторождения. Электронный ресурс: https://ria.ru/20110301/340575472/html [обращение: 15.03.2023 г.].*
26. *Ковыктинское месторождение. Электронный ресурс: https://www.gazprom.ru/projects/kovyktinskoe/ [обращение: 16.03.2023 г.].*
27. *Закон Иркутской области от 10.01.2022 г. №15-ОЗ «Об утверждении стратегии социально-экономического развития Иркутской области на период до 2036 г.». Электронный ресурс: https://www.publication.pravo.gov.ru/Document/View [обращение: 20.06.2023 г.].*
28. *Алифирова А. «Газпром» и Иркутская область обсудили вопросы газификации, в т. ч. Центральной экологической зоны Байкальской природной территории // Neftegaz.RU. 06.09.2022 г. Электронный ресурс: https://neftegaz.ru/news/gazoraspredelenie/749864-gazprom-i-irkutskaya [обращение: 21.06.2023 г.].*
29. *Алифирова А. Путин В. В. обратил внимание на низкий уровень газификации Иркутской области // Neftegaz.RU. 18.07.2023 г. Электронный ресурс: https://neftegaz.ru/news/gazoraspredelenie/787326-v-putin-obratil-vnimanie [обращение: 26.07.2023 г.].*

УДК 622.276 DOI 10.46920/2409-5516_2023_12191_38 EDN: NOMXGG

Потенциал и перспективы малых месторождений поволжской нефти, опыт «Зарубежнефть-добыча Самара»

Potential and prospects of small fields of Volga oil, experience of «Zarubezhneft-Dobycha Samara»

Александр ХОЛМОВ
Начальник производственно-технического отдела «Зарубежнефть-добыча Самара»
E-mail:

Alexander KHOLMOV
Head of the Production and Technical Department of «Zarubezhneft-Production Samara»
E-mail:

Юлия ИЛЮХИНА
Ведущий специалист административно-управленческого аппарата «Зарубежнефть-добыча Самара»
E-mail:

Yulia ILYUKHINA
Leading specialist of the administrative and management apparatus of «Zarubezhneft-Production Samara»
E-mail:

Копанское НГКМ *Источник: «Зарубежнефть»*

Аннотация. Статья посвящена особенностям работы нефтегазодобывающих предприятий в регионах Поволжья. Подробно описаны геологические характеристики данных месторождений и технические возможности по их освоению.
Ключевые слова: малые месторождения нефти, добыча нефти, оборудование для добычи нефти, бурение скважин.

Abstract. The article is devoted to the peculiarities of the work of oil and gas production enterprises in the Volga regions. The geological characteristics of these deposits and the technical capabilities for their development are described in detail.
Keywords: small oil fields, oil production, equipment for oil production, well drilling.

За 8 лет работы ЗНДС удалось обеспечить устойчивый рост добычи нефти и газа за счет комплексного развития процессов на промыслах

СЭС Пашкинского месторождения
Источник: «Зарубежнефть»

С 1940-х гг. Поволжье входит в число основных нефтедобывающих регионов России. Известно оно и как кузница кадров – в Самарской области немало вузов, где готовят специалистов для нефтегазовой отрасли. Такой богатый ресурсами край не мог не стать одной из точек притяжения для бизнеса «Зарубежнефти»: в 2015 г. для повышения экономической эффективности нефтегазовых активов компании в Поволжье была создана новая дочерняя структура «Зарубежнефть-добыча Самара» (ЗНДС).

Добывающие предприятия

Перед ЗНДС была поставлена непростая задача по оптимизации организационных структур управляемых активов, повышения производственной и технологической дисциплины, а также унификации управленческих процессов. Сейчас компания управляет тремя добывающими предприятиями. «Ульяновскнефтегаз» (УНГ) разрабатывает пять месторождений в Ульяновской области. Нефть на этих месторождениях характеризуется высоким содержанием асфальтосмолопарафиновых отложений, для чего подобран оптимальный способ эксплуатации скважин – штанговые винтовые насосы.

«Оренбургнефтеотдача» осуществляет добычу нефти на трех месторождениях Оренбуржья. Осложняющим фактором добычи здесь является образование высоковязких эмульсий при смешении нефтей различных пластов. В качестве метода борьбы с этой особенностью применяется установка электроприводного центробежного насоса конусной компоновки.

В декабре 2020 г. «Зарубежнефть» приобрела 56% доли в активе «Уралне-

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА №12(191) / 2023

фтегазпрома», владеющего тремя лицензионными участками на юге Оренбургской области. Особенностью эксплуатации этих месторождений является высокое содержание сероводорода и газовый фактор, из-за чего образуются гидратные пробки и повышается скорость коррозии оборудования. Для снижения активности сероводорода подобраны химические реагенты и соответствующее насосное оборудование для подготовки и транспортировки продукции.

Нефть, добытая с месторождений «Оренбургнефтеотдачи» и «Ульяновскнефтегаза», транспортируется посредством автобойлерной техники и реализуется через систему магистральных нефтепроводов «Транснефти». Добытый природный газ и жидкие углеводороды «Уралнефтегазпрома» поставляются в систему «Газпрома».

Техническое перевооружение

За 8 лет работы ЗНДС удалось обеспечить устойчивый рост добычи нефти и газа за счет комплексного развития процессов на промыслах Самарской группы и внедрения современных технологических решений.

К примеру, в 2021 г. на Копановском месторождении «Уралнефтегазпрома» состоялся запуск мультифазной насосной станции (МФНС) Leistritz. Новая насосная станция позволила полностью исключить сжигание газа на факеле и достигнуть 100% использования попутного нефтяного газа. За счет этого объем выбросов парниковых газов снизится на 8222,18 т CO_2-экв. в год.

Расчет экономической эффективности запуска показал значительное влияние мультифазной насосной станции на показатели «Уралнефтегазпрома». Ее применение в процессе транспортировки углеводородов также окажет положительный эффект на финансовые показатели компании. Согласно оценкам, на горизонте до 2047 г. рентабельность деятельности «Уралнефтегазпрома» вырастет на 51%.

Перед ЗНДС была поставлена непростая задача по оптимизации организационной структуры, унификации управленческих процессов, повышению производственной и технологической дисциплины

Копанское НГКМ
Источник: «Зарубежнефть»

В этом году на Кондаковском и Ружевском месторождениях «Ульяновскнефтегаза» были закончены мероприятия по реинжинирингу пунктов налива нефти (ПНН).

На Кондаковском ПНН проведены работы по заглублению емкостного оборудования для приведения объекта в соответствие с проектными решениями. Также осуществлена замена технологической обвязки насосного оборудования и применены насосы полупогружного типа.

На Ружевском месторождении подобрана скважина-кандидат для организации сброса подтоварной воды. Кроме того, проведено техническое перевооружение пункта налива нефти, организован сброс подтоварной воды, смонтирован и обвязан насосный блок для ее закачки. Это решение позволило снизить операционные затраты на перевозку нефтесодержащей жидкости благодаря уменьшению остаточного процента обводненности, а также сократить расходы на подготовку до уровня товарной продукции. На действующем фонде скважин проведена интенсификация добычи, сопряженная со сменой способа эксплуатации. Прирост добычи нефти по Ружевскому месторождению составил 8 т/сут.

Следует отметить, что реализация мероприятий по техническому перевооружению ПНН «Ульяновскнефтегаза» направлена не только на снижение операционных затрат, но и на минимизацию рисков в области охраны труда, промышленной безопасности и охраны окружающей среды. До конца 2023 г. планируется завершить реинжиниринг ПНН Славкинского месторождения.

Чтобы оперативно реагировать даже на незначительные изменения технологических параметров работы скважин, ЗНДС активно проводит работы по оснащению месторождений замерными устройствами «РИНГ». Они помогают контролировать работу скважин и месторождения в целом и принимать нужные меры в случае выявления возможных отклонений. Данные о дебите скважин с устройств интегрированы в действующую информационную систему АСОДУ, где реализован алгоритм их архивации и аналитики.

Фокус на ВИЭ

В корпоративную стратегию ЗНДС до 2030 г. включены цели по развитию возобновляемых источников энергии (ВИЭ). В 2022 г. компания ввела в эксплуатацию две солнечные электростанции (СЭС) в Оренбургской области. Площадь солнечных панелей достигла 5600 м^2.

ПНН Славкино
Источник: «Зарубежнефть»

Максимальная мощность СЭС на Пашкинском месторождении составляет 780 кВт, а на Кирсановском – 240 кВт. Электростанции обеспечены устройством, предотвращающим перетоки выработанной энергии в сеть, что позволит при пиковой производительности в солнечные дни перекрывать до 70% мгновенной потребности месторождений «Оренбургнефтеотдачи».

В 2023 г. завершится строительство еще двух СЭС на промысле «Уралнефтегазпрома». Запуск электростанций ЗНДС стал первым в России проектом Группы компаний «Зарубежнефть» в этом направлении. Данные солнечные электростанции являются одними из крупнейших в стране, реализованных без государственной поддержки.

«Мы работаем на непростых активах, которые характеризуются «разбросанностью» месторождений, сложностью процесса добычи и транспортировки нефти. Однако, благодаря нашим специалистам за последние годы произошли заметные подвижки в управлении производством Самарской группы, наметились важные изменения на всех предприятиях», – отметил генеральный директор ЗНДС Руслан Мифтахов.

ЗНДС не замыкается на внутреннем накоплении опыта и готова передавать свои знания специалистам других добывающих предприятий. Так, в рамках программы обучения производственного персонала сотрудники Самарской группы познакомят с особенностями работы с фондом скважин, оборудованных штанговыми скважинными насосами, коллег из «Андижанпетро».

Особенностью месторождений в Оренбургской области является высокое содержание сероводорода и газовый фактор, из-за чего образуются гидратные пробки и повышается скорость коррозии

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА №12(191) / 2023

УДК 620.9 DOI 10.46920/2409-5516_2023_12191_42 EDN: NTSZQM

Тренд на рост
Growth trend

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

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

«Ноябрьскнефтегаз» *Источник: «Газпром нефть»*

Аннотация. Несмотря на то, что Россия является одним из мировых лидеров по запасам и добыче нефти, основу ее нефтегазового комплекса составляют традиционные, давно осваиваемые месторождения. Поэтому вопросы оптимизации работ и повышения эффективности добычи на таких участках имеют стратегическое значение для страны. Большая часть месторождений «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» эксплуатируется уже несколько десятков лет и давно находится на четвертой стадии освоения, поэтому опыт дочерней компании «Газпром нефти», сумевшей добиться роста производства на этих участках, крайне важен для отрасли в целом.
Ключевые слова: «Ноябрьскнефтегаз», добыча нефти, бурение скважин, оптимизация добычи, искусственный интеллект.

Abstract. Despite the fact that Russia is one of the world leaders in oil reserves and production, the basis of its oil and gas complex is made up of traditional, long-developed fields. Therefore, the issues of optimizing work and increasing the efficiency of production in such areas are of strategic importance for the country. Most of the Gazpromneft-Noyabrskneftegaz fields have been in operation for several decades and have long been at the fourth stage of development, so the experience of the Gazprom Neft subsidiary, which managed to achieve an increase in production in these areas, is extremely important for the industry as a whole.
Keywords: Noyabrskneftegaz, oil production, well drilling, production optimization, artificial intelligence.

По прогнозам, в перспективе 5–6 лет доля добычи трудноизвлекаемых запасов в «Ноябрьскнефтегазе» составит 30–40% и продолжит расти

Основа добычи

Первая, «ноябрьская» нефть была получена 50 лет назад на Холмогорском месторождении. В ноябре 1973 г. разведочная скважина Р1 дала фонтанный приток нефти. Это месторождение стало основой появления нового советского центра промышленной добычи нефти на Ямале.

Сейчас объем накопленной добычи «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаза» составляет почти 850 млн т нефти. Общая площадь деятельности компании в Ямало-Ненецком и Ханты-Мансийском автономных округах достигает 47,5 тыс. км^2. Ей принадлежит 51 лицензия на освоение участков недр, при этом компания разрабатывает 37 месторождений, основная часть которых находится на Ямале и территориально относится к Пуровскому, Красноселькупскому и Надымскому районам округа.

В 2016 г. компания начала освоение отдаленной группы месторождений (ОГМ), расположенной в 300 км к востоку от Ноябрьска. Активная разработка кластера, включающего в себя Чатылькинский, Западно-Чатылькинский, Новочатылькинский, Воргенский, Холмистый, Равнинный, Южно-Удмуртский лицензионные участки, фактически стала новым драйвером развития компании.

Сейчас ОГМ только переходит на третью стадию разработки, в то время как другие месторождения «Ноябрьскнефтегаза» находятся на четвертой. Доля ОГМ в портфеле предприятия – 20%. Ее уникальность заключается в очень хороших коллекторских свойствах пластов. Благодаря им в 2023 г. была пробурена скважина с суточным дебитом тысяча тонн. «Ноябрьскнефтегаз» в последний раз получал подобный дебит 15 лет назад.

Кроме того, в 2020–2021 гг. «Ноябрьскнефтегаз» получил 6 фланговых участков: Западно-Еты-Пуровского, Новогоднего-2, Западно-Ярайнерского, Жигулевского, Привольного и Северо-Выинтойского месторождений.

В мае 2022 г. «Ноябрьскнефтегаз» приобрел лицензию на новое месторождение. Сейчас на месторождении пробурено две скважины, построена часть инфраструктуры и идут работы по подготовке кустовых площадок под эксплуатационное бурение. Все работы были проделаны фактически за год с момента получения лицензии, что является уникальным для российской нефтегазовой отрасли.

Точка роста

И все же большинство активов предприятия можно смело отнести к категории brownfield, то есть находящихся на третьей и четвертой стадии освоения. Но именно за счет оптимизации работ на этих участках «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» удалось уже два года обеспечивать стабильный прирост добычи.

Опорой производства стала новая, так называемая вариативная программа развития, разработанная в 2021 г. «В тот же год, заручившись поддержкой компании, мы перезагрузили наш проект развития. Как результат – без каких-либо приобретений, за счет органического роста и вовлечения остаточных извлекаемых запасов предприятие за 2 последних года выросло более чем на 10% по жидким углеводородам», – рассказал генеральный директор «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаза» Алексей Огородов.

В 2023 г. добыча нефти и конденсата «Ноябрьскнефтегаза» может вырасти примерно на 2–2,5% относительно прошлого года. «У нас есть потенциал, поэтому и на следующий год мы также планируем расти и развиваться», – отметил он.

Добиться этого удалось в первую очередь за счет изменения подхода к программе геолого-технических мероприятий. «Мы упростили сам технический подход к геологоразведке, снизили стоимость, увеличили его масштабы. Это позволило в короткие сроки нарастить ресурсную базу, сделать ее восполнение больше, чем мы добываем, и повысить уверенность портфеля», – добавил А. Огородов.

Центр управления добычей в Муравленко
Источник: «Газпром нефть»

Такой подход позволил повысить эффективность доразведки на давно эксплуатируемых участках. Фактически, на каждом месторождении регулярно выявляются новые залежи, а прирост запасов ежегодно восполняет добычу более чем на 100%. В результате, на 37 месторождениях выделено более 150 объектов для разработки.

Покорение ТРИЗ

Отдельным направлением работы стала интенсификация разработки трудноизвлекаемых запасов нефти, как на новых, так и на уже освоенных участках. «По прогнозам, в перспективе 5–6 лет доля добычи ТРИЗов в «Ноябрьскнефтегазе» составит 30–40% и продолжит расти. Сегодня мы уже добываем 20% от нашей совокупной добычи из ачимовских отложений. Дальше будем двигаться на юрские отложения, где также есть хороший потенциал. По мере их вовлечения появляется возможность не только удерживать объемы добычи на полке, но и постепенно наращивать, как минимум в трехлетнем горизонте», – отметил А. Огородов.

Внедрение современных технологий в области геологоразведки и добычи сделали возможным освоение трудноизвлекаемых залежей даже на самых старых месторождениях. Фактически, ачимовские отложения позволяют замещать традиционные запасы в портфеле добычи. «Два-три года назад порядка 60% портфеля занимала ресурсная база меловых отложений вышележащих горизонтов. На сегодняшний день они сокращаются и вырабатывают свои запасы. Добавляя в портфель ачимовские и юрские отложения, мы тем самым восполняем ресурсную базу и растем по добыче», – отметил А. Огородов.

В июне 2023 г. предприятие получило лицензию на доизучение и добычу нижележащих юрских и ачимовских пластов на Холмогорском месторождении, запасы которых, по предварительной оценке, могут достигать около 10 млн т. Разработка ачимовской толщи дала вторую жизнь также Карамовскому месторождению.

Одной из задач работы на трудных залежах было снижение стоимости строительства и эксплуатации скважин. Для этого было внедрено сразу несколько уникальных технологий бурения. Так, в 2020 г. на Вынгаяхинском месторождении были успешно испытаны уникальные технологии для разработки ачимовской толщи. На одной из скважин проведен гибридный многостадийный гидроразрыв пласта, по результатам которого запускной дебит составил в 3 раза выше ожидаемых параметров.

Кроме того, была построена двуствольная скважина уровня сложности TAML-3. Конструкция скважины позволяет одновременно проводить операцию гидроразрыва пласта в обоих горизонтальных стволах скважины, длина которых достигает 1 км. После выполнения 8-стадийного гидроразрыва пласта в каждом стволе и запуска скважины суточная добыча составила более 400 м^3 жидкости в сутки.

«Новые технологические решения отработаны и поставлены на конвейер, что позволило снизить себестоимость добычи. Мы первыми в России апробировали на ачимовске двуствольные скважины с многостадийным гидроразрывом пласта. На сегодняшний день все работы ведутся на российском оборудовании. Технологическое решение уже присутствует в портфеле предприятия и бизнес-плане как обычный элемент», – отметил А. Огородов.

Бурение скважины, «Ноябрьскнефтегаз»
Источник: «Газпром нефть»

Технологии в мир

Новые технологии используются не только при бурении скважин. Компания разработала программу, позволяющую с помощью цифровых двойников выявлять отклонения в работе скважин и оперативно вносить коррективы.

