ISSN 2409-5516

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА

ОБЩЕСТВЕННО-ДЕЛОВОЙ
НАУЧНЫЙ ЖУРНАЛ

№12(203), декабрь 2024

РГАСНТИ 44.09.29

Тема номера

МЕЖДУНАРОДНАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА РОССИИ В НОВЫХ ГЕОПОЛИТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

Реклама 12+

РОССЕТИ

Инфраструктурная основа экономики страны

ROSSETI_OFFICIAL

Подписывайтесь через приложение Telegram или QR-код

ROSSETI.RU

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

Реклама 12+

Содержание

Слово редакторов

5 **В. Бушуев, А. Горшкова.** Суровый год

Мир

6 **А. Конопляник.** Новое измерение внешней энергетической политики России

20 **А. Громов.** Новые перспективы российско-иранского газового сотрудничества: газовый хаб и проект «Каспийский поток»

Атом

34 **А. Догуаб.** Атомный взлет

Нефть

42 **Ю. Кайнов, А. Коротков.** Влияние климатических изменений на условия эксплуатации магистральных нефтепроводов

Энергетика

56 **А. Шигина, А. Хоршев, Ф. Веселов.** Оценка экологического воздействия жизненного цикла электростанций при разработке сценариев низкоуглеродной трансформации электроэнергетики России

74 **Е. Виноградова.** Компания «Россети» ввела в строй основные энергообъекты Восточного полигона

Contents

Editor's column

5 **V. Bushuev, A. Gorshkova.** A harsh year

World

6 **A. Konoplyanik.** New Dimension of Russian External Energy Policy

20 **A. Gromov.** New prospects for Russian-Iranian gas cooperation: the Gas hub and the «Caspian Stream» project

Atom

34 **A. Doguab.** Atomic Takeoff

Oil

42 **Yu. Kainov, A. Korotkov.** Impact of climate change on operating conditions of main oil pipeline

Energy

56 **A. Shigina, A. Khorshev, F. Veselov.** Life Cycle Assessment of power plants for the development of scenarios for low-carbon transformation of the Russian electric power industry

74 **E. Vinogradova.** Company «Rosseti» commissioned the main power facilities The Eastern polygon

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
М. Ч. Залиханов – акад. РАН, д. г. н., проф., зав. ЦГиЧС КБГУ
В. М. Капустин – д. т. н., проф., зав. кафедрой РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина
В. А. Крюков – акад. РАН, д. э. н., директор ИЭОПП СО РАН
А. И. Кулапин – д. х. н., ген. директор ФГБУ «РЭА» Минэнерго России
В. Г. Мартынов – к. г.- м. н., д. э. н., проф., ректор РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина
А. М. Мастепанов – акад. РАЕН, д. э. н., г. н. с. АЦЭПБ ИПНГ РАН
Н. Л. Новиков – д. т. н., проф., зам. науч. рук. АО «НТЦ ФСК ЕЭС»
В. И. Рачков – член-корр. РАН, д. т. н., проф.
П. Ю. Сорокин – первый зам. министра энергетики РФ
Д.А. Соловьев – к.ф.-м. н., научный сотрудник Института океанологии РАН
В. А. Стенников – акад. РАН, д. т. н., проф., директор ИСЭ им. Мелентьева СО РАН
Е. А. Телегина – член-корр. РАН, д. э. н., проф., декан фак-та РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина
С. П. Филиппов – акад. РАН, д. т. н., директор ИНЭИ РАН
А. Б. Яновский – д. э. н., к. т. н.

Главный редактор
Анна Горшкова

Научный редактор
Виталий Бушуев

Зам. главного редактора по продвижению
Виолетта Локтева

Корректор
Роман Павловский

Фотограф
Иван Федоренко

Дизайн и верстка
Роман Павловский

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

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

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

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

При перепечатке ссылка на издание обязательна

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

Редакция не несет ответственности за содержание рекламных материалов

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

Тираж 1000 экземпляров

Периодичность выхода 12 раз в год

Цена свободная

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

Подписано в печать: 25.12.2024

16+

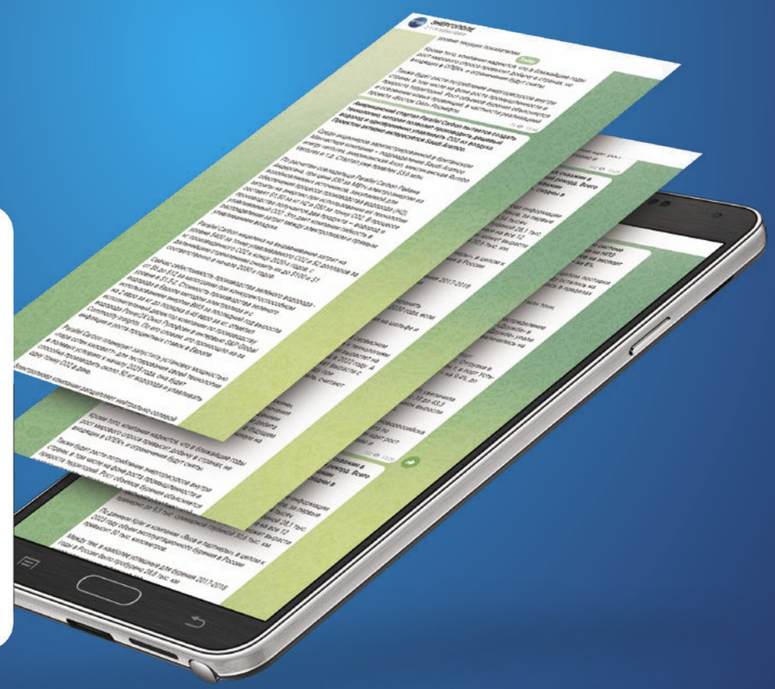
ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА

ОБЩЕСТВЕННО-ДЕЛОВОЙ НАУЧНЫЙ ЖУРНАЛ

ISSN 2409-5516

РГАСНТИ 44.09.29

БОЛЬШЕ ИНТЕРЕСНЫХ НОВОСТЕЙ И АНАЛИТИКИ В НАШЕМ ТЕЛЕГРАМ-КАНАЛЕ



@ENERGOPOLEE

Журнал зарегистрирован в Федеральной службе по надзору в сфере связи, информационных технологий и массовых коммуникаций. Свидетельство о регистрации средства массовой информации ПИ № 77–75080 от 07.03.2019. Журнал «Энергетическая политика» входит в Перечень рецензируемых научных изданий ВАК

16+

РЕКЛАМА

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

Анна ГОРШКОВА
Главный редактор журнала
«Энергетическая политика»

Суровый год

Каждый уходящий год в России по традиции становится «тяжелым», и 2024 г. исключением, к сожалению, не стал. Угольная отрасль в России столкнулась с настоящим кризисом. Если мировой спрос на уголь в 2024 г. вырос на 1%, до рекордных 8,8 млрд т, то в России добыча угля упала на 1%, до 433 млн т, а экспорт – на 6%, до 199 млн т. По расчетам Минэнерго, прибыль угольной отрасли до налогов может снизиться в 15–17 раз. Газовая отрасль столкнулась с серьезными проблемами на мировых рынках. По прогнозам Минэнерго, добыча газа может вырасти на 10%, до 700 млрд м^3 за счет внутреннего рынка. На внешних рынках, ситуация более туманная. Если экспорт газа по «Силе Сибири» в Китай к концу года вышел на проектный уровень в 109 млн м^3 в сутки, то Европа планомерно отказывается от российского сетевого газа. В ноябре австрийская OMV расторгла контракт с «Газпромом», а 31 декабря закончит действовать договор на транзит российского газа в ЕС через Украину. Электроэнергетика в России страдала от нерешаемых годами внутренних проблем: дефицита генерации и изношенного сетевого комплекса на фоне быстрорастущего энергопотребления, которое по итогам года может вырасти на 3,3%, до 1,16 трлн кВт·ч. Это породило энергокризисы в Приморском крае и на юге России. Проблемы были отражены в Генсхеме развития отрасли до 2042 г., согласно которой общий объём вводов генерации достигнет 88,1 ГВт в основном за счет новых АЭС и ВИЭ. Красной нитью через весь год прошла история с майнингом, который весной был разрешен, а в начале зимы – снова запрещен в 10 регионах РФ. Нефтяная отрасль в этом году работала, пожалуй, наиболее сглаженно. Цены на нефть держались в коридоре 70–80 долл. за барр., а уровень добычи России в 8,98 млн б/с определялся сделкой ОПЕК+. Сохранение этой сделки, несмотря на все противоречия, можно смело назвать итогом года.

УДК 620.9 DOI 10.46920/2409-5516_2024_12203_6 EDN: GWJXPW

Новое измерение внешней энергетической политики России

New Dimension of Russian External Energy Policy

Андрей КОНОПЛЯНИК
Профессор, д. э. н., член научного совета РАН по системным исследованиям в энергетике
E-mail: andrey@konoplyanik.ru

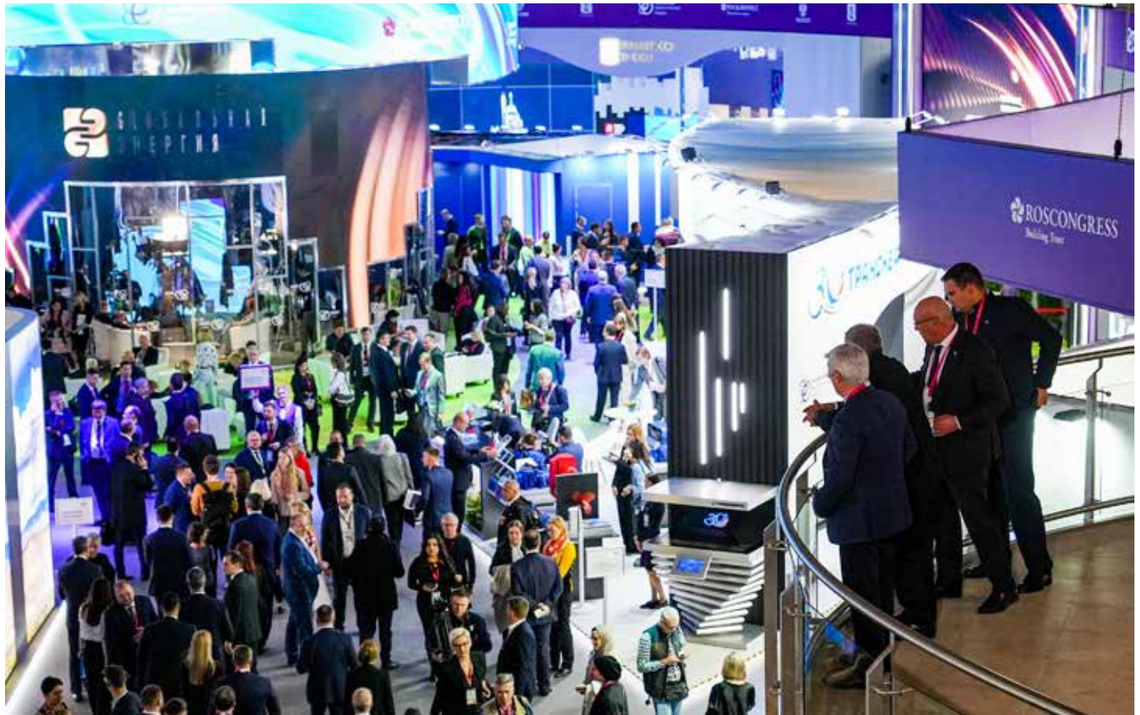
Andrey KONOPLYANIK
Professor, Dr. of Science, Member of Scientific Council on System Research in Energy, Russian Academy of Sciences
E-mail: andrey@konoplyanik.ru

Аннотация. В статье предлагается концепция перехода от традиционного экспорта энергоресурсов к энерготехнологическому сотрудничеству преимущественно с новыми партнерами из числа дружественных стран. Автор обосновывает построение трехъярусной пирамиды энерготехнологического сотрудничества России с государствами Глобального Юга (зарубежная Азия, Африка, Латинская Америка), которое предлагает реализовать в рамках БРИКС, нацелив его на актуальную для всех этих регионов борьбу с энергетической бедностью. Предлагается поэтапная реализация этой концепции, начиная с пилотных российских регионов.
Ключевые слова: Россия, Глобальный Юг, энерготехнологическое сотрудничество, малотоннажный СПГ, АЭС, ВИЭ, легкие беспилотные летательные аппараты, технологический суверенитет, технологическое лидерство.

Abstract. This article proposes the concept of transition from traditional export of energy resources towards energy-technological cooperation first and most with new partners from the “friendly” states. The author substantiates development for Russia of three-level-pyramid of energy-technological cooperation with the states of the Global South (foreign Asia, Africa, Latin America) which he proposes to materialize through BRICS framework and to aim it on the fight with energy poverty – the common threat for all countries involved. The step-by-step implementation of this concept is proposed to be started with pilot Russian regions.
Keywords: Russia, Global South, energy-technological cooperation, small-scale LNG, nuclear power stations, renewables, modular power-plants; unmanned light flying vehicle, energy-technological modules, technological sovereignty, technological leadership.

Российская энергетическая неделя (РЭН)

Источник: Сергей Отрошко / Росконгресс



> **Инновационные проекты никогда не финансируются из собственной прибыли. Существуют фундаментальные правила и практика финансирования**

Конец сентября запомнился двумя событиями, имеющими непосредственное отношение к российской энергетике в ее внешнеэкономическом и внутреннем экономическом измерении. 25 сентября состоялось заседание президиума Госсовета по вопросу развития экспорта [1], а с 25 по 28 сентября прошла очередная Российская энергетическая неделя (РЭН), главной темой которой стало «Энергетическое сотрудничество в многополярном мире» [2].

Выступая на заседании президиума Госсовета, Президент РФ Владимир Путин отметил, что «главная цель в том, чтобы экспорт, конкуренция российских компаний на мировых рынках служили катализатором обновления нашей промышленности, … многих других отраслей, стимулировали рост эффективности отечественных предприятий, позволяли создавать современные, хорошо оплачиваемые рабочие места – именно у нас, в России. В этом конечная цель» [1]. Это означает проведение работы на повышение конкурентоспособности российских предприятий и производств на международных рынках двух типов: на рынках товаров и услуг (где мы должны уметь эффективно реализовать не только традиционную, но и новую энергетическую продукцию и необходимое для него оборудование) и на рынках капитала (для получения заемного/проектного финансирования инвестиционных проектов в энергетике).

То есть фактически речь идет о необходимости передела энергетических рынков, только не в результате картельных сговоров, а в результате опережающего повышения многовекторной российской конкурентоспособности, перехода к новой модели экспорта. В энергетике это озна-

чает переход от экспорта энергоресурсов к энерготехнологическому сотрудничеству преимущественно с новыми партнерами из числа дружественных стран. То есть фактически экспорт должен стимулировать переход страны на новый экономический уклад, на новые формы внешнеэкономических связей, на новые рынки.

Понятно, что сегодня понятие «международные рынки» для России сузилось – коллективный Запад пытается отсечь нас от наших ранее традиционных (преимущественно англосаксонских) рынков – как товарных, так и финансовых, путем введения нелегитимных антироссийских санкций, общее число которых по состоянию на 02.08.2024 г. достигло 22230 [3]. Понятно, что это ставит перед Россией новые вызовы, как текущие, так и фундаментальные. В зависимости от того, как мы будем реагировать на них, наш дальнейший экономический рост может либо замедлиться, либо ускориться, а с ним и благосостояние наших граждан.

Почём рынки капитала?

Необходимо понимать, что инновационные проекты, долгосрочные инвестиции в реальном секторе, никогда не финансируются из собственной прибыли.

Существуют фундаментальные правила и практика финансирования, в том числе заемного финансирования инвестиционных проектов. Обычно 70% капиталовложений в проект (+/- 10%-х пунктов) – это так называемое «проектное» финансирование, обеспечением под которое служит будущая выручка еще не реализованного проекта. Она должна быть предсказуема, то есть в стране должны быть прозрачные, понятные для инвестора, готового рискнуть своими деньгами, знаниями и технологиями, стабильные условия экономико-правовой среды и правила работы в ее рамках. Это особенно значимо для инвесторов минерально-сырьевых проектов, готовых в буквальном смысле «закопать деньги в землю». Чтобы принять окончательное инвестиционное решение (ОИР), инвестор должен не только просчитать экономику проекта, но и быть уверенным, что в течение жизненного цикла инвестпроекта эти условия не будут изменены принимающим государством в одностороннем порядке, особенно постфактум (когда «деньги в землю» уже «закопаны»).

К расходам инвестора будут относиться не только технические издержки, но и финансовые, то есть стоимость заемного финансирования, привлечение которого необходимо для запуска инвестпроекта

Доклад Э. Набиуллиной об основных направлениях государственной денежно-кредитной политики
Источник: Госдума РФ

Остальные 30% (+/- 10%-х пунктов) капиталовложений – это акционерное финансирование и деньги спонсоров, из которых значительная часть также является заемной. Поэтому, когда мы говорим об обновлении промышленности и росте эффективности отечественных предприятий, мы упираемся в проблемы заемного финансирования, а это значит в ключевую ставку ЦБ и налоговую политику Минфина.

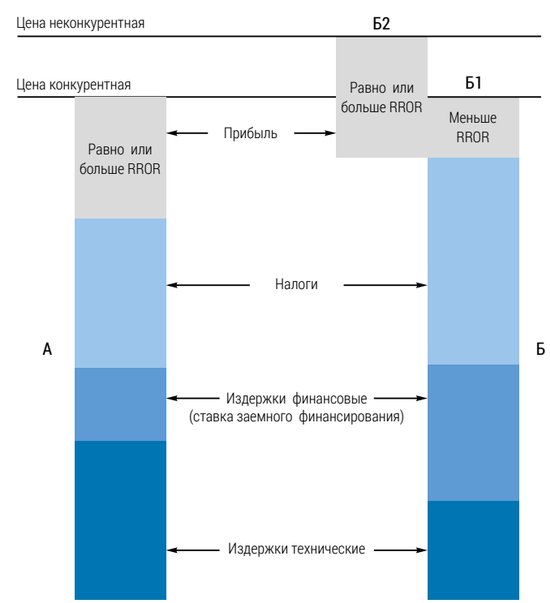
Два барьера на пути к технологическому первенству

В структуре цены можно выделить 3 основных блока: издержки, налоги, прибыль. Первый – издержки – распадается на технические и финансовые издержки. Итого 4 ключевых компонента (см. рис. 1). Начнем с прибыли. Конечно, любой частный инвестор хочет получить максимальную норму прибыли и готов зачастую для этого идти на различные ухищрения. Вспомним высказывание Томаса Даннинга, воспроизведенное Карлом Марксом в «Капитале»: «Обеспечьте 10% – и капитал согласен на всякое применение, при 20% он становится оживлённым, при 50% – положительно готов сломать себе голову, при 100% он попирает все человеческие законы, при 300% – нет такого преступления, на которое он не рискнул бы, хотя бы под страхом виселицы» [4]. Однако существует общеупотребительное в международном праве и проектной практике понятие «приемлемая рентабельность» или «приемлемая норма прибыли» (RROR – Reasonable Rate Of Return), составляющая обычно порядка 10–20%. Она, вкупе с издержками и налогами, определяет цену самофинансирования инвестиционных проектов, и должна окупать затраты и риски, связанные с подготовкой и реализацией данного инвестпроекта. Эти 10–20% – предпринимательский доход, определяемый внедрением инноваций, который справедливо может и должен принадлежать инвестору как плата за предпринимательский риск.

То, что выше, – это ценовая или ресурсная рента, которая в той или иной пропорции должна быть разделена между инвестором и принимающим государством.

Уровень технических издержек определяется применением тех или иных технических и управленческих решений, то есть зависит от технологических и организационных инноваций, реализующих достижения НТП, от привнесенных материализованных капиталовложений. Для инвестора, однако, к его расходам будут относиться не только технические издержки, но и издержки финансовые, то есть стоимость заемного финансирования, привлечение которого необходимо для запуска инвестпроекта, а также расходы на уплату налогов в течение всего срока жизни проекта. В совокупности технические и финансовые издержки + налоги будут определять, получит ли при существующей и прогнозируемой ценовой конъюнктуре инвестор свою «приемлемую норму прибыли» или нет. Если нет – инвестпроект не состоится, инвестор не примет ОИР по итогам технико-экономического обоснования (ТЭО) проекта (вариант Б1 на рис. 1). Поэтому возможна ситуация, при которой, имея более низкий уровень технических издержек, но более высокий уровень на-

Рис. 1. Структура цены инновационного продукта по основным компонентам



При запретительно высоких кредитной ставке и уровне налогообложения, а также непрозрачности и нестабильности экономико-правовой среды в принимающей стране, ТЭО инвестиционного проекта может показать его рентабельность ниже «приемлемой нормы прибыли» (RROR) с учетом всех рисков работы в данной среде/стране, чтобы вписаться в конкурентную цену на рынке (в рыночную цену конкурентных товаров) – сценарий Б1.
А для получения расчетной «приемлемой нормы прибыли» в таких условиях требуется установить «цену самофинансирования» или «нижнюю инвестиционную цену» на уровне выше уровня конкурентной цены (сценарий Б2). Оба сценария (Б1 и Б2) означают отсутствие у инвестора мотивации для запуска товара в производство и отказ от принятия ОИР – при отсутствии налоговых льгот и субсидировании кредитной ставки. Однако и то, и другое является борьбой не с причиной, но со следствием.
Таким образом, производство товара с более низкими техническими издержками (сценарий Б) может оказаться неконкурентоспособным по сравнению с производством товара с более высокими техническими издержками (сценарий А), но с более инвестиционно благоприятной экономико-правовой средой (приемлемые условия заемного кредитования – незапретительная ключевая ставка ЦБ, разумная, предсказуемая и не фискально-ориентированная налоговая политика Минфина).
Это – одно из объяснений активного проникновения китайского оборудования на российский рынок.

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА №12(203) / 2024

При подготовке ТЭО для выхода на ОИР инвестор должен быть уверен в стабильности, неизменности налоговой среды – как номенклатуры налогов и их ставок, так и налогового администрирования

логообложения и ставки заемного финансирования, инвестор оказывается неконкурентоспособным, поскольку не может получить приемлемую норму прибыли (вариант Б на рис. 1). Это – одна из причин, почему отечественная продукция массово проигрывает ценовую конкуренцию китайской. Чтобы это понять, достаточно сравнить текущую ключевую ставку ЦБ России, которая в декабре повышена до 23% [6], и Народного банка Китая, которая была снижена до 3,35% [7]) (см. рис. 2).

При подготовке ТЭО для выхода на ОИР инвестор, в первую очередь, должен быть уверен в стабильности, неизменности налоговой среды – как номенклатуры налогов и их ставок, так и процедур налогового администрирования. Сегодня и то, и другое является запретительным для инвестора [5, 9–10].

Отсюда вытекает необходимость применения, во-первых, многочисленных и разнообразных налоговых льгот, например, для инвесторов нефтегазовых проектов с постоянно ухудшающимися условиями добычи, или введение стабилизационных оговорок, фиксирующих на ограниченное время и для ограниченного круга проектов неизменность условий экономико-правовой среды, в которой инвестору предстоит реализовывать проект [11]).

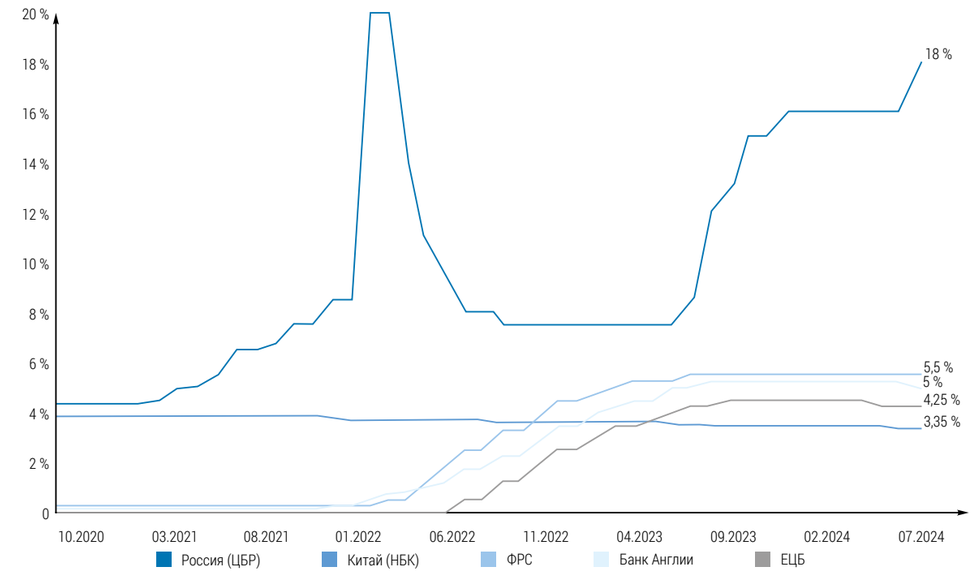
Налоговый горизонт – текущий финансовый год, максимум бюджетная трехлетка. При этом инвестиционный цикл капиталоемкого инвестпроекта (а в энергетике иных нет) исчисляется как минимум парой десятков лет. Отсюда объективно обусловленное противоречие между Минфином и инвестиционным сообществом и ведомствами, отвечающими за развитие, включая Минэкономики и Минэнерго.

Все это принимается сейчас на фоне рекордного роста ключевой ставки ЦБ, ориентированной на сжатие спроса, а не на наращивание предложения. Последнее невозможно без инвестиций, то есть без заемного финансирования, которое, в свою очередь, невозможно при такой ключевой ставке. Круг замкнулся.

Вспоминается анекдот времен развитого социализма про революцию: «Дореволюционный Петроград. Шум на улице, идет толпа, несут лозунги о мировом пролетариате, скандируют, требуют революцию. Барыня посылает дворника узнать, чего хотят эти люди. Дворник возвращается и говорит, что они хотят, чтобы не было богатых. «Странно, – говорит барыня, – когда мой прадед со своими друзьями-декабристами выходили на Сенатскую площадь, они хотели, чтобы не было бедных…».

Таким образом, кредитная ставка ЦБ России и система налогообложения являются одним из самых значимых параметров для инновационного развития, повышения конкурентоспособности российского экспорта, технологического подъема, выхода на новые рынки и достижения технологического лидерства страны. Однако текущая финансовая политика такому инновационному развитию отнюдь не способствует.

Добыча нефти в ХМАО
Источник: ekina1 / depositphotos.com



Банк России на заседании совета директоров 13.09 повысил ключевую ставку до 19%, а на заседании СД 25.10 – до 21% с заявлением главы ЦБ Эльвиры Набиуллиной и ее заместителя Алексея Заботкина о возможности дальнейшего повышения в декабре 2024 г. – до 23% [42]

Рис. 2. Номинальные ключевые ставки центробанков ряда стран, 2019-2024 гг.

Источник: Мониторинг мировой экономики и геополитических рисков GlobBaro HSE. Выпуск № 28. Август – начало сентября 2024 // Факультет мировой экономики и мировой политики НИУ ВШЭ, 02.10.2024. С. 8 (рис. 12) – по данным центробанков стран

Вызовы текущие vs фундаментальные

Текущие вызовы предполагают в первую очередь «реактивные» подходы, то есть реагирование постфактум на возникающие препятствия. Цель – сохранить существующую сырьевую структуру поставок, обходя возводимые барьеры [1].

Географический обход существующих барьеров (переориентация на иные рынки) может приводить к различным последствиям по принципу «эффекта домино». Вот один из последних – зарождающийся конфликт в поставках в Китай из-за ценовой конкуренции санкционных нефтей (РФ, Венесуэлы, Ирана) и несанкционной нефти Саудовской Аравии, из-за чего грузооборот в Малаккском проливе превысил грузооборот в Ормузском [15].

Один из «реактивных» подходов – попытаться соответствовать вновь вводимым требованиям стран-импортеров к качественным характеристикам импортных товаров. Например, стремление «озеленить» структуру экспортных поставок на существующие или новые рынки для преодоления климатических санкций, зачастую являющихся скрытыми нетарифными ограничениями для конкурентоспособных экспортеров [16]. Отсюда может возникать ряд дорогостоящих и не всегда оправданных направлений действий экспортеров в стремлении удержаться на традиционных рынках. К их числу отношу, например, завышенные ожидания от водородной энергетики, которая может повторить разорительную для СССР историю со стратегической оборонной инициативой США из 1980-х гг. [17–18].

Фундаментальные вызовы проистекают из объективно вызванной необходимости «выращивания» новых рынков, новых технологий и новых сегментов спроса на энергию и энергетические разработки. Значит, нужны «проактивные» подходы – упреждающая адаптация под новые вызовы, трансформация их в новые возможности. Так, китайское слово «кризис» состоит из двух иероглифов: один иероглиф означает «угроза», второй – «возможность».

600 млн человек в Африке не имеют доступ к электроэнергии

Источник: Oni_Abimbola / depositphotos.com

Иначе говоря, требуется переход от экспорта энергоресурсов к энерготехнологическому сотрудничеству в рамках сосуществования невозобновляемых и возобновляемых энергоресурсов (в разных странах будет своя их оптимальная комбинация). Значит надо в первую очередь выявить то, что мешает такому переходу, то есть достижению технологического суверенитета и обретению технологического лидерства, чтобы сначала устранить выявленные препятствия, а затем найти ту общую объединительную задачу для возможно более широкой группы дружественных стран и создать потенциальный «эффект масштаба» для повышения конкурентоспособности инновационных энерготехнологических решений.

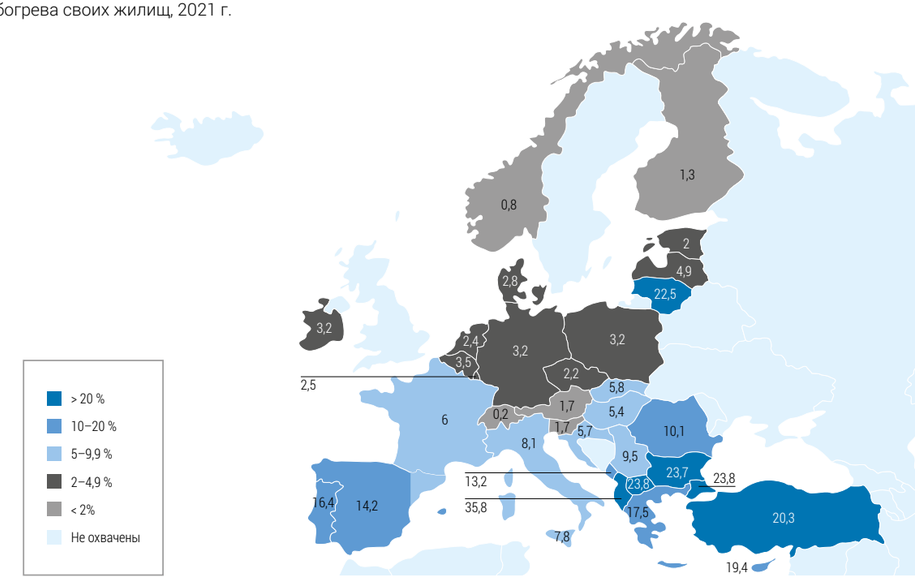
На мой взгляд, драйвером проактивных подходов для эффективного ответа на фундаментальные вызовы может быть коллективная борьба с энергетической бедностью в странах Глобального Юга – в Евразии, Африке, Латинской Америке. Это позволит выйти на новые рынки для российского энерготехнологического сотрудничества и создать «эффект масштаба» для российской, в первую очередь обрабатывающей промышленности. При этом следует понимать, что в государствах Глобального Юга понятие «энергетическая бедность» расшифровывается совсем не так, как, скажем, в Европе. Значит и вызовы для России будут другими, чем на исторически привычном нам европейском рынке.

Энергетическая бедность в ЕС – финансовая

В странах ЕС понятие «энергетическая бедность» существует, ему дается широкое определение, которое уточняется и конкретизируется в рамках последовательно обновляемой директивы ЕС по энергоэффективности (ст. 2.52) [19]. На официальном сайте Еврокомиссии есть специальный раздел «Энергетическая бедность», где этому понятию дается обобщенное определение, что «энергетическая бедность возникает, когда домашнее хозяйство должно снизить уровень своего энергопотребления до уровня, негативно влияющего на здоровье и благосостояние его обитателей» [20]. Это означает, что, как минимум, домохозяйства в ЕС имеют доступ к энергии и, следовательно, понятие «энергетическая бедность» имеет в ЕС финансовое измерение. Оно может описываться набором разных показателей [21], но все они сводятся, так или иначе, к недостатку финансовых средств домохозяйств, чтобы оплатить возросшие счета за энергию. В отдельных европейских странах в таком положении находятся до 20–25% домохозяйств (кроме Албании, где таких домохозяйств под 40% – см. рис. 3) [22]. До пандемии, по разным оценкам институтов ЕС, от 34 до 50 млн человек испытывали энергетическую бедность в ЕС [23–24], а по оценке Кристы Швенг, тогдашнего президента Европейского экономического и социального комитета (EESC, представляющего организованное гражданское общество ЕС), число европейцев, стоящих на грани энергетической бедности и социальной маргинализации, составляло в 2021 г. порядка 110 млн человек, то есть каждый пятый в ЕС [25]. С тех пор ситуация в ЕС только ухудшилась – по данным Евростата, приведенным на сайте Еврокомиссии в разделе «Энергетическая бедность», число европейцев, неспособных поддерживать в своих домах «адекватно теплую температуру» (to keep their homes adequately warm), с тех пор устойчиво растет: с 6,9% в 2021 г. и до 10,6% в 2023 г., виной чему объявлены эпидемия COVID и «вторжение России на Украину в 2022 г.» [20].

Рис. 3. Энергетическая бедность в Европе. Доля домохозяйств по странам, не имеющим возможности обеспечить адекватную температуру обогрева своих жилищ, 2021 г.

Источник: Energy Poverty in Europe // Statista, 03.11.2022 https://www.statista.com/chart/28652/share-of-people-in-energy-poverty-in-europe/



Кредитная ставка ЦБ России и система налогообложения являются одними из самых значимых параметров для инновационного развития, повышения конкурентоспособности российского экспорта

Энергетическая бедность на Глобальном Юге – физическая

В странах Глобального Юга «энергетическая бедность» – это отсутствие физического доступа к электрической и нормальной тепловой (помимо сжигания дров) энергий у гораздо большего числа людей. Там счет идет уже на миллионы. Так, сегодня, по разным оценкам, от 0,7 до 1,5 млрд человек в странах Глобального Юга не имеют доступа к электроэнергии, а более 2 млрд используют дрова для пищеприготовления [26–28].

Тезис про энергетическую бедность был одним из центральных в докладе выступавшего вслед за Президентом РФ В.В. Путиным на пленарной сессии РЭН Президента Экваториальной Гвинеи Теодоро Обианг Нгема Мбасого, который обоснованно заявил, что «мы не можем говорить о развитии энергетики, не обращаясь к одной из самых острых проблем, стоящих перед миром, – энергетической бедности, поскольку миллионы людей не имеют надёжного доступа к энергии» [29]. Эти же тезисы прозвучали и на сессии РЭН «Россия-Африка», где было отмечено, что «особое внимание уделяется разработке собственных источников энергии в Африке, включая ископаемое топливо, что поможет в преодолении энергетической бедности» [30].

Россия может – и на мой взгляд должна – сыграть через БРИКС ключевую роль в энергетической консолидации Евразии, Африки, Латинской Америки в рамках борьбы с «энергетической бедностью», опираясь в первую очередь на газ и АЭС, то есть на те отрасли, в которых у нас есть технологическое первенство и потенциальные возможности для наших новых рынков, как, например, в газе. Что важно: решение общей для стран Глобального Юга задачи борьбы с энергетической бедностью дает возможность избежать доминирующей (и преимущественно сегодня сырьевой) привязки в российском энергетическом экспорте к Китаю, чтобы избежать «перепопадания» из англосаксонской в китайскую ловушку [31].

Борьба с энергетической бедностью – драйвер проактивных подходов

Я вижу 3 направления нашей потенциальной доминирующей и системообразующей роли для консолидации стран Глобального Юга на борьбу с энергетической бедностью. Это АЭС, газ и ВИЭ.

АЭС – это работа в базисной части графика нагрузки. Я вижу три направления их использования:

- большие стационарные АЭС на суше;
- атомные станции с модульными реакторами малой мощности (АСММ/ММР) на суше для децентрализованного энергоснабжения удаленных районов, в т. ч. при отсутствии транспортной инфраструктуры;
- АЭС морского базирования в прибрежных районах, где сконцентрировано основное население и налицо дефицит территорий для размещения площадных энергообъектов на суше. Необходима линейка мощностей АСММ/ММР единичными блоками меньше, чем у плавучей атомной станции малой мощности (ПАТЭС) «Ломоносов» (2х35 МВТ) [32] или у атомной термоэлектрической станции теплоснабжения (АТСТ) «Елена-АМ» (ее тепловая мощность составляет до 14 МВт, электрическая мощность – до 400 кВт) [33]. «Росатом» активно работает в этом направлении [34].

Завод по производству СПГ «Сахалин-2»
Источник: «Газпром»

Газ. Говоря о газе, необходимо разделять газ сетевой, крупнотоннажный СПГ и малотоннажный СПГ – у них разные спросовые ниши и разная география потребления.

Говоря о сетевом газе, можно выделить 4 ареала трубопроводных поставок в Евразии, 2 ареала из 4 – на основе российского газа:

- 3 маршрута напрямую из РФ (Дальневосточный, «Сила Сибири 1 и 2») на северо-восток Китая в район Пекина;
- прямые поставки из РФ через северо-восток Казахстана в Китай (ведется проработка проекта) [35];
- реверсные поставки российского газа через ГТС «Средняя Азия – Центр» (САЦ) в Казахстан, Узбекистан [36].

Не сомневаюсь, что дальнейшее развитие газовых отношений «Россия – Средняя Азия» последует по пути наращивания российских поставок, во-первых, замещающих контрактные обязательства Узбекистана и Казахстана по экспортным поставкам через ГТС «Туркмения – Узбекистан – Казахстан – Китай», продолжением которой является начинающаяся в Таримском бассейне китайская трубопроводная система «Восток – Запад», идущая на юг Китая в район Шанхая. Быстрый рост населения государств Средней Азии (ежегодный его прирост в Узбекистане составляет 1 млн чел.) и промышленного производства, экстремально холодные зимы в Узбекистане и Казахстане делают как минимум затруднительным для этих стран исполнять свои контрактные обязательства по поставкам в Китай (из 55 млрд м^3/год мощности ГТС «Туркмения – Узбекистан – Казахстан – Китай» на долю этих двух стран приходится 15 млрд м^3/год). Так что российские замещающие поставки в рамках реверса ГТС САЦ означают помощь среднеазиатским странам за счет частичной монетизации Россией утраченных в Европе экспортных объемов. Эта помощь в трудной для двух среднеазиатских государств ситуации с исполнением ими своих долгосрочных экспортных обязательств должна вести к укреплению партнерских отношений с ними, особенно в условиях, когда разворачивается очередной этап борьбы за этот регион (в полном соответствии со сценарием З. Бжезинского в его «Великой шахматной доске» по втягиванию Средней Азии в орбиту влияния США [37]).

Трубы, используемые на «Сахалин 2»
Источник: «Газпром»

Во-вторых, следует обратить внимание на возможности поставок газа в направлении Ирана. Компания «Газпром» подписала стратегический меморандум о проработке организации поставок российского газа в сам Иран [38] (через свопы), а в дальнейшем, полагаю, следует ожидать и поставок через Иран на страны Южной Азии [39].

Крупнотоннажный СПГ – поставки с Сахалина («Газпром») и Ямала («НОВАТЭК») в прибрежные районы государств Глобального Юга, куда нужно идти в связке «СПГ + газовые ТЭС» для крупных городов и промышленных производств в рамках централизованного энергоснабжения по схеме «обмена активами», которую «Газпрому» не дали реализовать в Европе. При этом конечным продуктом энергетического экспорта будет не газ, но электроэнергия и участие в строительстве и обслуживании газовых электростанций.

Одним из вариантов такого сотрудничества может стать создание совместного с Ираном центра производства СПГ вне Персидского залива (с выходом из Ормузского пролива в Индийский океан), чтобы быть ближе к растущим центрам мирового потребления СПГ в Африке и Южной Азии. Здесь потребуется совместная с Ираном консолидация технологических усилий для обретения независимых от Запада компетенций в сфере СПГ.

Малотоннажный СПГ необходим для децентрализованного энергоснабжения удаленных районов и предлагает создание системы новых технологических решений [39–41]:

- «расфасовку» малотоннажного СПГ на заводах по его производству в крио-цистерны и стандартные 20/40-футовые танк-контейнеры. 20-футовый танк-контейнер с СПГ весит 30 т, 40-футовый – 60 т;
- при отсутствии транспортной инфраструктуры вариантом решения могут быть беспилотные грузовые дирижабли грузоподъемностью 60–200 т. Причем не только

В государствах Глобального Юга понятие «энергетическая бедность» расшифровывается совсем не так, как, скажем, в Европе. Значит и вызовы для России будут другими, чем на рынке ЕС

для энергоснабжения с помощью малотоннажного СПГ, но и для материально-технического снабжения по широкому кругу решаемых задач доставки тяжелых негабаритных грузов [42–43].

- широкое применение принципа модульности энергопроизводящих и энергопотребляющих установок, то есть создание дискретной линейки мощностей: локальных модульных газовых ТЭС малой мощности, криоАЗС для локального газоснабжения и как топливная база для таких ТЭС.

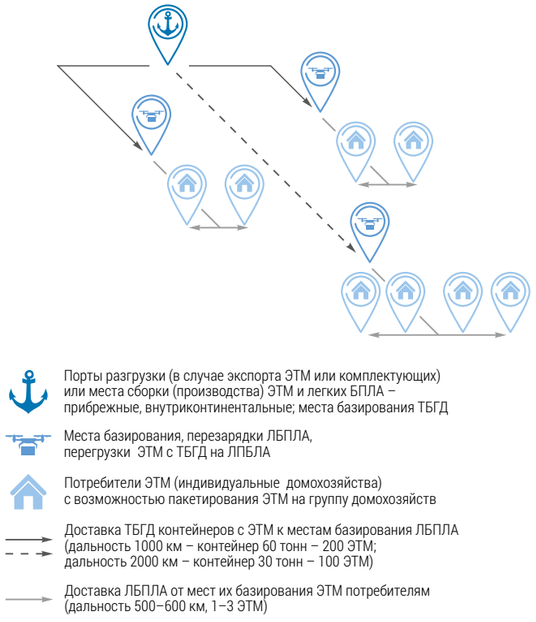
ВИЭ – это нишевый продукт в энергобалансе и важное направление потенциального энерготехнологического сотрудничества РФ на рынках третьих стран Глобального Юга с Китаем и другими странами. ВИЭ нужны для децентрализованного энергоснабжения индивидуальных домохозяйств в удаленных районах, особенно в районах экваториального пояса.

Возможный вариант применения – комплексные энерготехнологические модули «на семью» для покрытия уровня базовых потребностей. В состав модулей должны входить фотоэлектропреобразователи (ФЭП) (солнечная панель), + (опционно) разборная ветроустановка, + аккумулятор (накопитель энергии) для надежной работы и устойчивого использования энергии ВИЭ. Средство доставки таких модулей – легкие БПЛА. Сегодня в РФ разрабатываются БПЛА вертолетного типа грузоподъемностью 300–1000 кг на дальность 500–600 км [43].

Достать до центра континента (Евразии, Африки, Латинской Америки) легкие БПЛА не смогут, но в комбинации с БГД – вполне. Радиус доставки 30-тонного танк-контейнера у БГД составляет 2000 км, 60-тонного – 1000 км [40]. В 30-тонном танк-контейнере может быть размещено 100 указанных энерготехнологических модулей весом 300 кг, в 60-тонном – 200. Далее решается транспортная логистическая задача по оптимизации использования связки тяжелых БГД и легких БПЛА для наиболее эффективного охвата целевой территории континента (см. рис. 4). Африка выбрана в качестве иллюстративного примера на этом рисунке, поскольку она остается наименее электрифицированной в мире. По данным ООН, 568 млн жителей континента не имеют доступа к электричеству, причем их число не уменьшается. Доля населения Африки к югу от Сахары, не имеющего доступа к электричеству, подскочила с 71% в 2018 г. до 77% в 2020 г. [26]. Нацпроект БАС, который ставит задачу к 2030 г. создать промышленность БПЛА в России, сегодня в основном ориентирован как раз на легкие БПЛА, значит нужно его адаптировать и в части развития тяжелых БГД.

Доставка беспилотников

Источник: jukai5 / depositphotos.com



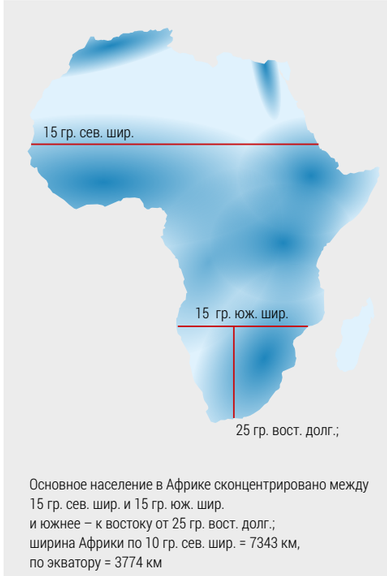


Рис. 4. Принципиальная схема возможной доставки энерготехнологических модулей (ЭТМ) «на семью» (домохозяйство) на основе ВИЭ к потребителям по схеме «тяжелый БГД + легкие БПЛА» (ТБГД+ЛБПЛА)

Источник: https://www.sharada.ru/katalog/maps/lands/afrika-plotnost-naselenija

Катализатором продвижения вышеописанной логики развития энерготехнологического сотрудничества на новых для России континентах могут стать страны БРИКС. Россия может предложить проекты и проектных решений в рамках предлагаемой модели энерготехнологического сотрудничества. То есть дает возможность энергетическому экспорту стать «катализатором обновления нашей промышленности» [1] и трансформации экспорта (преимущественно энергетического сырья) в энерготехнологическое сотрудничество.

Все вышеуказанные направления энерготехнологического сотрудничества через механизм межгосударственной кооперации в рамках БРИКС дают возможность обеспечить «эффект масштаба», который понижает «цену отсечения» новых отечественных инновационных технологий

В странах Глобального Юга «энергетическая бедность» – это отсутствие физического доступа к электрической и нормальной тепловой (помимо сжигания дров) энергий у большего числа людей

тестировать эту логику в рамках БРИКС (например, в рамках платформы энергетических исследований БРИКС или в рамках согласованной на саммите БРИКС в Казани 22–24.10.2024 г. совместной инвестиционной платформы организации).

Как сказал Президент РФ В. В. Путин на заседании президиума Госсовета, «…мы нацелены идти дальше, не ограничивать взаимодействие только продажей ресурсов. Россия готова укреплять технологический суверенитет своих партнёров в энергетике, формируя полноценные научные и производственные цепочки. … Такое сочетание интеллектуального и ресурсного потенциала разных стран, выход на новые рубежи международного сотрудничества, уверен, откроет дополнительные возможности для нашей научно-исследовательской школы, для развития машиностроения, сферы услуг и, конечно, всей российской энергетики» [1]. Однако, не устранив указанные 2 барьера на этом пути (инвестиционно-запретительную кредитную политику ЦБ и налоговую Минфина), вряд ли удастся достичь эффективного выполнения поставленных президентом страны задач. Расширяющееся же сообщество БРИКС является хорошей международной платформой для продвижения и реализации такой новой идеологии энерготехнологического сотрудничества, нацеленного на борьбу с энергетической бедностью государств Глобального Юга.

Использованные источники

1. *Заседание президиума Госсовета по вопросу развития экспорта // Президент России, 25.09.2024. URL: http://www.kremlin.ru/events/president/transcripts/deliberations/75179*
2. *Форум «Российская энергетическая неделя» - «Энергетическое сотрудничество в многополярном мире» // Росконгресс. URL: https://rusenergyweek.com/*
3. *Russia Sanctions Dashboard // Castellum.AI. URL: https://www.castellum.ai/russia-sanctions-dashboard*
4. *Dunning, Thomas Joseph. Trade's Unions and Strikes: Their Philosophy and Intention. — London: Published by the author, and Sold by M. Harley, No 5, Raquet court, Fleet street, E.C., 1860. — 52 p. pp. 35—36. URL: https://archive.org/stream/tradesunionsstri00dunnrich#page/36/mode/1up*
5. *Конопляник А. Умный инвестрежим для прогресса ТЭК. К 30-летнему юбилею истории соглашений о разделе продукции в России: субъективный взгляд от первого лица // Нефтегазовая вертикаль. 2023. №12. С. 77-170.*
6. *Спрогнозировано, поднимется ли ключевая ставка выше 20% в этом году // Banki.ru 19.09.2024. URL: https://www.banki.ru/news/lenta/?id=11006797*
7. *Кредит, кому надо кредит? ЦБ обсуждает новые меры борьбы с инфляцией // Коммерсантъ. 28.10.2024. URL: https://www.kommersant.ru/theme/1877*
8. *Китай – процентная ставка // Trading Economics. URL: https://ru.tradingeconomics.com/china/interest-rate*
9. *Конопляник А. Текущий уровень ключевой ставки программирует технологическое отставание // Независимая газета. Ежемесячное приложение «НГ-Энергия». 10.10.2023. С. 11. URL: http://www.konoplyanik.ru/ru/publications/729.20(web).pdf*
10. *Конопляник А. Ключевая ставка и экономический рост // Ведомости. 20.09.2023. С. 12. URL: http://www.konoplyanik.ru/ru/publications/726.pdf*
11. *Конопляник А. Черная зависть: в чем нефтяники оказались виноваты перед правительством? // РБК daily. 20.10.2015. URL: http://www.rbcdaily.ru/economy/562949997748640*
12. *Нацпроект «Оздоровление Волги» провалили, 127 млрд руб. «освоили» // Военвед, 04.07.2024. URL: https://dzen.ru/a/ZoYYkqPxnliyTfKZ*
13. *Минцифры просят вернуть льготные ставки по кредитам для малого IT-бизнеса. На фоне роста ключевой ставки ЦБ «МСП банк» поднимет ставку втрое // «Ведомости», 01.10.2024. URL: https://www.vedomosti.ru/technology/articles/2024/10/01/1065613-mintsifri-prosyat-vernut-lgotnie-stavki-po-kreditam-dlya-malogo-it-biznesa?utm_campaign=newspaper_1_10_2024&utm_medium=email&utm_source=vedomosti*
14. *Конференция «Территория энергетического диалога – 2024» // Росконгресс. URL: https://rusenergyweek.com/programme/dialog-conference/*
15. *Малаккский пролив стал крупнейшей транспортной артерией нефтяного рынка // Глобальная энергия, 28.06.2024. URL: https://globalenergyprize.org/ru/2024/06/28/malakkskij-proliv-stal-krupnejshej-transportnoj-arteriej-neftjanogo-rynka/*
16. *Carbon Border Adjustment Mechanism // European Commission, Taxation and Customs Union. URL: https://taxation-customs.ec.europa.eu/carbon-border-adjustment-mechanism_en*
17. *Статья Фиделя Кастро о спецоперациях по разрушению СССР: Преднамеренная ложь, странные смерти и наступление на мировую экономику // Официальный сайт КПРФ. 26.09.2007. URL: https://kprf.ru/international/51782.html/print*
18. *Павел Подвиг. Помогли ли звездные войны положить конец холодной войне? Советский отклик на программу СОИ // Science and Global Security, 2017, Volume 25, No. 1, pp. 3-27. URL: https://scienceandglobalsecurity.org/ru/archive/sgsr25podvig.pdf*
19. *DIRECTIVE EU 2023/1791 of the European Parliament and of the council of 13 September 2023 on energy efficiency and amending Regulation. EU 2023/955. recast. Text with EEA relevance // Official Journal of the European Union, 20.9.2023, L 231/1. URL: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/en/TXT/?uri=CELEX%3A32023L1791*
20. *Energy Poverty // European Commission. URL: https://energy.ec.europa.eu/topics/markets-and-consumers/energy-consumers-and-prosumers/energy-poverty_en*

21. *Bálint Menyhért. Energy poverty in the European Union. The art of kaleidoscopic measurement // Energy Policy, Volume 190, July 2024, 114160, p. 5/23. URL: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421524001800?dgcid=raven_sd_via_email*
22. *Energy Poverty in Europe // Statista, 03.11.2022. URL: https://www.statista.com/chart/28652/share-of-people-in-energy-poverty-in-europe/*
23. *Gangale, F. and Mengolini, A., Energy poverty through the lens of EU Research and Innovation projects, EUR 29785 EN, Publications Office of the European Union, Luxembourg, 2019, ISBN 978-92-76-08676-5, DOI: 10.2760/972106, JRC113953. URL: https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC113953*
24. *The consumer mission letter for energy to Ms Kadri Simson, European Commissioner for Energy // BEUC. The European Consumer Organisation, Ref.: BEUC-X-2019-085, 11 December 2019. URL: https://www.beuc.eu/sites/default/files/publications/beuc-x-2019-085_mission_letter_to_commissioner_simson.pdf*
25. *Energy poverty 'likely to increase' once bank moratoriums are lifted // Euractiv, 21.04.2021. URL: https://www.euractiv.com/section/energy/news/energy-poverty-likely-to-increase-once-bank-moratoriums-are-lifted/*
26. *733 миллиона человек все еще не имеют доступа к электричеству // Новости ООН. 01.06.2022. URL: https://news.un.org/ru/story/2022/06/1424922*
27. *Access to electricity improves slightly in 2023, but still far from the pace needed to meet SDG7 // IEA, Commentary, 15 September 2023. URL: https://www.iea.org/commentaries/access-to-electricity-improves-slightly-in-2023-but-still-far-from-the-pace-needed-to-meet-sdg7*
28. *URL: http://www.aes1.ru/mission/concentration*
29. *Пленарное заседание международного форума «Российская энергетическая неделя» // Росконгресс. 26.09.2024. URL: https://rusenergyweek.com/news/plenarnoe-zasedanie-mezhdunarodnogo-foruma-%C2%ABrossijskaja-energeticheskaja-nedelja%C2%BB/*
30. *Россия – Африка: раскрытие потенциала энергетического сотрудничества // Росконгресс. 27.09.2024. URL: https://rusenergyweek.com/news/rossija-afrika-raskrytie-potentsiala-energeticheskogo-sotrudnichestva/*
31. *Конопляник А. Новая ловушка для России // Нефтегазовая вертикаль. 2024. №6-7. С. 28-40. Ч. 1; №8-9. С. 62-78. Ч. 2; №10. С. 34-44. Ч. 3; №11.*
32. *Малые реакторы для большого региона // Бюллетень «Росатома» №279, июль 2024. URL: https://rosatomnewsletter.com/ru/2024/07/26/small-reactors-for-large-region/*
33. *Возвращение «Елены» // Бюллетень «Росатома» №269, сентябрь 2023. URL: https://rosatomnewsletter.com/ru/2023/09/26/the-return-of-elena/*
34. *Большая презентация российских малых АЭС // Бюллетень «Росатома» №272, декабрь 2023. URL: https://rosatomnewsletter.com/ru/2023/12/25/grand-presentation-of-russian-smrs/*
35. *Транзит газа из РФ в КНР через Казахстан планируется на уровне около 35 млрд кубометров в год // ТАСС, 04.05.2024. URL: https://tass.ru/ekonomika/20711703*
36. *Миллер заявил о росте поставок газа реверсом по «Средняя Азия - Центр» с ноября 2025 г. // ТАСС, 09.11.2023. URL: https://tass.ru/ekonomika/19244945*
37. *Збигнев Бжезинский. Великая шахматная доска // ЭКСМО. 2024. - 256 с.*
38. *Подписан стратегический меморандум о проработке организации поставок российского газа в Иран // «Газпром». 26.06.2024. URL: https://www.gazprom.ru/press/news/2024/june/article574596/*
39. *Ворошилов В.В., Конопляник А.А. От газификации Российского Зауралья и Арктической зоны – к энергетической консолидации Евразии // ЭКО. 2024. №2. С. 236-260. Ч. 1; №3. С. 205-233. Ч. 2.*
40. *Ворошилов В.В., Конопляник А.А. Как нам обустроить Россию к востоку от Урала? Один из вариантов – использование малотоннажного СПГ и грузовых дирижаблей // Нефтегазовая вертикаль. 2021. №17-18. С. 16-24. Ч. 1; №19-20. С. 24-35. Ч. 2.*
41. *Конопляник А. Новые внешние вызовы для России в газовой сфере и возможные ответные меры // Энергетическая политика. 2022. №10 (176). С. 34-53.*
42. *Конопляник А. Кто заменит северный завоз? Беспилотные дирижабли не попали в стратегию развития БАС // Ведомости. 29.12.2023. URL: http://www.konoplyanik.ru/ru/publications/231229.pdf*
43. *Конопляник А. Почему Россия не учитывает использование беспилотных грузовых дирижаблей? Инновационная авиатехника позволит осуществлять перевозки в сложных метеоусловиях // Независимая газета. Ежемесячное приложение «НГ-Энергия». 16.01.2024. С. 12. URL: http://www.konoplyanik.ru/ru/publications/240116-8112.pdf*

УДК 620.9 DOI 10.46920/2409-5516_2024_12203_20 EDN: ELMENV

Новые перспективы российско-иранского газового сотрудничества: газовый хаб и проект «Каспийский поток»

New prospects for Russian-Iranian gas cooperation: the Gas hub and the “Caspian Stream” project

Алексей ГРОМОВ
Главный директор по энергетическому направлению, к. г. н.,
руководитель энергетического департамента фонда «Институт энергетики и финансов»
E-mail: a_gromov@fief.ru

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

Туркменский газопровод «Средняя Азия – Центр» *Источник: gdb.rferl.org*

Аннотация. В статье проводится анализ перспектив российско-иранского газового сотрудничества в контексте создания иранского газового хаба и возможного строительства системы газопроводов по дну Каспийского моря для организации поставок российского газа через территорию Ирана на рынки стран Южной Азии и Ближнего Востока. Особое внимание уделяется текущим особенностям иранской газотранспортной инфраструктуры, вопросам своповой торговли трубопроводным газом, а также оценке потенциала газового рынка региона и экономико-правовым аспектам возможного строительства газопровода из России в Иран по дну Каспийского моря.
Ключевые слова: Россия, Иран, «Газпром», природный газ, газовый своп, экспорт газа, газотранспортная система, «Каспийский поток».