В 2021 г. предприятие стало использовать искусственный интеллект для мониторинга трасс трубопроводов. Новейшее программное обеспечение на основе нейронных сетей способно самостоятельно анализировать информацию, распознавать внештатные ситуации и подавать сигнал оператору. Компании за 2 года пришлось поменять более тысячи километров трубопроводов, что является редкостью для «Браунфилда». В первую очередь это были нефтесборные и напорные трубопроводы, по которым транспортируют скважинную жидкость и товарную нефть. Замена труб позволила решить и экологические проблемы «Ноябрьскнефтегаза».

Сейчас компания выходит на новый уровень и становится импортером новых технологий. В этом году «Газпром нефть» подписала консультационное соглашение с «Узбекнефтегазом», в рамках которого специалисты «Ноябрьскнефтегаза» помогли оптимизировать технологии и сократить сроки бурения скважины на месторождении Шуртан в Узбекистане. Стороны также договорились о создании в «Узбекнефтегазе» центра управления бурением, по аналогии с российскими центрами компании.

УДК 349.6 DOI 10.46920/2409-5516_2023_12191_46 EDN: PKBAGX

«Климатический приговор» ископаемому топливу: окончательный и обжалованию не подлежит?

“Climate verdict” to fossil fuels: final and not appellable?

Иван ГУДКОВ
Доцент кафедры правового регулирования ТЭК МГИМО МИД России, к. ю. н.
E-mail: anna.gorshik@yandex.ru

Ivan GUDKOV
PhD in Law, Associate Professor of the Department legal regulation of the fuel and energy complex MGIMO Ministry of Foreign Affairs of Russia
E-mail: anna.gorshik@yandex.ru

Конференция по климату в Париже *Источник: 1tulatv.ru*

Аннотация. В статье рассмотрены выводы, сделанные в последнем, шестом оценочном докладе Межправительственной группы экспертов по изменению климата (МГЭИК) о том, что для достижения глобальной температурной цели требуется минимизация использования ископаемого топлива с «выбросами, которые существенно не сокращены у источников» («unabated»), проанализированы стратегически значимые политико-правовые последствия этих выводов для международной климатической повестки и глобального энергетического перехода, а в заключении приведены рекомендации для учета при формировании позиции к предстоящим многосторонним климатическим переговорам.
Ключевые слова: выбросы парниковых газов, сокращение выбросов, поглощение парниковых газов, ископаемое топливо, энергетический переход, «abatement», «unabated», «abated», РКИК, Парижское соглашение, МГЭИК.

Abstract. The article considers the conclusions made in the last, sixth assessment report of the Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) that in order to achieve the global temperature target, minimization of the use of fossil fuels with «emissions that are not significantly reduced at sources» («unabated») is required, and analyzes the strategically significant political and legal consequences of these conclusions for the international climate agenda and the global energy transition, and in conclusion, recommendations are given for taking into account when forming a position for the upcoming multilateral climate negotiations.
Keywords: greenhouse gas emissions, emission reduction, greenhouse gas uptake, fossil fuels, energy transition, «abatement», «unabated», «abated», UNFCCC, Paris Agreement, IPCC.

> **От выбора форм и мер митигации напрямую зависит суверенный энергетический выбор, параметры и глубина энергетического перехода**

Нынешний год, следующий за годом тридцатилетия принятия Рамочной конвенции ООН по защите климата 1992 г. (РКИК), ознаменован двумя важными событиями в области международной климатической политики: завершением шестого оценочного цикла и началом «глобального подведения итогов» выполнения Парижского соглашения 2015 г., открывающего путь к дальнейшему повышению амбициозности усилий по борьбе с глобальным потеплением. Многие значимые для защиты климата вопросы будут обсуждаться в ноябре-декабре этого года в ОАЭ на очередной, двадцать восьмой по счету, конференции сторон (КС), подготовка к которой сейчас идет полным ходом.

В ходе тридцатилетней истории развития международного режима защиты климата, основанного на исходном допущении об антропогенной природе глобального потепления, универсальное признание получил тезис о том, что сжигание ископаемого топлива служит основным источником антропогенных выбросов парниковых газов (ПГ), на долю которого приходится порядка ¾ от их общего объема.

Признавая этот тезис, мировое сообщество весьма осторожно и сбалансированно подходило к вопросу о мерах реагирования на глобальное потепление, оставляя его разрешение преимущественно на усмотрение участников международных климатических соглашений.

Исходя из базового принципа «общей, но дифференцированной ответственности», с учетом национальных условий, участники самостоятельно определяли, какой вклад им надлежит внести в достижение глобальной температурной цели (удержание прироста температуры в пределах 1,5–2 °C от доиндустриального

уровня), включая ее нетто-нулевое измерение, и какие способы для этого следует задействовать.

При выборе способов митигации (смягчения воздействия на климат), включаемых в определяемые на национальном уровне вклады (ОНУВ), участники пользовались «широким меню» вариантов, состоявшим из двух главных разделов: сокращение выбросов ПГ у источников и поглощение концентраций ПГ из атмосферы.

В рамках этих двух основных форм митигации участникам было доступно множество мер на стороне как спроса, так и предложения, комбинации которых они выбирали по своему усмотрению: ограничить использование ископаемого топлива или его отдельных видов, повысить экологичность его использования, внедрить возобновляемые источники энергии (ВИЭ), поднять энергоэффективность, усилить энергосбережение, расширить поглощающие способности или улучшить управление имеющимися поглощающими способностями.

От выбора форм и мер митигации напрямую зависит суверенный энергетический выбор, параметры и глубина энергетического перехода. Например, чем шире и эффективнее использование мер по поглощению парниковых газов или по энергосбережению, тем меньшей становится целесообразность ухода от традиционного энергетического уклада.

В последнее время эта гибкая конструкция международного режима защиты климата подвергается мощной политической атаке с целью навязать всему человечеству «единственное правильное решение», которым должен стать полный и быстрый отказ от ископаемого топлива и всеобъемлющий переход на ВИЭ.

Выбросы от ископаемого топлива должны быть не просто сокращены у источников, а сокращены существенно, причем в рамках всего «жизненного цикла» и при помощи технологических решений

Вроцлавская ТЭЦ, Польша
Источник: mitelski / depositphotos.com

На международной арене «крестовый поход» против ископаемого топлива возглавляет Генеральный секретарь ООН Антонио Гутерриш, который со страстью религиозного проповедника в своих многочисленных выступлениях и статьях красноречиво убеждает в том, что единственный способ спасти «пылающий» и «кипящий» мир от «коллективного суицида» – оставить ископаемое топливо «там, где, ему положено быть – под землей», и ускорить переход на «чистые» ВИЭ [1].

Хорошо известны весомые аргументы против такой позиции, выдвигаемые, в том числе, в научном сообществе и государствами-экспортерами ископаемого топлива [2].

Вне поля зрения широкой общественности, сфокусированной на громких дебатах об энергоклиматических проблемах, на уровне Межправительственной группы экспертов по изменению климата (МГЭИК) идет кропотливая работа, в рамках которой постепенно, без модификации основополагающих соглашений, но с многоходовым применением хитроумных юридико-технических приемов (в т. ч. через завуалированное определение базовых понятий в сносках и приложениях), осуществляется «ползучее» фундаментальное реформирование действующей конструкции международного режима защиты климата, направленное на то, чтобы документально утвердить в качестве решения климатической проблемы консенсус по следующим принципиальным вопросам:

- выбросы от ископаемого топлива следует существенно сокращать у источников, а не компенсировать поглощением;
- использование ископаемого топлива, выбросы от которого существенно не сокращены у источников («unabated»), является вредным с эколого-климатической точки зрения;
- сокращение выбросов у источников должно достигаться при помощи технологических решений, таких, как CCS (улавливание и хранение CO_2) или CCUS (улавливание, хранение, утилизация CO_2);
- поглощением допускается компенсировать лишь остаточные, относительно незначительные по объему выбросы от ископаемого топлива, сократить которые объективно невозможно или крайне затруднительно («hard-to-abate»);
- в поглощаемые объемы ПГ не засчитываются объемы абсорбции существующих экосистем, а только объемы абсорбции расширенных или новых поглотителей.

Отдельные элементы указанного консенсуса, задокументированные Климатическим пактом Глазго 2021 г. в осторожных, размытых формулировках и только

Этиленовый завод Sinopec строится в Тяньцзине, Китай
Источник: ChinaImages / Depositphotos.com

Для удержания глобального потепления в пределах 1,5 °C предполагается «переход от ископаемого топлива без улавливания и хранения CO_2 (CCS) к безуглеродным источникам энергии

в отношении угля [3], в шестом обобщающем оценочном докладе МГЭИК 2023 г. (AR 6) были серьезно усилены, уточнены и распространены на все виды ископаемого топлива.

Универсальный и межправительственный характер такого консенсуса предопределяет его значимый политический вес и высокую стратегическую важность. При этом глобальный процесс «экологизации» регулирования общественных отношений и отсутствие механизма, препятствующего использовать научные выводы МГЭИК в иных отраслях международного и внутреннего права, в т. ч. оперирующих «экологическими исключениями» при разрешении экономических споров, придает такому консенсусу потенциально серьезные и далеко идущие юридические последствия.

Основными заинтересованными в окончательном оформлении такого консенсуса являются те развитые государства Глобального Севера, которые в рамках энергетического перехода активно продвигают альтернативные ископаемому топливу ВИЭ с тем, чтобы, с одной стороны, устранить сырьевую зависимость от государств-экспортеров углеводородного сырья, а с другой стороны, монетизировать на международном рынке разработанные ими же технологии ВИЭ, то есть перестать платить «природную ренту» в «чужой карман», а начать получать «технологическую ренту» в свой собственный, и приобрести связанные с этим геоэкономические преимущества.

В настоящей статье, во-первых, проанализированы выводы AR 6, во-вторых, дана оценка их возможным последствиям, в-третьих, затронут вопрос о климатической эффективности ВИЭ, а в заключении

сформулированы рекомендации для учета при подготовке позиции России по соответствующим вопросам к предстоящим многосторонним климатическим переговорам.

Выводы МГЭИК в AR 6: «Выбросы от ископаемого топлива – сокращать, нельзя поглощать»

Опубликованный в марте 2023 г. AR 6, подводящий итоги шестого оценочного цикла (2017–2023 гг.), констатирует недостаточность совокупности заявленных государствами ОНУВ для достижения глобальной температурной цели. При этом он указывает, что «окно возможностей» не полностью закрыто, и эта цель еще может быть достигнута при условии, если общими усилиями государств удастся сократить глобальные выбросы ПГ к 2030 г. на 43%, а к 2035 г. – на 60% по сравнению с базовым уровнем 2019 г. [4].

В разных частях 34х-страничного «резюме для политиков» AR 6 обычным шрифтом, без выделений, которыми обозначаются главные тезисы, написаны следующие выводы, имеющие фундаментальное значение для ископаемого топлива [5]:

Впервые на универсальном уровне вводится разделение энергоресурсов на «климатически приемлемые» и «климатически неприемлемые», это распространяется исключительно на ископаемое топливо

Вывод 1 (пар. B 5.3): «Прогнозируемые выбросы CO_2 от существующей инфраструктуры ископаемого топлива «без дополнительных мер по сокращению выбросов» («without additional abatement») превысят остающийся до достижения отметки в 1,5 °C «углеродный бюджет».

Термин «abatement» в сноске № 42 определен как «***вмешательства человека, сокращающие выбросы ПГ*** от инфраструктуры ископаемого топлива в атмосферу» [6].

То есть, если выбросы от ископаемого топлива у источников не сокращены, использование такого («unabated») топлива не позволит достичь глобальной температурной цели, следовательно, оно представляет эколого-климатическую опасность.

Вывод 2 (пар. C. 3.2): Обеспечение нетто-нулевых выбросов CO_2 энергетическими системами предполагает «***существенное сокращение в общем использовании ископаемого топлива***, ***минимальное использование ископаемого топлива с несокращенными выбросами*** («unabated fossil fuels») и использование улавливания и хранения CO_2 в остающихся системах, работающих на ископаемом топливе…; энергосбережение и энергоэффективность» [7].

Сноска № 51 указывает, что в этом контексте под «ископаемым топливом с несокращенными выбросами» («unabated fossil fuels») понимается «***ископаемое топливо, произведенное и используемое без вмешательств, которые существенно сокращают объемы ПГ, выбрасываемых в течение жизненного цикла***, например, ***улавливающих*** 90% или более CO_2 от электростанций или 50–80% от фугитивных выбросов метана при энергетических поставках» [8].

Иными словами, выбросы от ископаемого топлива должны быть не просто сокращены у источников, а сокращены существенно, причем в рамках всего «жизненного цикла» и при помощи технологических решений. Значительные количественные объемы «существенного сокращения», индикативно приведенные в сноске, весьма явно намечают контуры замысла о будущем международном стандарте климатической эффективности ископаемых видов топлива.

Вывод 3 (пар. B 6.3): для удержания глобального потепления в пределах 1,5 °C предполагается «***переход от ископаемого топлива без улавливания и хранения CO_2 (CCS)*** к очень низкоуглеродным или безуглеродным источникам энергии, таким как возобновляемые источники, или ископаемому топливу с улавливанием или хранением CO_2, мерам на стороне спроса и улучшения энергоэффективности, сокращению эмиссий ПГ, не относящихся к CO_2, и поглощению углекислого газа (CDR)» [9]. Только в тех отраслях, выбросы в которых сложно сократить («hard-to-abate»), «выбросы нуждаются в балансировке поглощением CO_2 для достижения нетто-нулевого уровня» [10]. Термин «поглощение» (CDR: carbon dioxide removal) МГЭИК в приложении-глоссарии к докладу 2018 г. определяет как «антропогенную деятельность по поглощению CO_2 из атмосферы и его длительному хранению в геологических, земных или океанических резервуарах, или в продуктах. Она включает существующее и потенциальное ***антропогенное расширение*** биологических или геохимических поглотителей и прямое улавливание из воздуха и хранение, но ***исключает естественное поглощение CO_2, прямо не вызванное человеческой деятельностью***» [11].

Это определение не включает поглощение ПГ ***имеющимися*** защищенными экосистемами. Также и базовый для режима защиты климата термин «митигация» МГЭИК определяет как «антропогенную деятельность по сокращению источников или ***расширению поглотителей*** ПГ», т. е. не включающую функцию защиты существующих накопителей и поглотителей, в то время, как системное толкование содержащихся в РКИК норм позволяет интерпретировать понятие митигации шире и включать в него – помимо сокращения выбросов и расширения поглощения – защиту имеющихся накопителей и поглотителей [12].

Таким образом, существенное сокращение выбросов от ископаемого топлива у источников должно осуществляться при помощи технологии CCS, а остаточные выбросы ПГ допускается компенсировать лишь за счет расширения поглощающих способностей, но не существующими поглотителями.

Лес в России

Источник: Argument / depositphotos.com

Сосновое озеро

Источник: Yarygin / depositphotos.com

Удивительно, что указанные выводы содержатся в разделе AR 6 «резюме для политиков», – самой важной части доклада, которая одобряется межправительственным консенсусом на пленарной сессии МГЭИК после рецензирования экспертами и правительствами сторон, окончательного построчного обсуждения и принятия на уровне рабочих групп, т. е. отражает результат универсального научно-политического компромисса между всеми странами, включая страны-экспортеры ископаемого топлива [13].

Хотя правила процедуры МГЭИК предписывают представителям сторон при наличии возражений к проектам докладов

Пустыня в Саудовской Аравии
Источник: kstepien / depositphotos.com

заявлять их под протокол и аргументировать в ходе обсуждений [14], в публичном пространстве не было информации о том, что в течение семилетнего периода работы над AR 6 велись какие-либо дебаты по указанным выше выводам, представляющим фундаментальную значимость не только для ископаемого топлива, но и для всей действующей архитектуры режима защиты климата в целом.

Внимание СМИ к работе над AR 6 было привлечено только в 2022 г., когда рабочая группа № 3 МГЭИК представила свой доклад, интегрированный, спустя год, в AR 6. Именно тогда широкой общественности стало известно о жестком для ископаемого топлива докладе, в который, по настоянию единственной страны – Саудовской Аравии, на самом завершающем этапе, в ходе одобрения на пленарной сессии удалось включить смягчающую квалификацию (термин «unabated») и ссылки на возможности использования технологии CCS, благодаря чему компромисс стал возможен [15].

С одной стороны, этот интригующий сюжет демонстрирует преобладание политического фактора над научным в работе МГЭИК: если сформированный в ходе многолетнего оценочного цикла и прошедший через горнило рецензирований и согласований «научный» компромисс оказалось возможным скорректировать в смысловом отношении в самый последний момент без проведения полноценных дополнительных изысканий, то такой компромисс, строго говоря, вряд ли можно считать научным. Также и высокое внимание профильного юридического сообщества к оценке формулировок AR 6 говорит о том, что характер доклада не сводится к сугубо научной работе.

С другой стороны, большой вопрос вызывает эффективность и непредвзятость лоббистских действий Саудовской Аравии как единственного публичного «адвоката» ископаемого топлива. Ведь если воспринимать выводы AR 6 как компромисс, то ничего хорошего странам-экспортерам углеводородов (во всяком случае, тем, которые не планируют в ближайшее время масштабно развернуть технологии CCS) он точно не сулит, а больше похож на «климатический приговор» ископаемым видам топлива как источникам энергии и поглощению как способу митигации.

Впервые на универсальном уровне вводится разделение энергоресурсов на «климатически приемлемые» («abated») и «климатически неприемлемые» («unabated»), эта категоризация распространяется исключительно на ископаемые виды топлива, а за ее пределами остаются конкурирующие ВИЭ.

По сути, впервые делается большой шаг к формированию на универсальном уровне классификации видов энергии на «чистые» и «грязные», что в перспективе приведет к сужению свободы суверенного выбора в рамках энергетического перехода.

Также впервые на универсальном уровне радикально маргинализируется роль поглощения как доступного способа митигации, за который традиционно выступают

Пустыня в Саудовской Аравии
Источник: hanohiki / depositphotos.com

страны, обладающие значительными естественными поглощающими способностями экосистем.