Abstract. The article analyzes the prospects of Russian-Iranian gas cooperation in the context of the creation of an Iranian gas hub and the possible construction of a gas pipeline system along the bottom of the Caspian Sea to organize the supply of Russian gas through Iran to the markets of South Asia and the Middle East. Special attention is paid to the current features of the Iranian gas transportation infrastructure, issues of swap trade in pipeline gas, as well as assessment of the gas market potential in the region, and economic and legal aspects of the possible gas pipeline construction from Russia to Iran through the Caspian Sea.
Keywords: Russia, Iran, Gazprom, natural gas, gas swap, gas exports, gas transportation system, Caspian Stream.

> **Если еще в 2022 г. объемы иранского экспорта составляли рекордные для этой страны 19 млрд м³, то уже в 2023 г. они упали до 11 млрд м³**

Радикальные изменения в структуре и объемах экспорта российского газа после начала специальной военной операции на Украине (далее – СВО) ставят вопросы о его дальнейших перспективах в условиях резкого сокращения трубопроводных поставок в Европу (24 млрд м³ в 2023 г. против 140 млрд м³ в 2021 г.) и ожиданий полного прекращения украинского газового транзита с января 2025 г., а также беспрецедентного санкционного давления на новые российские СПГ-проекты[1].

В этом контексте особый интерес вызывают новые направления будущего российского газового экспорта, к которым, безусловно, относятся Южная Азия и Ближний Восток с большим отложенным спросом на природный газ. Ключом к выходу России на эти рынки сегодня может стать Иран.

Иранский газовый парадокс: газа много, но его не хватает

Как известно, Иран занимает 2 место в мире по доказанным запасам природного газа (29,6 трлн м³ или 16% мировых запасов) после России. Добыча природного газа в Иране за последние 10 лет выросла на 43%, до 252 млрд м³/год, но при этом почти на аналогичную величину выросло и внутреннее потребление (+42%, 246 млрд м³/год) – рис. 1.

Кроме того, у Ирана есть действующие экспортные контракты на поставку газа в Ирак и Турцию. Более того, если еще в 2022 г. объемы иранского газового экспорта составляли рекордные для этой страны 19 млрд м³, то уже в 2023 г. они упали до 11 млрд м³ (рис. 2).

[1] Речь идет о введении в ноябре 2023 г. блокирующих санкций США в отношении компании-оператора проекта «Арктик СПГ 2» и последующей блокировке судов-газовозов, уличенных западными странами в обеспечении перевозок СПГ с данного проекта.

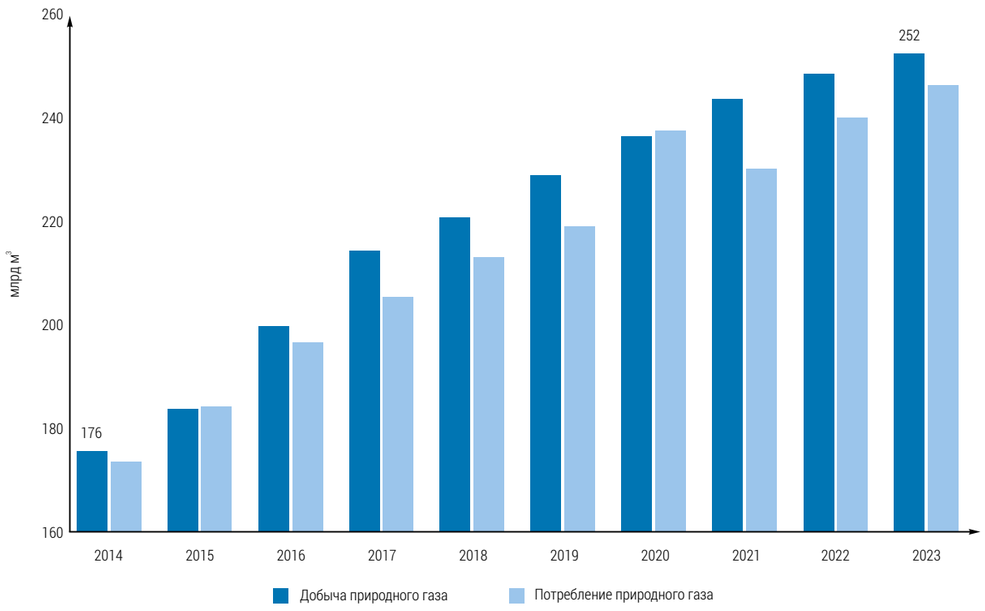


Рис. 1. Добыча и потребление природного газа в Иране, 2014–2023 гг.

Источник: Energy Institute, 2024

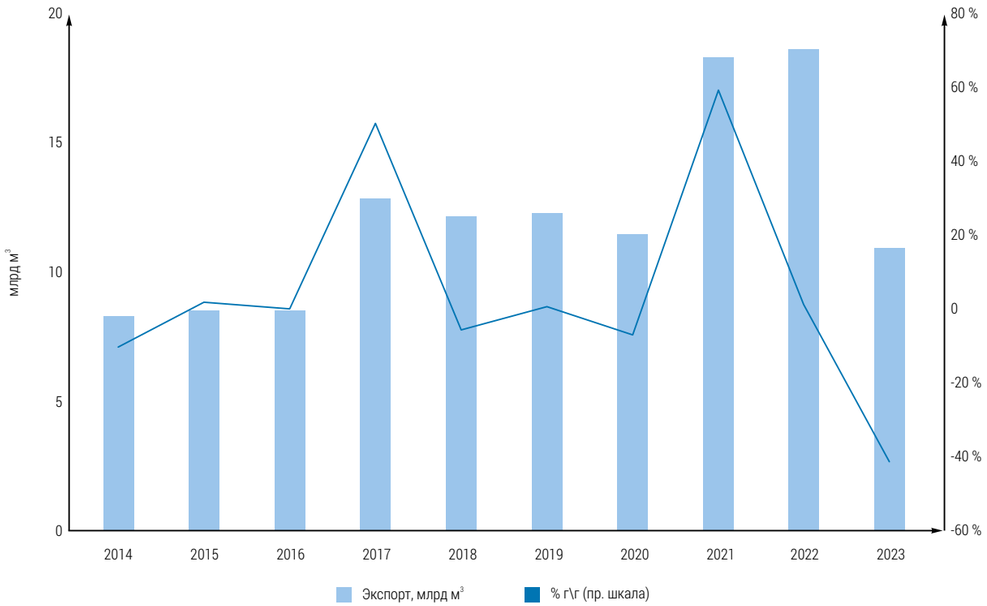


Рис. 2. Экспорт трубопроводного газа из Ирана, 2014–2023 гг.

Источник: CEIC Data, 2024

Такое резкое снижение объемов экспорта природного газа из Ирана наблюдалось и раньше, главным образом, из-за сезонной неравномерности внутреннего потребления газа на фоне ограниченных возможностей газотранспортной инфраструктуры по переброске газа внутри страны.

По данным за 2022 г., иранский газ поставляется в Турцию (11 млрд м³), Ирак (7 млрд м³), Азербайджан (0,4 млрд м³) и в Армению (экспорт осуществляется по схеме «газ в обмен на электроэнергию» в объеме 0,4 млрд м³). Высокая волатильность иранского газового экспорта, даже несмотря на наличие действующих долгосрочных контрактов, вызывает серьезное недовольство у его основных покупателей – Турции и Ирака, на долю которых приходится 88% зарубежных поставок иранского газа.

Таким образом, несмотря на богатые ресурсы природного газа и развитую газодобывающую промышленность, Иран испытывает системные проблемы с исполнением собственных экспортных обязательств и обеспечением растущих потребностей внутреннего рынка. И главная причина этой проблемы – неравномерное развитие газотранспортной инфраструктуры внутри страны.

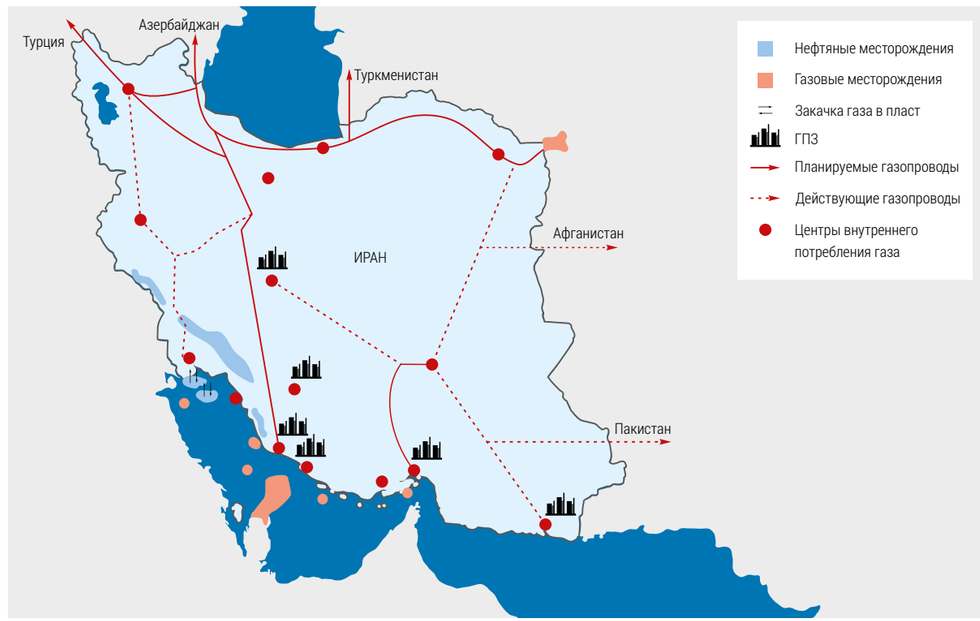
Несмотря на богатые ресурсы газа и развитую газодобывающую промышленность, Иран испытывает системные проблемы с исполнением экспортных обязательств и обеспечением внутреннего рынка

Газовые свопы как временное решение

Как известно, газотранспортная сеть Ирана представляет собой систему магистральных газопроводов ИГАТ (IGAT), построенных от газоперерабатывающих заводов на юге Ирана (провинции Хузестан и Бушер) для транспортировки природного газа в центры потребления по всей стране (рис. 3). При этом ряд северо-восточных провинций страны не могут быть в полной мере интегрированы в иранскую ГТС из-за сложных географических условий,

Рис. 3. Схема действующей и перспективной газотранспортной системы Ирана

Источники: Middle East & Iran Petroleum Maps



Название	Год ввода в эксплуатацию	Проектная мощность	Особенности использования
Газопровод «Иран – Азербайджан»	1970 г.	10 млрд м^3	Реверсные поставки туркменского газа из Ирана в Азербайджан, поставки иранского газа в Нахичевань (Азербайджан), обратные сезонные поставки азербайджанского газа в Иран
Газопровод «Решт (Иран) – Челавенд (Азербайджан)»	2023 г.	5,5 млрд м^3	Своповые поставки туркменского газа в Азербайджан через Иран
Газопровод «Иран – Армения»	2007 г. (расширен в 2019 г.)	2,3 млрд м^3	Поставки газа из Ирана в обмен на электроэнергию из Армении
Газопровод «Корпедже (Туркменистан) – Курт – Куи (Иран)»	1997 г.	8 млрд м^3	Обеспечение туркменским газом северных иранских провинций
Газопровод «Довлетабад (Туркменистан) – Хангиран (Иран)»	2010 г.	6 млрд м^3	Обеспечение своповых поставок туркменского газа через территорию Ирана
Газопровод «Тебриз (Иран) – Анкара (Турция)»	2001 г.	14 млрд м^3	Прямой экспорт иранского газа
Газопровод «Иран – Ирак – Сирия»*	2018 г.	22 млрд м^3	Прямой экспорт иранского газа в Ирак, а в перспективе – своповые поставки туркменского газа в Ирак

* Работы по продлению ирано-иракского газопровода в Сирию вплоть до настоящего времени не велись из-за напряженной геополитической ситуации в регионе.

Таблица 1. Основные действующие межгосударственные газопроводы, проходящие через территорию Ирана

Источник: составлено автором по данным из открытых источников

в результате чего газоснабжение данных территорий осуществляется за счет добычи природного газа на месторождениях севера страны, а газ поставляется по магистральному газопроводу «Хангиран – Решт». Объем потребления природного газа в северо-восточных провинциях ежегодно достигает 20–22 млрд м^3/год, тогда как объемы его добычи на севере страны сокращаются, в результате чего в долгосрочной перспективе население рассматриваемых регионов может столкнуться с дефицитом природного газа[2].

Особенности развития иранской газотранспортной системы вкупе с неравномерным развитием потребления природного газа в стране и определяют текущие возможности экспорта иранского газа в приграничные государства, в т. ч. на условиях своповых поставок (таблица 1).

Вследствие этого, Иран, начиная с 2021 г., стал активно выстраивать систему газовых свопов в Центральной Азии и на Ближнем Востоке.

В частности, уже реализован своп Туркменистана с Азербайджаном через Иран. В ноябре 2021 г. было подписано соглашение об обмене природным газом, в соответствии с которым Иран поставляет в Азербайджан от 1,5 до 2 млрд м^3/год туркменского газа. В июле 2022 г. стороны договорились в 2 раза увеличить объем газового обмена между Туркменистаном и Азербайджаном до 3–4 млрд м^3/год. По итогам 2023 г. объемы поставок туркменского газа в Иран по своповой схеме составили почти 2 млрд м^3.

В феврале 2023 г. глава Иранской компании по газовому инжинирингу и развитию (IGEDC) Р. Новшади озвучил предложение руководствам «Газпрома» и «Туркменгаза» о масштабном газовом свопе, в соответствии с которым Иран готов получать газ из Туркменистана и России на севере страны, а затем поставлять его на юге в страны Ближнего Востока (в т. ч. в Ирак) и Пакистан[3].

Иран, начиная с 2021 г., стал активно выстраивать систему газовых свопов в Центральной Азии и на Ближнем Востоке. В частности, уже реализован своп Туркменистана с Азербайджаном через Иран

[2] URL: https://energypolicy.ru/vyzovy-i-vozmozhnosti-razvitiya-ekonomikii-tek-irana/regiony/2023/14/23/

[3] URL: https://neftegaz.ru/news/transport-and-storage/777222-iran-v-proshedshem-godu-uvelichil-obem-eksporta-gaza-na-10-svop-pokazal-pochti-5-kratnyy-rost/

В конце июня – начале июля 2024 г. Иран заключил сразу несколько важных соглашений в газовой сфере. Так, 26 июня в рамках визита делегации ПАО «Газпром» в Иран был подписан стратегический меморандум о проработке организации трубопроводных поставок российского газа в Иран, а уже через неделю Иран и Туркменистан подписали контракт на своповые поставки до 10 млрд м^3 природного газа в Ирак. Однако в случае с Россией реализовать газовый своп будет сложнее в силу наличия серьезных внешних ограничений.

Напомним, что еще в 2009 г. Россия и Иран подписали меморандум, согласно которому купленный «Газпромом» туркменский газ мог бы поставляться на север Ирана в обмен на поставки газа с иранского юга в страны Персидского залива. При этом рассматривались варианты, когда за поставленный газ российская сторона получала бы нефть, газовый конденсат, СПГ или другие виды энергоресурсов[4].

В ноябре 2022 г. по итогам заседания российско-иранской межправкомиссии по торгово-экономическому сотрудничеству было объявлено об обсуждении сторонами возможности своповых поставок между Россией и Ираном в объеме до 10 млрд м^3 в год. Предполагалось, что договор о своповых поставках стороны подпишут еще до конца 2022 г., однако этого не случилось в силу нерешенности важнейших технических деталей, связанных с особенностями логистики таких поставок.

Главным вопросом для России остается возможный маршрут доставки российского газа на территорию Ирана. По данным агентства Fars, поставки на первом этапе планировалось осуществлять через Азербайджан, где есть резерв неиспользуемых мощностей действующего газопровода «Азербайджан – Иран» (не менее 6 из 10 млрд м^3/год).

Другой вариант – поставки российского газа в Иран через Туркменистан по газопроводу «Средняя Азия – Центр (САЦ)», пропускной способностью до 55 млрд м^3 и резервом свободных мощностей на уровне 15 млрд м^3/год. В этих условиях перевод одной из ниток САЦ в реверсный режим позволил бы России начать своповые поставки газа в Иран и попутно решить еще несколько задач: обеспечить потребности испытывающих нехватку газа Казахстана и Узбекистана, поучаствовать в заполнении газопровода «Средняя Азия – Китай», который сегодня также загружен далеко не полностью, а в перспективе – и будущего газопровода «ТАПИ» («Туркменистан – Афганистан – Пакистан – Индия»).

Однако возможен и третий вариант, который, по-видимому, активно обсуждается сторонами в ходе целой серии переговоров руководства «Газпрома» и представителей иранских властей, проходивших в течение последних месяцев. Речь идет о перспективах организации газового хаба на территории Ирана, который бы стал центром перераспределения будущих российских газовых поставок в регион. При этом предлагается радикальный вариант преодоления имеющихся логистических ограничений на поставку российского газа в Иран – строительство газопровода по дну Каспийского моря.

Месторождение «Южный Парс»
Источник: dveriin.ru

Новая российская газовая инициатива

26 июня 2024 г. ПАО «Газпром» и National Iranian Gas Company подписали стратегический меморандум о проработке организации поставок российского газа в Иран, который изначально рассматривался исключительно в контексте органи-

[4] URL: https://oilcapital.ru/news/2023–04–21/ty-mne-ya-emu-2909343

Перевод одной из ниток САЦ в реверсный режим позволил бы России начать своповые поставки газа в Иран и попутно обеспечить потребности испытывающих нехватку газа Казахстана и Узбекистана

зации своповых поставок трубопроводного газа из России[5]. Однако 17 июля информационное агентство Исламской Республики Иран (ИРНА) опубликовало комментарии министра нефти Ирана Джавада Оуджи о деталях достигнутого соглашения[6].

Согласно заявлению иранской стороны, стратегический меморандум предполагает подписание сторонами 30-летнего контракта на поставку российского трубопроводного газа на территорию Ирана в объеме до 300 млн м³/сут. (около 110 млрд м³/год). Меморандум предусматривает строительство для этих целей новой газотранспортной системы, часть из которой будет проложена Россией по дну Каспийского моря, а часть будет построена совместно на территории Ирана с севера на юг для возможности обеспечения газом северных и восточных провинций Ирана, а также реэкспорта российского газа на рынки стран Ближнего Востока и Южной Азии.

Вплоть до настоящего времени представители ПАО «Газпром» никак не комментировали, но и не опровергали данное заявление иранских властей, что косвенно подтверждает, как минимум, сам факт обсуждения этих вопросов с иранской стороной. Таким образом, можно говорить о новой амбициозной инициативе России в сфере экспорта российского трубопроводного газа, которая по своим масштабам и значению для страны сопоставима с созданием газотранспортной системы «Северных потоков». При этом Иран, в случае реализации этой инициативы, станет крупнейшим газовым хабом для трубопроводного газа в азиатском регионе.

Более того, о серьезности намерений сторон говорит и тот факт, что буквально через 3 месяца после подписания меморандума 24 сентября состоялся еще один

[5] См. Иран: обзор экономики и политической ситуации (июнь 2024).

[6] URL: https://ru.irna.ir/news/85541550/

Здание National Iranian Gas Company

Источник: commons.m.wikimedia.org

Иранский газохимический завод в Тегеране

Источник: en.mehrnews.com

рабочий визит делегации ПАО «Газпром» во главе с председателем правления Алексеем Миллером в Иран, в рамках которого, по-видимому, российская сторона подтвердила ранее достигнутые договоренности с новым руководством Министерства нефти Ирана, назначенным после избрания нового Президента Ирана Масуда Пезешкиана в июле 2024 г. А уже 11 октября состоялись двусторонние переговоры Президента России Владимира Путина с Масудом Пезешкианом в Туркмении на полях Международного форума «Взаимосвязь времен и цивилизаций – основа мира и развития», где также затрагивалась тема российско-иранского газового сотрудничества.

Причина внимания руководства двух стран к перспективам двустороннего газового сотрудничества очевидна – огромный потенциал газового рынка Южной Азии и Ближнего Востока.

Рынок с огромным потенциалом

Потенциальная зона обслуживания иранского газового хаба определяется соседними с Ираном странами, с которыми Иран уже связан газопроводами, либо они планируются к реализации.

В настоящее время Иран связан газопроводами с пятью странами: Туркменистан, Азербайджан, Армения, Турция и Ирак. При этом поставки из Туркменистана осуществляются исключительно в направлении Ирана, как с целью обеспечения внутреннего потребления газа в стране, так и с целью своповых поставок в рамках исполнения экспортных контрактов Ирана с Турцией, Ираком, Азербайджаном и Арменией. Таким образом, Туркменистан может рассматриваться лишь как один из каналов поступления газа в Иран, но не как рынок для будущего газового хаба.

Кроме того, Иран с 2009 г. продвигает реализацию газопровода «Иран – Пакистан» с возможностью его продления до Индии, а в 2018 г. было объявлено о завершении его строительства на иранской территории.

Таким образом, газовый рынок в зоне действия потенциального иранского газового хаба охватывает территорию семи государств (Иран, Ирак, Пакистан, Индия, Турция, Азербайджан и Армения), на совокупную долю которых в 2023 г. пришлось почти 11% мирового потребления природного газа.

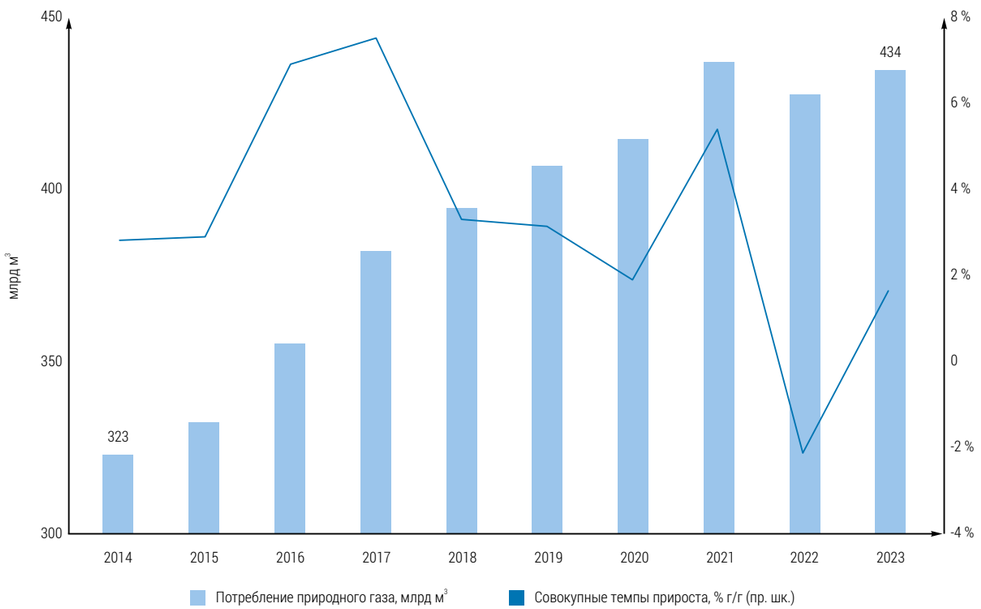


Рис. 4. Потребление газа в потенциальной зоне обслуживания Иранского газового хаба (включает Иран, Ирак, Пакистан, Индию, Турцию, Армению и Азербайджан), 2014–2023 гг.

Источник: ИЭФ по данным Energy Institute, 2024

Более того, за последние 10 лет совокупное потребление природного газа этими странами выросло на 34% (с 323 до 434 млрд м³), а среднегодовые темпы прироста потребления газа в регионе за этот же период составили 3,3% (рис. 4) при общемировом показателе в 1,7%. При этом замедление темпов прироста потребления газа в этом регионе в 2022–2023 гг. было обусловлено высокими мировыми ценами на СПГ и нестабильностью его поставок[7] при отсутствии достаточного альтернативного предложения трубопроводного газа в регионе.

Потенциальная зона обслуживания иранского газового хаба определяется соседними с Ираном странами, с которыми Иран уже связан газопроводами, либо они планируются к реализации

Другими словами, потенциальная зона действия иранского газового хаба является не только растущим газовым рынком, но и рынком со значительным отложенным спросом на природный газ, темпы роста которого сдерживаются, главным образом, ограниченным предложением этого энергоресурса в регионе по доступным для стран региона ценам.