Россия последовательно придерживается необходимости максимально полного учета поглощающей способности экосистем. Соответствующее заявление было сделано при присоединении страны к Парижскому соглашению. В стратегии низкоуглеродного развития России, принятой в 2021 г. (т. е. в период завершения подготовки AR 6) основной акцент сделан именно на этом способе митигации. При реализации целевого сценария, к 2050 г. предполагается сократить выбросы ПГ на 289 млн т, а поглощение увеличить на 665 млн т CO_2-эквивалента по сравнению с уровнем базового 2019 г., то есть более 2/3 страновых митигационных усилий отведено поглощению и менее 1/3 сокращению [16].

Очевидно, что установка AR 6 на максимизацию сокращения выбросов ПГ вступает в противоречие со стратегической установкой России на максимизацию поглощения ПГ из атмосферы.

Саудовская Аравия находится в других условиях. Королевство не обладает настолько значительными поглощающими способностями экосистем, традиционно тесно связано с США, и в рамках своей энергоклиматической политики основной упор делает на масштабном и дорогостоящем развитии технологий CCS в то время, как анонсированная ей высадка 10 млрд деревьев, вероятно, как раз и направлена на компенсацию выбросов по остаточному принципу [17].

В результате, исходя из отраженного в AR 6 подхода, саудовская нефть будет отнесена к категории «климатически приемлемой» и увеличит свою рыночную конкурентоспособность, в отличие от нефти стран-экспортеров, не использующих CCS, а опирающихся на природное поглощение ПГ.

Последствия: ископаемое топливо категории «unabated» может быть лишено правовой защиты, а компенсационные углеродные кредиты – обесценены

Окончательное оформление отраженного в AR 6 консенсуса будет иметь далеко идущие и заслуживающие самого внимательного анализа последствия не только для ископаемого топлива, но, с высокой степенью вероятности, также для связанных с ним объектов инфраструктуры и производной от него углеродоемкой продукции.

Во-первых, не стоит обольщаться тем, что низкая нормативная эффективность международного режима защиты климата, в частности, решений КС и докладов МГЭИК, позволяет игнорировать их значимость. МГЭИК – это не экспертная площадка, а полноценная межправительственная организация с мандатом, включающим «оценку на всеобъемлющей, объективной, отрытой и прозрачной основе научной, технической и социально-экономической информации, имеющей отношение к пониманию научных основ рисков, связанных

При реализации целевого сценария, к 2050 г. предполагается сократить выбросы ПГ на 289 млн т, а поглощение увеличить на 665 млн т CO_2-эквивалента по сравнению с уровнем базового 2019 г.

с антропогенным изменением климата, его потенциальных последствиях и вариантов адаптации и митигации» [18]. Ее доклады отражают межправительственный компромисс по научным вопросам, поэтому англоязычное наименование «Intergovernmental Panel on Climate Change», не включающее слово «эксперты», более емко, нежели русскоязычное, отражает ее межправительственную суть.

Как решения КС, так и доклады МГЭИК рассматриваются в доктрине и, что более важно, все чаще в практике судопроизводства как средства толкования международных климатических соглашений, а доклады МГЭИК – еще и как доказательства в «климатических процессах» [19].

Во-вторых, в свете отсутствия механизма, препятствующего межотраслевому использованию достижений международного климатического режима (в т. ч. научных выводов МГЭИК), ископаемые виды топлива, которым будет присвоено клеймо «unabated», рискуют столкнуться с пониженной правовой защитой в рамках международного экономического права и внутренних правовых систем.

Как элементы, признанные на универсальном межправительственном уровне вредоносными для климата (и шире – для окружающей среды), они рискуют лишиться правовой защиты, то есть, по сути, оказаться вне закона. В их отношении можно будет, пользуясь соображениями публичного интереса и «экологическими исключениями», не соблюдать общие правовые предписания, нарушать или расторгать ранее заключенные договоры, вводить разнообразные дискриминационные меры, ограничения и запреты.

Большой соблазн воспользоваться этим «правовым оружием нового поколе-

Саудовская Аравия в рамках своей энергоклиматической политики основной упор делает на масштабном и дорогостоящем развитии технологий улавливания и хранения CO_2 при добыче нефти

Добывающая платформа в Северном море
Источник: thescottishsun.co.uk

ния» будет у продвигающих ВИЭ развитых государств Глобального Севера, причем не обязательно сейчас. Его можно будет до поры до времени подвесить как дамоклов меч, который упадет на жертву, когда для этого будут созданы подходящие условия, например, когда отрасль ВИЭ окончательно укрепится.

Показательно, что в западной юридической литературе выводы AR 6, с энтузиазмом встреченные климатическими активистами, уже предлагают использовать в контексте доктрины «коренного изменения обстоятельств» («rebus sic stantibus») для легитимации радикальных ограничительных и запретительных мер против ископаемого топлива, превращающих его в лишенные правовой защиты обесцененные активы [20].

В-третьих, поскольку технологии CCS и CCUS, являющиеся ключевыми для сокращения выбросов у источников, недостаточно развиты, а в ряде отраслей и стран, включая Россию, еще не введены в промышленную эксплуатацию, клеймо «unabated» будет поставлено на «львиную долю» ископаемого топлива, а, поскольку роль поглощения как способа митигации будет сведена к минимуму, перевести ископаемое топливо в категорию «климатически приемлемого» будет нельзя.

Невозможность компенсировать выбросы от ископаемого топлива, отнесенного к категории «unabated», поглощением ПГ из атмосферы не только станет болезненным ударом для тех стран, которые, как Россия, обладают значительными естественными поглощающими способностями, но и полностью переформатирует действующие углеродные рынки, на которых массово обращаются углеродные кредиты, основанные на компенсационных поглощающих проектах. Компенсационные углеродные кредиты в значительной степени будут обесценены вслед за маргинализацией поглощения как способа митигации.

ВИЭ: каков эколого-климатический след «зеленого» перехода и кто отвечает за связанные с ним выбросы?

На фоне алармистского отношения МГЭИК к ископаемому топливу, вопросу об устойчивости и, в частности, эколого-климатической эффективности, ВИЭ уделяется меньше внимания, а сами ВИЭ зачастую именуются, в т. ч. в докладах МГЭИК, низкоуглеродными или чистыми источниками энергии. Специальный доклад МГЭИК 2011 г. об анализе ВИЭ в контексте митигации [21] был подготовлен задолго до появления сценариев движения к нетто-нулевым выбросам, моделирующих всеобъемлющий переход на ВИЭ к 2050 г., в т. ч. дорожной карты МЭА 2021 г. [22].

Добывающая платформа в Северном море
Источник: energypost.eu

Ископаемые виды топлива, которым будет присвоено клеймо “unabated”, рискуют столкнуться с низкой правовой защитой в рамках международного экономического права и внутренних правовых систем

Между тем, актуальная и полная оценка перехода на ВИЭ была бы весьма полезной для объективного уяснения величины эколого-климатического следа, который имеет транзит к ВИЭ, и сравнительного анализа эколого-климатической эффективности разных доступных человечеству путей митигации.

В отличие от ископаемого топлива, для которого в мире уже действует созданная за многие десятилетия развитая, плотная и разветвленная, инфраструктура, для ВИЭ необходимо разворачивать, а затем на постоянной основе поддерживать ***новую масштабную инфраструктуру***, то есть осуществлять дорогостоящий, энергоемкий, металлоемкий и требующий огромных земельных и морских пространств процесс [23]. Этот процесс сопряжен с существенным поступательным выведением из оборота сельскохозяйственных земель и ростом добычи сырьевых неэнергетических материалов (в т. ч. редкоземельных металлов, меди, лития, никеля, графита, кобальта, поликремния), масштаб которого только предстоит оценить. По этой причине, перефразируя Д. Ергина, современный энергетический переход к ВИЭ можно назвать движением от «Большой скважины» к «Большому ковшу» [24]. Размер инфраструктурных инвестиций на трансформацию мировой энергетической системы в целях ее переведения на ВИЭ к 2050 г. исчисляется несколькими сотнями трлн (!) долл. США, причем основной объем этих средств прогнозируется потратить в период до 2030 г., то есть на том временном отрезке, к концу которого человечество, по оценке МГЭИК, должно достигнуть 43%-го снижения глобального уровня выбросов ПГ [25]. Было бы разумным оценить, насколько интенсивная

Конструктивным вкладом в «зеленую повестку», с учетом концепции справедливого перехода, могла бы стать инициатива внедрения универсальной модели оценки устойчивости низкоуглеродного развития

работа «раскаленного добела» «Большого ковша» совместима с выполнением этой среднесрочной климатической установки, и в более широком плане – насколько она вписывается в девять экологических планетарных границ (изменение климата; закисление океана; химическое загрязнение; азотная и фосфорная нагрузка; исчезновение запасов пресной воды; переустройство земель; потеря биоразнообразия; загрязнение воздуха; истощение озонового слоя), выход за которые чреват неблагоприятными для человечества последствиями. Методика измерения соотношения человеческих ресурсных потребностей и экологических возможностей в пределах этих планетарных границ предложена К. Рэйуорт на базе модели так называемой «экономики пончика» («doughnut economics») [26].

Объективная, комплексная и актуальная оценка эколого-климатического следа перехода к ВИЭ, предлагаемого Глобальным Севером в качестве решения климатической проблемы, позволила бы человечеству сделать ответственный, основанный на знаниях, вывод о том, является ли такой переход в действительности «зеленым» или же под «зеленой маской» скрывается намерение совершить перераспределение ресурсов в пользу богатых государств, усилить неравенство в мире и при этом усугубить ущерб окружающей среде (оставив под землей неиспользованное ископаемое топливо, с удвоенной жадностью наброситься на невозобновляемые неэнергетические ресурсы, но теперь уже для целей создания и поддержания ВИЭ).

Помимо эколого-климатического следа, внимания заслуживают социальные, экономические и геополитические последствия перехода к ВИЭ. Поскольку сырьевые неэнергетические материалы географически сконцентрированы в отдельных странах и регионах, а спрос на них уже превышает предложение, в мире возникает потенциал для новых конфликтов за переделом этих ресурсов, что в перспективе способно в целом изменить профиль глобальной энергетической безопасности [27].

Проведение на универсальном уровне актуальной комплексной оценки эколого-климатических и иных последствий перехода к ВИЭ будет, как представляется, вполне соответствовать концепции справедливого перехода, предполагающей необходимость целостного и сбалансированного учета различных факторов устойчивого развития в процессе движения человечества к достижению глобальной климатической цели [28].

В контексте справедливости перехода важно также не упустить вопрос о том, каким государствам будет «присвоен» углеродный след от создания и поддержания инфраструктуры ВИЭ.

Действующие правила учета МГЭИК, основанные на производственном методе, к выбросам ПГ государства относят прямые выбросы от источников на его территории, а косвенные выбросы, в отличие от стандартов корпоративной отчетности, не учитывают.

При применении этой методики, за выбросы ПГ, связанные с работой «Большого ковша», отвечать будут те развивающиеся страны, в которых добываются сырьевые неэнергетические материалы и производится углеродоемкое оборудование для ВИЭ, в то время, как развитые страны, использующие это оборудование для получения энергии, будут демонстрировать относительно низкие выбросы (на стадии эксплуатации ветрогенераторы и солнечные батареи выбрасывают мало ПГ). При этом они будут наряду с получением «технологической ренты» облагать трансграничными углеродными сборами импорт углеродоемкой продукции из развивающихся стран.

Металлургический завод в городе Боттроп

Источник: Capos / depositphotos.com

Дубай, ОАЭ

Источник: samot / depositphotos.com

Заключение

Консенсус по выводам AR 6 окончательно не оформлен, поскольку продолжается дискуссия о том, в каком объеме и каким способом должны быть «существенно сокращены» выбросы ПГ от ископаемого топлива, чтобы оно считалось «климатически приемлемым» («abated»).

Суть дискуссии сводится к определению минимальной требуемой доли улавливания установками CCS/CCUS выбросов у источников и установлению того, может ли «существенное сокращение» достигаться только при помощи этих установок или также за счет смешивания ископаемого топлива с безуглеродными или низкоуглеродными газами [29].

Поскольку приведенные в AR 6 определения ключевых терминов «abatement» и «unabated» содержатся не в основном тексте доклада, а завуалированы в двух сносках (№ 42 и 51), не снабженных маркировкой, отражающей одну из пяти степеней достоверности, они требуют дополнительной верификации. Если при включении этих сносок процедура не была проведена надлежащим образом, существуют основания для корректировки доклада и проведения служебного расследования инцидента [30].

Однако, даже при устранении или корректировке сносок принципиально проблема не разрешится, если основной, построчно одобренный, текст AR 6 сохранит ключевую установку на то, что для достижения глобальной температурной цели ***выбросы ПГ от ископаемого топлива должны быть существенно сокращены у источников, а не компенсированы поглощением из атмосферы***.

Если страны-экспортеры углеводородного сырья позволят поместить дискуссию в «прокрустово ложе» спора о количественных и качественных параметрах термина «abatement» и содержащихся в сносках производных дефиниций, они попадут в ловушку, продемонстрируют то, чего, по-видимому, от них и ожидают оппоненты: принципиальное принятие сурового «приговора», вынесенного в AR 6, против ископаемого топлива и поглощения как компенсационного механизма. В итоге существует риск того, что вся дискуссия сведется исключительно к обсуждению способов его исполнения, тем более, что срок (2030 г.) уже установлен, и время идет.

С правовой точки зрения, молчаливое согласие государств с содержащимися в AR 6 выводами приведет к включению доктрины эстоппель, лишающей права в дальнейшем возражать против них.

Альтернативным решением, которое следует задействовать, не откладывая в долгий ящик, могла бы стать постановка вопроса о переоценке всей предлагаемой в AR 6 концепции отношения к ископаемому топливу в ее целостности, включая такие ее узловые элементы как радикальная маргинализация поглощения как способа митигации и дискриминационная фокусировка исключительно на одном типе энергоресурсов.

Основания и возможные формы постановки такого вопроса нуждаются во внимательной проработке при подготовке к предстоящей КС 28.

Конструктивным вкладом в мировую климатическую повестку, с учетом набирающей популярность концепции справедливого перехода, могла бы стать инициатива внедрения универсальной модели оценки устойчивости низкоуглеродного развития. Она могла бы создать единый методологический подход для комплексной оценки стратегий, реализуемых на национальном, региональном и секторальном уровнях во имя достижения глобальной климатической цели, а также сценариев перехода к углеродной нейтральности, предлагаемых различными международными организациями.

Статья отражает личную точку зрения автора и не представляет официальную точку зрения какого-либо учреждения или организации.