Это также подтверждается оценками будущего спроса на газ в этих странах, который в совокупности может вырасти до 597 млрд м³ к 2030 г. (+38% к 2023 г.), а к 2050 г. – практически удвоиться к текущему уровню и достичь 835 млрд м³ (рис. 5). При этом ожидается, что основной вклад в прирост потребления газа в регионе внесут Иран и Индия (более 70% от совокупного прироста потребления газа за период 2023–2050 гг.).

Таким образом, в контексте ожидаемого роста потребления природного газа в регионе создание иранского газового хаба с подключением к нему российской газотранспортной системы и ресурсов российского природного газа представляется целесообразным решением.

Тем не менее остаются вопросы в части практической реализации этого амбициозного проекта, и они касаются особенностей создания необходимой газотранспортной инфраструктуры и его общей экономической рентабельности.

[7] К примеру, с января 2021 г. по январь 2024 г. поставщики СПГ по долгосрочным контрактам с Пакистаном объявили дефолт, по меньшей мере, по 11 партиям СПГ, что привело к дефициту топлива и электроэнергии в этой стране.

Особенности иранской ГТС: низкая меридиональная связность и избыточные экспортные мощности

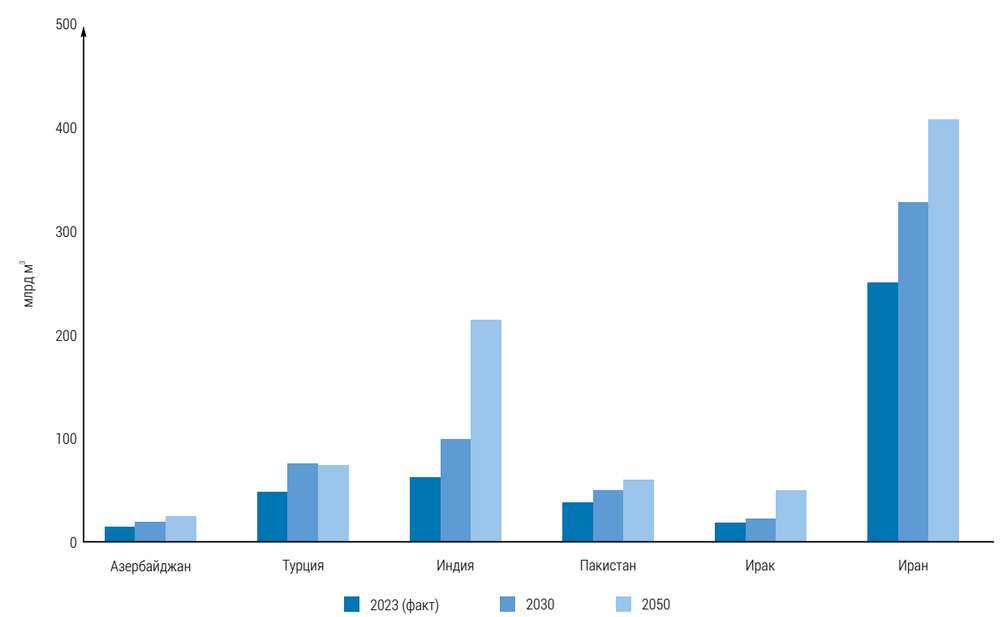
Несмотря на то, что Иран располагает четвертой в мире по протяженности (после США, России и Канады) газотранспортной системой, способной транспортировать до 300 млрд м³ трубопроводного газа в год, в стране в силу ее географических особенностей до сих пор не было построено крупных меридиональных газотранспортных коридоров. Большая часть газотранспортных мощностей расположена на юге и юго-западе страны в зоне добычи природного газа, тогда как крупные промышленные центры Ирана, расположенные на севере страны, вынуждены покрывать свои растущие потребности за счет поставок газа из соседних стран, в т. ч. на условиях газовых свопов, о чем подробно говорилось ранее.

В контексте ожидаемого роста потребления газа в регионе создание иранского газового хаба с подключением к нему российской газотранспортной системы представляется целесообразным решением

Недостаточная связность иранской ГТС в сочетании с напряженным газовым балансом страны, когда собственная добыча лишь ненамного превышает внутреннее

Рис. 5. Оценки (приведены на основе средних значений будущего спроса на газ в этих странах) будущего потребления газа в странах, входящих в потенциальную зону обслуживания Иранского газового хаба

Источник: ИЭФ по данным GECF Global Gas Outlook 2023, WEO 2023 (IEA), РЭА 2023



Внутренние цены на газ в Иране являются очень низкими и субсидируются властями, поэтому стране придется либо менять регулирование тарифов, либо перейти на перекрестное субсидирование

потребление, создают сложности Ирану и в части выполнения его экспортных газовых обязательств перед соседними странами. При этом у страны сохраняется достаточный резерв пропускных мощностей действующих межгосударственных газопроводов, некоторые из которых загружены менее чем на 50% («Иран – Ирак»), а то и вовсе практически простаивают («Иран – Азербайджан») – рис. 6.

Кроме того, как уже упоминалось выше, Иран еще в 2018 г. заявил о завершении на своей территории строительства межгосударственного газопровода «Иран – Пакистан» (другое название – «Мир»), переговоры по которому, в т. ч. с участием Индии, шли с 1996 г.

В 2009 г. после выхода Индии из обсуждения планов по его реализации, Иран и Пакистан заключили соглашение о строительстве газопровода «Иран – Пакистан» общей протяженностью 1931 км (из них 1150 км – на территории Ирана и 781 км – на территории Пакистана), рассчитанного на транспортировку 7,7 млрд м^3/год с возможностью увеличения объемов поставок до 33 млрд м^3 и продления до территории Индии. Иран построил 907 из 1150 км газопровода на своей территории уже к 2018 г. (недостроенным остается небольшой участок от г. Чабахар до ирано-пакистанской границы). Пакистан возобновил свое участие в проекте с августа 2023 г. и по состоянию на сентябрь 2024 г. согласовал строительство на своей территории первого 80-км участка газопровода от иранской границы до морского порта Гвадар.

Таким образом, с учетом вышеизложенных особенностей иранской ГТС для практического воплощения идеи о создании иранского газового хаба необходимо повысить связность иранской ГТС путем строительства газового коридора «Север – Юг», а также подключить к ней мощный внешний источник природного газа, каким

Газопровод между Ираном и Туркменистаном

Источник: kun.uz

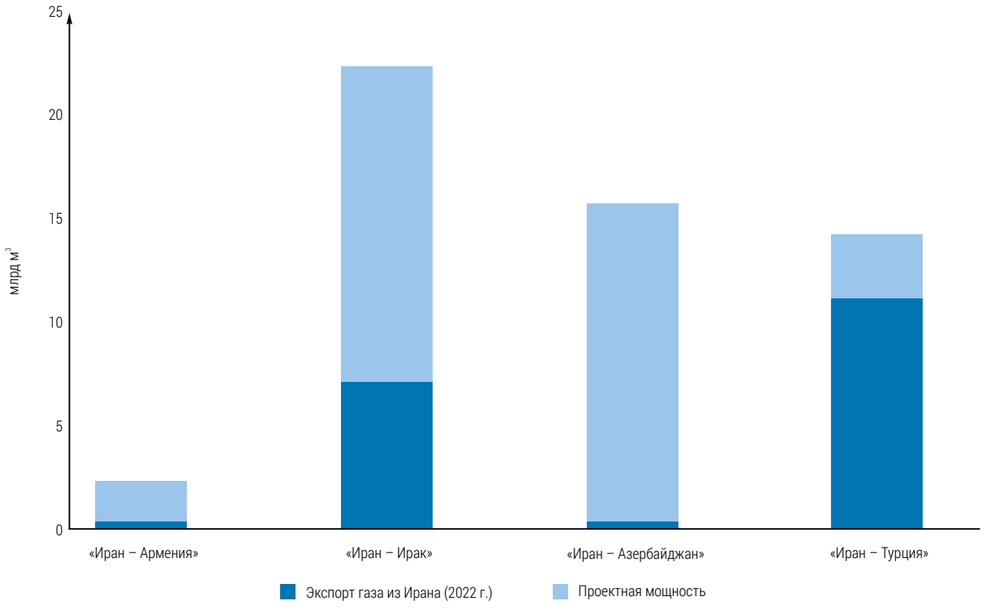


Рис. 6. Пропускная способность межгосударственных газопроводов в потенциальной зоне действия Иранского газового хаба

Источник: ИЭФ по данным Energy Institute, 2024

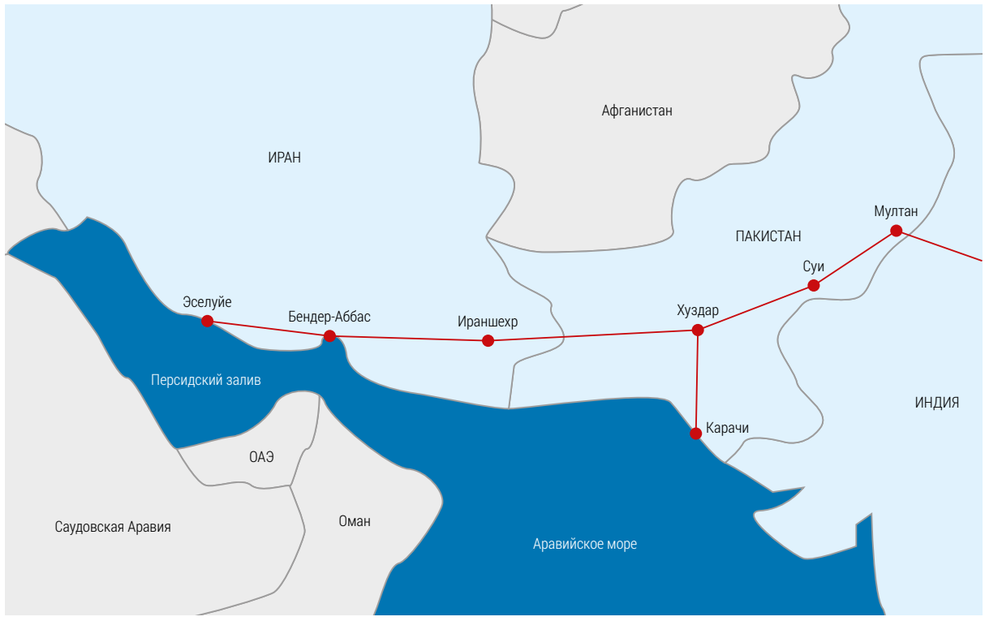


Рис. 7. Маршрут газопровода «Иран – Пакистан» с возможным продлением в Индию

Источник: https://irtag.info/ru/news/pakistan-nameren-maksimalno-bystro-dostroit-gazoprovod-iz-irana

может стать Россия в случае реализации проекта по строительству условного «Каспийского потока» (по аналогии с ГТС «Северных потоков»).

Возможно ли построить «Каспийский поток»?

Как известно, Россия располагает обширным опытом в сфере строительства подводных газопроводов, в т. ч. и в условиях беспрецедентного санкционного давления, как это было в случае с достройкой газопровода «Северный поток-2».

Однако в Каспийском море пока нет действующих межгосударственных газопроводов, хотя их строительство стало возможным после подписания всеми прибрежными странами 12 августа 2018 г. Конвенции о правовом статусе Каспийского моря[8], которая урегулировала все споры вокруг делимитации морских границ в его акватории. Согласно этому документу, для строительства трубопроводов по дну Каспийского моря нужно согласие всех государств, через воды которых пройдет такая труба (рис. 6). Таким образом, в случае реализации «Каспийского потока» России и Ирану придется согласовать этот проект, как минимум, с Азербайджаном (рис. 8). Учитывая непростую судьбу ранее обсуждавшегося проекта Транскаспийского газопровода между Туркменистаном и Азербайджаном, реализацию которого блокировала именно Россия, согласование нового проекта может оказаться совсем не простым.

Тем не менее, можно предположить, что этот вопрос затрагивался в ходе переговоров делегаций «Газпрома» и SOCAR, состоявшихся в Баку 20 августа 2024 г., по итогам которых было заявлено «о расширении стратегического партнерства двух стран в газовой сфере». Не исключено, что вопрос согласования прокладки будущего «Каспийского потока» в исключительной экономической зоне Азербайджана может стать частью пакетной сделки России и Азербайджана в контексте возможного газового свопа на европейском направлении после прекращения действия российско-украинского соглашения по транзиту российского газа в Европу после декабря 2024 г.

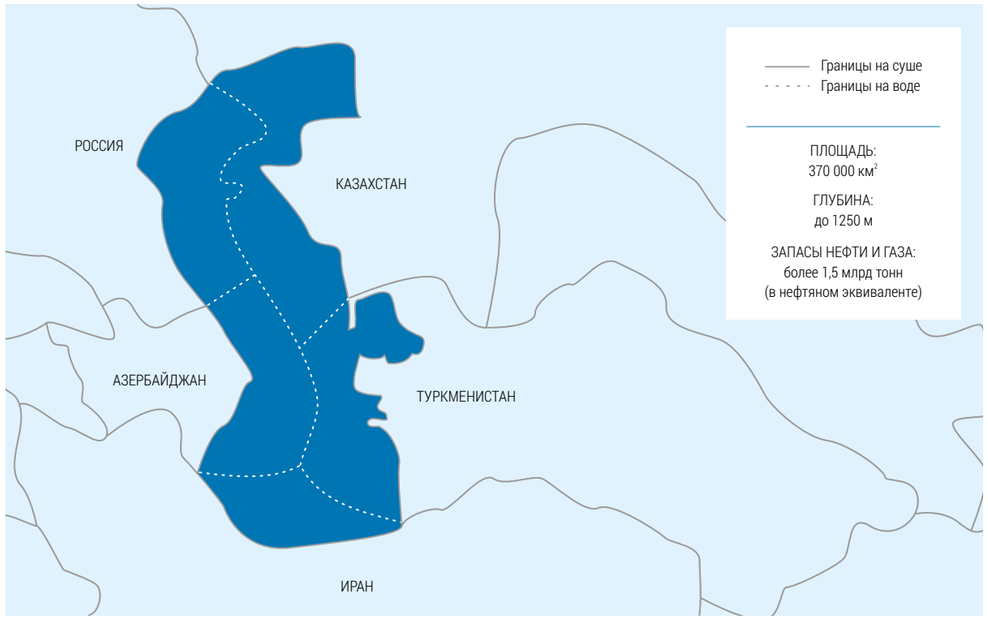


Рис. 8. Схема делимитации акватории Каспийского моря между пятью прибрежными странами (в соответствии с конвенцией 2018 г.)

Источник: «РИА Новости»

[8] URL: http://www.kremlin.ru/supplement/5328

Есть ли экономика у проекта?

Кроме политико-правовых особенностей реализации данного амбициозного газотранспортного проекта, возникают вопросы относительно его будущей экономической эффективности, в первую очередь, для России.

Первоначальные минимальные капитальные затраты на реализацию этого проекта для России можно оценить не менее чем в 20 млрд долл. США, если рассматривать только строительство будущего подводного газопровода «Каспийский поток» в 4-х ниточном исполнении (по аналогии с ГТС «Северных потоков» на Балтийском море, где стоимость каждой нитки трубы мощностью 27,5 млрд м^3 оценивалась примерно в 5 млрд долл. США).

Протяженность газопровода по дну Каспийского моря из России в Иран может превысить 1100 км, что сопоставимо с протяженностью «Северного потока 2» (1234 км), затраты на строительство 2 ниток которого мощностью 27,5 млрд м^3 каждая в 2017 г. оценивались в 9,5 млрд долл. США. В дальнейшем итоговая стоимость реализации проекта выросла до 17 млрд долл. США. Однако на рост итоговой стоимости проекта повлияли санкционные ограничения, введенные против оператора проекта и компаний-подрядчиков еще на стадии строительства.

Кроме того, необходимо построить соответствующую приемную инфраструктуру на территории Ирана и расширить мощности российской ГТС на точке входа в будущий «Каспийский поток», что также потребует значительных инвестиций. С учетом вышеизложенного, реализация данного проекта займет 5–6 лет, а его выход на проектные мощности – не менее 10 лет.

И здесь принципиальным вопросом становится цена российского газа, который будет поступать в иранский газовый хаб через будущий «Каспийский поток». В случае, если мы планируем его продавать Ирану на входе в иранскую ГТС, то тогда необходимо ориентироваться на уровень поставочных цен на газ из РФ для стран Центральной Азии (140–160 долл. США/тыс. м^3). Учитывая, что внутренние цены на газ в Иране для промышленности и населения являются очень низкими и, в основном, субсидируются властями, то Ирану придется либо менять регулирование тарифов, либо перейти на перекрестное субсидирование внутренних потребителей за счет собственных доходов от экспорта газа.

Однако возможен и вариант прямого реэкспорта российского газа, который будет поступать в иранскую газотранспортную систему из России. В этом случае поставки российского газа могут осуществляться по системе валютных свопов, стандартно заключаемых на год с возможностью пролонгации. А это автоматически привязывает стоимость экспортного российского газа к котировкам на международных биржах, которые значительно выше цен реализации российского газа в странах Центральной Азии. И такой вариант выглядит для «Газпрома» и России более предпочтительным.

Башня Azadi, Тегеран, Иран

Источник: Curioso_Travel_Photography / depositphotos.com

Центр ядерных исследований и технологий ЦЯИТ в Боливии *Источник: atomic-energy.ru*

УДК 621.039 DOI 10.46920/2409-5516_2024_12203_34 EDN: MWPLID

Атомный взлет
Atomic Takeoff

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

Anna DOGUAB
Columnist of the magazine
«Energy Policy»
E-mail: anna.gorshik@yandex.ru

АЭС «Руппур», Бангладеш *Источник: strana-rosatom.ru*

Аннотация. Статья анализирует перспективы роста мирового энергопотребления. Отмечается резкий рост спроса на атомную энергетику как постоянного равномерного источника энергии. Россия является безусловным лидером на мировом атомном рынке во многом за счет развития новых технологий и их локализации на местах.
Ключевые слова: АЭС, атомная промышленность, спрос на электроэнергию, реакторы поколения III+.

Abstract. The article analyzes the prospects for growth in global energy consumption. A sharp increase in demand for nuclear energy as a constant uniform source of energy is noted. Russia is the undisputed leader in the global nuclear market largely due to the development of new technologies and their localization in the field.
Keywords: NPP, nuclear industry, demand for electricity, III+-generation reactors.

Страны БРИКС поддержали идею создания общей платформы по атомной энергетике для развития сотрудничества на корпоративном уровне

Спрос на вырост

Рост численности населения в мире, развитие промышленности, тотальная цифровизация, все более активная электрификация городов, бурный рост центров обработки данных, переход на электротранспорт – все это приводит к неизбежному росту спроса на электроэнергию. По оценке Международного энергетического агентства (МЭА), за последние 10 лет потребление именно электроэнергии росло в 2 раза быстрее, чем спрос на энергию в целом. И эта тенденция продолжится в среднесрочной перспективе.

Согласно последнему обзору МЭА World Energy Outlook 2024, до 2050 г. при любом сценарии развития мировой экономики спрос на электроэнергию в мире удвоится. Причем это будет происходить вне зависимости от тенденций климатической повестки, изменений геополитических условий или темпов роста мировой экономики. Этот вектор, скорее, обусловлен общим развитием социума и ростом благосостояния населения, даже в беднейших странах мира.

В базовом сценарии прогноза (Stated Policies Scenario), который основывается на реализуемых мерах в энергетике и промышленности, а также неизменности климатической политики, мировой спрос на электроэнергию вырастет с 26 000 ТВт·ч в 2023 г. до 50 000 ТВт·ч к 2050 г. В 2023–2035 гг. прирост в среднем будет составлять 1000 ТВт·ч в год. В сценарии объявленных обязательств (Announced Pledges Scenario) спрос на электроэнергию вырастет ровно в 2 раза, а в сценарии «чистого нуля» выбросов парниковых газов (Net Zero Emissions by 2050 Scenario) – в более чем 2,5 раза.

Рост потребления электроэнергии будет идти неравномерно по странам и континентам и будет постоянно подталкиваться так называемым эффектом отложенного спроса со стороны развивающихся стран, пытающихся подогнать свою экономику и уровень жизни населения под стандарты более развитых стран.

Сейчас США потребляют примерно 14 000 кВт·ч в год на человека, Китай – порядка 5000–6000 кВт·ч в год на человека, потребление электроэнергии в быстроразвивающихся, догоняющих экономиках Южной и Юго-Восточной Азии существенно меньше. В Индии, Индонезии и Вьетнаме оно составляет в среднем только 1000–2000 кВт·ч в год на человека, однако уже через 10–15 лет спрос на электроэнергию в этих южноазиатских странах может вырасти в 3–5 раз.

Одновременно под давлением климатической повестки будет меняться и структура потребления электроэнергии. Доля нефти, газа и угля так или иначе будет снижаться, хотя этот процесс будет идти достаточно неравномерно. А доля атомной электроэнергии и ВИЭ, наоборот, расти.

Работаем надежно 24/7

Уже сейчас, согласно отчету Всемирной ядерной ассоциации (World Nuclear Association – WNA), доля атомной промышленности в мировом производстве электроэнергии составляет 9% или 2602 млрд кВт·ч. К 2050 г. этот показатель может вырасти до 12%.

По оценке экспертов МАГАТЭ, которую они приводят в своем прогнозе развития атомной промышленности до 2050 г., при реализации низкого сценария развития мощности АЭС вырастут на 23%: с 371 ГВт в 2023 г. до 458 ГВт в 2025 г. В высоком сценарии ожидается, что к 2050 г. общая мощность ядерных реакторов в мире увеличится уже более чем в 2 раза и достигнет 890 ГВт.

В следующем году прогнозы МАГАТЭ могут быть пересмотрены в сторону еще большего увеличения доли атомной генерации на фоне появления в разных государствах новых планов по строительству АЭС. Так, в ноябре этого года США опубликовали дорожную карту по развитию атомной промышленности в стране до 2050 г. под названием «Безопасное и ответственное расширение ядерной энергетики США: цели развертывания и план действий». Согласно документу, страна планирует в 2050 г. увеличить в 3 раза мощности АЭС с текущих 100 ГВт до 300,6 ГВт.

Такой взрывной рост спроса на атомную генерацию объясним. АЭС – это наиболее надежный и постоянный источник недорогой электроэнергии, вырабатываемой равномерно в течение 24 часов 7 дней в неделю, который не зависит от погоды, уровня воды в водохранилищах и пиковых нагрузок. Атомные станции наиболее оптимально вписываются и в климатическую повестку, поскольку не производят выбросов парниковых газов. Фактически среди так называемых «чистых» источников энергии атомная генерация занимает 2 место в мире, уступая лишь гидроэнергетике.

На текущий момент «Росатом» возводит 22 энергоблока в 7 странах мира, всего же в портфеле зарубежных заказов корпорации 39 атомных блоков большой и малой мощности в 10 странах

Тяньваньская АЭС, Китай
Источник: «Росатом»

По данным WNA, в 2023 г. ядерные реакторы помогли снизить глобальную эмиссию парниковых газов в атмосферу на 2,1 млрд т. Это больше, чем годовые выбросы любой отдельной страны в мире, кроме Китая, США и Индии. Если перенести этот показатель на всю историю атомной промышленности за последние 50 лет, то, по данным МЭА, использование АЭС позволило предотвратить около 70 млрд т выбросов углекислого газа.

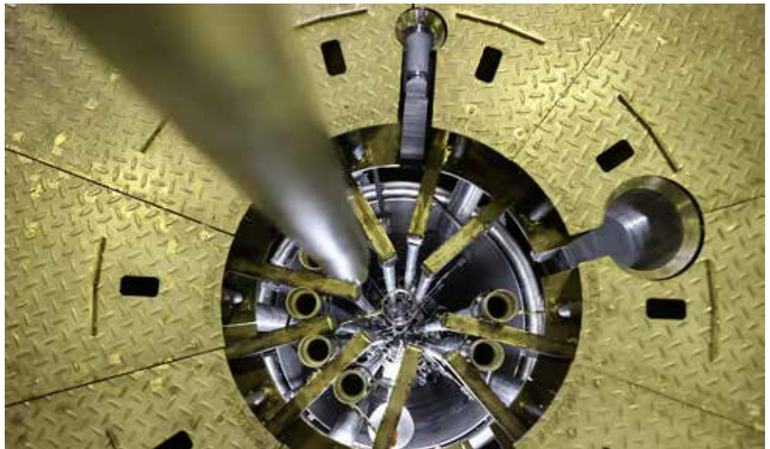
«Зеленая» энергия де-факто и де-юре

Преимущества атомной промышленности стали очевидны в 2020–2021 гг., когда на фоне роста спроса на электроэнергию при одновременно очень безветренной погоде по всей территории Европы начались сбои в работе энергосистем, завязанных на ветровых электростанциях. Уже в феврале 2022 г. Еврокомиссия подготовила документ под названием «Таксономия ЕС» – классификация видов экономической деятельности с точки зрения их соответствия требованиям перехода к безуглеродной экономике. В этом документе ЕК классифицировала атомную энергетику как переходный «зеленый» источник энергии до 2045 г., способствующий переходу к безуглеродной экономике.

«Принимая во внимание научные оценки и текущий технологический прогресс, Еврокомиссия считает, что существует роль для частных инвестиций в газовую и атомную энергетики в переходный период. Избранные виды атомной и газовой энергетик соответствуют климатическим и природным целям ЕС и позволят ускорить переход от наиболее грязных видов энергетики, таких как угольная генерация, к климатически нейтральному будущему, по большей части основанному на возобновляемых источниках энергии», – говорится в документе.

Кроме того, отмечают эксперты МАГАТЭ, такой шаг Еврокомиссии обусловлен и ростом новых технологий в атомной промышленности, повышающих эффективность и удобство использования «чистой» энергии в больших объемах. «Меняющийся энергетический ландшафт, а также твердая приверженность мерам по защите климата и более пристальное внимание к энергетической безопасности заставили ряд государств – членов ЕС пересмотреть свою политику в отношении ядерной энергетики и принять решения о продолжении эксплуатации существующих реакторов и строительстве новых ректоров поколения III/III+. Кроме того, все большее число стран демонстрируют рост интереса к разработке малых модульных реакторов и их применению как в энергетических, так и неэнергетических целях», – говорится в прогнозе развития атомной промышленности, подготовленном специалистами МАГАТЭ в конце 2023 г.

Корпус исследовательского ядерного реактора ЦЯИТ в Боливии
Источник: strana-rosatom.ru



Новый потребитель

В 2024 г. проявился еще один важный фактор, подталкивающий развитие атомной энергетики – тотальная цифровизация промышленности и банковской сферы, которая потянула за собой массовое создание центров обработки данных, необходимых в том числе для развития систем искусственного интеллекта.

Согласно исследованию Enverus Intelligence Research, потребление электричества ЦОДами вырастет с 2023 по 2030 гг. примерно на 14 ГВт. По еще более оптимистичной оценке Goldman Sachs, к 2030 г. спрос на электроэнергию в центрах обработки данных вырастет на 160%.

«В настоящее время центры обработки данных по всему миру потребляют 1–2% от общего объёма электроэнергии, но к концу десятилетия этот процент, вероятно, вырастет до 3–4%. В США и Европе этот возросший спрос будет способствовать такому росту потребления электроэнергии, которого не было уже несколько поколений», – отмечают аналитики Goldman Sachs в своем отчете за 2023 г.