Использованные источники

1. *Антониу Гутерриш Мир пылает. Нам нужна революция в области возобновляемых источников энергии // Ведомости, 30 июня 2022. – URL: https://www.vedomosti.ru/opinion/articles/2022/06/29/929145-mir-pilaet; Генеральный секретарь ООН: «Ископаемое топливо должно навсегда остаться там, где ему и положено быть – под землей» // 2 декабря 2019. – URL: https://news.un.org/ru/story/2019/12/1368241*
2. *Энергопереход к катастрофе. К чему привели призывы отказаться от инвестиций в ископаемое топливо // Ведомости. 30 июня 2022. – URL: https://www.vedomosti.ru/opinion/quotes/2022/06/29/929151-energoperehod-katastrofe; Андрей Конопляник: «Борьба за сохранение климата превращается в инструмент конкурентной борьбы» // Ведомости. 3 июня 2021. – URL: https://www.vedomosti.ru/partner/characters/2021/06/03/872560-andrei-konoplyanik*
3. *Decision 1/CMA.3 Glasgow Climate Pact. – URL: https://unfccc.int/decisions?f%5B0%5D=conference%3A4301 Paragraph 20.*
4. *URL: https://www.ipcc.ch/report/sixth-assessment-report-cycle/*
5. *IPCC, 2023: Summary for Policymakers. In: Climate Change 2023: Synthesis Report. A Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Contribution of Working Groups I, II and III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Core Writing Team, H. Lee and J. Romero (eds.)]. IPCC, Geneva, Switzerland, 36 pages. (in press). – URL: https://www.ipcc.ch/report/sixth-assessment-report-cycle/*
6. *Там же. С. 20.*
7. *Там же. С. 28.*
8. *Там же.*
9. *Там же. с. 21.*
10. *Там же.*
11. *IPCC, 2018: Annex I: Glossary [Matthews, J.B.R. (ed.)]. In: Global Warming of 1.5 °C. An IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5 °C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change, sustainable development, and efforts to eradicate poverty [Masson-Delmotte, V., P. Zhai, H.-O. Pörtner, D. Roberts, J. Skea, P. R. Shukla, A. Pirani, W. Moufouma-Okia, C. Péan, R. Pidcock, S. Connors, J.B.R. Matthews, Y. Chen, X. Zhou, M. I. Gomis, E. Lonnoy, T. Maycock, M. Tignor, and T. Waterfield (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, UK and New York, NY, USA, pp. 541–562. – URL: https://doi.org/10.1017/9781009157940.008.https://www.ipcc.ch/sr15/chapter/glossary/*
12. *Honegger, M, Burns, W, Morrow, DR. Is carbon dioxide removal 'mitigation of climate change'? RECIEL. 2021; 30: 327–335. – URL: https://doi.org/10.1111/reel.12401*
13. *Appendix A to the Principles Governing IPCC Work procedures for the preparation, review, acceptance, adoption, approval and publication of IPCC reports. – URL: https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/09/ipcc-principles-appendix-a-final.pdf Paragraph 4.4.*
14. *Principles governing IPCC work Approved at the Fourteenth Session (Vienna, 1–3 October 1998) on 1 October 1998, amended at the Twenty-First Session (Vienna, 3 and 6–7 November 2003), the Twenty-Fifth Session (Mauritius, 26–28 April 2006), the Thirty-Fifth Session (Geneva, 6–9 June 2012) and the Thirty-Seventh Session (Batumi, 14–18 October 2013). Paragraph 10.*
15. *Saudi Arabia dilutes fossil fuel phase out language with techno fixes in IPCC report. 04.04.2022. – URL: https://www.climatechangenews.com/2022/04/04/saudi-arabia-dilutes-fossil-fuel-phase-out-language-with-techno-fixes-in-ipcc-report/*
16. *Стратегия социально-экономического развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050. Утв. распоряжением Правительства Российской Федерации от 29 октября 2021 г. № 3052-р.*
17. *Игорь Юргенс, Роман Ромов Климатические саммиты ООН в поисках источников энергии для глобальных действий. Восточная альтернатива 24.01.2023 // Независимая газета. – URL: https://www.ng.ru/ideas/2023–01–24/7_8642_alternative.html*
18. *Principles governing IPCC work. Approved at the Fourteenth Session (Vienna, 1–3 October 1998) on 1 October 1998, amended at the Twenty-First Session (Vienna, 3 and 6–7 November 2003), the Twenty-Fifth Session (Mauritius, 26–28 April 2006), the Thirty-Fifth Session (Geneva, 6–9 June 2012) and the Thirty-Seventh Session (Batumi, 14–18 October 2013). – URL: https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/09/ipcc-principles.pdf Paragraph 2.*
19. *Climate Change Litigation: the IPCC's latest Report links climate change to loss and damage By James Whitaker & Libby Reynolds on March 21, 2022. – URL: https://www.eyeonesg.com/2022/03/climate-change-litigation-the-ippcs-latest-report-links-climate-change-to-loss-and-damage/; Arpitha Kodiveri, Noah Walker Crawford, Christoph Bals, and Hafijul Khan POLICY BRIEF The significance of climate litigation for the political debate on Loss & Damage March, 2023. – URL: https://www.germanwatch.org/sites/default/files/PolicyBrief_L%26D.pdf; Honegger, M, Burns, W, Morrow, DR. Is carbon dioxide removal 'mitigation of climate change'? RECIEL. 2021; 30: 327–335. – URL: https://doi.org/10.1111/reel.12401; Annecoos Wiersema, The New International Law-Makers? Conferences of the Parties to Multilateral Environmental Agreements31 MICH. J. INT'L L. 231 (2009). Available at: https://repository.law.umich.edu/mjil/vol31/iss1/4*
20. *Tibisay Morgandi & Lorand Bartels (2023) Exiting the Energy Charter Treaty under the law of treaties, King's Law Journal, 34:1, 145–169, DOI: 10.1080/09615768.2023.2196834*
21. *IPCC, 2011: Summary for Policymakers. In: IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation [O. Edenhofer, R. Pichs-Madruga, Y. Sokona, K. Seyboth, P. Matschoss, S. Kadner, T. Zwickel, P. Eickemeier, G. Hansen, S. Schlömer, C. von Stechow (eds)], Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.*
22. *URL: https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050*
23. *Jorgen Thomsen Time to be Honest About Clean Energy's Land Use. January 18, 2023. – URL: https://www.macfound.org/press/perspectives/time-to-be-honest-about-clean-energy%E2%80%99s-land-use*
24. *D. Yergin Bumps in the energy transition. December 2022. – URL: https://www.imf.org/en/Publications/fandd/issues/2022/12/bumps-in-the-energy-transition-yergin*
25. *McKinsey оценила глобальный энергопереход в 275 трлн долл. 25.01.2022. – URL: https://amp.rbc.ru/rbcnews/economics/25/01/2022/61ee8ce79a79470df7c68ed6*
26. *URL: https://www.kateraworth.com/doughnut/*
27. *IEA: Securing Clean Energy Technology Supply Chains July, 2022. – URL: https://www.iea.org/reports/securing-clean-energy-technology-supply-chains*
28. *Vilja Johansson, Just Transition as an Evolving Concept in International Climate Law, Journal of Environmental Law, Volume 35, Issue 2, July 2023. P. 229–249. – URL: https://doi.org/10.1093/jel/eqad017*
29. *Chris Bataille How Much Is Enough? Fossil Fuel Abatement and the Paris Agreement 06.06.2023. – URL: https://www.energypolicy.columbia.edu/how-much-is-enough-fossil-fuel-abatement-and-the-paris-agreement/; Matteo Civillini What does "unabated" fossil fuels mean? 26.06.2023. – URL: https://www.climatechangenews.com/2023/06/26/what-does-unabated-fossil-fuels-mean/; EU agrees diplomatic push for fossil fuel phase out ahead of Cop28 10.03.2023. – URL: https://www.climatechangenews.com/2023/03/10/eu-agrees-diplomatic-push-for-fossil-fuel-phase-out-ahead-of-cop28/*
30. *Annex 3 IPCC protocol for addressing possible errors in IPCC assessment reports, synthesis reports, special reports and methodology reports. Adopted by the Panel at the Thirty-Third Session (Abu Dhabi, 10–13 May 2011) and amended at the Thirty-Seventh Session (Batumi 14–18 October 2013).*

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА №12(191) / 2023

УДК 338.001.36 DOI 10.46920/2409-5516_2023_12191_60 EDN: LMXGBX

Анализ некоторых направлений глобального энергоперехода применительно к эколого-социо-экономической модели развития

Analysis of features of global energy and conditions of global energy transition in relation to tasks of formation of ecological-socio-economic model of development

Екатерина ШАМАЕВА
Руководитель научного проекта Центра проектирования устойчивого развития институтов гражданского общества, к. т. н., доцент, Государственный университет управления
E-mail: ef_shamaeva@guu.ru

Ekaterina SHAMAEVA
Head of the scientific project of the Center for the Design of Sustainable Development of Civil Society Institutions, Ph.D., Associate Professor, State University of Management
E-mail: ef_shamaeva@guu.ru

Елизавета АЛЕКСАНДРОВА
Магистрант кафедры экономики и управления в топливно-энергетическом комплексе, Государственный университет управления
E-mail: elizavetaaleksandrova528@gmail.ru

Elizaveta ALEXANDROVA
Graduate student of the Department of Economics and Management in the Fuel and Energy Complex, State University of Management
E-mail: elizavetaaleksandrova528@gmail.ru

Аннотация. Мир находится в центре глобального энергетического кризиса беспрецедентной глубины и сложности. Сегодня ископаемое топливо на 80% обеспечивает планету энергией. При этом, неэффективная добыча и доминированное использование ископаемого топлива наносит вред окружающей среде, образуя неконтролируемые выбросы CO_2 и ухудшая благоприятные условия среды обитания и качество жизни населения. В то же время стоимость возобновляемых источников энергии сильно упала. В 2022 г. вложения в «зеленую» энергетику впервые сравнялись по объемам с инвестициями в ископаемое топливо. В сложившихся условиях Россия имеет большой потенциал в устойчивых источниках энергии, эффективное использование которых может обеспечить социально-экономическую устойчивость в неопределенных геополитических условиях.
Ключевые слова: мировой энергетический кризис, ископаемое топливо, стоимость возобновляемых источников энергии, выбросы CO_2, перспективы устойчивых источников энергии в России.

Abstract. Abstarct. The world is at the center of a global energy crisis of unprecedented depth and complexity. Today, fossil fuels provide 80% of the planet with energy. At the same time, inefficient extraction and dominant use of fossil fuels harm the environment, forming uncontrolled CO_2 emissions and worsening favorable habitat conditions and quality of life of the population. At the same time, the cost of renewables has fallen dramatically. On the other hand, in 2022, investments in green energy for the first time caught up in volumes with investments in fossil fuels. Under the current conditions, Russia has great potential in sustainable energy sources, the effective use of which can ensure the country's independence from raw materials, as well as socio-economic stability in uncertain geopolitical conditions.
Keywords: global energy crisis, fossil fuels, cost of renewable energy, CO_2 emissions, prospects for sustainable energy in Russia.

В 2022 г. инвестиции в возобновляемые источники энергии впервые сравнялись с инвестициями в ископаемое топливо и составили 1,1 трлн долл.

Экспортно-сырьевая ориентация

В условиях неослабевающих геополитических и экономических проблем энергетические рынки остаются чрезвычайно уязвимыми, а кризис является напоминанием о хрупкости биосферы и неустойчивости нынешней глобальной энергетической системы [3, 8, 16]. Три четверти мировых выбросов парниковых газов возникают в результате сжигания угля, нефти и газа для получения энергии [1, 3, 9]. Россия является крупным игроком на мировых энергетических рынках, входит в тройку крупнейших производителей нефти в мире, соперничая за первое место с Саудовской Аравией и США [1, 3]. Россия в значительной степени зависит от доходов от нефти и природного газа, которые в 2022 г. составили 42% федерального бюджета [4]. В 2022 г. российские нефтяные компании пробурили более 28 тыс. км, что является самым высоким показателем за более чем десятилетие. Количество скважин выросло почти на 7%, до более чем 7 800, при этом большинство ключевых нефтяных компаний превзошли свои результаты за предыдущий год.

Равные по затратам

Зависимость от экспорта нефти и газа в современных экономических условиях формирует неустойчивость развития [1, 3]. Более того, использование ископаемого то-

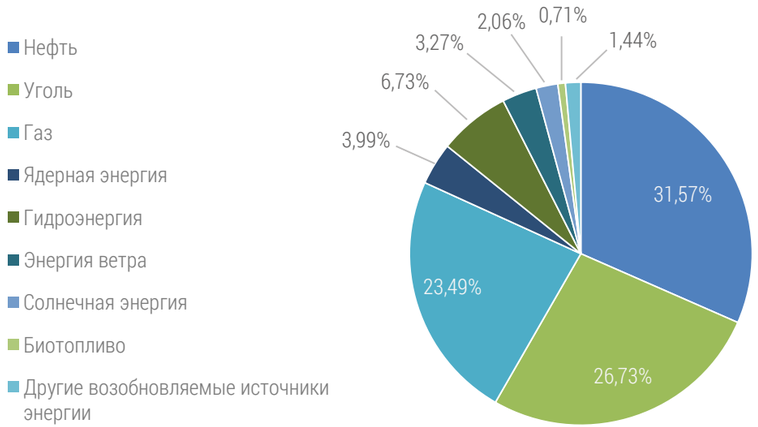


Рис. 1. Мировое потребление энергии по видам топлива за 2022 г.

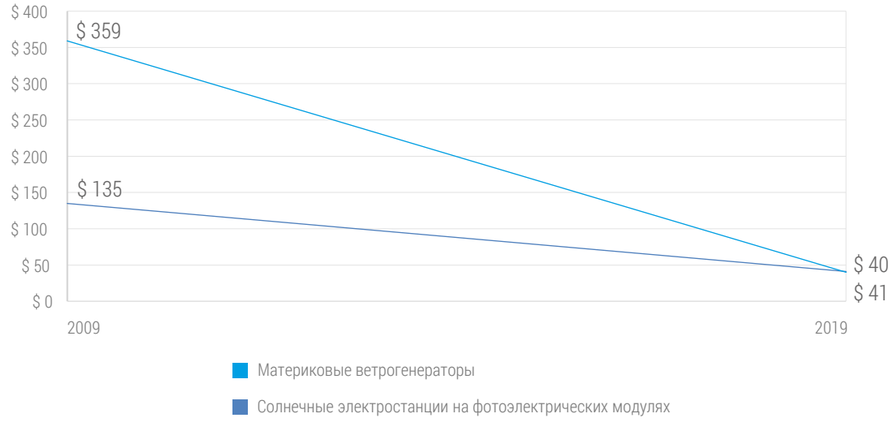


Рис. 2. Динамика цен за энергию из возобновляемых источников энергии

плива для производства энергии негативно отражается на окружающей среде и на здоровье населения, формируя неизбежность глобального энергетического перехода [3, 4, 8]. Такой переход позволит не только сократить вредные выбросы и антропогенную нагрузку на биосферу, но и улучшить качество жизни миллионов людей.

Согласно последним данным, в 2022 г. инвестиции в возобновляемые источники энергии впервые сравнялись с инвестициями в ископаемое топливо и составили по 1,1 трлн долл. [5]. Дальнейшее ускорение использования возобновляемых источников энергии имеет решающее значение для того, чтобы достичь цели Парижского соглашения – не допустить повышения средней температуры на Земле более, чем на 1,5 °C.

Сейчас ископаемое топливо продолжает играть доминирующую роль в глобальных энергетических системах (рис. 1). Согласно исследованию 2022 г., человечество потребляет менее 20% возобновляемых источников энергии от всех источников энергии [7]. Однако, за последнее десятилетие сложилась ситуация, которая формирует предпосылки для кардинальных изменений (рис. 2), связанная с резким удешевлением стоимости энергии альтернативных возобновляемых источников. Цена за солнечную энергию упала на 89%, за энергию ветра – на 70% [12].

Электростанции, работающие на возобновляемых источниках, не требуют затрат на само топливо. Они относительно недороги в эксплуатации. Следовательно, цена

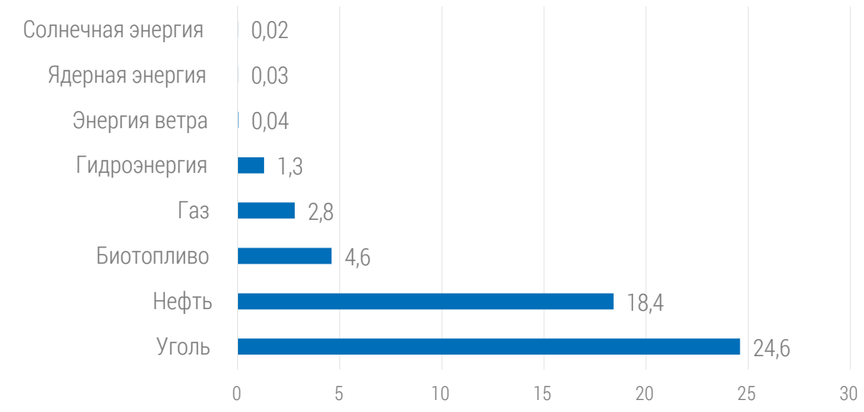
Ископаемое топливо продолжает играть доминирующую роль в глобальных энергосистемах. Согласно исследованию 2022 г., доля ВИЭ в энергопотреблении человечества в целом составляет менее 20%

энергии зависит исключительно от стоимости технологий. А эти технологии следуют «кривой обучения»: каждое удвоение мощности приводит к соответствующему снижению затрат. Чем более широкое распространение получают ветряные и фотоэлектрические генераторы, тем быстрее снижается их стоимость. Таким образом, чем больше устойчивой энергии будет введено сегодня, тем больше, благодаря снижению стоимости, сможем ввести завтра.

Фактор аварийности

Большой разрыв между источниками энергии в уровне смертности в результате несчастных случаев [4] и загрязнения воздуха на ТВт·ч производства электроэнергии (рис. 3). Один ТВт·ч – это годовое потребление электроэнергии 150 000 человек, например по уровню потребления в Европейском союзе [10].

Рис. 3. Уровень смертности по источникам в результате несчастных случаев и загрязнения воздуха на 1 ТВт·ч выработанной энергии



Ископаемое топливо и биотопливо убивают гораздо больше людей, чем ядерные и возобновляемые источники энергии. На наше восприятие безопасности ядерной энергетики сильно повлияли два события: авария на Чернобыльской АЭС в 1986 г. и авария на АЭС Фукусима-1 в Японии в 2011 г. Авария на АЭС Фукусима-1 стала первой катастрофой на ядерном объекте, вызванной воздействием, хотя и косвенным, природных явлений. Непосредственно в результате катастрофы на АЭС Фукусима-1 никто не погиб (не учитываются смерти в результате землетрясения и цунами). Однако от 40 до 50 человек получили физические травмы или радиационные ожоги в результате взрыва. Сколько людей погибло косвенным образом в результате ликвидации последствий аварии и эвакуации местного населения из района Фукусимы – определить сложно. Через год после катастрофы японское правительство подсчитало, что 573 человека умерли в результате физического и психического стресса, вызванного эвакуацией. С тех пор были проведены более тщательные оценки роста смертности, и в сентябре 2020 г. эта цифра была пересмотрена до 2 313 человек. Важно учитывать, что регион также пытался справиться с последствиями землетрясения и цунами: это затрудняет определение смертей, связанных с нарушением работы атомной станции, и смертей, вызванных природными явлениями [11]. Важно добавить, что уровень смертности от ядерной энергии в 613 раз ниже, чем от энергии, полученной из нефти (см. рис. 3).

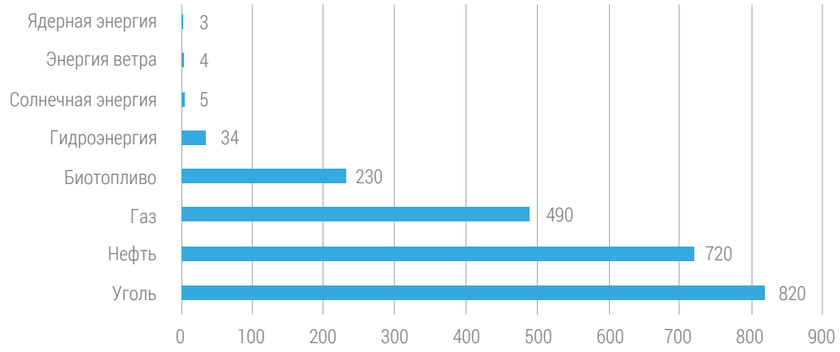


Рис. 4. Уровень выбросов парниковых газов в тоннах по источникам энергии на 1 ГВт·ч

На восприятие безопасности гидроэнергетики повлиял крупный прорыв дамбы в Баньцяо в Китае в 1975 г., в результате погибло от 171 до 230 тыс. человек [5]. Косвенной причиной аварии является тайфун Нина, после которого начались наводнения. Вопреки масштабной трагедии, уровень смертности от гидроэнергетики с 1965 г. составляет 1,3 смертей на ТВт·ч, когда в этом показателе почти полностью доминирует число погибших в Баньцяо.

Уровень смертности от солнечной и ветровой энергии низкий, но не нулевой. Люди погибают в результате несчастных случаев. При этом солнечная энергия безопасней энергии, полученной от угля в 1230 раз.

Рассмотрим график выбросов парниковых газов по источникам энергии (рис. 4). Измеряется в выбросах CO_2 на ГВт·ч электроэнергии за цикл работы электростанции. Один ГВт·ч – это годовое потребление электроэнергии 150 людьми, например, по уровню потребления в Европейском союзе [10]. Это не только выбросы от сжигания топлива, но и от добычи, транспортировки и технического обслуживания в течение всего срока службы электростанции.

Ни один источник энергии не является полностью чистым. При этом уголь выделяет гораздо больше парниковых газов, чем другие источники энергии. Уголь загрязняет окружающую среду в 273 раза больше, чем ядерная энергия, нефть же загрязняет в 180 раз больше, чем энергия ветра.

Таким образом, мировое энергоснабжение сегодня не является ни безопасным,

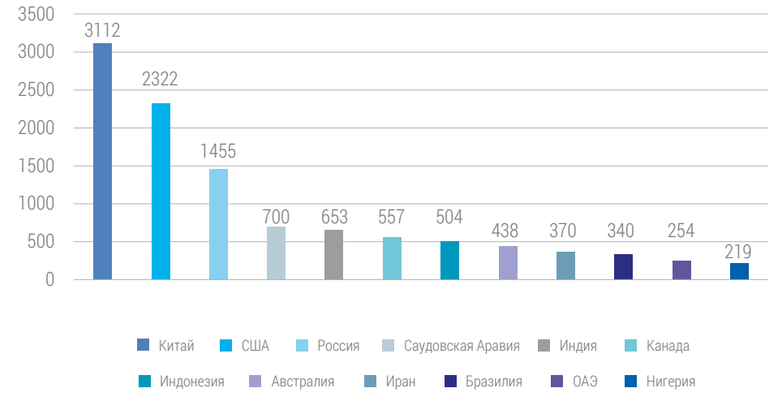


Рис. 5. Производство энергии по странам в миллионах тонн нефтяного эквивалента за 2022 г.

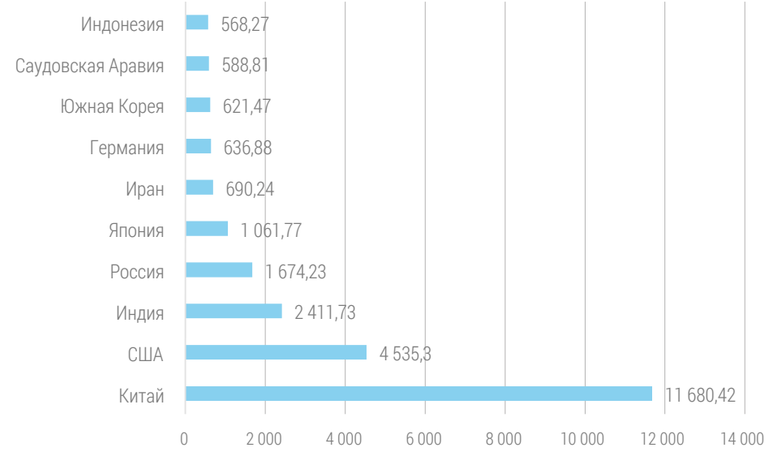


Рис. 6. Топ-10 стран с самыми высокими выбросами CO_2 в мире, в млн т, 2020 г.

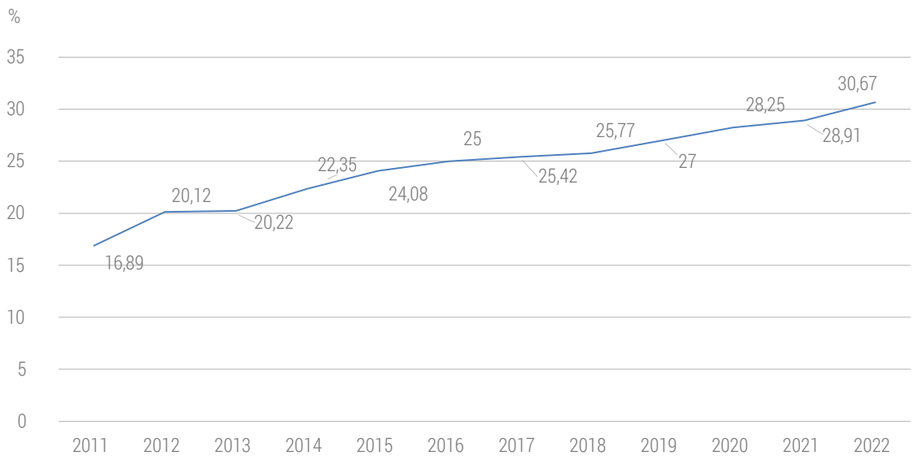


Рис. 7. Динамика изменения доли энергии из возобновляемых источников в Китае, в %

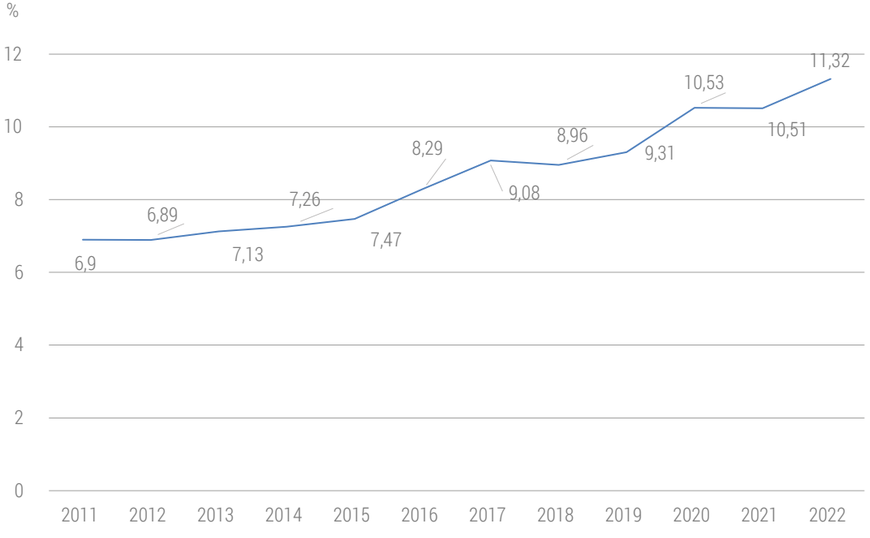


Рис. 8. Динамика изменения доли энергии из возобновляемых источников в США, в %

СЭС в Якутии

Источник: rao-esv.ru

ни устойчивым. Альтернативы ископаемому топливу (возобновляемые источники энергии, ядерная энергия) на порядок безопаснее и чище, чем ископаемое топливо (рис. 3–4).

Перспективы использования устойчивых источников энергии

В мире сложился дисбаланс производства энергии по странам в сравнении с объемами выбросов CO_2 (рис. 5). В Китае, США и России производится значительно больше энергии, чем в других странах [9].

Самый высокий уровень выбросов CO_2 у Китая, США и Индии (рис. 6), у самых населенных стран мира, поэтому их высокий рейтинг можно объяснить более высоким общим населением [7]. Однако, взаимосвязь между производством энергии и уровнем выбросов углекислого газа также прослеживается. Большинство стран с самыми высокими выбросами CO_2 имеют развитую экономику. Выбросы высоки там, где детская смертность самая низкая, где дети имеют хороший доступ к образованию и где высокий уровень жизни. Но в мире, где ископаемое топливо является доминирующим источником энергии, неизбежно невосполнимое загрязнение планеты. Поэтому странам необходимо найти крупномасштабные энергетические альтернативы ископаемому топливу, которые были бы доступными, безопасными и устойчивыми. Такую нарождающуюся тенденцию показывает динамика потребления возобновляемых источников в топ-3 странах, производящих энергию. В Китае доля потребления возобновляемых источников энергии с 2011 по 2022 гг. выросла на 81% и составила 30,67% (рис. 7). В США – выросла на 64% и составила 11,32% (рис. 8). В России – выросла на 20% и составила 6,71% (рис. 9).

Электростанции, работающие на ВИЭ, не требуют затрат на само топливо. Они относительно недороги в эксплуатации. Следовательно, цена энергии зависит исключительно от стоимости технологий

В Китае наблюдается самый быстрый рост потребления устойчивых источников энергии. В России рост более медленный, на данный момент ископаемое топливо доминирует.

Энергетика играет центральную роль в российской экономике, потому что она движет все остальные элементы системы – промышленные, сельскохозяйственные, коммерческий и государственный секторы. Кроме того, энергетика, в частности нефть и природный газ, является наиболее важным экспортом и источни-

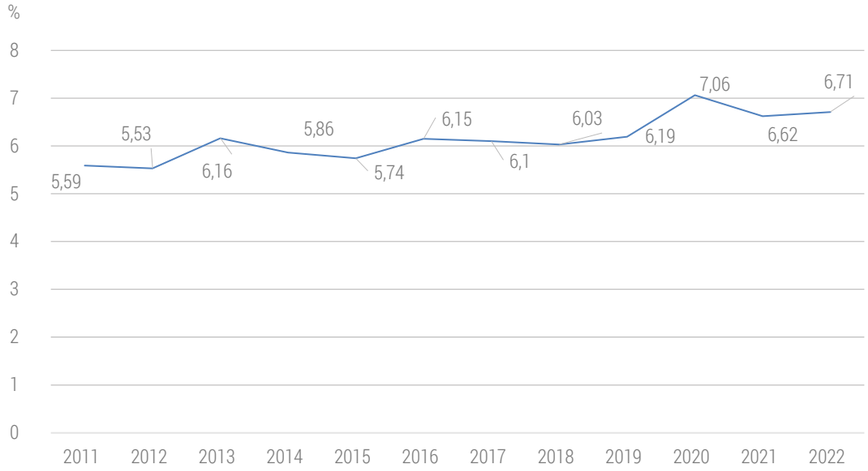


Рис. 9. Динамика изменения доли энергии из возобновляемых источников в России, в %

ком иностранной валюты для экономики Российской Федерации. Около 90% газа в России добывается на севере Уральского федерального округа. Сибирский федеральный округ является крупнейшим по добыче нефти, в регионе находится около 70% всей добываемой нефти страны. Дальневосточный федеральный округ обладает крупнейшей в России угольной сырьевой базой (12% от общероссийской) с полным набором углей различного марочного состава. Эти регионы также являются лидерами социально-экономического роста в России согласно поступлениям в федеральный бюджет (рис. 10).

Однако, совсем другой рейтинг самых чистых регионов России [2]:

1. Центральный федеральный округ.
2. Северо-Кавказский федеральный округ.
3. Северо-Западный федеральный округ.
4. Приволжский федеральный округ.
5. Южный федеральный округ.
6. Сибирский федеральный округ.
7. Дальневосточный федеральный округ.
8. Уральский федеральный округ.

Получается, что федеральные округа, которые обеспечивают страну энергией, самые загрязненные. Россия сохраняет свое внимание к ископаемому топливу, несмотря на огромный потенциал возобновляемых источников энергии. Эти ресурсы либо доступны без ограничений, либо пополняются быстрее, чем потребляются.

Заключение

Устойчивые источники энергии практически не выделяют парниковых газов. Следовательно, они наносят меньший углеродный след по сравнению с ископаемым топливом. Снижение вредных выбросов улучшает качество воздуха и снижает респираторные заболевания и другие проблемы со здоровьем, связанные с загрязнением воздуха.

Наибольшее изменение стоимости возобновляемых источников энергии произошло у солнечной фотоэлектрической энергетики (рис. 2). Это в значительной степени способствовало изменению общей мощности, которая выросла с 25 ГВт в 2009 г. до 663 ГВт в 2019 г. Однако Россия обладает относительно низким потенциалом для производства солнечной энергии, несмотря на ее размеры. Это северная страна, и большая часть ее территории круглый год покрыта густой облачностью. Больший потенциал существует только на крайнем юге (например, на Кубани и в Астраханской области) и в некоторых районах Восточной Сибири (Якутия, Бурятия). Солнечные электростанции требуют минимального обслуживания и имеют низкие эксплуатационные расходы. Кроме того, они отличаются высокой надежностью и сроком службы 25–30 лет.

Россия обладает огромным потенциалом для использования энергии ветра. Наиболее перспективными являются прибрежные районы на Дальнем Востоке, полуостров Ямал, горные перевалы на Урале и Кавказе, а также равнинные степные районы. Стоимость энергии ветра снизилась на 70% за последние 10 лет (рис. 2), а мощность выросла более чем в три раза – до 651 ГВт. Срок службы ветряного генератора энергии в зависимости от условий эксплуатации составляет от 15 до 25 лет.

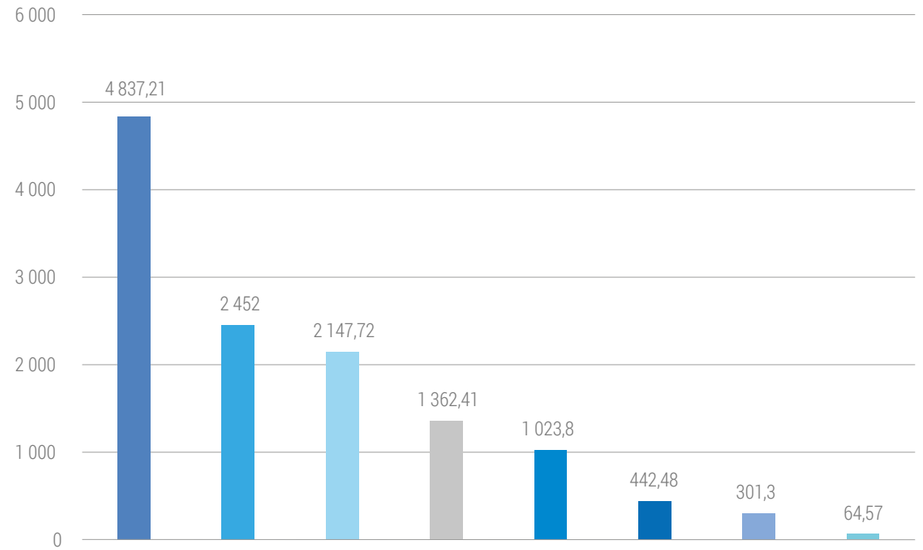
Гидроэнергетика является наиболее используемой формой возобновляемой энергии в России, и имеет большой потенциал для более широкого использования. Россия располагает 12% мировых разведанных

Стоимость энергии ветра снизилась на 70% за последние 10 лет, а мощность выросла более чем в 3 раза – до 651 ГВт. Срок службы ветряного генератора составляет от 15 до 25 лет

гидроэнергетических ресурсов, и по производству гидроэнергии во всем мире она уступает только США и Китаю. Россия использует около 20% своих экономически жизнеспособных гидроэнергетических ресурсов, при этом степень использования варьируется от 48% в европейской части России до 25% в Сибири и 3% на Дальнем Востоке. Большая часть гидроэнергетического потенциала России находится в Центральной и Восточной Сибири и на Дальнем Востоке. Срок службы гидроэлектростанций составляет от 50 до 100 лет.

Территория России более, чем на 50% покрыта лесами, то есть имеет огромный потенциал производства твердого биотоплива. Производство жидкого биотоплива

Рис. 10. Поступления в федеральный бюджет за 2019 г., млрд руб.



в России менее перспективно, поскольку содержит спирт. Из-за этого акцизы на него составляют до 90% себестоимости.

Ядерная энергия технически не является возобновляемой, поскольку уран – это конечный источник. Но это не означает, что атомная энергия не является более чистой и энергоэффективной. Россия была первой страной в мире, которая начала производить «мирную» ядерную энергию, первая небольшая станция в Обнинске была открыта еще в 1954 г. и работает до сих пор. В настоящее время в России насчитывается 11 действующих станций с 38 реакторами. Все крупнейшие станции сосредоточены в европейской части страны. Фактически, Россия является четвертым по величине производителем атомной энергии в мире после США, Франции и Японии. Срок эксплуатации атомной электростанции 25–30 лет.

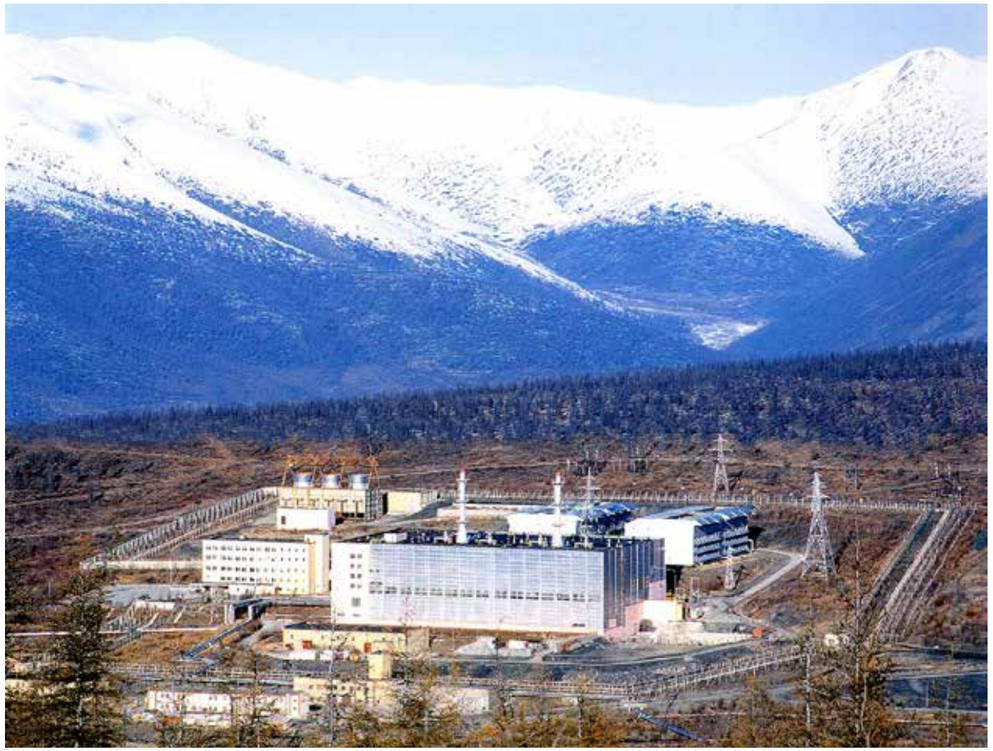
Одним из ключевых факторов, способствующих окупаемости инвестиций в возобновляемые источники энергии, является снижение стоимости технологий использования возобновляемых источников энергии. За последнее десятилетие стоимость возобновляемой энергии значительно снизилась, что делает ее все более конкурентоспособной по сравнению с традиционными источниками энергии.