Главными потребителями станут ЦОДы, ориентированные на работу с искусственным интеллектом, поскольку для одного запроса в ChatGPT требуется 2,9 Вт·ч электроэнергии по сравнению с 0,3 Вт·ч для поиска в Google. По оценкам Goldman Sachs Research, в период с 2023 по 2030 гг. общее увеличение энергопотребления центрами обработки данных за счёт ИИ составит порядка 200 ТВт·ч в год. «К 2028 г., по прогнозам наших аналитиков, ИИ будет обеспечивать около 19% энергопотребления центров обработки данных», – говорится в отчете.

В результате в мире сформировался новый крупный потребитель, требующий не просто электроэнергии, а равномерной и постоянной выработки. Это подтолкнуло крупнейших операторов центров обработки данных войти в коллаборацию с атомными энергетическим компаниями.

В марте Talen Energy заключила сделку по поставке атомной электроэнергии под

системы искусственного интеллекта компании Amazon. В сентябре Constellation Energy и Microsoft договорились перезапустить к 2028 г. закрытую 45 лет назад АЭС Three Mile Island в США для поставки электроэнергии ЦОДам для ИИ. В октябре Google подписал соглашение с атомной компанией Kairos Power о строительстве 6–7 малых модульных реакторов суммарной мощностью 500 МВт. Договор Google и Kairos стал первым в мире долгосрочным соглашением на строительство и поставку электроэнергии сразу с нескольких атомных реакторов. И, как признает сам Google, возможно, электроэнергия малых энергоблоков будет стоить дороже, чем у крупных АЭС, однако это соглашение позволит ускорить разработку таких реакторов и избежать риска дефицита электроэнергии.

А строить кто будет?

Взлет спроса на ядерную энергию (в том числе со стороны новых потребителей) поднял вопрос о том, а собственно какие компании и какие страны на сегодняшний день способны строить современные и безопасные атомные электростанции?

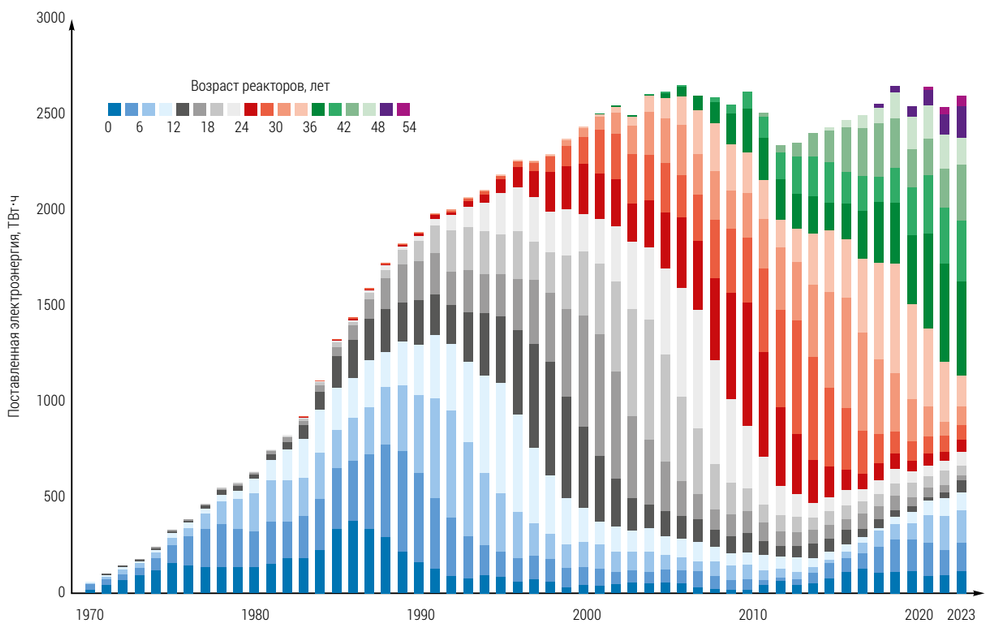
Большинство стран – лидеров атомной отрасли предпочитают идти по принципу модернизации и продления сроков эксплуатации уже построенных АЭС (рис. 1). Так, во Франции доля АЭС в энергобалансе страны достигает почти 70%, при этом более 71% реакторов уже давно изношены. В декабре этого года французская EDF сообщила о подключении к сети первого за последние 25 лет атомного реактора Flamanville 3, который был запущен с отставанием по графику на 12 лет.

Аналогичная ситуация наблюдается и в США, где доля старых АЭС, введенных в эксплуатацию в конце 1970-х – начале 1980-х гг. превышает 80%. Только в прошлом году впервые за 8 лет и также со срывом графика был введен третий энергоблок атомной электростанции «Вогтль».

Япония в прошлом году приняла закон, который предлагает бессрочную эксплуатацию АЭС вместо принятых ранее 60 лет. Согласно новому законодательству, атомные реакторы должны проходить проверку в первый раз через 30 лет после ввода в эксплуатацию, а потом каждые 10 лет.

Между тем под давлением растущего спроса на электроэнергию появляется все больше и больше новых стран, готовых

Рис. 1



АЭС «Эль-Дабаа» в Египте
Источник: ixbt.com

заняться развитием атомной энергетики. Так, Объединенные Арабские Эмираты, основу экономики которых составляет добыча нефти, в 2020 г. ввели свою первую атомную станцию «Барака» мощностью 5,6 ГВт, что обеспечило 25% спроса на электроэнергию внутри региона. Свои первые атомные станции строят Египет, Бангладеш, Турция, о возведении ядерных блоков задумались Казахстан и Узбекистан. В Австралии идут ожесточенные споры о возможности строительства первой АЭС на континенте.

Создать атомную промышленность в стране с нуля крайне сложно. Это требует формирования нормативно-правовой базы, мобилизации большого количества финансовых, технических и материальных ресурсов, подготовку специалистов, создание инфраструктуры, налаживание новых международных экономических связей, формирование пула надежных поставщиков оборудования и сырья для будущего завода. На сегодняшний день лишь ограниченное количество участников способно выступить экспортерами технологий строительства и эксплуатации АЭС.

Мир «Росатома»

Крупнейшим в мире игроком на атомном рынке является госкорпорация «Росатом». Ее доля в экспорте технологий АЭС достигает почти 90%. На текущий момент «Росатом» возводит 22 энергоблока в 7 странах мира, всего же в портфеле корпорации 33 возведенных атомных блока в 11 странах.

«В чем наша сила в работе на экспорт? В том, что мы никогда не предлагаем и не продаем просто станцию. Мы продаем образ жизни – начиная с подготовки кадров, создания атомной инфраструктуры, оказания помощи стране в реализации законодательных инициатив, заканчивая подготовкой персонала. Мы работаем с научными организациями, с академиями наук стран-партнеров, сотрудничаем с гражданским обществом, парламентом, неправительственными организациями. То есть мы всегда очень открыто, по-братски приходим в ту или иную страну и предлагаем эти компетенции. И получаем, конечно, такую же отдачу», – говорил в интервью «Известиям» глава компании Алексей Лихачев.

В частности, «Росатом» занимается активной реализацией первого атомного проекта «Эль-Дабаа» в Египте, состоящим из четырех энергоблоков третьего поколения суммарной мощностью 4,8 ГВт, которые будут подключены к сети в 2028 г. В январе 2024 г. началось сооружение последнего из 4 блоков египетской АЭС.

«Росатом» строит первую атомную станцию «Руппур» в Бангладеш мощностью 2,4 ГВт. В октябре 2024 г. на первом энергоблоке АЭС уже завершена сборка реактора. Следующий этап – проведение гидравлических испытаний, в ходе которых будет проверена работоспособность оборудования реакторной установки. На втором энергоблоке АЭС в январе этого года с опережением сроков завершено бетонирование наружной защитной оболочки.

В декабре на энергоблоке № 1 АЭС «Руппур», сооружаемом госкорпорацией «Росатом» в Бангладеш, завершены строительно-монтажные работы. Стартовал первый этап операции по выводу реакторной установки на номинальные параметры. В ходе этого этапа будет опробована работоспособность оборудования и механизмов, в частности, впервые будут запущены и опробованы главные циркуляционные насосы. После проведения всего комплекса испытаний блок будет готов к началу пусковых операций. Пуск в эксплуатацию АЭС «Руппур» обеспечит экологически чистой и безопасной энергией более 10% общего энергопотребления Бангладеш, где наблюдается острый дефицит электроэнергии.

Первая атомная станция в Турции «Аккую» мощностью 4,8 ГВт также будет построена по российским технологиям.

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА №12(203) / 2024

Процесс строительства 4 энергоблоков АЭС «Аккую» сейчас напоминает конвейер. Такой подход позволит обеспечить работу всех 4 блоков в 2028 г. В декабре 2024 г. прошла успешная постановка турбоагрегата энергоблока № 1 на валоповоротное устройство. Событие означает, что специалисты убедились в готовности турбины и всех важных вспомогательных систем к работе. Кроме того, было завершено строительство защитной оболочки реакторного здания энергоблока № 1, смонтированы купол наружной защиты весом около 500 т и главные циркуляционные насосы, обеспечивающие циркуляцию воды в первом контуре.

На энергоблоке № 2 приступили к установке элементов безопасности – гидроемкостей системы аварийного охлаждения активной зоны. Эти высокотехнологичные элементы пассивной системы безопасности обеспечат надежность работы реактора даже в отсутствие источников электропитания и без участия персонала. На энергоблоке № 3 завершено бетонирование фундамента турбоагрегата, который будет принимать на себя и равномерно распределять большие нагрузки, возникающие во время работы турбины. Сейчас на блоке идет подготовка к главной операции года – установке корпуса реактора. На энергоблоке № 4 идут активные работы по сооружению шахты реактора. В начале года был установлен последний компонент устройства локализации расплава, а в октябре мы установили ещё два ключевых элемента шахты (сухую защиту и опорную ферму).

Кроме того, в мае 2024 г. госкорпорация «Росатом» подписала контракт на сооружение атомной электростанции малой мощности (АСММ) в Узбекистане. Проект предусматривает строительство в Джизакской области Узбекистана АСММ по российскому проекту мощностью 330 МВт. Малая АЭС будет состоять из 6 модульных реакторов по 55 МВт каждый.

Останавливаться на достигнутом «Росатом» не собирается. По инициативе корпорации представители компаний атомного сектора стран БРИКС+ обсудили и поддержали идею создания общей платформы по атомной энергетике для развития сотрудничества на корпоративном уровне. Заявление в поддержку инициативы подписали представители России, Бразилии, Китая, ЮАР, Ирана, Эфиопии, Боливии.

Транспортировка плавучего энергоблока «Академик Ломоносов»
Источник: «Росэнергоатом»

В июне на полях Петербургского международного экономического форума были подписаны меморандумы о взаимопонимании между госкорпорацией «Росатом» и Министерством энергетики, шахт и карьеров Буркина-Фасо по обучению и подготовке кадров в области атомной энергетики, по оценке и развитию ядерной инфраструктуры, а также по вопросам формирования позитивного общественного мнения в отношении атомной энергетики. Кроме того, на ПМЭФ был подписан меморандум о намерениях с партнерами из Республики Гвинея, предусматривающий взаимодействие по проекту плавучих энергоблоков для электроснабжения республики.

Секрет в технологиях и максимальной локализации

Секрет такого успеха «Росатома» на мировом рынке заключается в активном внедрении новых технологий, которые позволяют повысить мощность, эффективность и безопасность атомных реакторов. «Росатом» изначально проектировал флагманские атомные электростанции третьего поколения с тем, чтобы они могли выдерживать самые суровые природные и техногенные испытания – землетрясения, цунами, падение самолета. Так, например, в этом году было изготовлено 2 корпуса реактора ВВЭР-1200 третьего поколения для АЭС, строящихся в Китае по российскому проекту, и 10 парогенераторов для третьего блока АЭС «Аккую», восьмого блока АЭС «Тяньвань» и четвертого блока АЭС «Сюйдапу». Также в 2024 г. «Росатом» начал изготовление реакторной установки для АЭС большой мощности «Пакш-2» в Венгрии.

При этом «Росатом» не ограничивает доступ к своим новейшим технологическим решениям и оборудованию, наоборот, стремится максимально локализовать производство в странах-партнерах. «Это никакой не парадокс, а совершеннейшая истина. Экспорт атомных технологий со стороны Российской Федерации – это очень серьезный вклад в технологический суверенитет страны, импортирующей эти технологии», – сказал глава «Росатома».

«Мы всегда делимся в первую очередь знаниями и подходами, и уже во вторую очередь переходим к материальной части. Переходя к этапу создания атомного объекта, мы всегда стараемся максимально локализовать эту работу среди местных компаний и специалистов. Мы всегда говорим: возьмите локализации столько, сколько сможете. Но при одном условии – поставщик должен быть компетентен, профессионален и пройти все необходимые процедуры лицензирования с точки зрения ядерной безопасности как у своего регулярного, так и у российского поставщика», – отмечал на РЭН А. Лихачев.

Неисчерпаемая энергия атома

Удержать свои позиции мирового лидера атомной отрасли «Росатом» планирует за счет разработки и активного внедрения принципиально новых реакторов и технологий, которые могут в будущем стать практически неисчерпаемым источником энергии. «Мы понимаем, что по сравнению с ближайшими нашими конкурентами в большинстве технологий мы имеем задел на 10–12 лет. И все, что у них существует на бумаге, у нас существует как минимум в стендах и НИОКРах», – отмечал А. Лихачев.

Добыча урана госкорпорацией «Росатом»
Источник: atomic-energy.ru

Сейчас «Росатом» – единственная компания в мире, которая по итогам серьезного периода разработки и испытаний приступила к практической реализации атомных реакторов четвертого поколения. Пока эти технологии отрабатываются в России. В частности, в Северске был осуществлен запуск линии карботермического синтеза на модуле по производству инновационного СНУП-топлива (смешанное нитридное ураноплутониевое топливо) для реактора четвертого поколения БРЕСТ-ОД300.

В июле на энергоблоке № 4 Белоярской АЭС в реактор на быстрых нейтронах БН-800 впервые были загружены четыре тепловыделяющие сборки с уран-плутониевым МОКС-топливом, в которые были добавлены минорные актиниды – наиболее радиотоксичные и долгоживущие компоненты, содержащиеся в облученном ядерном топливе. Их внедрение позволит в тысячи раз снизить продолжительность хранения отработавшего ядерного топлива, используя его повторно.

Это даст возможность, по сути, замкнуть ядерный топливный цикл, что, с одной стороны, предоставит человечеству доступ к почти неисчерпаемому источнику энергии, а с другой стороны, решит проблемы накапливающихся радиоактивных отходов. В случае успеха эти технологии могут стать одними из наиболее привлекательных на мировом атомном рынке.

Наконец, «Росатом» продолжает активно развивать проект строительства уникального токамака с реакторными технологиями (ТРТ) в Троицке. В этом году был подготовлен эскизный проект такой установки. Его основная задача – апробировать и продемонстрировать работоспособность технологий, которые лягут в основу уже полноценно работающей установки для термоядерного синтеза – практически неисчерпаемого источника энергии.

Результаты этих разработок могут обеспечить принципиально новый подход к пониманию энергетики, изменить вектор глобального энергоперехода и подготовить базу для новой промышленной революции.

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА №12(203) / 2024

УДК 551.583 DOI 10.46920/2409-5516_2024_12203_42 EDN: ONEDLR

Влияние климатических изменений на условия эксплуатации магистральных нефтепроводов

Impact of climate change on operating conditions of main oil pipeline

Юрий КАЙНОВ
Заместитель заведующего лабораторией математического моделирования внешних воздействий на объекты мониторинга, ООО «НИИ «Транснефть»
E mail: KaynovYA@niitnn.transneft.ru

Yuri KAINOV
Deputy Head of the Laboratory of Mathematical Modeling of External Impacts on Monitoring Facilities, Research Institute of Transneft
E mail: KaynovYA@niitnn.transneft.ru

Алексей КОРОТКОВ
Заведующий лабораторией математического моделирования внешних воздействий на объекты мониторинга, к. т. н., ООО «НИИ «Транснефть»
E mail: KorotkovAA@niitnn.transneft.ru

Alexey KOROTKOV
Head of the Laboratory of Mathematical Modeling of External Impacts on Monitoring objects, Candidate of Technical Sciences, Research Institute of Transneft
E mail: KorotkovAA@niitnn.transneft.ru

Рис. 1. Схема расположения нефтепроводов ПАО «Транснефть»

Аннотация. В статье рассматриваются вопросы обеспечения безопасной эксплуатации магистральных нефтепроводов в условиях изменяющегося климата на примере анализа влияния изменения температуры воздуха на геокриологическую обстановку. Проведены анализ изменения климатических параметров и условий работы термостабилизаторов грунтов, а также анализ влияния климата на условия эксплуатации магистральных нефтепроводов. Приведены предложения по учету изменения климатических параметров при прогнозировании технического состояния магистральных нефтепроводов.
Ключевые слова: магистральный нефтепровод, изменения климата, тепловой режим грунтов, сложные природно-климатические условия, многолетнемерзлые грунты.

Abstract. The article discusses the issues of ensuring the safe operation of trunk oil pipelines in a changing climate by analyzing the impact of air temperature changes on the geocryological situation. The analysis of changes in climatic parameters and operating conditions of soil thermostabilizers, as well as the analysis of the influence of climate on the operating conditions of main oil pipelines, has been carried out. The proposals on taking into account changes in climatic parameters when forecasting the technical condition of main oil pipelines are presented.
Keywords: main oil pipeline, climate change, soils thermal regime, difficult natural and climatic conditions, permafrost.

Общая протяженность магистральных нефтепроводов, эксплуатирующихся организациями системы «Транснефть», составляет более 67 тыс. км

ПАО «Транснефть» является крупнейшей в мире трубопроводной компанией в области транспортировки нефти и нефтепродуктов. Общая протяженность магистральных нефтепроводов, эксплуатирующихся организациями системы «Транснефть», составляет более 67 тыс. км. География нефтепроводов и нефтепродуктопроводов настолько широка, что затрагивает практически каждый субъект Российской Федерации с различными природно-климатическими условиями, зачастую сложными и уникальными (рис. 1).

Организациями системы «Транснефть» эксплуатируются надземные (рис. 2) и подземные магистральные нефтепроводы, причем подземные нефтепроводы эксплуатируются как с опиранием на грунт или скальную породу (рис. 3), так и на подземные подвесные опоры нефтепровода (рис. 4).

Необходимость эксплуатации магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов в районах со сложными природно-климатическими условиями ставит вопрос изучения изменений климата и влияния этих процессов на эксплуатацию магистральных нефтепроводов. Только анализ изменений климата позволит адаптировать технические решения по прокладке магистральных нефтепроводов к фактическим условиям эксплуатации. Необходимо отметить, что результаты климатических наблюдений и модельные прогнозы климата не всегда доступны с требуемой территориальной и/или временной детализацией. Данная проблема актуальна не только для субъектов Российской Федерации, но и для многих регионов мира [1] с учетом местной специфики.

При проведении анализа влияния изменений климата на условия эксплуатации магистральных нефтепроводов необходимо в первую очередь определить взаимосвязь между контролируемыми климатическими параметрами и изменением условий эксплуатации магистральных нефтепроводов. При этом следует различать изменение условий эксплуатации для магистральных нефтепроводов, расположенных на многолетнемерзлых грунтах, и магистральных нефтепроводов,

Рис. 2. Участок магистрального нефтепровода, расположенный надземно на опорах

расположенных на талых грунтах. В рамках настоящей статьи рассмотрим только магистральные нефтепроводы, расположенные на многолетнемерзлых грунтах, так как они являются одними из наиболее сложных с точки зрения обеспечения безопасной эксплуатации. Протяженность таких участков составляет 611 км при общей протяженности нефтепроводов в районах распространения многолетнемерзлых грунтов в 7 075 км (магистральные нефтепроводы, проложенные в районах распространения многолетнемерзлых грунтов, отмечены на рис. 1 синим пунктиром).

«Транснефть» эксплуатирует надземные и подземные нефтепроводы, причем подземные нефтепроводы эксплуатируются как с опиранием на грунт, так и на подземные подвесные опоры

Взаимосвязь между контролируемыми климатическими параметрами и изменением условий эксплуатации магистральных нефтепроводов предлагается рассматривать по следующим группам:

1. Изменение теплового баланса в системе «грунт – атмосфера». В рамках настоящей статьи для данной группы рассмотрим следующие зависимости:
   - изменение температуры грунтов вследствие изменения температуры наружного воздуха;
   - изменение глубины деятельного слоя грунтов (слоя сезонного промерзания и слоя сезонного оттаивания) вследствие изменения температуры наружного воздуха;
   - изменение теплообмена на границе «грунт – воздух» вследствие изменения толщины и продолжительности залегания снежного покрова.
2. Изменение условий работы технических средств. В рамках настоящей статьи для данной группы рассмотрим следующие зависимости:
   - изменение холодопроизводительности термостабилизаторов

Рис. 3. Участок магистрального нефтепровода, расположенный подземно с опиранием на грунт

Рис. 4. Участок магистрального нефтепровода, расположенный подземно на подвесных опорах

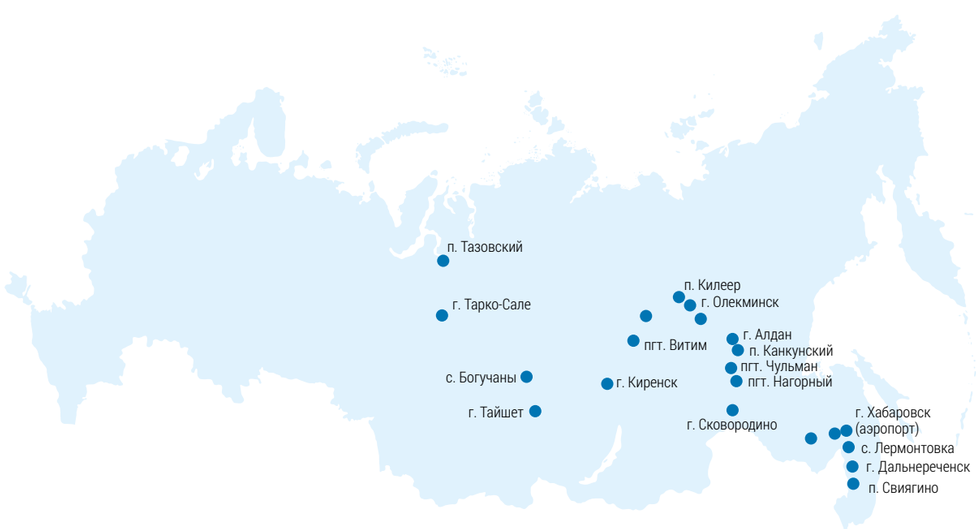
грунтов вследствие изменения скорости ветра и температуры наружного воздуха;
- изменение продолжительности работы термостабилизаторов грунтов в зимний период вследствие изменения температуры наружного воздуха.

Рассмотрим каждую подгруппу более подробно.

Изменение температуры грунтов вследствие изменения температуры наружного воздуха

В работе [2] проведен анализ изменений среднемесячной и среднегодовой температур наружного воздуха на основании данных метеонаблюдений на 21 метеостанции, которые расположены в зоне распространения многолетнемерзлых грунтов магистральных нефтепроводов «ВСТО-1», «ВСТО-2», «Заполярье – НПС «Пурпе» и «Куюмба – Тайшет», входящих в перечень Всемирной метеорологической организации за период с 1966 по 2021 гг. (рис. 5). По результатам анализа установлено, что на всех рассматриваемых метеостанциях за период наблюдений температура имеет тренд к повышению. Среднемноголетняя динамика повышения температуры наружного воздуха для рассматриваемых метеостанций составляет от 0,028 °С/год до 0,067 °С/год, что соответствует повышению от 0,84 до 2,01 °С за 30 лет и от 1,40 до 3,35 °С за 50 лет, т. е. повышение температуры воздуха может достигать более 3 °С за период эксплуатации магистральных нефтепроводов (магистральные нефтепроводы «Уренгой – Холмогоры» и «Тарасовское – Муравленковское» введены в эксплуатацию в 1987 г. и эксплуатируются по настоящее время). Многолетняя тенденция повышения температуры наружного воздуха приводит к изменению теплового баланса и создает условия для повышения температуры грунтов, что, в свою очередь, может приводить к негативным последствиям при эксплуатации магистральных нефтепроводов. Во-первых, для магистральных нефтепроводов, проложенных надземным или подземным способом с использованием свайных опор, повышение температуры многолетнемерзлых грунтов приводит к снижению несущей способности свайного основания. Расчетное сопротивление мерзлого грунта сдвигу по боковой поверхности, которое является

Рис. 5. Карта расположения метеостанций, результаты замеров на которых использованы при проведении исследований в рамках работы [2]



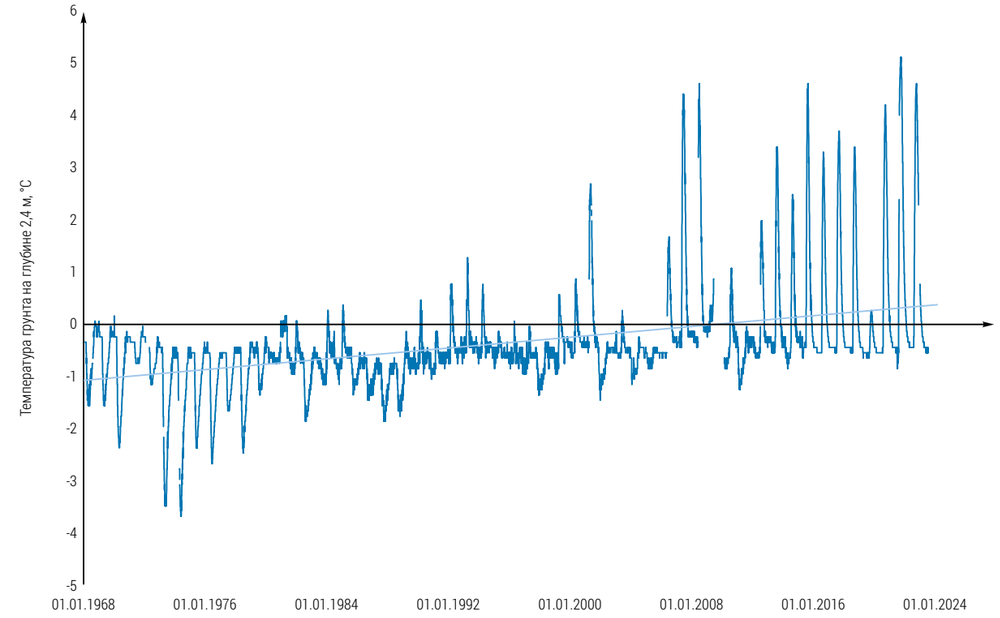


Рис. 6. Многолетняя динамика изменения температуры грунта на глубине 2,4 м

Источник: по данным метеостанции г. Якутск

составляющей несущей способности свайного основания, обратно пропорционально температуре грунта. Во-вторых, для магистральных нефтепроводов, проложенных подземным способом без использования свайных опор, повышение температуры многолетнемерзлых грунтов приводит к увеличению скорости развития ореолов оттаивания под нефтепроводом, что, в свою очередь, может привести к увеличенным (непроектным) просадкам нефтепровода.

Изменение глубины деятельного слоя грунтов (слоя сезонного промерзания и слоя сезонного оттаивания) вследствие изменения температуры наружного воздуха

Изменение температуры наружного воздуха также влияет на изменение глубины слоя сезонного оттаивания и слоя сезонного промерзания. Для магистральных нефтепроводов, проложенных на опорах, данный факт приводит к необходимости учета изменения глубины деятельного слоя в период эксплуатации магистрального нефтепровода при расчете несущей способности свай.