Еще одним важным фактором, способствующим окупаемости инвестиций в возобновляемые источники энергии, является наличие финансовых стимулов. Например, в России существует государственная программа поддержки возобновляемой энергетики. Это может компенсировать первоначальные затраты на установку систем возобновляемой энергии и, следовательно, повысить рентабельность инвестиций.

Кроме того, в мире существует практика закупки коммунальными компаниями определенной доли энергии, выработанной из возобновляемых источников. В России такой практики пока нет, но возможно через несколько лет это будет обыденностью.

Работа выполнена в рамках гранта ГУУ (НИР № 1002-2).

Билибинская АЭС *Источник: rosenergoatom.ru*



Нововоронежская АЭС *Источник: «Росатом»*

Использованные источники

1. *Глобальная энергетика развития: коллективная монография / Под. ред. О.Л. Кузнецова // Москва. РАЕН. 2011. – 214 с.*
2. *Национальный экологический рейтинг регионов. – URL: https://xn--80ajagmkdntlvn2hva.xn--p1ai/tpost/bmx3tgl6t1-natsionalnii-ekologicheskii-reiting-regi (дата обращения: 12.07.2023).*
3. *Плакиткин Ю.А., Плакиткина Л.С. Энергия и прогнозы мирового развития: тенденции и закономерности // Москва. Издательский дом «МЭИ». 2020. – 220 с.*
4. *Шамаева Е.Ф., Кнауб Р.В. К вопросу оценки последствий катастроф различного генезиса в системе «природа – общество – человек» // Геосферные исследования. 2021. № 3. С. 104–114.*
5. *Clean Energy. – URL: https://www.bloomberg.com/news/articles/2023-01-26/clean-energy-fossil-fuel-investment-tied-for-first-time-in-2022 (дата обращения: 07.07.2023).*
6. *CO_2 Emissions by Country 2023. – URL: https://worldpopulationreview.com/country-rankings/co2-emissions-by-country (дата обращения: 01.07.2023).*
7. *Energy consumption by source. – URL: https://ourworldindata.org/grapher/energy-consumption-by-source-and-country (дата обращения: 17.06.2023).*
8. *Shamaeva E.F. Environmental factors of the quality of life of the population. Chemistry and Technology of Fuels and Oils. 2020. № 4. – P. 105.*
9. *Total energy production. – URL: https://yearbook.enerdata.net/total-energy/world-energy-production.html (дата обращения: 30.06.2023).*
10. *What are the safest and cleanest sources of energy? – URL: https://ourworldindata.org/safest-sources-of-energy (дата обращения: 02.06.2023).*
11. *What was the death toll from Chernobyl and Fukushima? – URL: https://ourworldindata.org/what-was-the-death-toll-from-chernobyl-and-fukushima (дата обращения: 10.06.2023).*
12. *Why did renewables become so cheap so fast? – URL: https://ourworldindata.org/cheap-renewables-growth (дата обращения: 01.06.2023).*

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА №12(191) / 2023

УДК 338 DOI 10.46920/2409-5516_2023_12191_72 EDN: FHBMVC

Процесс формирования инвестиционной программы реконструкции систем тягового электроснабжения метрополитенов

The forming process of investment program for the subways traction power supply systems reconstruction

Андрей АЛЕХИН
Аспирант кафедры маркетинга и логистики, Высшая школа технологии и энергетики СПбГУПТД
E-mail: alex140212@mail.ru

Andrey ALEKHIN
Graduate student, Higher School of Technology and Energy, Saint-Petersburg State University of Industrial Technologies and Design
E-mail: alex140212@mail.ru

Елена ЦАРЕВА
Доцент кафедры логистики и управления цепями поставок, к. э. н., Санкт-Петербургский государственный экономический университет
E-mail: leyul@ya.ru

Elena TSAREVA
Candidate of Economics, Associated Professor, Saint-Petersburg State University of Economics
E-mail: leyul@ya.ru

МЦД

Источник: Tdima / depositphotos.com

Аннотация. В статье идентифицированы ключевые проблемы развития единой транспортной системы города Москвы, а также выявлены основные направления инвестиционных потоков на ближайшие три года. Автором обосновывается необходимость совершенствования процесса формирования и согласования инвестиционной программы реконструкции системы тягового электроснабжения метрополитена с целью решения поставленных среднесрочных задач системного развития транспортной системы, более того, определены основные участники процесса формирования и согласования инвестиционной программы, установлены их роли, разработана модель процесса в нотации EPC, подробно проанализированы ключевые этапы разработки и утверждения программы, структурированы проблемы процесса ее консолидации, разработан перечень мероприятий, способствующих интенсификации потоков рассматриваемого процесса и подразумевающих использование инструментария логистики.
Ключевые слова: модель разработки инвестиционной программы, метрополитен, система тягового электроснабжения, инвестиционная программа, инвестиционные потоки.

Abstract. The article identifies the key problems of the unified transport system development of Moscow, as well as identifies the main directions of investment flows for the next three years. The authors substantiates the need to improve the forming process and approving the investment program for the reconstruction of the subway traction power supply system in order to solve the medium-term tasks of the transport system development, moreover, the main participants in the forming process and approving the investment program are identified, their roles are established, a process model in EPC notation is developed, the development key stages and the program approval are analyzed in detail, structured process problems of its consolidation, a measures list has been developed, contributing to the flows intensification of the process under consideration and implying the use of logistics tools.
Keywords: investment program development model, subway, traction power supply system, investment program, investment flows.

Инвестиции на три будущих года в развитие и обновление единой транспортной системы Московской агломерации составят 533,8 млрд руб.

Введение

В условиях постоянно растущей нагрузки на пассажирский транспорт ГУП «Мосгортранс» и ГУП «Московский метрополитен», обусловленной ростом пассажиропотока, резко встаёт вопрос о потребности в новом строительстве и реконструкции стремительно устаревающих как морально, так и физически основных фондов.

Ключевые проблемы транспортно-логистической системы города Москвы обусловливаются следующими показателями:

– высокая плотность населения (107,3 чел./га) в Москве, которая существенно выше соответствующих показателей мегаполисов в мире;
– улично-дорожная сеть Москвы (3,38 км/км^2) характеризуется показателем плотности ниже в 2–4 раза по сравнению с другими крупными мегаполисами мира;

Тяговая подстанция, станция Шелепиха, Москва

Источник: Тарас Симанив / nashtransport.ru

– превышение в утренние часы пик пропускной способности всех видов городского транспорта в среднем составляет 22%;
– превышение фактической загрузки автодорог над проектной пропускной транспортной способностью – 42%;
– при меньшей протяженности линий пассажиропоток метрополитена выше в 1,5–2 раза, чем в крупнейших мегаполисах мира;
– средняя населенность вагонов электропоездов Московского метрополитена составляет 5,2 чел./м^2.

Инвестиции на три будущих года в развитие и обновление единой транспортной системы Московской агломерации (метрополитен, автомагистрали, железнодорожный (Московские центральные диаметры (МЦД), Аэроэкспресс и др.) и наземный транспорт (автобусы, трамваи, электробусы) составят 533,8 млрд руб. Данные средства позволят преодолеть значительное количество проблем транспортного комплекса города Москвы, в том числе логистических, а именно:

– недостаточная популярность общественного транспорта;
– необходимость снижения среднего времени поездки;
– низкий уровень безопасности на дорогах;
– низкие темпы развития единой транспортной платежной системы на агломерацию;
– необходимость создания цифровой платформы грузоперевозок для совершенствования процесса перевозок в городе;
– повышение экологических требований к транспорту.

При рассмотрении такого вида городского транспорта как метрополитен можно утверждать, что драйвером его развития является современная и надежная система тягового электроснабжения (СТЭ). Основными элементами СТЭ метрополитенов являются электрические подстанции (ЭП). На сегодняшний день износ оборудования на некоторых ЭП составляет до 85%, что приводит к учащению случаев нарушений в работе устройств электроснабжения метрополитена и систем от них зависящих (вентиляция, насосные станции и др.), что приводит к нарушениям безопасности движения и может угрожать жизни и здоровью пассажиров. Вместе с тем, развитие цифровых технологий и их повсеместное использование лишь усиливает необходимость модернизации СТЭ Московского метрополитена.

Для реконструкции СТЭ требуется привлечение значительных объемов денежных средств, для чего производится формирование инвестиционной программы метрополитена (ИП).

Составление ИП представляет собой сложный процесс, требующий рационализации с целью получения качественного результата с минимальными временными затратами, что востребует применения логистического инструментария, способствующего формированию интегрированной системы управления инвестиционными потоками. Для достижения данной цели, в первую очередь, необходимо проанализировать процесс формирования и согласования ИП, выделить ключевых участников, идентифицировать «узкие места» и определить комплекс мероприятий по их устранению («расшивке»).

Основная часть

В Московском метрополитене определен порядок планирования, формирования (корректировки), утверждения, мониторинга выполнения ИП с указанием этапов и сроков с закреплением ответственности за подразделениями, а также обеспечения соответствия ИП стратегическим целям и задачам предприятия.

На сегодняшний день износ оборудования на некоторых электрических подстанциях составляет до 85%, что приводит к учащению случаев нарушений в работе устройств электроснабжения метрополитена

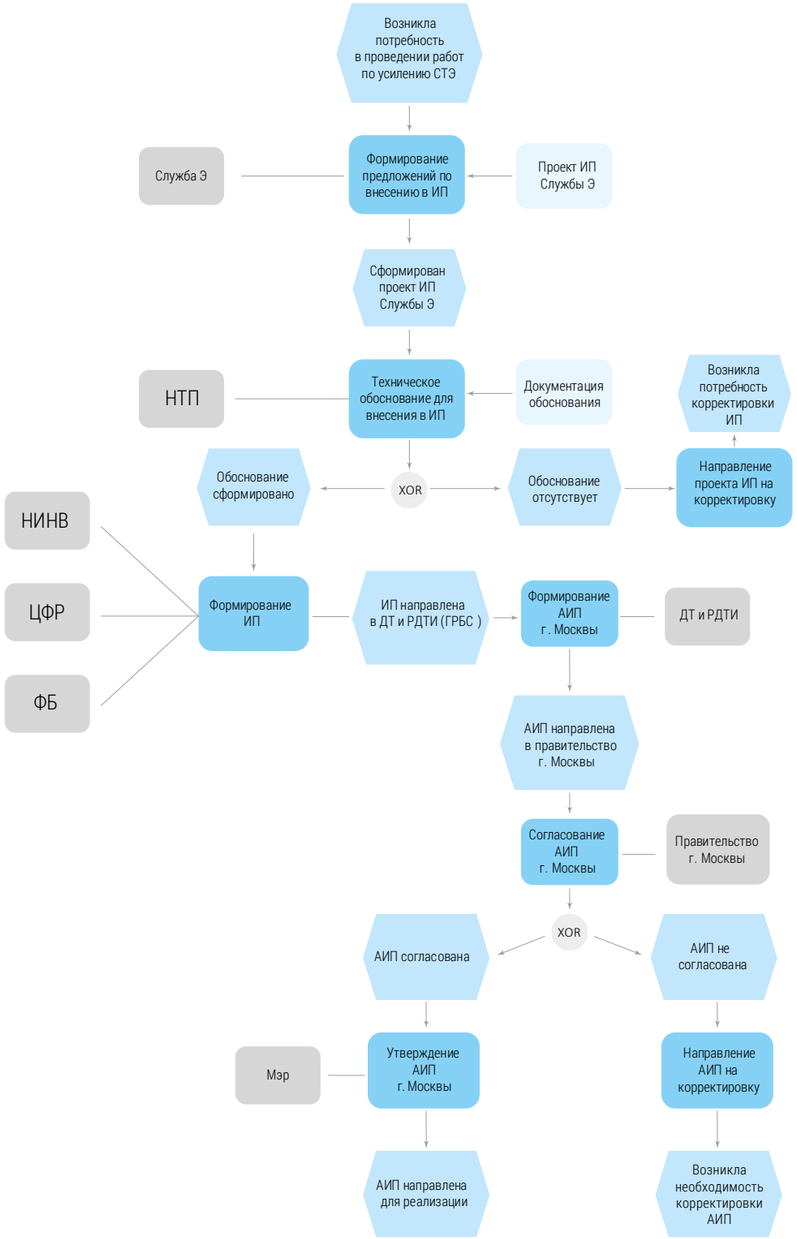
Единый бизнес-процесс по управлению инвестиционными проектами включает в себя ряд шагов, выделенных в соответствии с функциональной структурой и распределением ответственности между подразделениями метрополитена [1].

При рассмотрении метрополитена как логистической системы можно выделить определенное количество сквозных процессов, одним из которых является формирование ИП по усилению СТЭ ГУП «Московский метрополитен». Сформированная модель в нотации EPC представлена на рис. 1.

Заказчик, роль которого выполняют структурные подразделения метрополи-

Поезд в тоннеле метро, ГУП «Московский метрополитен»

Источник: saoirse2010 / depositphotos.com



ИП – инвестиционная программа;
АИП – адресная инвестиционная программа;
НИНВ – Служба инвестиционного развития;
ДТ и РДТИ – Департамент транспорта и развития дорожно-транспортной инфраструктуры города Москвы;
ЦФР – Единый центр финансово-экономических расчетов;
НТП – Служба технической политики;
ФБ – Финансово-экономическая служба;
Служба Э – Служба электроснабжения дирекции инфраструктуры;
СТЭ – Система тягового электроснабжения;
ГБРС – главный распорядитель бюджетных средств.

Рис. 1. Модель процесса формирования ИП метрополитена *Источники: [2], [3], [4]*

тена (службы, дирекции и др.), в чьих интересах планируются работы в рамках исполнения ИП, запускает процесс её формирования.

Следующим звеном рассматриваемой цепи является служба технической политики ГУП «Московский метрополитен» (НТП). Функционал данного звена заключается в техническом обосновании объективности внесения работ заказчиками в состав ИП.

После одобрения инвестиционным комитетом при подготовке НТП достаточной обосновывающей базы проект сформированной ИП передается на рассмотрение в службу инвестиционного развития (НИНВ). В кооперации с единым центром финансово-экономических расчетов (ЦФР) и финансово-экономической службой (ФБ) НИНВ формирует итоговый вариант ИП ГУП «Московский метрополитен».

Установленным порядком ИП метрополитена попутно с программами других городских предприятий, включая транспортный комплекс города Москвы, направляют в орган исполнительной власти (ОИВ) – Департамент транспорта и развития дорожно-транспортной инфраструктуры города Москвы (ДТ и РДТИ).

Отраслевым ОИВ города Москвы, ответственным за формирование и реализацию государственной политики в области транспорта и дорожно-транспортной инфраструктуры, является ДТ и РДТИ. Он также выполняет функцию главного распорядителя бюджетных средств (ГРБС), осуществляющего функции по распределению городских бюджетных ассигнований и лимитов бюджетных средств между подведомственными ему организациями и получателями бюджетных средств города Москвы.

ДТ и РДТИ обобщает информацию по полученным заявкам подведомственных организаций и формирует адресную инвестиционную программу (АИП). АИП выступает в роли инструмента, определяющего перечень объектов, которые будут возведены в Москве за счет средств городского бюджета. Такой подход позволяет четко определить аллокацию финансовых ресурсов городского бюджета для осуществления мероприятий, входящих в программы развития Москвы на предстоящий финансовый год и плановый период.

Процесс утверждения АИП метрополитена включает этапы, в ходе которых осуществляется согласование в правительстве города Москвы и окончательное утверждение мэром.

Основным приоритетом реализации ИП является создание благоприятных условий для жизни всех жителей Москвы, осуществляемое путем развития интегрированной транспортной системы в составе Московского транспортного узла и нацеленность на достижение стабильной, безопасной, привлекательной и удобной транспортной среды, обеспечивающей комфорт и удовлетворение потребностей всех слоев населения города Москвы.

В целях достижения заявленной цели, ИП ставит перед собой ряд приоритетных задач, включающих:

Электроподстанция ГУП «Московский метрополитен»
Источник: ru.pin-place.com

- улучшение качества предоставляемых транспортных услуг для жителей;
- обеспечение равной доступности услуг транспорта для всех категорий населения;
- поддержание безопасности транспортной системы на высоком уровне и сокращение отрицательного воздействия автотранспорта на окружающую среду;
- повышение эффективности транспортной логистики.

Мероприятия ИП, включенные ДТ и РДТИ в АИП, направлены на повышение эффективности деятельности транспортного комплекса и достижение следующих результатов:

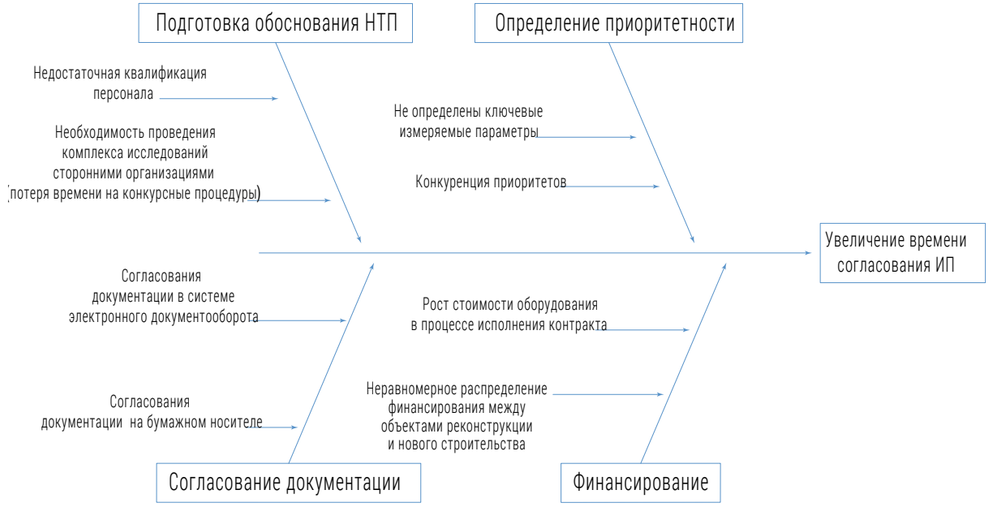


Рис. 2. Структуризация ключевых проблем консолидации ИП

Источники: [5], [7], [8], [9], [10]

– динамичное и перспективное развитие, сфокусированное на улучшении пропускной/провозной способности и повышении комфорта пассажиров во всех сферах городского общественного транспорта, включая метро, пригородные железные дороги, наземный транспорт и внутренние водные маршруты (водный трамвай);
– новое строительство, реконструкцию, реставрацию, приспособление в целях улучшения состояния дорожной инфраструктуры;
– развитие транспортной логистики;
– реализацию концепции мультимодальных пассажирских перевозок путём создания современных городских транспортных узлов для пересадки (ТПУ);
– создание современного единого парковочного пространства, оснащенного зарядными комплексами для электромобилей и средств индивидуальной мобильности;
– совершенствование организации дорожного движения и внедрение принципов интеллектуальной транспортной системы;
– формирование пешеходной и велосипедной инфраструктуры (развитие велопешеходной сети города).