По результатам анализа изменений температуры грунта на различных глубинах по данным 13 метеостанций, расположенных на территории Республики Саха (Якутия), установлено, что на 10 из 13 метеостанций в диапазоне глубин 1,6 м, 2,4 м и 3,2 м зафиксировано многолетнее повышение максимальной температуры грунтов в течение года, что, при расположении границ сезонно-талого и сезонно-мерзлого слоя на данных глубинах, свидетельствует об увеличении сезонно-талого слоя (для многолетнемерзлых грунтов сливающегося типа) и об уменьшении сезонно-мерзлого слоя (для талых и многолетнемерзлых грунтов несливающегося типа). Многолетняя динамика изменений температуры грунта на глубине 2,4 м по данным метеостанции г. Якутск приведена на рис. 6. Пропуски на графике означают отсутствие доступных измерений по данным с метеостанции. На данном графике явно прослеживается смещение границы сезонно-талого слоя на глубину более 2,4 м. За период до 1985 г. на глубине 2,4 м грунты преимущественно находились

Укладка подземного нефтепровода

Источник: gazprom.ru

при отрицательных температурах, при ее амплитуде на данной глубине более 3 °С. Данный факт может свидетельствовать о том, что большинство тепла, попадающего в грунт в теплый период года, уходило на его нагрев до температур фазового перехода, однако на переход грунта в талое состояние данного тепла не хватало (граница сезонно-талого слоя располагалась выше 2,4 м). С 1985 г. по начало 2000-х гг. амплитуда годовых колебаний температуры резко сократилась при приближении температур грунта к 0 °С. Начиная с 2005 г., амплитуда годовых колебаний температуры вновь возросла при устойчивом переходе грунтов в талое состояние в летние периоды с сохранением многолетнего тренда увеличения температуры. Данный факт может свидетельствовать о том, что тепла, поступающего в грунт, достаточно для перевода его в талое состояние и дальнейшего нагрева (граница сезонно-талого слоя устойчиво располагается ниже глубины 2,4 м).

Среднемноголетняя динамика повышения температуры воздуха для рассматриваемых метеостанций составляет от 0,028°С/год до 0,067°С/год, что соответствует повышению от 0,84 до 2,01°С за 30 лет

Изменение теплообмена на границе «грунт – воздух» вследствие изменения толщины и периода залегания снежного покрова

Снежный покров, формируемый в зимний период, оказывает сильное теплоизоляционное влияние на границе «грунт – воздух». При этом, помимо «прямого» изменения теплообмена на границе «грунт – воздух», снег может оказывать косвенное влияние на теплообмен при изменении эффективной теплопроводности грунтов в период оттаивания снежного покрова, поступления оттаявшей воды в грунт, и изменения альбедо поверхности ввиду изменения периода года, в который снежный покров залегает.

При анализе данных метеостанций в различных субъектах Российской Федерации не выявлено закономерности изменения толщины снежного покрова и продолжительности его залегания. Например, по данным метеостанции г. Сковородино с 2017 по 2021 гг. (рис. 7) ежегодно фиксировалось увеличение максимальной толщины снежного покрова при отсутствии общей тенденции изменения продолжительности его залегания.

При этом зависимость между изменением толщины снежного покрова и изменением температуры подстилающих грунтов нелинейна. В соответствии с учебником [3], снежный покров в значительной степени изменяет характер радиационно-теплового баланса на поверхности. Снежный покров оказывает два основных воздействия:

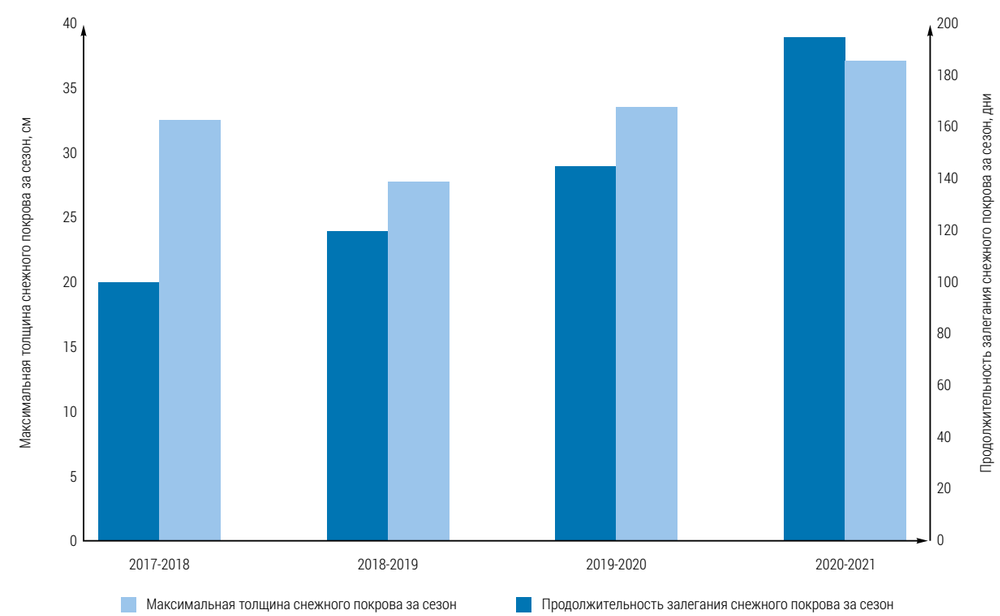
- охлаждающая роль снега за счет высокого альбедо по сравнению с поверхностью грунтов;
- теплоизолирующая роль за счет низкой теплопроводности снега.

При малой мощности снега преобладает его роль как отражателя солнечных лучей, а теплоизолирующие свойства незначительны. Снег в этом случае является охлаждающим фактором. При увеличении мощности снега до определенных величин преобладает его отепляющее влияние. При последующем увеличении мощности снега до определенных величин большое количество тепла идет на его таяние, и значительная часть солнечных лучей отражается его поверхностью. Кроме того, мощный слой снега требует продолжительного периода для полного таяния, в течение которого держится на поверхности земли нулевая температура. В итоге снег в этом случае является охлаждающим фактором для грунтов. При последующем увеличении слоя снега, с определенной величины

По данным 13 метеостанций в Якутии установлено, что на 10 из них на глубинах 1,6 м, 2,4 м и 3,2 м зафиксировано многолетнее повышение максимальной температуры грунтов в течение года

Рис. 7. Изменение максимальной толщины снежного покрова и периода года, в который снежный покров существует

Источник: по данным метеостанции г. Сковородино



мощности он не успевает растаять в летний период. Образуются снежники и ледники, поверхность которых круглый год отражает значительную часть солнечных лучей, в результате чего верхний слой литосферы ещё более охлаждается, однако, магистральные нефтепроводы, эксплуатируемые организациями системы «Транснефть», не проложены в таких районах.

Условия эксплуатации протяженных линейных объектов, в том числе магистральных нефтепроводов, изменчивы. Это иллюстрирует пример различного снежного покрова на смежных участках нефтепровода, расположенных на склонах, ориентированных на юг и на север, на возвышенностях и в долинах рек, что сильно влияет на процесс накопления и схода снежного покрова. Следует отметить, что изменение условий формирования снежного покрова может быть вызвано объектами нефтепроводов и изменением микроформ рельефа (канавы, насыпи и т. п.). Приведенные обстоятельства не позволяют при моделировании каждого отдельного участка трассы магистрального нефтепровода принимать результаты снегомерной съемки на метеостанциях, входящих в перечень Всемирной метеорологической организации, без поправок. Таким образом, для определения динамики изменения параметров снежного покрова требуется обустройство вдоль трасс магистральных нефтепроводов постов снегомерной съемки, а возможно и автоматизированных метеостанций с последующим проведением дополнительных исследований на основании полученных данных.

Нефтепровод «Заполярье – Пурпе» системы «Транснефть»
Источник: sibmix.com

Изменение холодопроизводительности термостабилизаторов грунтов вследствие изменения скорости ветра и температуры наружного воздуха

Холодопроизводительность термостабилизаторов грунта зависит в первую очередь от теплообмена между конденсаторной частью и наружным воздухом. Теплообмен, в свою очередь, зависит как от температуры наружного воздуха, так и от скорости ветра. Результаты анализа изменения скорости ветра на рассмотренных метеостанциях не показывают какого-либо однозначного изменения в большую или меньшую сторону в течение года, в отличие от температуры наружного воздуха. Как было показано выше, за период с 1966 по 2021 гг. на всех рассматриваемых метеостанциях за период наблюдений температура наружного воздуха имеет тренд к повышению. При этом количество отрицательных градусочасов работы ТСГ ежегодно сокращается на величину от 60,33 °С в час/год до 401,75 °С в час/год, что соответствует на величину от 1 810 до 12 053 °С в час за 30 лет, и от 3 017 до 20 088 °С в час за 50 лет. Если принять в качестве среднемноголетнего количества отрицательных градусочасов среднее значение за последние 20 лет, то сокращение количества отрицательных градусочасов работы ТСГ достигает 14% за 30 лет и 23% за 50 лет. На рис. 8 приведено изменение отрицательных градусочасов по данным метеостанции п. Тазовский. В качестве температуры включения термостабилизатора грунта была определена температура –7 °С. В зависимости от используемых на объектах термостабилизаторов грунта данная температура может отличаться в большую или меньшую сторону. Кроме того, прослеживается взаимосвязь уменьшения количества отрицательных градусочасов работы ТСГ по тренду от градуса северной широты расположения метеостанции – чем севернее метеостанция, тем больше уменьшение количества отрицательных градусочасов работы термостабилизаторов грунта.

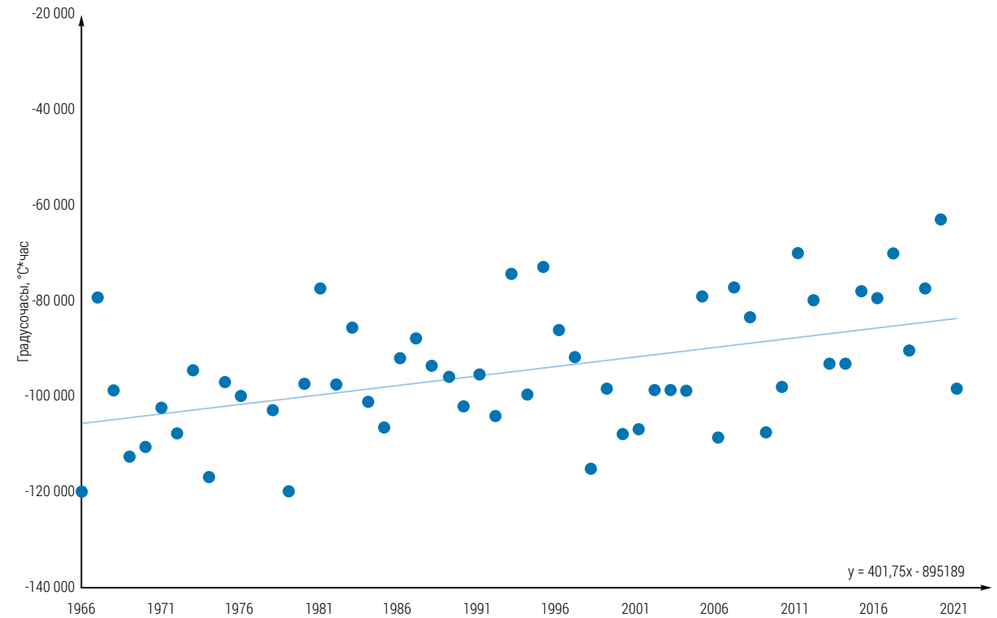


Рис. 8. Изменение количества отрицательных градусочасов работы термостабилизаторов грунта

Источник: по данным метеостанции п. Тазовский

Изменение продолжительности работы термостабилизаторов грунтов в зимний период вследствие изменения температуры наружного воздуха

Кроме изменения холодопроизводительности термостабилизаторов грунта, рассмотренного выше, изменения климата также влияют и на период их работы в течение года. Данный факт свидетельствует как о том, что период, в течение которого холод поступает в грунт, сокращается, так и о том, что период, когда тепло поступает в грунт ввиду «отключения» термостабилизаторов грунта, увеличивается. Например, по данным метеостанции Тарко-Сале, продолжительность работы термостабилизаторов грунта сокращается на 0,25 дн./год, по данным метеостанции Чульман – на 0,16 дн./год. Таким образом, за 30 лет эксплуатации магистральных нефтепроводов продолжительность работы термостабилизаторов по данным рассматриваемых метеостанций сократится на величину до 4% от средних значений за последние 20 лет, а за 50 лет – до 7%. При этом, помимо общей тенденции к сокращению продолжительности работы термостабилизаторов грунта, выявлено их циклическое изменение по закону, близкому к гармоническому, с периодом колебаний 15–20 лет. На рис. 9 приведено изменение продолжительности работы термостабилизаторов грунта в течение

Изменение климата влияет на условия эксплуатации магистральных нефтепроводов, и его необходимо учитывать еще на стадии проектирования путем формирования гипотез и сценариев

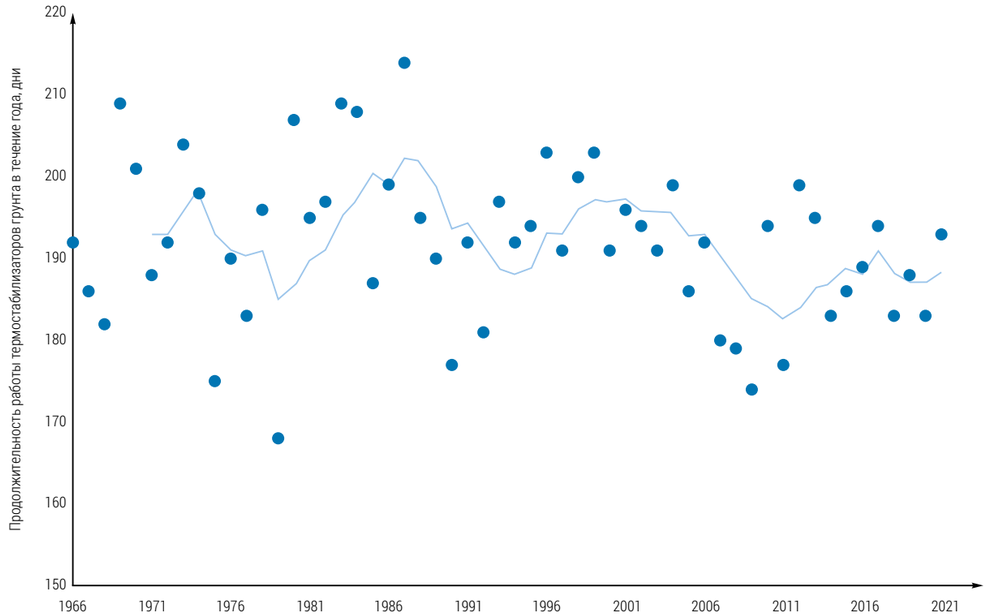


Рис. 9. Изменение продолжительности работы термостабилизаторов грунта

Источник: по данным метеостанции п. Тазовский

года и его сглаживание методом скользящего среднего за период 6 лет.

На основании вышеизложенного можно сделать вывод, что изменение климата влияет на условия эксплуатации магистральных нефтепроводов, и его необходимо учитывать на стадии проектирования путем формирования гипотез/сценариев.

Кроме того, нормативными документами федерального уровня устанавливаются требования к необходимости учета изменяющегося климата. Данные требования устанавливаются как в нормативных документах, выпущенных более 30 лет назад, так и в новых, выпускаемых в настоящее время.

РСН 67–87 [4] определено, что составление прогноза изменений температурного режима грунтов является необходимым элементом инженерно-геологического обоснования строительства (реконструкции, расширения) объектов народного хозяйства в районах распространения вечномерзлых грунтов. При этом установлена необходимость использования изменяющихся во времени климатических параметров при прогнозировании температурного режима многолетнемерзлых грунтов.

СП 116.13330 [5] требует учитывать потепление климата на период эксплуатации строительных объектов.

СП 36.13330 [6] требует учитывать такие климатические параметры, как температура наружного воздуха, скорость ветра, солнечная радиация.

ГОСТ Р ИСО 14090 [1] определены основные принципы, требования и рекомендации, связанные с адаптацией к изменениям климата. При этом указано, что в первую очередь важно провести оценку риска, основанную на тенденциях изменения климата и климатических явлениях, произошедших за прошедший временной период, а затем сосредоточиться на анализе рисков, связанных с климатическими трендами и климатическими явлениями, прогнозируемыми на весь срок действия принятого решения.

СП 25.13330 [7] определено, что прогноз воздействия объектов строительства на природные условия осуществляется на весь период строительства и эксплуатации зданий и сооружений, и должен устанавливать возможность изменения теплового режима многолетнемерзлых грунтов района строительства и прилегающих территорий вследствие изменения климата.

Рассмотренные выше нормативные документы указывают на необходимость прогнозирования климатических параметров на будущий период, однако в нормативных документах отсутствуют методики прогнозирования климатических параметров для отдельных объектов. При этом существуют модели прогноза изменения климата на глобальном уровне (планете в целом или отдельных континентах), однако механизмы перехода от глобальных моделей к региональным отсутствуют. Кроме того, существующие методики предполагают использование одной из существующих моделей выброса парниковых газов в атмосферу, при этом единой общепринятой модели не существует, в связи с чем прогноз климатических изменений имеет значительную вариативность, что подтверждается докладами межправительственной группы экспертов по изменению климата. Например, в пятом [8] и шестом (последнем на текущий момент) [9] докладах отражено, что к 2100 г. ожидается повышение средней глобальной приземной температуры. Только при реализации жесткого сценария смягчения воздействий парниковых газов, выбросов загрязняющих атмосферу веществ и землепользования, возможно снижение средней глобальной приземной температуры, начиная со второй половины XXI в. Но даже при реализации жесткого сценария смягчения средняя глобальная приземная температура будет выше, чем в настоящее время. Температура в Арктическом регионе будет повышаться более быстро, чем средняя глобальная величина, и при реализации сценария с очень высокими выбросами парниковых газов может достигать 12 °C к 2081–2100 гг. в сравнении с 1986–2005 гг.

СП 131.13330 [10] установлены климатические параметры по различным субъектам РФ, которые необходимо использовать при проектировании зданий и сооружений. Сравнение фактических и нормативных климатических параметров показало, что фактические параметры отличаются в худшую сторону от предлагаемых сводом правил с точки зрения сохранения многолетнемерзлых грунтов. Например, в работе [11] определены тренды изменения температуры наружного воздуха на основании данных, полученных с 85 метеостанций, расположенных в зонах распространения многолетнемерзлых грунтов. По результатам анализа полученных трендов установлено, что на 83 метеостанциях превышение трендов изменения среднегодовой температуры наружного воздуха данных СП 131.13330 [10] зафиксировано в период с 1980 по 1992 гг., а по 2 метеостанциям за все время наблюдений значение среднегодовой температуры воздуха выше данных, регламентированных указанным сводом правил. Данный факт говорит о том, что если при проектировании магистральных нефтепроводов руководствоваться этим сводом правил, то большую часть времени основания магистральных нефтепроводов будут находиться в менее благоприятных условиях, чем было определено при проектировании. Например, фактическая холодопроизводительность

Наземный нефтепровод на опорах

Источник: e.m.mitroshin.gmail.com / depositphotos.com

термостабилизаторов грунта за последние 20 лет меньше холодопроизводительности, учитываемой при расчетах на стадии проектирования, на величину от 16% (по данным метеостанции п. г. т. Чульман) до 46% (по данным метеостанции г. Тайшет).

Таким образом, при проектировании и эксплуатации магистральных нефтепроводов необходимо учитывать изменение климата путем прогнозирования климатических параметров, используя ряды метеонаблюдений за прошедшие периоды. Отдельно при прогнозировании условий эксплуатации магистральных нефтепроводов необходимо учитывать наличие аномально теплых или аномально холодных лет. Причем наличие таких периодов, если климатические пара-

метры в эти годы сильно отличаются от климатических параметров, заложенных при моделировании, может вносить коррективы в условия эксплуатации магистральных нефтепроводов. Например, на рис. 6 при общей тенденции увеличения максимальных температур грунта на глубине 2,4 м наблюдаются также отдельные отклонения максимальных годовых температур в течение года в большую или меньшую стороны, что может свидетельствовать, в том числе, об увеличенном (или, наоборот, уменьшенном) поступлении тепла в грунт вследствие аномально теплых и аномально холодных годов. При этом определение причин нехарактерного изменения температур грунта на различных глубинах является темой отдельных исследований.

Аномально теплые или аномально холодные года могут влиять на условия эксплуатации магистральных нефтепроводов как «в режиме реального времени», так и «отложенно». Влияние «в режиме реального времени», например, может проявляться в том, что в аномально холодную бесснежную зиму свайные опоры магистральных нефтепроводов может выпучить за счет сил морозного пучения, так как сами силы будут выше «обычного», и длина сваи, по которой они действуют, будет больше, так как малое количество снега не будет препятствовать поступлению холода в грунт. «Отложенное» влияние, например, может проявляться в том, что в аномально теплый год грунт растеплится настолько сильно, что недопустимые просадки магистрального нефтепровода наступят ранее срока конца его эксплуатации ввиду заметного увеличения ореола оттаивания грунта, или ввиду снижения холодопроизводительности термостабилизаторов грунта они не смогут обеспечить температурный режим грунтов для требуемой несущей способности свайного основания к концу последующего летнего периода.

Ввиду того, что при среднесрочном и долгосрочном моделировании невозможно спрогнозировать наличие аномально теплых или аномально холодных лет, их возможно учитывать статистически. При этом способ учета должен зависеть от целей и задач каждой организации. Например, одним из вариантов учета является закладывание в модель аномально теплых или холодных лет с учетом частоты их повторения за прошлый период. Учитывать их целесообразно в начале и конце каждого из таких периодов в зависимости от того, когда это приведет к наихудшим последствиям для конкретного объекта. Другим вариантом может быть учет аномально теплых или холодных лет путем моделирования набора различных вариантов (различных сценариев наступления данных аномально теплых или холодных лет). На этапе эксплуатации объектов принимать управленческие решения по обеспечению их безопасной эксплуатации в зависимости от фактических климатических условий. Первый способ позволит заложить запас при проектировании, однако данный вариант более дорогой с точки зрения реализации надежных технических решений «на все случаи жизни». Второй способ менее дорогой, однако он требует быстрого реагирования на меняющуюся ситуацию и реализацию технических решений или компенсирующих мероприятий уже в ходе эксплуатации объектов. Кроме того, данный способ позволит учесть фактические грунтовые условия в основании нефтепроводов путем калибровки расчетных математических моделей по данным натурных наблюдений.

Выводы

Как показано в настоящей статье, на основании данных с метеостанций за период со второй половины XX в. по настоящее время, фактический климат имеет тренд к потеплению. Для магистральных нефтепроводов, расположенных на многолетнемерзлых грунтах, изменения климатических параметров приводят к ухудшению условий их эксплуатации. Причем условия эксплуатации ухудшаются как напрямую, например, за счет повышения температуры наружного воздуха и, как следствие, повышения температуры грунтов, так и косвенно, за счет изменения условий работы термостабилизаторов грунта. Нормативными документами федерального уровня по проектированию и эксплуатации магистральных нефтепроводов регламентируется необходимость учета изменения климатических параметров, однако в них отсутствуют методики прогнозирования на будущий период для отдельных объектов. Изменения климатических параметров можно учитывать различными способами. С одной стороны, можно заложить большой «запас» при проектировании, который позволит сохранить магистральный нефтепровод в проектном состоянии в течение всего срока его эксплуатации вне зависимости от изменения климатических параметров. С другой стороны, данный «запас» можно сократить до минимального уровня и «в режиме реального времени» принимать управленческие решения для сохранения или приведения магистральных нефтепроводов в проектное положение. Какой из способов выбрать – каждая организация решает сама, основным условием является только обеспечение безопасности условий эксплуатации как для людей, так и для окружающей среды.

Использованные источники

1. *ГОСТ Р ИСО 14090-2019. Адаптация к изменениям климата. Принципы, требования и руководящие указания = Adaptation to climate change. Principles, requirements and guidelines : национальный стандарт Российской Федерации : издание официальное : утвержден и введен в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 12 сентября 2019 г. № 674-ст : введен впервые : дата введения 2020-01-01 / Подготовлен ООО «НИИ «Интерэкомс» на основе собственного перевода на русский язык англоязычной версии стандарта, указанного в пункте 4. – Москва : Стандартинформ, 2019.*
2. *Ибрагимов Э.Р., Коротков А.А., Кайнов Ю.А., Григорьев Л.В., Маркин А.В. Инженерный подход к учету изменения климата при теплотехнических расчетах // Сборник работ лауреатов Международного конкурса научных, научно-технических и инновационных разработок, направленных на развитие и освоение Арктики и континентального шельфа 2022 г. С. 60–67.*
3. *Кудрявцев В.А. Мерзлотоведение (краткий курс) : Учебник / В.А. Кудрявцев, Н.Ф. Полтев, Н.Н. Романовский, К.А. Кондратьева, В.Г. Меламед, Л.С. Гарагуля. – М.: Издательство Московского университета, 1981. С. 92.*
4. *РСН 67-87. Инженерные изыскания для строительства. Составление прогноза изменений температурного режима вечномерзлых грунтов численными методами : Республиканские строительные нормы : Утверждены постановлением Государственного комитета РСФСР по делам строительства от 20 августа 1987 г. № 152 : введены впервые : дата введения 1988-01-01 / разработаны производственным объединением «Стройизыскания» Госстроя РСФСР совместно с институтом Фундаментпроект Минмонтажспецстроя СССР.*
5. *СП 116.13330.2012. Инженерная защита территорий, зданий и сооружений от опасных геологических процессов. Основные положения =Engineering protection of territories, buildings and structures from dangerous geological processes. Basic principles : Свод правил : Утвержден приказом Министерства регионального развития Российской Федерации (Минрегион России) от 30 июня 2012 г. № 274 и введен в действие с 1 января 2013 г. / Исполнители - НИИОСП им. Н.М. Герсеванова - институт ОАО «НИЦ «Строительство», Национальное объединение изыскателей, ООО «Геопроект», ГП «Противокарстовая и береговая защита».*
6. *СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы = Trunk pipelines : Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85 : Свод правил : Утвержден приказом Федерального агентства по строительству и жилищно-коммунальному хозяйству (Госстрой) от 25 декабря 2012 г. № 108/ГС и введен в действие с 1 июля 2013 г. / Исполнители: ОАО «ВНИИСТ», ОАО «АК «Транснефть», ООО «Газпром ВНИИГАЗ», ООО «НИИ ТНН» и ОАО «Гипротрубопровод».*
7. *СП 25.13330.2020. Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах = Soil bases and foundations on permafrost soils : Свод правил : Утвержден приказом Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации от 30 декабря 2020 г. № 915/пр и введен в действие с 1 июля 2021 г. / Исполнители: АО «НИЦ «Строительство», НИИОСП им. Н.М. Герсеванова.*
8. *IPCC, 2014: Climate Change 2014: Impacts, Adaptation, and Vulnerability. Part A: Global and Sectoral Aspects. Contribution of Working Group II to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Field, C.B., V.R. Barros, D.J. Dokken, K.J. Mach, M.D. Mastrandrea, T.E. Bilir, M. Chatterjee, K.L. Ebi, Y.O. Estrada, R.C. Genova, B. Girma, E.S. Kissel, A.N. Levy, S. MacCracken, P.R. Mastrandrea, and L.L.White (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, 1132 pp.*
9. *IPCC, 2022: Climate Change 2022: Impacts, Adaptation and Vulnerability. Contribution of Working Group II to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [H.-O. Pörtner, D.C. Roberts, M. Tignor, E.S. Poloczanska, K. Mintenbeck, A. Alegría, M. Craig, S. Langsdorf, S. Löschke, V. Möller, A. Okem, B. Rama (eds.)]. Cambridge University Press. Cambridge University Press, Cambridge, UK and New York, NY, USA, 3056 pp., DOI: 10.1017/9781009325844.*
10. *СП 131.13330.2020. Строительная климатология = Building climatology : Свод правил : Утвержден приказом Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации от 24 декабря 2020 г. № 859/пр и введен в действие с 25 июня 2021 г. / Исполнители: НИИСФ РААСН при участии ФГБУ «ГГО».*
11. *Кайнов Ю.А., Коротков А.А. Динамика изменения температуры наружного воздуха в криолитозоне РФ со второй половины XX в. по настоящее время / Под ред. д. э. н., к. т. н. О.Е. Ломакина / Материалы II Всероссийской научно-практической конференции «Современные тенденции и перспективы развития гидрометеорологии: научное и кадровое обеспечение (9 февраля 2023 г.) и конференции «Роль образования в обеспечении гидрометеорологической безопасности в условиях меняющегося климата» (10-11 октября 2023 г.). – М.: ООО «Сам Полиграфист», 2024. С. 12-21. ISBN 978-5-00227-173-3.*

УДК 620.9 DOI 10.46920/2409-5516_2024_12203_56 EDN: WIFZYO

Оценка экологического воздействия жизненного цикла электростанций при разработке сценариев низкоуглеродной трансформации электроэнергетики России

Life Cycle Assessment of power plants for the development of scenarios for low-carbon transformation of the Russian electric power industry

Анна ШИГИНА
Инженер ИНЭИ РАН
E-mail: shigina_av@mail.ru

Андрей ХОРШЕВ
Руководитель Центра моделирования в электроэнергетике ИНЭИ РАН, к. э. н.
E-mail: epos@eriras.ru

Фёдор ВЕСЕЛОВ
Заместитель директора ИНЭИ РАН, к. э. н.
E-mail: erifedor@mail.ru

Anna SHIGINA
Engineer ERI RAS
E-mail: shigina_av@mail.ru

Andrey KHORSHEV
Head of the Center for Energy Modeling ERI RAS, Ph.D. in Economics
E-mail: epos@eriras.ru

Fedor VESELOV
Deputy Director for scientific affairs ERI RAS, Ph.D. in Economics
E-mail: erifedor@mail.ru

Аннотация. Использование безуглеродных источников энергии сопровождается не только выбросами парниковых газов (ПГ) в смежных отраслях экономики, но и увеличением ресурсной и экологической нагрузок, которые зачастую не учитываются при энергопланировании и формировании сценариев низкоуглеродной трансформации энергетики. Предложено и рассмотрено на примере электростанций усовершенствование подхода к решению задачи оптимизации структуры технологий в энергетике, опирающееся на методологию оценки жизненного цикла (ОЖЦ). Описаны основные этапы проведения ОЖЦ для технологий производства электроэнергии и практические шаги для корректного применения методологии в условиях России.
Ключевые слова: энергетические технологии, низкоуглеродное развитие, оценка жизненного цикла, технологический суверенитет, системное моделирование.

Abstract. The penetration of carbon-free energy sources is accompanied not only by greenhouse gas (GHG) emissions in various sectors of the economy, but also by an increase in resource and environmental loads, which are often not taken into account in low-carbon energy transition scenarios. An improvement of the optimization of the structure of energy technologies based on the methodology of life cycle assessment (LCA) is proposed and considered on the example of power plants. The main stages of the LCA for power generation technologies and practical steps for the correct application of them in Russia are described.
Keywords: energy technology, low carbon development, life cycle assessment (LCA), technological independence, energy systems modeling.

Выбор наиболее оптимального низкоуглеродного сценария развития энергетики должен учитывать изменения в смежных отраслях экономики

Экологические оценки как инструменты поддержки принятия решений

При планировании декарбонизации в энергетике следует обеспечить ее сбалансированную и технологически диверсифицированную трансформацию с учетом важности угольной и нефтегазовой промышленностей в экономике России, а также рискованности перехода к единственному безуглеродному источнику энергии. Климатическую эффективность развития энергетики традиционно оценивают по критериям повышения энергетической эффективности и снижения углеродной интенсивности производства энергии. И то и другое ведет к сокращению выбросов парниковых газов, однако стратегические решения, обоснованные исключительно темпами отказа от ископаемого топлива и ростом безуглеродных источников, не всегда обеспечивают достижение желаемых климатических целей. Низкие или даже нулевые выбросы ПГ при производстве энергии от ВИЭ и АЭС на деле являются сценарным допущением и не учитывают неизбежные выбросы на стадиях жизненного цикла технологий, предшествующих периоду их эксплуатации или следующих за ней. Этот факт приобретает особое значение в условиях локализации производства энергетического оборудования в рамках стратегии достижения технологического суверенитета. Как следствие, выбор оптимального низкоуглеродного сценария развития энергетики должен учитывать изменения в смежных отраслях экономики, необходимые для его реализации и сопряженные с ростом выбросов ПГ.

Планирование сбалансированной энергетической политики важно производить с опорой на результаты системных

исследований, предполагающих многокритериальную оптимизацию структуры технологий в энергетике и учет межотраслевых связей в экономике. Построение прогностической системы, позволяющей согласовать низкоуглеродное развитие энергетики и экономический рост на уровне макропоказателей, подробно изложено в [1]. В настоящей работе рассмотрена возможность разработки частного прогноза развития энергетики, сбалансированного относительно общих для экономики в целом ресурсных и экологических ограничений, включая климатические.

Системные технологические модели (СТМ) позволяют оптимизировать структуру технологий в энергетике, в том числе по критерию минимума затрат на энергоснабжение экономики в условиях действия различных мер углеродного регулирования. Такие исследования выполнены, например, в Институте энергетических исследований РАН (ИНЭИ РАН) [2]. Их результаты показывают влияние мер углеродного регулирования на установленную мощность различных источников энергии, а также структуру производства электроэнергии и централизованного тепла. Однако абсолютные значения сокращений выбросов ПГ, рассчитанные в допущении нулевой углеродной интенсивности технологий ВИЭ и АЭС, следует крайне осторожно оценивать с позиций национальных климатических целей. Кроме того, инвентаризация источников выбросов ПГ при использовании технологий улавливания и хранения углерода (УХУ), принимаемая в модельных расчетах, является неполной, поскольку не учитывает сопутствующих выбросов ПГ за пределами объекта размещения системы УХУ. В частности, в [3] показано, что для угольной ТЭС, оснащенной установкой по улавливанию CO_2 с коэффициентом улавливания 90%, фактическое сокращение выбросов может составить около 85%. Более того, внедрение технологий прямого улавливания CO_2 из воздуха (Direct Air Capture, DAC) нередко может приводить к росту совокупных выбросов ПГ за счет эмиссии, связанной с производством необходимых материалов, оборудования, электроэнергии и тепла, что, согласно [4], может иметь место и в России.

Изменения, необходимые для реализации того или иного сценария декарбонизации энергетики, могут включать в себя рост добычи полезных ископаемых, расширение мощностей по переработке первичного сырья, повышение эффективности транспортной логистики, создание принципиально новых производств материалов и оборудования, а также способов утилизации отработавшего оборудования. Последствия таких изменений могут значительно снижать или даже полностью нивелировать эффект от сокращения выбросов ПГ при производстве электроэнергии и тепла за счет роста выбросов в смежных отраслях экономики, особенно по мере роста локализации производства энергетического оборудования. В терминах углеродной отчетности идет речь об оценке прочих косвенных выбросов (охват 3) вверх и вниз по производственной цепочке. С системной точки зрения расчет выбросов ПГ по всем трем охватам признается крайне важным, но проводится исключительно редко и пока не является обязательным как в России, так и за рубежом ввиду трудностей сбора необходимых расчетных данных.

Кроме того, решение задачи декарбонизации энергетики, абстрагированное от оценки обеспечивающих её изменений в различных отраслях промышленности, может привести к т. н. утечке воздействия (impact leakage), т. е. увеличению неклиматической нагрузки на здоровье человека и окружающую среду (ОС) при сокращении выбросов ПГ. Возможное истощение национальных запасов природных минеральных ресурсов, повышение токсической нагрузки и ухудшение качества местных экосистем на пути к углеродной нейтральности не следует упускать из виду при стратегическом планировании. Экологическая оценка технологий по единственному критерию, в частности, углеродной интенсивности, недостаточна для обеспечения устойчивого развития в широком смысле этого слова. В терминах экологического менеджмента, в качестве инструмента поддержки принятия решений может использоваться методология ОЖЦ (Life Cycle Assessment, LCA), частным случаем которой является расчет углеродного следа (carbon footprint). В ОЖЦ реализован системный подход к анализу воздействия продукта или услуги на окружающую среду на всех этапах его жизни – от добычи ресурсов для производства до окончательной утилизации. Таким образом, включение ОЖЦ в исследования, посвященные моделированию низкоуглеродного развития энергетики, может уточнить параметры оптимальной структуры технологий в энергетике, исходя из многомерной экологической оценки и соответствующие большему числу целей устойчивого развития.

Низкие или даже нулевые выбросы ПГ при производстве энергии от ВИЭ и АЭС на деле являются сценарным допущением и не учитывают неизбежные выбросы на стадиях жизненного цикла технологий

Установка купола реактора на АЭС, Китай
Источник: ChinaImages / depositphotos.com

Производство солнечных панелей
Источник: DragosCondreaW / depositphotos.com

Экологическая оценка технологий по единственному критерию, в частности, углеродной интенсивности, недостаточна для обеспечения устойчивого развития в широком смысле этого слова

Принципы экологической оценки жизненного цикла технологий

Экологическая оценка жизненного цикла служит определению потенциального воздействия той или иной продукции (например, технологии) на окружающую среду на протяжении жизненного цикла. Проведение ОЖЦ стандартизировано Международной организацией по стандартизации (ISO) и регламентировано российскими национальными стандартами ГОСТ Р ИСО 14040-2022 и 14044-2019. В мире ОЖЦ практикуется с начала 1970-х гг., но в России её применение для оценки комплексного воздействия технологий производства электроэнергии или тепла на окружающую среду (а не только оценки углеродного следа) пока широко не наблюдается.

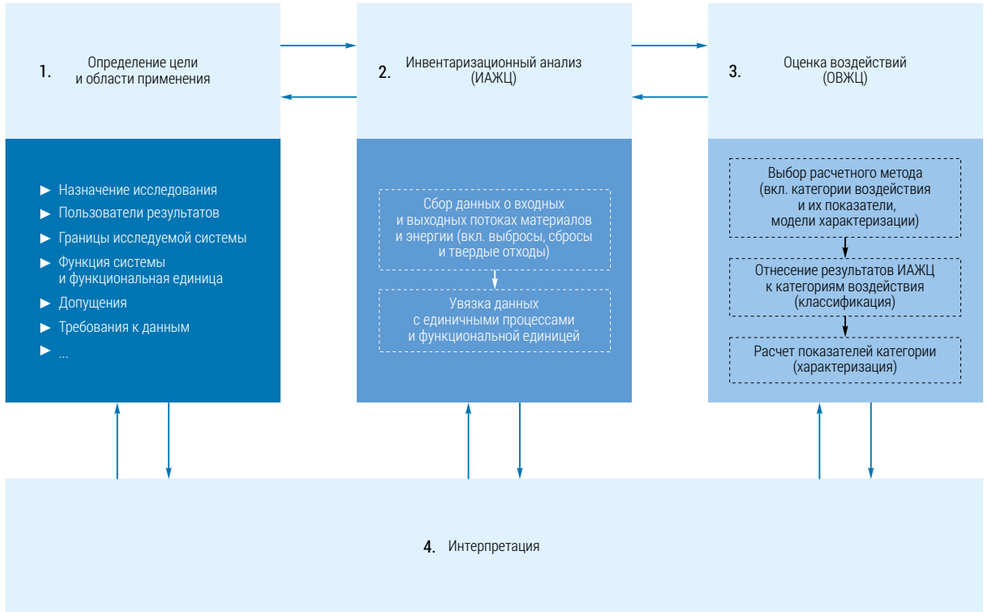
Использование ОЖЦ в СТМ при моделировании сценариев декарбонизации может позволить:

а) расширить перечень критериев сопоставления технологий;
б) уточнить абсолютные значения для сокращения выбросов ПГ;
в) уточнить целесообразные изменения структуры технологий в энергетике.

Далее рассмотрены базовые положения методологии ОЖЦ применительно к планированию низкоуглеродного развития электроэнергетики России. Основные этапы проведения ОЖЦ приведены на рис. 1.

Глубина и широта охвата ОЖЦ могут значительно различаться в зависимости от цели конкретного исследования и области применения, определение которых является первым шагом в проведении ОЖЦ. Согласно вышеупомянутым стандартам для корректной ОЖЦ также необходимо сформулировать единую функцию, которую выполняет рассматриваемая продукция, и задать функциональную единицу (functional unit) исследования, относительно которой будут рассчитываться и сравниваться показатели воздействия на ОС. Для технологий производства электроэнергии, выполнение этого обязательного требования имеет формальный характер и не нуждается в обсуждении. Функцией исследуемой системы является производство электроэнергии для обеспечения конечного спроса потребителей, а функциональной единицей – 1 кВт·ч электроэнергии.

Рис. 1. Основные этапы ОЖЦ на основе ГОСТ Р ИСО 14040-2022



Полный жизненный цикл производства электроэнергии как услуги укрупненно представлен на рис. 2. Он включает в себя 9 основных этапов, на каждом из которых имеет место воздействие на ОС, включая выбросы ПГ.

Начало производственной цепи для генерирующих технологий, использующих топливо (ископаемое, ядерное или биотопливо) разделяется на две параллельные ветви, связанные с производством оборудования (1, 2) и топлива (3), когда для ВЭС, СЭС, ГЭС и систем накопления энергии (СНЭ) топливная ветвь отсутствует. Несмотря на то, что на рис. 2 обозначены, но не пронумерованы этапы транспортировки сырья, материалов, оборудования и отходов, они также должны учитываться в ОЖЦ, поскольку могут иметь значительный вклад в результаты исследования, особенно с учетом масштабов территории России.

В принятом контексте ОЖЦ служит для системного сопоставления технологий производства электроэнергии, поэтому этапы жизненного цикла, которые одинаковы для различных вариантов (6 и 7), можно исключить из оценки. При анализе «от колыбели до ворот» (cradle-to-gate) в качестве единой системы рассматриваются этапы жизненного цикла 1–5, этапы окончания жизненного цикла (8 и 9) добавляются в границы системы при анализе «от колыбели до могилы» (cradle-to-grave), который считается предпочтительным. Моделирование исследуемой системы с детализацией до единичных процессов внутри различных этапов жизненного цикла основывается на результатах инвентаризационного анализа жизненного цикла (ИАЖЦ) – второго этапа методологии ОЖЦ.

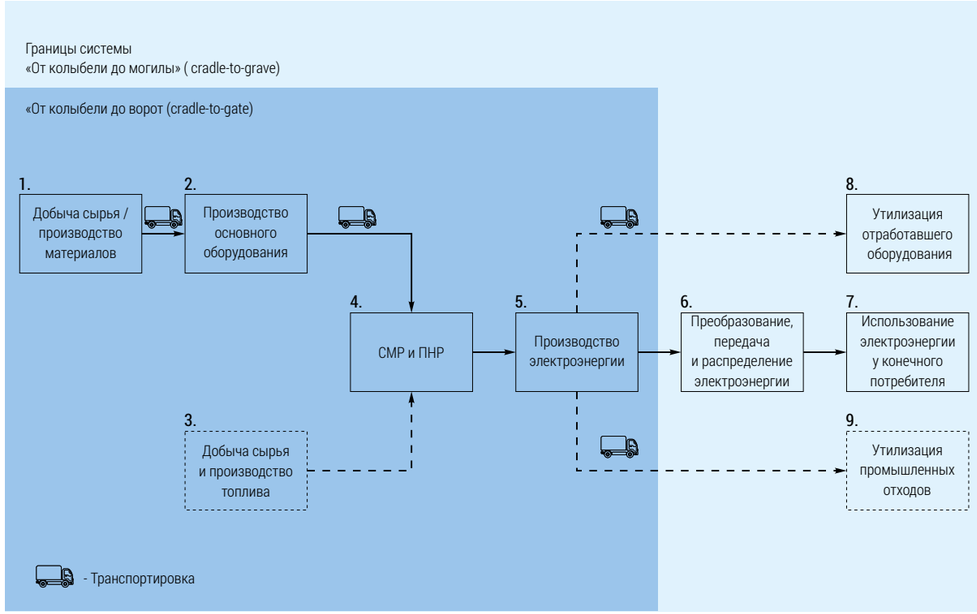


Рис. 2. Жизненный цикл производства электроэнергии

Инвентаризация экологических воздействий: возможности и сложности

ИАЖЦ (Life Cycle Inventory Analysis, LCI) подразумевает сбор данных и количественную оценку потребляемых материалов и энергии, а также образующихся выбросов, сбросов и твердых отходов на каждом этапе жизненного цикла. Инвентаризационная информация должна быть унифицирована путем приведения к единым удельным показателям. Её сбор в соответствии со стандартизированными требованиями к качеству данных является крайне трудоемкой задачей и производится итерационно.

При проведении ИАЖЦ следует отдавать приоритет первичным данным, т. е. данным, полученным от компаний, непосредственно осуществляющих деятельность на том или ином этапе жизненного цикла, например, от производителей основного энергетического оборудования или генерирующих компаний. В частности, для оценки воздействия на ОС производства электроэнергии на ВЭС в [5] использованы данные компании Vestas, а в [6] – Siemens Wind Power. Исследование [7] представляет собой пример анализа инновационного оборудования, а именно вертикально-осевой ВЭС, выполненного в тесном контакте с разработчиком технологии. Результаты ОЖЦ, выявившие 30%-й потенциал сокращения экологического воздействия нового прототипа по сравнению с традиционными ВЭС, могут оказать положительное влияние на его конкурентоспособность при выходе на рынок. В России сферы с полным технологическим суверенитетом (например, малая гидроэнергетика) могут стать пилотными в вопросе сбора наиболее точных первичных данных для проведения ОЖЦ. Наличие достоверных результатов о комплексном воздействии на ОС российских технологий может усилить их экспортный потенциал.

Наиболее достоверные результаты дает ОЖЦ производства электроэнергии на основе первичных данных не только об используемом оборудовании, но и конкретных режимах работы электростанции. В последние годы по всему миру такому анализу были подвергнуты как объекты традиционной энергетики, например, ТЭС на природном газе в Бангладеш [8]

Калининская АЭС
Источник: «Росатом»

или угольная ТЭС в Индонезии [9], так и электростанции на основе ВИЭ: ГАЭС Tonstad III в Норвегии [10], геотермальная электростанция Bagnore в Италии [11], биогазовая электростанция Jiangsu Lisen Biomass Power Project в Китае [12] и другие. ОЖЦ также нередко проводится для обоснования технологического выбора, в частности, в [13] приведены результаты сопоставления угольных ТЭС на докритических и сверхкритических параметрах пара для условий Пакистана.

На практике редко удается собрать необходимый и достаточный набор данных для моделирования жизненного цикла продукции, основываясь только на первичных источниках информации. Для восполнения недостающих данных для построения модели исследуемой системы используют вторичные источники, к которым относятся научная и справочная литературы, а также специализированные базы данных (БД). Одной из самых распространенных по широте применения для различных экономических отраслей и регионов является международная БД Ecoinvent. Она включает в себя усредненные (например, по Европейскому союзу (ЕС) или миру) данные о крупных классах технологических процессов и продукции.

Для получения более точных в региональном и технологическом отношении данных для проведения ОЖЦ в рамках проекта Европейской платформы ОЖЦ (European Platform of Life Cycle Assessment, EPLCA) была создана БД ELCD (European Reference Life Cycle Database), в которой сведена информация от различных европейских бизнес-ассоциаций. Наиболее детализированы в ней данные, связанные с энергетикой, поскольку энергия является ключевым фактором для большинства экологических оценок. Сравнение ELCD с различными международными БД, в т. ч. Ecoinvent, проведенное в [14] по шести индикаторам качества данных, подтвердило преимущество её использования для ИАЖЦ продуктовых систем в рамках государств – членов ЕС.

При моделировании развития электроэнергетики с использованием СТМ пользуются обобщенными параметрами, характеризующими классы рассматриваемых энергетических технологий, поэтому для ОЖЦ производства электроэнергии, с учетом рассматриваемой области применения её результатов, использование первичных данных не подходит. Однако распределение запасов полезных ископаемых и генерирующих мощностей по территории России, а также особенности транспортной инфраструктуры ограничивают надежность результатов ИАЖЦ, полученных на основе международных баз данных. В связи с процессами импортозамещения и локализации производств энергетического оборудования в России, создание национальной специализированной базы

Японские СЭС
Источник: Jamey Stillings

В мире оценка жизненного цикла практикуется с начала 1970-х гг., но в России её применение для оценки комплексного воздействия технологий на экологию пока широко не наблюдается

данных для ОЖЦ особенно актуально для обеспечения достоверности результатов исследований на долговременной системной основе.

Получение количественных результатов – больше, чем углеродный след

На основе ИАЖЦ производится моделирование рассматриваемой системы и переход к третьему этапу методологии ОЖЦ – оценке воздействия жизненного цикла (ОВЖЦ). Для проведения ОВЖЦ (Life Cycle Impact Assessment, LCIA) необходимо выбрать расчетный метод, который определяет:

1) перечень категорий воздействия (impact categories), относительно которых может быть произведена классификация выходных потоков, например, выбросов CO_2, SO_2, NH_3 и др.;
2) так называемые «модели характеризации» (characterization models), позволяющие перевести выходные потоки в показатели воздействия категории в эталонных единицах.

К наиболее распространенным методам ОВЖЦ относятся CML 2001, Eco-indicator 99 и ReCiPe, последний из которых представляет собой модификацию на основе объединения первых двух методов. Категории воздействия и примеры эталонных единиц показателей воздействия для данных методов приведены в таблице 1.

Ключевое отличие метода Eco-indicator 99 от CML 2001 в том, что он включает в себя как оценку воздействия (срединные точки, midpoints), так и оценку ущер-

Категория воздействия	Ед. изм. показателя воздействия	Метод оценки воздействия		
		CML 2001 (baseline)	Eco-indicator 99	ReCiPe
Изменение климата	кг $CO_{2\ экв}$	+	+	+
Закисление	кг $SO_{2\ экв}$	+	+	+
Истощение абиотических ресурсов	кг $Sb_{-\ экв}$	+	+	+
Токсичность для окружающей среды	кг 1,4-$DCB_{экв}$	+	+	+
Эвтрофикация	кг $PO_{4\ экв}$	+	+	+
Токсичность для человека	кг 1,4-$DCB_{экв}$	+	+	+
Ионизирующее излучение	кг $U^{235}_{экв}$	–	+	+
Использование земли	$м^2$/год	–	+	+
Разрушение озонового слоя	кг CFC-$11_{экв}$	+	+	+
Загрязнение воздуха взвешенными частицами	кг $PM10_{экв}$	–	+	+
Фотохимическое окисление	кг $C_2H_{4\ экв}$	+	–	+

Таблица 1. Краткая характеристика наиболее распространенных методов ОВЖЦ

Источник: по данным [15]

ба (конечные точки, endpoints) по трем областям, сформированным по конечному объекту воздействия: здоровье людей (human health), качество экосистем (ecosystem quality) и доступность ресурсов (mineral and fossil resources). В частности, для категории «Изменение климата» оценка воздействия будет заключаться в расчете выбросов ПГ в CO_2-эквиваленте ($CO_{2\ экв}$) и усилении интенсивности инфракрасного излучения у поверхности земли, а потенциальный ущерб для здоровья человека может быть рассчитан, например, через изменение ареала и активности переносчиков инфекционных заболеваний. Примером показателя ущерба в области доступности ресурсов является «избыточная энергия» в МДж на кг добытого ресурса, которую человечество будет вынуждено затратить после того, как добудет количество, в N раз превышающее совокупное количество добытого материала с начала добычи до 1990 г. Предусмотренная в Eco-indicator 99 процедура взвешивания различных показателей ущерба позволяет свести результаты оценки по трем областям к одному индикатору.

На практике в рамках принятого метода ОВЖЦ нередко происходит выбор отдельных категорий воздействия, для которых проводится расчет и дальнейшая интерпретация результатов. В контексте ОЖЦ для технологий производства электроэнергии минимальный перечень категорий воздействия мог бы состоять, например, из изменения климата (Climate Change), истощения абиотических ресурсов (Depletion of abiotic resources) и использования земельных ресурсов (Land use). В ОЖЦ под абиотическими ресурсами подразумевают ископаемое топливо и минералы. Дефицит абиотических ресурсов определяется количеством ресурсов и скоростью их извлечения из недр, и переводится, как правило, в МДж для ископаемого топлива и эквивалент сурьмы (Sb) – для минералов. Для электроэнергетики помимо ископаемого топлива чаще всего рассматривают медь, кобальт, никель, марганец, кремний, молибден, цинк и хром, необходимые для жизненного цикла энергетических технологий, согласно отчету МЭА [16]. Такой минимальный набор из трех категорий оставляет возможность проводить

Саяно-Шушенская ГЭС
Источник: «РусГидро»

Установка реактора на АЭС

Источник: ChinaImages / depositphotos.com

не только оценку воздействия, но и сведение оценки ущерба к единственному индикатору, поскольку в нем присутствуют категории-представители каждой области воздействия.

Расчет по выбранному методу ОВЖЦ проводят с помощью специализированного программного обеспечения (ПО), которое позволяет автоматизировать использование результатов ИАЖЦ (в т. ч. наборов данных напрямую из международных БД) для моделирования единичных процессов, составляющих рассматриваемую систему, и расчёта показателей категорий воздействия. Примерами высокопроизводительного коммерческого ПО являются SimaPro, Sphera (ранее – GaBi), Umberto, а также OpenLCA, последнее из которых имеет бесплатный доступ и открытый исходный код, что объясняет его частое использование в международных исследованиях. Несмотря на то, что во многих случаях принципы моделирования в вышеуказанных программных средствах близки или даже одинаковы, их использование для ОЖЦ одной и той же системы в границах «от ворот до ворот» (gate-to-gate), выполненное в [18], выявило значительные различия в результатах ОВЖЦ для отдельных категорий воздействия.

В настоящее время задача разработки российского специализированного ПО для проведения ОЖЦ представляется крайне трудоемкой с учетом малого практического опыта России в подобных исследованиях. С одной стороны, её решение может способствовать прозрачному внедрению принципов ОЖЦ в процессы обоснования стратегически важных решений, а с другой – она поставит вопрос международного признания и сопоставимости результатов исследований ОЖЦ, проведенных с помощью российского ПО, с выполненными за рубежом.

Некоторые оценки для сценариев декарбонизации электроэнергетики

Поскольку ОЖЦ служит инструментом поддержки принятия решений, её четвертым заключительным этапом является интерпретация результатов исследования по отношению к поставленным целям и области применения (Life Cycle Interpretation). Интерпретация результатов завершается формулировкой заключений и выработкой рекомендаций. В частности, могут

быть сформированы варианты снижения воздействия рассматриваемых энергетических технологий на окружающую среду, исходя из вкладов различных стадий их жизненного цикла, или произведено ранжирование технологий в соответствии с величиной их воздействия на окружающую среду.