Целями данного программного решения являются заключение государственных контрактов, договоров и соглашений с юридическими лицами в целях осуществления бюджетных инвестиций в Москве

Представленная программа является уникальным инструментом, обеспечивающим возможность размещения заказов на поставки товаров, выполнение работ и предоставление услуг в соответствии с действующим законодательством Российской Федерации. Основными целями данного программного решения являются заключение государственных контрактов, договоров и соглашений с юридическими лицами в целях осуществления бюджетных инвестиций в Москве. Предлагаемый инструмент обладает уникальными возможностями, облегчающими процесс взаимодействия и заключения сделок на рынке государственных заказов [5].

АИП в период с 2022 по 2025 гг. для города Москвы оценивается в общей сумме в 2 трлн 976 млрд руб.

Представленная модель процесса актуальна и для формирования ИП по реконструкции СТЭ, основной проблемой которого в свою очередь является существенная длительность и имеющие место сдвиги сроков ее реализации по причине расстановки приоритетности выполнения проектов в пользу смежных подразделений:

– сроки согласования ИП составляют до 200 календарных дней;
– длительность процесса от момента согласования до момента реализации достигает значения 300 календарных дней [4], [6].

Для идентификации и структуризации ключевых проблем консолидации ИП, обеспечивающие в дальнейшем возможность разработки мероприятий по совершенствованию рассматриваемого процесса с применением инструментария логистики, применена диаграмма Исикавы. Диаграмма для процесса формирования инвестиционной программы реконструкции СТЭ метрополитенов приведена на рис. 2.

Для решения выявленных проблем процесса консолидации ИП сформирован комплекс мероприятий, подразумевающий применение инструментария логистики, включающий в том числе:

– улучшение качества подготовки кадров НТП, обеспечение формирования компетенций в сфере инвестиционного планирования;
– совершенствование организации информационных потоков процесса формирования и утверждения ИП, системы электронного документооборота и платформенных решений;
– разработка методики определения приоритетности в реконструкции СТЭ;
– эффективное распределение инвестиционных потоков.

Заключение

Проанализированный сквозной процесс формирования инвестиционной программы Московского метрополитена нуждается в совершенствовании. В рамках дальнейшего исследования инвестиционной деятельности энергетического комплекса метрополитенов следует проанализировать систему управления материальными, информационными, финансовыми и кадровыми потоками СТЭ. Первостепенной задачей представляется реорганизация данной системы на основе применения логистического подхода.

Использованные источники

1. *Медведев Д. С. Формирование инвестиционных программ в условиях современной экономики // Инновационная наука. 2018. Т. 6. № 1. С. 71–78.*
2. *Власов И. С., Соколов А. В. Анализ и оценка эффективности инвестиционной программы реконструкции систем тягового электроснабжения метрополитена // Экономические науки. 2017. № 4. С. 138–145.*
3. *Долгосрочная программа развития по инвестиционному развитию на 2021–2025 гг. службы электроснабжения дирекции инфраструктуры*
4. *ГУП «Московский метрополитен», утв. от 04.03.2022 г. первым заместителем начальника ГУП «Московский метрополитен» – начальником дирекции инфраструктуры Д. А. Дощатовым.*
5. *Стандарт ГУП «Московский метрополитен». Система менеджмента качества СТО-СМК-09 «Управление инвестиционными программами», утв. распоряжением от 22.01.2020 г. № УД-19-2/20 начальника ГУП «Московский метрополитен» В. Н. Козловского.*
6. *Мищенко А. В. Оптимизационные модели управления инвестициями в логистике. – Москва: ИНФРА-М, 2022. – 388 с.*
7. *План развития по усилению систем электроснабжения подстанций службы электроснабжения дирекции инфраструктуры в период с 2023 по 2032 гг., утв. от 18.11.2022 г. начальником службы электроснабжения дирекции инфраструктуры ГУП «Московский метрополитен» А. В. Крючковым.*
8. *Петров В. И., Смирнов А. В. Оптимизация процесса формирования инвестиционной программы предприятия // Экономика и предпринимательство. 2017. Т. 11. № 1. С. 345–351.*
9. *Афанасьев В. М., Гуськов А. В. Процесс формирования инвестиционной программы реконструкции систем тягового электроснабжения метрополитенов // Инновации в технике и технологиях. 2017. Т. 5. № 1. С. 13–20.*
10. *Воробьев А. Г., Галушкина М. А. Системный подход к формированию инвестиционной программы реконструкции системы тягового электроснабжения метрополитена // Инновации в технике и технологиях. 2020. Т. 8. № 1. С. 119–126.*
11. *Шарипов А. К. Методы и модели формирования инвестиционной программы реконструкции систем тягового электроснабжения метрополитена // Транспортное строительство. 2018. № 1. С. 156–163.*

УДК 620.9:621.31 DOI 10.46920/2409-5516_2023_12191_80 EDN: CSXDCM

Оценка эффективности ветроэнергетики при проектировании с использованием алгоритмического моделирования

Evaluation of the efficiency of wind energy in the design of the plant using algorithmic modeling

Михаил МОКШИН
Аспирант НИЯУ МИФИ
E-mail: mokshin.my@mail.ru

Michael MOKSHIN
Graduate student NRNU MEPhI
E-mail: mokshin.my@mail.ru

Александр ПУТИЛОВ
Декан ФБИУКС НИЯУ МИФИ,
д. т. н., профессор
E-mail: avputilov@mephi.ru

Alexander PUTILOV
Deccan of the FBIISM, NRNU MEPhI,
Doctor of Technical Sciences, Professor
E-mail: avputilov@mephi.ru

Аннотация. Проведена оценка экономической эффективности использования мощности ветроэлектростанций (ВЭС) в зависимости от климатических условий в регионах при различных режимах эксплуатации с учетом их технических характеристик. Разработан «цифровой двойник» – 3D-модель ВЭС. Проведено спектральное исследование скорости движения воздушного потока ВЭС с использованием современного математического аппарата вейвлет-анализа. Предложены рекомендации относительно повышения экономического эффекта от использования ветроэнергетических установок (ВЭУ). Разработана модель информационного и алгоритмического обеспечения мониторинга экономических показателей ветроэнергетических комплексов.
Ключевые слова: ветровая энергетика, экономическая эффективность, вейвлет-анализ, система автоматического проектирования, мониторинг экономических показателей, эффективное управление, «цифровой двойник».

Abstract. An assessment of the economic efficiency, as well as the potential intensity of the use of wind power plants (wind farms), depending on the climatic conditions in the regions under different operating modes, taking into account their technical characteristics, has been carried out. A «digital twin» has been developed – a 3D model of the wind farm. A spectral study of the velocity of the wind turbine air flow using modern mathematical apparatus of wavelet analysis. Recommendations on increasing the economic effect of the use of wind power plants (wind turbines). A model of information and algorithmic support for monitoring economic indicators of wind power complexes has been developed.
Keywords: wind energy, economic efficiency, wavelet analysis, automatic design system, monitoring of economic indicators, effective management, digital twin.

Кузьминская ВЭС *Источник: «Новавинд»*

> **За первое полугодие 2023 г. ВЭС «Новавинда» (ветроэнергетический дивизион атомной отрасли), произвели 1,1 млрд КВт·ч электроэнергии**

Введение

В настоящее время проблема энергетической эффективности является одной из важнейших задач для развивающихся стран. Деятельность госкорпорации «Росатом» в области использования атомной и ветровой энергетики позволяет решить множество проблем, связанных с обеспечением надежности и стабильности энергии. Экономическая эффективность использования ветровой энергетики обусловлена сокращением экологических рисков и повышением энергетической безопасности [4, 6, 8]. Использование ветровой энергетики является экономически эффективным решением в отечественной атомной отрасли, обеспечивающим снижение уровня зависимости от импорта энергоносителей и уменьшения интенсивности негативного воздействия на окружающую среду [10].

На территории России планируется активное увеличение количества ветроэлектростанций (ВЭС) в ближайшие годы, благодаря разработанному механизму проведения конкурсов для выбора инвестиционных проектов по строительству генерирующих объектов, которые используют возобновляемые источники энергии. Это актуализирует вопросы оценки экономической эффективности ветроэнергетики посредством проектирования и алгоритмического моделирования.

Целью одного из основных российских отраслевых форсайт-проектов стала разра-

ботка методологии выбора важнейших направлений инновационного развития «зеленой экономики» и ее апробация на примере ветроэнергетического машиностроения, что подкрепляется принятыми нормативными актами Правительства РФ [1, 2].

Прогнозирование развития отечественной энергетики в рамках технологии форсайт-проектирования обусловлено возможностью применения принципов системного, комплексного, междисциплинарного и рискового подходов. Применение при этом цифровых технологий обеспечивает скорость и качество обработки больших данных и предоставление наиболее вероятного результата.

Кузьминская ВЭС
Источник: «Новавинд»

Величины экономических показателей российской промышленности во многом коррелируют с нелинейной динамикой энергетических трендов. В статье разработан эффективный комплексно-сопряженный подход прогнозирования таких трендов. Он основан на комплексной экономико-технологической модели, которая сопряжена с базой данных климатических изменений.

Авторами статьи предложена форсайт-методика, которая основывается на системном исследовании и анализе текущего состояния и потенциала ветровой энергетики РФ, выполнена статистическая обработка данных по производству ветровых установок, метеорологических и экономических показателей.

Форсайт-исследования были проведены в отношении классических карт потребления ветровой энергии и ее потенциала. Объектами картирования служат пространственные и временные аспекты спроса и предложения, а также определяющие их факторы.

Потенциальные участники российского рынка ветровой генерации

В настоящее время движущим фактором развития российского рынка ветровой генерации выступает госкорпорация «Росатом». Ее дочернее предприятие АО «Новавинд» объединяет все активы ветроэнергетики корпорации, а также проводит экспертизу в передовых сегментах и технологических платформах в сфере электроэнергетики. За первое полугодие 2023 г. ВЭС, принадлежащие «Новавинду» (ветроэнергетический дивизион атомной отрасли), произвели 1,1 млрд КВт·ч электроэнергии. В 2023 г. показатель выработки энергии увеличился на 110 млн КВт·ч, по сравнению с первым полугодием 2022 г., когда выработка составила более 987 млн КВт·ч [3].

Работа всех ВЭС (рис. 1) в течение полугода позволила снизить выбросы парниковых газов в атмосферу на более чем 380 тыс. т эквивалента углекислого газа. С начала работы первой ветроэлектростанции 1 марта 2020 г. и до конца второго квартала 2023 г. общий объем производства электроэнергии ВЭС составил около 4,5 млрд КВт·ч. При этом введение в эксплуатацию в 2023 г. ВЭС «Берестовская» и «Кузьминская» увеличило темп роста накопленного объема производства на 25%. Данные показатели учитывают работу восьми введенных в эксплуатацию ВЭС общей мощностью 880 МВт в Республике Адыгея, Ставропольском крае и Ростовской области.

В октябре 2023 г. АО «Новавинд» и российско-кыргызский Фонд развития подписали соглашение о проработке и реализации инвестиционного проекта по строительству ВЭС на территории Иссык-Кульской области Кыргызской Республики. Установленная мощность планируемой станции составит 100 МВт.

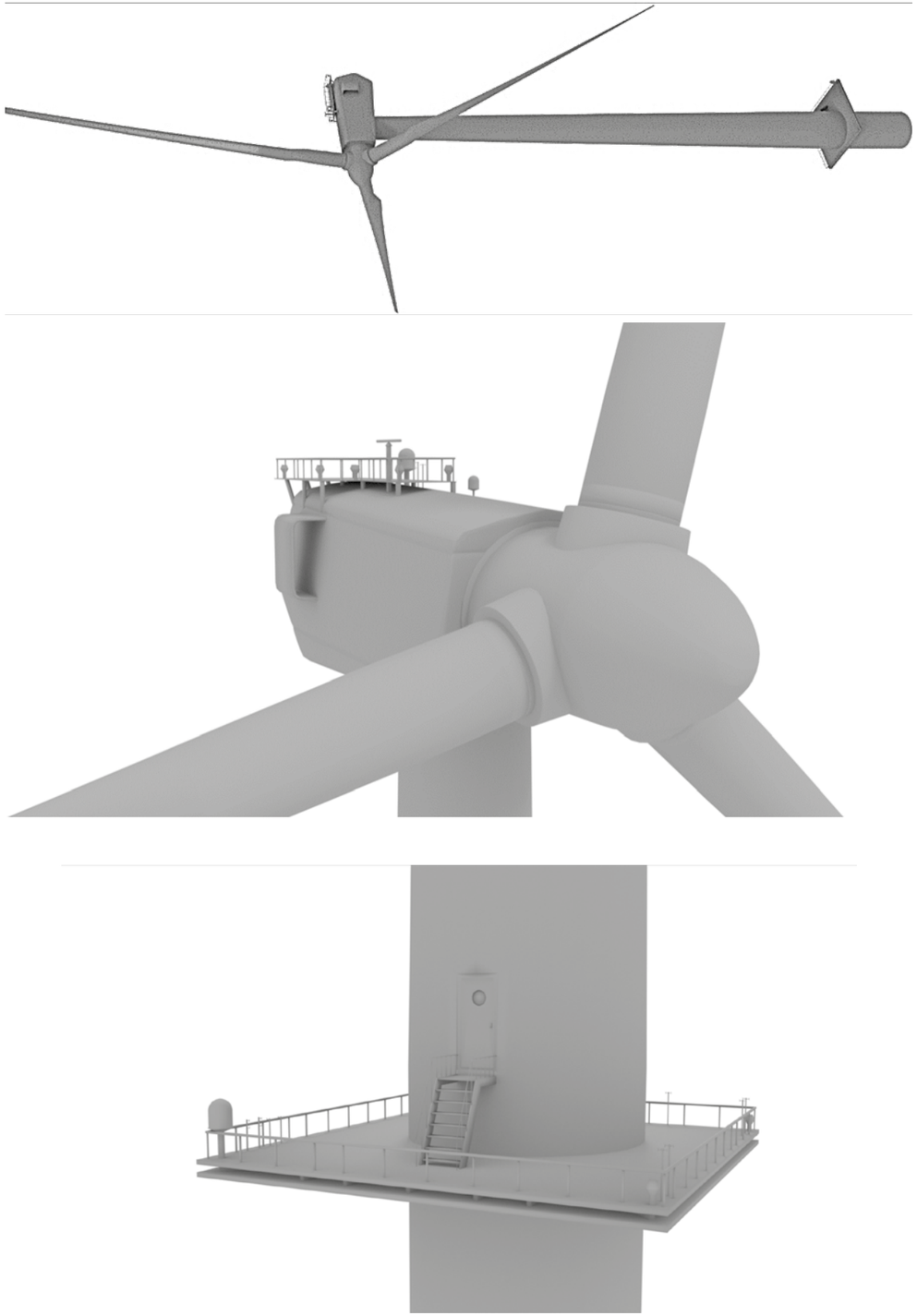


Рис. 1. Элементы «цифрового двойника»: 3D-модель ВЭС

Кармалиновская ВЭС

Источник: «Новавинд»

Проектирование ВЭС с испльзованием САПР

Как показывает практика, системы автоматизированного проектирования (САПР) являются неотъемлемой частью процесса проектирования и производства, в том числе и ВЭС. САПР позволяют создавать сложные и высокоточные изделия, снижать время и стоимость проектирования и изготовления, а также увеличивать производительность труда и качество продукции [13].

САПР позволяют быстро создавать и модифицировать проекты, используя компьютерную модель ВЭС, что существенно сокращает время, необходимое на проектирование, и уменьшает вероятность ошибок, связанных с ручным вводом данных. Более эффективное проектирование с применением архитектуры параллельных вычислений позволяет инженерам АО «Новавинд» быстрее выпускать новые ВЭС, а также ускоряет процесс обновления и модернизации существующих. Использование САПР позволяет сократить затраты на производство, благодаря оптимизации процесса проектирования, что особенно важно для создания ВЭС, где затраты на производство достаточно высоки.

«Цифровые двойники» производственных объектов ВЭС являются важным инструментом для эффективного управления на различных режимах эксплуатации.

Оценка интенсивности использования мощности ВЭС и экономической эффективности ветрогенерации в зависимости от климатических условий в регионах

Оценка интенсивности использования мощности ВЭС различных типов проведена путем анализа следующих показателей:

1) коэффициента использования установленной мощности;
2) структурного коэффициента использования мощности.

Расчет значения индикатора интенсивности использования мощности (КИУМ) ВЭС является долей от возможного выпуска электроэнергии:

$$\text{КИУМ}_i = Э_i / 8760 N_{yi} \qquad (1)$$

В выражении (1): $Э_i$ – годовая фактическая выработка электростанции i-го типа, млн КВт·ч; N_{yi} – установленная мощность электростанции i-го типа, ГВт.

Структурный коэффициент использования мощности по типам электростанций определим в соответствии с формулой:

$$\text{КС}_{Ti} = \Delta Э_i / \Delta N_{yi} \qquad (2)$$

В выражении (2): $\Delta Э_i$ – доля электростанции i-го типа в структуре выработки электроэнергии, %; ΔN_{yi} – доля электростанции i-го типа в структуре установленной мощности.