В частности, уточнение оценки достижения климатических целей подразумевает сравнение различных вариантов производства электроэнергии в рамках категории воздействия «Изменение климата», рассчитанных в соответствии с выбранным методом ОВЖЦ. Сводные оценки совокупных выбросов ПГ на протяжении жизненного цикла различных типов электростанций, согласно отчетам ЕЭК ООН [17] и РКИК ООН [19], а также диапазоны значений показателей воздействия для категорий «Истощение абиотических ресурсов» и «Использование земельных ресурсов» представлены в таблице 2.

Таблица 2. Показатели избранных категорий воздействия на протяжении жизненного цикла различных типов электростанций по данным [17, 19]

Тип ЭС	Категория воздействия				
	Изменение климата		Истощение абиотических ресурсов		Использование земельных ресурсов
	Выбросы ПГ в течение ЖЦ, г $CO_{2\,экв}$ /кВт·ч	Комментарий	Потребление ископаемого топлива, МДж/кВт·ч	Потребление минералов, г $Sb_{,\,экв}$ / МВт·ч	Общая занятость земель, м²/год на МВт·ч
СЭС (фотоэлектрические)	8–83 +15–45% (с системами аккумулирования)	Минимум – тонкопленочные ФЭУ, максимум – ФЭУ на кремниевой основе	0,16–0,61	1–11	7,6–40
ВЭС	7,8–16 (береговые) 12–23 (морские)	Основной вклад (>55%) – фундамент, башня и генератор ВЭУ	0,16–0,18	0,42–1,6	0,6–1,5
ГеоТЭС	6–79	Учитывались прямая и бинарная схемы получения электроэнергии	н/д	н/д	н/д
Биоэнергетика	130–420 620–890 (совместное сжигание с углем)	Для энергетических культур и остатков растительной биомассы совместное сжигание с углем предполагает 80–95% угля	н/д	н/д	н/д
ГЭС-ГАЭС	6–147	Без учета биогенных выбросов из отложений, накапливающихся в водохранилищах, максимум – ГАЭС	0,17–2,4	0,03–0,61	8,7–41,95
СНЭ	около 175 (аккумуляторы) 52,8–360 (пневмонакопители)	Для пневмонакопителей: минимум – адиабатические (ACAES), максимум – диабатические (CAES)	н/д	н/д	н/д
АЭС	5,1–6,4	Основной вклад – топливная цепочка	0,07	0,33–0,45	0,52–1,02
ТЭС на природном газе	403–513 92–220 (с УХУ)	Для ТЭЦ основной вклад – прямое сжигание топлива	8,4–10	0,1–0,71	0,7–7
ТЭС на угле	751–1095 147–469 (с УХУ)	Максимум – пылеугольное топливо, минимум – комбинированный цикл комплексной газификации	9,2–15	0,3–0,78	8,3–38

Адыгейская ВЭС «Новавинд» *Источник: strana-rosatom.ru*

Наименьшие значения выбросов ПГ на протяжении жизненного цикла характерны для АЭС (в среднем 5,8 г CO_{2e}/кВт·ч). Максимальные и минимальные оценки для других безуглеродных источников энергии отличаются в 2 (для ВЭС), 10 (для СЭС), 13 (для ГеоТЭС) и 24 (для ГЭС-ГАЭС) раз, что затрудняет их использование в целях ранжирования технологий. В среднем наибольший показатель потребности в минералах на протяжении жизненного цикла – у СЭС, а в отношении ископаемого топлива – лидерство по потребности, естественно, у угольных ТЭС. Использование земельных ресурсов в течение жизненного цикла особенно велико для наземных фотоэлектрических СЭС, ГЭС и угольных ТЭС, при этом максимальные и минимальные границы сводных диапазонов отличаются в 5 раз.

Широта диапазонов оценок, приведенных для одного и того же типа электростанций, отражает большую вариативность результатов исследований, выполненных для различных географических и технологических условий, а также подходов к определению границ исследуемой системы. Этот факт ещё раз подчеркивает недостоверность зарубежных данных для ОЖЦ энергетических технологий в России.

Для практического ранжирования технологий по углеродной интенсивности жизненного цикла диапазоны оценок требуется существенно сократить. Кроме того, следует принять во внимание возможность отмеченной выше утечки воздействия. Высокая изменчивость результатов оценок, свойственная для всех категорий, может быть исследована в процессе анализа чувствительности. В частности, согласно [17], показатель землепользования для электростанций на основе ВИЭ прямо пропорционален коэффициентам нагрузки. Проведение ОЖЦ производства электроэнергии

Включение оценки жизненного цикла в исследования, посвященные моделированию низкоуглеродного развития энергетики, может уточнить параметры оптимальной структуры технологий в энергетике

Сборка ветрянных турбин

Источник: vschlichting / depositphotos.com

по нескольким показателям сопряжено с необходимостью составления иерархии категорий воздействия на ОС и соответствующей системы весовых коэффициентов. С одной стороны, многокритериальная оценка является наиболее правильной с точки зрения системного сопоставления технологий, а с другой – вносит значительную субъективность в итоговые результаты за счет процедуры взвешивания.

Первое приближение ОЖЦ производства электроэнергии в России

Рассмотрим влияние эмиссии ПГ на протяжении жизненного цикла на примере безуглеродных источников энергии. Ниже показано, как расширение инвентаризационных границ сказывается на оценке выбросов ПГ в электроэнергетике России. Базой будут служить сценарии декарбонизации энергетики, полученные на разработанной в ИНЭИ РАН оптимизационной модели EPOS в допущении нулевых выбросов АЭС, ГЭС-ГАЭС, СЭС и ВЭС. Описание рассматриваемых сценариев углеродного регулирования приведено в таблице 3, ценовые показатели приведены в долл. США (2019 г.).

Согласно результатам исследования 1500 мер климатической политики, реализованных за последние 25 лет в странах ОЭСР [20], как правило, системы мер углеродного регулирования более эффективны, чем отдельные меры. В сценариях УР1, УР2 «классическое» налогообложение выбросов ПГ дополнено административным ограничением на строительство или функционирование наиболее углерод-интенсивных угольных ТЭС. Сценарий УР3 предполагает ограничение регулятором темпа сокращения выбросов ПГ «снизу» за счет квотирования и минимизацию затрат на декарбонизацию со стороны государственного бюджета путем запуска добровольного рынка сертификатов происхождения электроэнергии.

Таблица 3. Описание сценариев углеродного регулирования

	Сценарий			
	УР1	УР2		УР3
Налог на выбросы ПГ (для крупных эмитентов, свыше 150 ктCO_{2e}/год)	30 долл. США/тCO_{2e} (в 2030 г.) Темп роста: + 5 долл./тCO_{2e} год	40 долл. США/тCO_{2e} (в 2030 г.) Темп роста: + 6.5 долл./тCO_{2e} год	Квотирование выбросов ПГ в электроэнергетике и централизованном теплоснабжении, % отн. 2019 г.	- 4% (до 2035 г.) - 15% (до 2040 г.) - 30% (до 2045 г.) - 50% (до 2050 г.)
	Запрет на строительство новых угольных ТЭС без систем УХУ (с 2030 г.)	Плавная динамика снижения мощности угольных ТЭС, обеспечивающая их полное выбытие к 2050 г.	Сертификация происхождения электроэнергии	3.6 долл. США/МВт·ч (в 2030 г.) Темп роста: + 3%/год

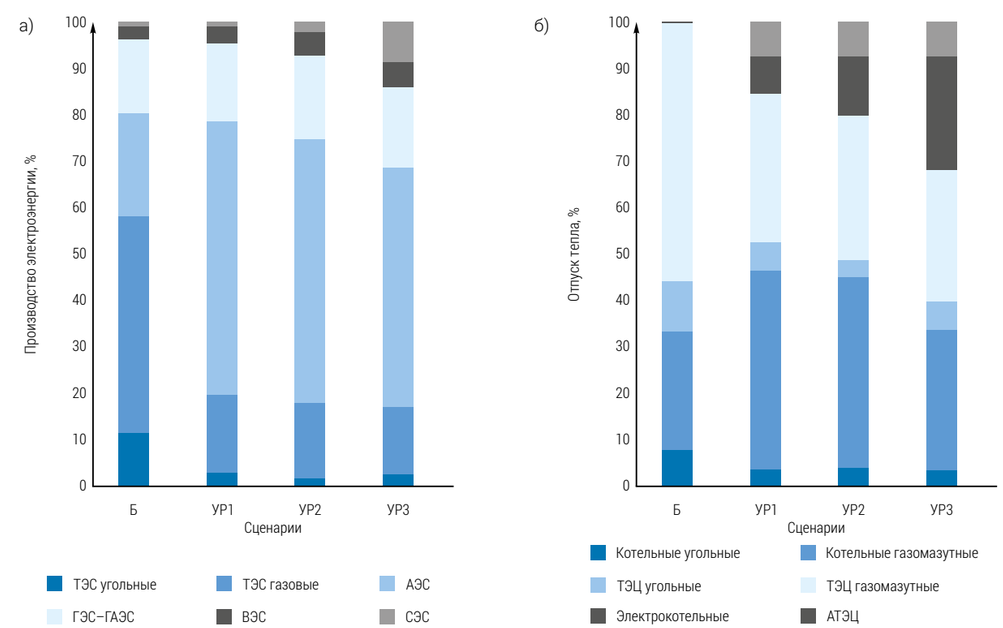
В России сферы с полным технологическим суверенитетом (например, малая гидроэнергетика) могут стать пилотными при сборе первичных данных для проведения оценки жизненного цикла

Структура производства электроэнергии и централизованного тепла в 2050 г. для базового варианта, не предполагающего мер углеродного регулирования (business-as-usual), и трех сценариев с наборами мер углеродного регулирования, полученная в результате оптимизации по критерию минимума суммарных дисконтированных затрат на энергоснабжение экономики России, представлена на рис. 3.

Рассматриваемые системы мер углеродного регулирования (сценарии УР1-УР3) приводят к падению вклада производства электроэнергии посредством сжигания ископаемого топлива ниже 20% к 2050 г., хотя в отсутствие регулирования (сценарий Б) сохраняется превалирующая роль ТЭС. Новым лидером среди генерирующих технологий, обеспечивающим более 50% совокупного спроса на электроэнергию в 2050 г., становится атомная энергетика. Максимальная среди рассматриваемых вариантов доля АЭС в структуре производства электроэнергии в ЕЭС России достигается к 2050 г. в сценарии УР1, доля ГЭС-ГАЭС – в сценарии УР2, доли ВЭС и СЭС – в сценарии УР3.

Совокупные выбросы ПГ в допущении нулевых выбросов безуглеродных источников энергии не превышают 50% для

Рис. 3. Структура производства электроэнергии в ЕЭС России (а) и централизованно отпускаемого тепла (б) к 2050 г. в базовом сценарии и различных сценариях углеродного регулирования



Сценарий	Б	УР1	УР2	УР3
Доля безуглеродных источников в структуре производства электроэнергии в %, в т. ч.	42	80,3	81,9	82,7
ГЭС-ГАЭС	15,9	17	18,2	17,3
ВЭС	3	3,5	5	5,4
СЭС	0,9	0,8	2	8,5
АЭС	22,3	59,1	56,8	51,5
Выбросы ПГ (при допущении о нулевых выбросах безуглеродных источников энергии) отн. 2019 г. в %	103	50	42,9	47,3
Прирост выбросов ПГ при учете выбросов на протяжении ЖЦ безуглеродных источников энергии отн. результатов, полученных в условиях допущения о нулевых выбросах 2050 г. в %	4,4	16,6	20,5	22,9
Скорректированные с учетом вклада ЖЦ безуглеродных источников энергии выбросы ПГ отн. 2019 г. в %	107,5	58,3	51,7	58,1
Снижение потребления ископаемого топлива с учетом ЖЦ различных электростанций отн. базового сценария в %	–	60,4	61,8	58,8
Прирост потребления минералов с учетом ЖЦ различных электростанций отн. базового сценария в %	–	5,8	30	143,7
Прирост потребности в земельных ресурсах с учетом ЖЦ различных электростанций отн. базового сценария в %	–	- 22,6	- 15,6	12,6

Таблица 4. Основные показатели сценариев углеродного регулирования для 2050 г. с учетом ОЖЦ

всех вариантов углеродного регулирования УР1-УР3. Их величина минимальна для сценария УР2 за счет наибольшего относительно других вариантов снижения выбросов ПГ в централизованном теплоснабжении, достигаемого при совместной оптимизации производства электроэнергии и тепла.

В другой серии расчетов, учитывающих ОЖЦ, использованы средние значения общемировых диапазонов удельных выбросов ПГ для технологий производства электроэнергии из таблицы 2. Такой выбор обусловлен отсутствием соответствующих российских данных по всей производственной цепочке для местных условий. Результаты расчета прироста выбросов ПГ за счет учета эмиссии в смежных отраслях, вызванной изменением структуры технологий в электроэнергетике, приведены в таблице 4.

Сейчас разработка российского специализированного ПО для проведения оценки жизненного цикла является крайне трудоемкой задачей с учетом малого практического опыта подобных исследований

В условиях малой доли безуглеродных источников энергии (сценарий Б) учет выбросов ПГ на протяжении жизненного цикла добавляет чуть более 4% к совокупной эмиссии по сравнению с учетом выбросов только на этапе производства электроэнергии. Однако при преобладающей роли АЭС и ВИЭ прирост «неучтенных» выбросов ПГ в смежных отраслях экономики может составить до 23% в 2050 г. для рассматриваемых сценариев углеродного регулирования. Скорректированные с учетом вклада жизненного цикла безуглеродных источников энергии выбросы ПГ для всех рассматриваемых сценариев не будут ниже 50% относительно уровня 2019 г., в отличие от результатов в допущении нулевого углеродного следа АЭС и ВИЭ.

Учёт потребности в ископаемом топливе на протяжении жизненного цикла электростанций приводит к тому, что потребление ископаемых ресурсов не всегда снижается с ростом доли безуглеродных источников в структуре производства электроэнергии. Значительные отличия в приросте потребления минералов и использовании земельных ресурсов между рассмотренными сценариями связаны прежде всего с различиями в объеме производства электроэнергии фотоэлектрическими СЭС.

Заключение

ОЖЦ – это потенциально мощный инструмент в системном обосновании стратегических решений и результат его использования зависит от того, кто и в каких целях будет его применять. С позиции системных исследований в энергетике методология ОЖЦ может позволить усовершенствовать межотраслевые модельные связи энергетики с другими отраслями экономики за счет их детализации в части материальных, ресурсных и энергетических потоков. Тогда в процессе моделирования удастся учесть климатическую, экологическую и ресурсную нагрузки отдельных технологий для поиска оптимального пути развития отрасли с учетом многофакторности воздействия различных вариантов производства энергии на ОС и разделить бремя углеродных платежей, приходящееся преимущественно на энергетику, с другими отраслями. Однако для обеспечения прозрачности и надежности результатов исследований в области ОЖЦ энергетических технологий в России следует провести тщательную подготовку, которая может включать в себя:

1. Создание национальной специализированной базы данных, содержащей информацию об этапах жизненного цикла производства электроэнергии. При построении структуры базы данных логично опираться на международные данные по ОЖЦ, а также учитывать мировой опыт по формированию и оценке качества данных собственной базы данных.
2. Создание российской методики ОВЖЦ путем адаптации широко используемых в международных исследованиях процедур, её последующая верификация и утверждение. Подобный опыт уже получен в России при формировании методической базы климатических проектов. Определение перечня категорий воздействия на окру-

Наименьшие выбросы CO_2 на протяжении жизненного цикла характерны для АЭС (в среднем 5,8 г CO_{2e}/кВт·ч). Максимальные и минимальные оценки для ВЭС отличаются в 2 раза, для СЭС – в 10 раз

Сборка ветряков в Нидерландах

Источник: kruwt / depositphotos.com

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА №12(203) / 2024

Для обеспечения надежности исследований необходимо создание национальной специализированной базы данных, содержащей информацию об этапах жизненного цикла производства электроэнергии

жающую среду и моделей характеризации позволит сконцентрировать усилия на наиболее актуальных для России проблемных областях и согласовать внедрение ОЖЦ с действующей нормативно-методической базой в сферах экологии и охраны окружающей среды.

3. Включение сопоставления технологий по величине воздействия на окружающую среду в процедуру принятия решений относительно инвестиционных проектов модернизации действующих электростанций и систем теплоснабжения или нового строительства. Такая сравнительная оценка поможет не допустить утечки воздействия в условиях национального углеродного регулирования.

В России низкоуглеродное развитие столь же важно, как и обеспечение устойчивости угольной и нефтегазовых отраслей. При этом нередко две эти стратегические цели диктуют прямо противоположные решения относительно оптимального способа производства энергии. Расширение числа факторов, учитываемых при выборе технологических приоритетов в энергетике и планировании развития структуры генерирующих мощностей, за счет результатов ОЖЦ энергетических технологий поможет найти компромисс, сбалансированный в целях долгосрочного экономического развития.

Исследование выполнено при поддержке гранта Российского научного фонда (проект № 21-79-30013) в Институте энергетических исследований Российской академии наук.

Центр хранения радиоактивных отходов в Мурманской области, Россия

Источник: PrimDiscovery / depositphotos.com

Использованные источники

1. *Филиппов С. П., Веселов Ф. В., Кейко А. В., Хоршев А. А. Подходы к формированию прогнозов развития ТЭК России как составной части сценариев декарбонизации экономики страны // Проблемы прогнозирования. 2023. № 6(201). С. 67–78. DOI: 10.47711/0868-6351-201-67-78.*
2. *Шигина А.В., Хоршев А.А. Изменение структуры технологий в энергетике России под воздействием углеродного регулирования // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2024. Т. 26. № 4. С. 100–114. DOI: 10.30724/1998-9903-2024-26-4-100-114.*
3. *Muramatsu E. Life Cycle Assessment for CO2 Capture Technology from Exhaust gas of Coal Power Plant / E. Muramatsu, M. Iijima // Greenhouse Gas Control Technologies. 6th International Conference. 2003. pp. 339–344. DOI: 10.1016/b978-008044276-1/50010-6.*
4. *Terlouw T. Life Cycle Assessment of Direct Air Carbon Capture and Storage with Low-Carbon Energy Sources/ T. Terlouw, K. Treyer, C. Bauer, M. Mazzotti // Environmental Science and Technology. 2021. 55. pp. 11397–11411. DOI: 10.1021/acs.est.1c03263.*
5. *Garrett P. Life cycle assessment of wind power: comprehensive results from a state-of-the-art approach/ P. Garrett, K. Ronde // The International Journal of Life Cycle Assessment. 2012. 18(1). pp. 37–48. DOI: 10.1007/s11367-012-0445-4.*
6. *Bonou A. Life cycle assessment of onshore and offshore wind energy-from theory to application / A. Bonou, A. Laurent, S.I. Olsen // Applied Energy. 2016. 180. pp. 327–337. DOI: 10.1016/j.apenergy.2016.07.058.*
7. *Doerffer K. Manufacturing and Recycling Impact on Environmental Life Cycle Assessment of Innovative Wind Power Plant Part 1/2 / K. Doerffer, P. Baldowska-Witos, M. Pysz, M. et al. // Materials 2021. 14, 220. p. 21. DOI: 10.3390/ma14010220.*
8. *Monsur A. Life Cycle Assessment of Climate Change and GHG Emission from Natural Gas Thermal Power Plant / A. Monsur, A. R. Paddo, F. M. Mohammedy // 2020 IEEE Region 10 Symposium (TENSYMP), Dhaka, Bangladesh. 2020. pp. 1628–1631. DOI: 10.1109/TENSYMP50017.2020.9230465.*
9. *Wibawa B. Impact Assessment of Coal Power Plant Using Life Cycle Assessment (LCA) / B. Wibawa, A. P. Iswara, R. Boedisantoso // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science 506. 2020. 012023. p. 7. DOI: 10.1088/1755-1315/506/1/012023.*
10. *Torres O. Life cycle assessment of a pumped storage power plant // Norwegian University of Science and Technology. Department of Energy and Process Engineering. 2021. URL: https://ntnuopen.ntnu.no/ntnu-xmlui/bitstream/handle/11250/234503/455355_FULLTEXT01.pdf?sequence=2&isAllowed=y (дата обращения: 07.09.2024).*
11. *Tosti L. Complete Data Inventory of a Geothermal Power Plant for Robust Cradle-to-Grave Life Cycle Assessment Results / L. Tosti, N. Ferrara, R. Basosi, M. L. Parisi // Energies. 2020. 13(11). 2839. p. 19. DOI: 10.3390/en13112839.*
12. *Yang Q. Hybrid life-cycle assessment for energy consumption and greenhouse gas emissions of a typical biomass gasification power plant in China / Q. Yang, H. Zhou, X. Zhang, et al // Journal of Cleaner Production. 2018. 205. DOI: 10.1016/j.jclepro.2018.09.041.*
13. *Rasheed R. Life cycle assessment of a cleaner supercritical coal-fired power plant / R. Rasheed, H. Javed, A. Rizwan, F. Sharif, et al // Journal of Cleaner Production. 2020. 279. DOI: 123869. 10.1016/j.jclepro.2020.123869.*
14. *Garrain D. Background qualitative analysis of the European reference life cycle database (ELCD) energy datasets – part II: electricity datasets / D. Garrain, S. Fazio, C. de la Rúa, et al // SpringerPlus. 2015. 4(1). 30. p. 14. DOI: 10.1186/s40064-015-0812-2.*
15. *Acero A. P. Impact assessment methods in Life Cycle Assessment and their impact categories. Version: 1.5.2 (2015) / A. P. Acero, C. Rodríguez, A. Ciroth // OpenLCA [сайт]. URL: https://www.openlca.org/wp-content/uploads/2015/11/LCIA-METHODS-v.1.5.4.pdf (дата обращения: 07.09.2024).*
16. *The Role of Critical Minerals in Clean EnergyTransitions / International Energy Agency (IEA). – 2021 // IEA [сайт]. URL: https://iea.blob.core.windows.net/assets/24d5dfbb-a77a-4647-abcc-667867207f74/TheRoleofCriticalMineralsinCleanEnergyTransitions.pdf (дата обращения: 07.09.2024).*
17. *Достижение углеродной нейтральности в регионе ЕЭК ООН: комплексная оценка жизненного цикла источников электроэнергии. UNECE [сайт]. URL: https://unece.org/sites/default/files/2023-09/LCA_russian%20version-compressed.pdf (дата обращения: 07.09.2024).*
18. *Silva D. How important is the LCA software tool you choose Comparative results from GaBi, openLCA, SimaPro and Umberto / D. Silva, A. Nunes, V. Moris, et al // Conference: VII Conferencia Internacional de Análisis de Ciclo de Vida en Latinoamérica. 2017. URL: https://www.researchgate.net/publication/318217178_How_important_is_the_LCA_software_tool_you_choose_Comparative_results_from_GaBi_openLCA_SimaPro_and_Umberto (дата обращения: 07.09.2024).*
19. *Technology-specific Cost and Performance Parameters. In: Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change: Working Group III Contribution to the IPCC Fifth Assessment Report // Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge University Press. 2015. pp. 1329–1356. DOI: 10.1017/CBO9781107415416.025.*
20. *Stechemesser A. Climate policies that achieved major emission reductions: Global evidence from two decades / A. Stechemesser, N. Koch, E. Mark, et al // Science. 2024. 385, 6711. pp. 884–892. DOI: 10.1126/science.adl6547.*

DOI 10.46920/2409-5516_2024_12203_74 EDN: YIPKJW

Компания «Россети» ввела в строй основные энергообъекты Восточного полигона

Company «Rosseti» commissioned the main power facilities The Eastern polygon

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

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

А. Новак и А. Рюмин на церемонии запуска энергообъектов Восточного полигона *Источник: «Энергетическая политика»*

Компания «Россети» завершила основные объекты электроснабжения второго этапа расширения Восточного полигона железных дорог. Полная стоимость новых энергообъектов составила 200 млрд руб., трансформаторная мощность подстанций – более 1 тыс. МВА, общая протяжённость линий электропередачи – около 1,7 тыс. км. В торжественной церемонии открытия, которая прошла накануне Дня энергетика, приняли участие председатель Правительства РФ Михаил Мишустин, вице-премьер Александр Новак и генеральный директор компании Андрей Рюмин.

Новая энергетическая инфраструктура позволяет обеспечить Восточный полигон дополнительной мощностью в 1,7 тыс. МВт, что сопоставимо с потреблением крупного города. Это необходимо для увеличения грузоперевозок в соответствии с задачей, поставленной президентом.

Как сказал Михаил Мишустин, в конце 2024 г. провозная способность Байкало-Амурской и Транссибирской магистралей достигнет 180 млн т – это в 1,5 раза больше, чем было 5 лет назад. «Благодаря чему увеличивается товарооборот между регионами, растёт экспорт российской продукции, в первую очередь, в дружественные государства Азии и Глобального Юга. А это влияет и на деловую активность в стране, потенциал производств, появление новых рабочих мест. И самое главное – это улучшение жизни людей», – подчеркнул глава правительства.

Он также отметил, что благодаря реализованным «Россетями» проектам вырастут надёжность электроснабжения и возможности для технологического присоединения в республиках Бурятия и Саха (Якутия), Иркутской, Амурской областях, Забайкальском и Хабаровском краях, где ключевыми потребителями станут предприятия химической, угольной, нефте- и газодобывающей отраслей, а также экспортные нефтепроводы.

На эти эффекты в своем выступлении также обратил внимание Александр Новак. Он отметил, что сейчас электропотребление на Дальнем Востоке растёт темпом примерно в 2 раза выше среднего по стране. Кроме того, активно развиваются регионы Восточной Сибири. Это требует комплекса мер по усилению энергетической инфраструктуры. Такая работа уже идет, а увеличить ее объемы сможет запуск с 2025 г. оптового рынка электроэнергии на Дальнем Востоке. «Это позволит создать условия для привлечения инвестиций и источников финансирования для реализации масштабных проектов в электроэнергетике. Общая сумма инвестиций до 2030 г. составит 3,1 трлн руб.», – сказал вице-премьер.

После ввода энергообъектов в работу Михаил Мишустин провел рабочую встречу с Андреем Рюминым, где обсуждались итоги работы группы «Россети» в 2024 г., прохождение отопительного сезона и электроснабжение в новых субъектах РФ и приграничных районах, задачи на предстоящий период.

После завершения строительства всех энергообъектов Восточного полигона компания «Россети» продолжит уделять

Ремонтные работы «Кубаньэнерго»
Источник: «Россети»

пристальное внимание развитию электросетевого комплекса Дальнего Востока. В качестве примера Андрей Рюмин привел строительство инфраструктуры, нацеленной на решение проблемы энергодефицита на юге Приморья, объединение энергосистем Сибири и Дальнего Востока. Одним из главных направлений технологического развития станет внедрение технологий передачи энергии постоянным током. «Работаем с отечественными институтами, с зарубежными, с китайскими коллегами. И наращиваем в этом направлении собственные компетенции. Считаю, что это очень важно для укрепления технологического суверенитета», – отметил Андрей Рюмин.

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА №12(203) / 2024

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА

Оформить подписку на журнал «Энергетическая политика» на 2025 год можно через филиалы агентства «Урал-пресс», либо в ФГБУ «РЭА» Минэнерго России. По вопросам подписки звонить по телефону +7-910-463-53-57. Стоимость подписки на полугодие (6 номеров) составит 13 200 рублей. В каждом номере – аналитические обзоры, авторские колонки, материалы научного и научно-прикладного характера. Будь в курсе основных направлений развития ТЭК!

energypolicy.ru

НАШИ ПАРТНЕРЫ

СУЭК Сибирская угольная энергетическая компания

Газпром нефть — Стремимся к большему!

Акционерное общество Зарубежнефть

Транснефть

Благотворительный фонд Tatneft

Россети

ISSN 2409-5516

Источник фото на обложке:
Shaiith79 / depositphotos.com