Мощность воздушного потока ВЭС представлена закономерностью:

$$P = \eta \pi \rho V^3 D^2 / 8 \qquad (3)$$

В формуле (3) введены следующие обозначения: ρ – плотность потока воздушных масс; η – коэффициент эффективности ветровой турбины; V – скорость воздушного потока, D – диаметр рабочего колеса турбины ВЭС. Следует отметить, что роза ветров воздушного потока глобальным образом зависит от климатических условий и регионов при эксплуатации ВЭС.

Форсайт-исследования были проведены для классических карт потребления ветровой энергии. Объектами картирования служат пространственные и временные аспекты спроса и предложения

Спектральный состав скоростей ветра (м/с) реальных воздушных потоков на территории Ростовской и Иссык-Кульской областей выполнен с помощью вейвлет-анализа [9, 10]. Вейвлет – коэффициенты разложения поля скоростей воздушного потока по базисным функциям определены интегральной свёрткой:

$$W(a,b) = \frac{1}{a^k} \int_{-\infty}^{+\infty} V(t) \psi \left(\frac{t-b}{a} \right) dt \qquad (4)$$

В интегральной свёртке (4): $a, b, k, t, \psi, V(t)$ – масштаб, сдвиг, степень масштаба, время, материнский вейвлет, флуктуации поля скорости воздушного потока, соответственно.

ВЭС на Камчатке

Источник: aeroug.com

Направление		Частота
↓	Северный	1,2%
↙	Северо-восточный	2,4%
←	Восточный	46,6%
↖	Юго-восточный	15,8%
↑	Южный	14,6%
↗	Юго-западный	7,7%
→	Западный	6,5%
↘	Северо-западный	5,3%

Таблица 1. Роза ветров в Ростовской области в декабре 2022 г.

Направление		Частота
↓	Северный	11,6%
↙	Северо-восточный	21,8%
←	Восточный	17,8%
↖	Юго-восточный	10,2%
↑	Южный	8%
↗	Юго-западный	14,2%
→	Западный	11,6%
↘	Северо-западный	4,9%

Таблица 2. Роза ветров в Иссык-Кульской области в декабре 2022 г.

Розы ветров для Ростовской и Иссык-Кульской областей за период 2022 г. приведены в таблицах 1 и 2, вейвлет-спектры поля скорости воздушных потоков – на рис. 2(а) и рис. 2(б), соответственно.

Экономический эффект от использования ветроэнергетических установок (ВЭУ) в энергодефицитных регионах определим формулой:

$$Э_{эф} = nQT_{СЛ}(T_{СЛ} - T_{ОК})(EC_T - И_{ЭКС})(C_П - C_T) \quad (5)$$

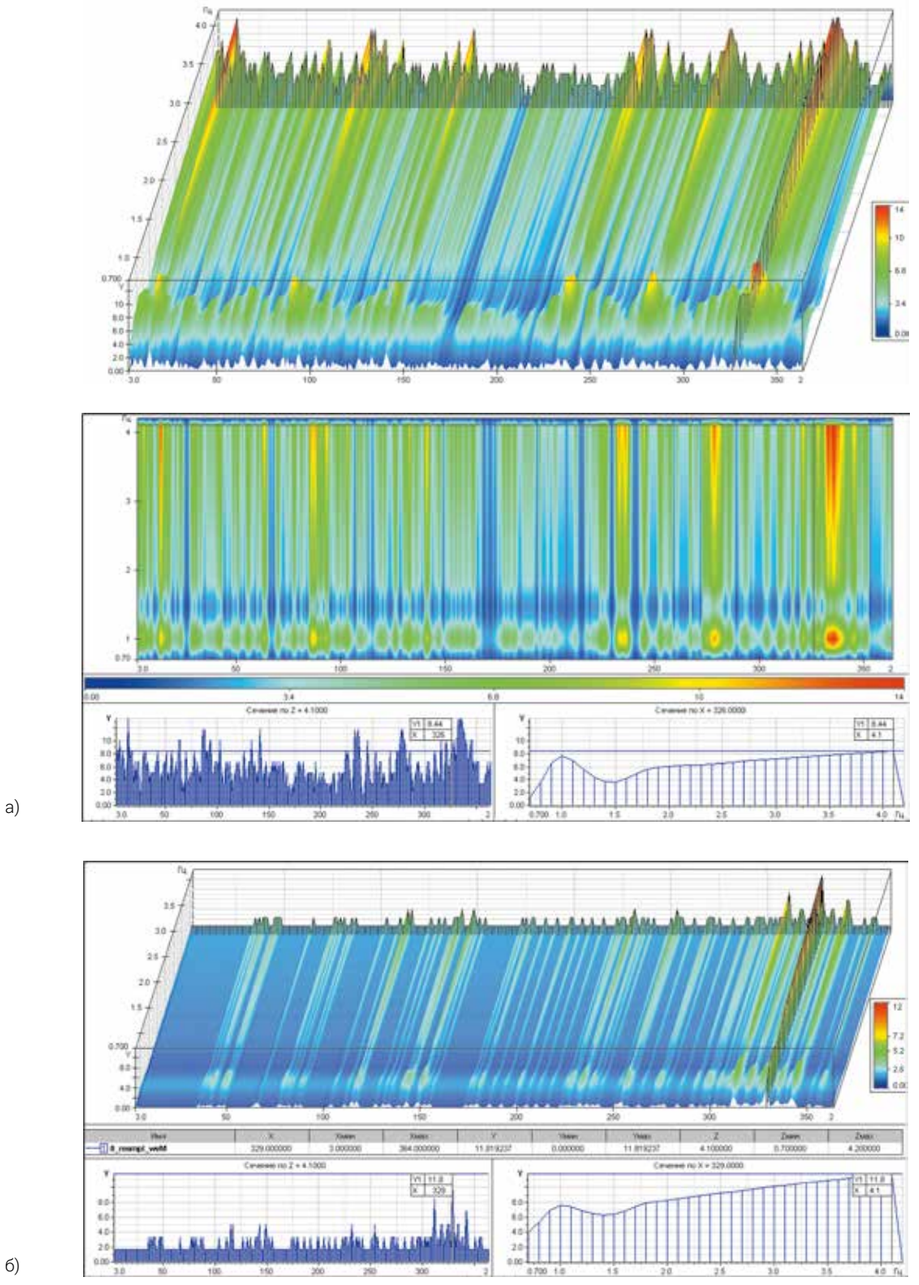
В формуле (5): n – число ВЭУ в составе ВЭС; Q – годовой дефицит электроэнергии в регионе, КВт·ч/год; C_T – удельная стоимость производства электроэнергии от топливных источников энергии (региональный тариф), руб/КВт·ч; E – электроэнергия, вырабатываемая ВЭУ в год, КВт·ч/год; $И_{ЭКС}$ – издержки эксплуатации, руб.

Результаты численных расчетов представлены в сводной таблице 3. На основании формул (1) – (3) и (5), а также результатов спектральной обработки мониторинга поля скорости воздушных потоков для рассмотренных регионов авторами статьи предложены следующие рекомендации:

– в целях достижения максимальной прибыли оптимизировать интенсивности использования мощности ВЭС АО «Новавинд» в зимний период, когда скорость воздушных потоков максимальна, ввести в экс-

Таблица 3. Сводная таблица результатов численного анализа прироста экономической эффективности ветрогенерации

Мощность ВЭС, МВт	Климатический фактор	Прирост экономической эффективности, %
Иссык-Кульская область		
100	Осенний период	21,6%
	Зимний период	29,1%
	Весенний период	23,7%
	Летний период	19,8%
Ростовская область, Марченковская ВЭС		
120	Осенний период	25,8%
	Зимний период	34,7%
	Весенний период	27,9%
	Летний период	17,3%



а)

б)

Рис. 2. Вейвлет-спектр поля скорости воздушных потоков за 2022 г.:
а) Ростовская область; б) Иссык-Кульская область

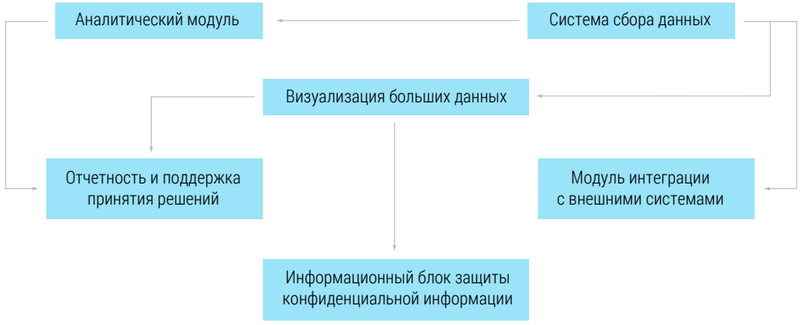


Рис. 3. Модель информационного и алгоритмического обеспечения мониторинга экономических показателей АО «Новавинд»

плуатацию парк ВЭУ на территории Ростовской области с максимальным диаметром рабочего колеса турбины, увеличивая их энергопотенциал, но с учетом характерной теплофикационной электрической мощности, вырабатываемой турбоагрегатами ТЭЦ;

— на территории Иссык-Кульской области необходимо ввести в эксплуатацию ВЭС, которые позволяют развивать номинальную мощность при относительно невысоких скоростях воздушных потоков.

Модель информационного и алгоритмического обеспечения мониторинга экономических показателей ветрогенерации

В 2021 г. в АО «Атомэнергопромсбыт» введен в эксплуатацию измерительно-вычислительный комплекс с единым сервером баз данных верхнего уровня – ЦСОД АИИС КУЭ АО «Атомэнергопромсбыт», что позволяет ее потребителям перейти на централизованную унифицированную схему автоматического сбора, обработки, хранения, передачи и отображения в удобном для анализа виде данных коммерческого и технического учета электрической энергии, а также обеспечивает техническую возможность развития и реализации проектов, направленных на снижение стоимости электрической энергии и мощности.

Описанный выше измерительно-вычислительный комплекс с единым сервером баз данных обладает удобным интерфейсом и доступным отображением показателей, но имеет также ряд недостатков, в частности, не рассмотрены вычислительные алгоритмы постпроцессорной обработки больших данных, предоставление облачных ресурсов и шифрование данных в них с автоматизированным вычислением хэш-кодов для проверки целостности и подмены данных. Авторами статьи предложена структура универсальной комплексной модели (рис. 3) информационного и алгоритмического обеспечения мониторинга ключевых экономических показателей АО «Новавинд».

Структурная детализация модулей в составе разработанной модели представлена ниже. Модуль системы сбора данных включает средства для сбора и хранения данных о различных экономических показателях, таких как финансовые и технические показатели, объемы производства, доли рынка с предоставлением облачных ресурсов.

С начала работы первой ветроэлектростанции 1 марта 2020 г. и до конца второго квартала 2023 г. общий объем производства электроэнергии ветровыми электростанциями составил 4,5 млрд КВт·ч

Аналитический модуль содержит вычислительные алгоритмы и методы статистической постпроцессорной обработки больших данных. Модуль включает временной анализ, прогнозирование экономических показателей, выявление трендов, корреляционный и регрессионный анализы зависимостей между различными экономическими показателями.

Модуль визуализации данных содержит прозрачный интерфейс визуализации больших данных, он позволяет представить собранные и проанализированные данные в понятном и наглядном виде. Для повышения производительности систем обработки данных предлагается совместное использование GPU/CPU процессоров.

Предлагаемая модель предоставляет возможность создания отчетов, на основе собранных данных и их анализа. Отчеты могут быть использованы для внутреннего анализа и принятия оптимальных решений (в том числе с применением искусственного интеллекта), а также для отчетности перед заинтересованными сторонами, такими как акционеры, инвесторы.

Модуль интеграции с внешними системами сопряжен с другими информационными системами, используемыми в организации, такими как система учета, система управления производством или система управления рисками, что позволит инженерам в атомной отрасли автоматизировать сбор данных и обеспечить более эффективное использование информационных ресурсов.

Модуль информационной безопасности обеспечивает защиту конфиденциальной информации собранных данных. Авторы статьи предлагают использовать аппаратно-программный комплекс шифрования (АПКШ) «Континент», авторизацию и многофакторную аутентификацию пользователей, резервное копирование данных.

В рамках корпоративной платформы управления данными авторами предла-

ВЭС Тикси

Источник: «Русгидро»

Эффективное проектирование с применением архитектуры параллельных вычислений позволяет инженерам быстрее выпускать новые ВЭС, а также ускоряет процесс модернизации существующих станций

гается эффективно использовать описанную выше модель совместно с комплексом инструментов DG/DM («Data Governance»/ «Data Management»), обеспечивающих:

- прозрачность данных за счет создания единого источника информации и правил управления данными, быстрого поиска по базам данных;
- единое понимание данных (терминологии, взаимосвязей между бизнес-терминами, экономическими показателями и источниками данных, методологии экономических и технических расчетов);
- быстрый доступ к данным и «data-сервисам» за счет реализации единой точки доступа к глоссарию, каталогу данных, аналитической отчетности, порталу самообслуживания;
- цифровое представление бизнес-процессов за счет внедрения моделей данных.

Использование современных информационных технологий позволит перейти к формированию механизмов управления устойчивым развитием экономики промышленных отраслей и комплексов, в том числе и с использованием ветрогенерации.

Заключение

Эффективное развитие рынка ветровой энергетики зависит от применения современных систем прогнозирования экономической эффективности и моделирования потенциального использования мощности ВЭС в зависимости от климатических условий в регионах эксплуатации, а также работе с базами данных коммерческого и технического учета электроэнергии. Внедрение цифровых технологий в ветровую энергетику, развиваемую в атомной отрасли, позволяет повышать эффективность управления, оптимизировать процессы планирования и производства электроэнергии в различных регионах с учетом местных особенностей.

Аналитика данных, оптимальное управление производства и распределения энергии, автоматизация управленческих процессов на базе цифровых платформ для взаимодействия с потребителями играют ключевую роль в развитии сектора ветровой энергетики и его влияния на цифровую региональную экономику. Использование цифровых инноваций является важным фактором для обеспечения устойчивого развития энергетической отрасли, обеспечения энергетической безопасности и продвижения технологий на экспорт.

Кочубеевская ВЭС

Источник: «Новавинд»

Использованные источники

1. *Распоряжение Правительства РФ от 04.10.2012 г. №1839-р (ред. от 28.07.2015 г.) «Об утверждении комплекса мер стимулирования производства электрической энергии генерирующими объектами, функционирующими на основе использования возобновляемых источников энергии» // Собрание законодательства РФ. 08.10.2012 г. №41. ст. 5671.*
2. *Распоряжение Правительства РФ от 28.07.2015 г. №1472-р «О внесении изменений в акты Правительства Российской Федерации» // Собрание законодательства РФ. 03.08.2015 г. №31. ст. 4741.*
3. *АО «Новавинд». Наши проекты. [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://novawind.ru/production/our-projects/*
4. *Двас Г.В., Цыплакова Е.Г., Никифоров Р.Р. Ветроэнергетика как фактор устойчивости региональных экономических систем // Общество: политика, экономика, право. 2023. №6 (119). С. 87–93.*
5. *Карамов Д.Н. Математическое моделирование автономной системы электроснабжения, использующей возобновляемые источники энергии // Вестн. ИрГТУ. 2015. №9. С. 133–140.*
6. *Лапшин Ю. Перспективы развития безбашенной ветроэнергетики // Norwegian Journal of Development of the International Science. 2022. №95. С. 78–82.*
7. *Международный опыт развития инфраструктуры инновационной деятельности // Материалы I Международного форума «От науки к бизнесу». Санкт-Петербург, 17-19 мая 2007 г. 2008. – 314 с.*
8. *Молчанова Л.А., Молчанов К.К. Особенности проектов альтернативной энергетики и специфика управления ими // Инновационная экономика: информация, аналитика, прогнозы. 2023. №1. С. 62–69.*
9. *Современные технологии в мировом научном пространстве: методы, модели, прогнозы: коллективная монография / Божко Л.М. и др.; под общей ред. А. Б. Черемисина // Петрозаводск: МЦДП «Новая наука», 2020. – 273 с.*
10. *Суслов К.В., Уколова Ев. В., Уколова Ек. В. Экономика и возобновляемые источники энергии. Проблемы освоения минеральной базы Восточной Сибири // Сборник научных трудов. Вып. 15. Иркутск. 2015. – С. 94–98.*
11. *Темербаев С.А., Довгун В.П., Шевченко Е.С. Улучшение качества электроэнергии в автономных системах электроснабжения, использующих возобновляемые источники энергии // Power quality improvement in off-grid renewable energy systems. Журнал Сиб. федер. ун-та. техн. и технол. 2014. №7. С. 821–831.*
12. *Турдалиев И.А. Энергоэффективность и энергосбережение при использовании альтернативных источников энергии // Вестник науки и образования. 2023. №3 (134). С. 30–34.*
13. *Федоренко В.Ф., Тихонравов В.С., Мишуров Н.П. Возобновляемые источники энергии: тенденции и перспективы развития: научный аналитический обзор // М.: Росинформагротех. 2015. – 128 с.*
14. *Шисяо У, Шеина С.Г. Исследование установки вертикально-осевых турбин на верхних этажах высотных зданий // Современные тенденции в строительстве, градостроительстве и планировке территорий. 2023. №2. С. 19–28.*
15. *Путилов А.В., Червяков В.Н., Матицин И.Н. Цифровые технологии прогнозирования и планирования развития атомной энергетики // Энергетическая политика. 2018. № 5. С. 87–98.*
16. *Абрамов В.А., Путилов А.В., Шамаева Е.Ф. Формирование механизмов управления устойчивым развитием экономики промышленных отраслей и комплексов // Энергетическая политика. 2023. № 2. С. 40–53.*

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА №12(191) / 2023

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

ГАЗПРОМ НЕФТЬ | СТРЕМИМСЯ К БОЛЬШЕМУ!

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО ЗАРУБЕЖНЕФТЬ

ЛУКОЙЛ

БЛАГОТВОРИТЕЛЬНЫЙ ФОНД TATNEFT

РОССЕТИ

ISSN 2409-5516

Источник фото на обложке:
kruwt / depositphotos.com