НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ
МИРОВОЙ ЭКОНОМИКИ И МЕЖДУНАРОДНЫХ ОТНОШЕНИЙ
имени Е.М. Примакова
РОССИЙСКОЙ АКАДЕМИИ НАУК

Мировая экономика и энергетика: драйверы перемен

Под редакцией
д.э.н. С.В. Жукова

Москва
ИМЭМО РАН
2020

УДК 338.4
ББК 65.5
Миро 64

Серия «Библиотека Национального исследовательского института
мировой экономики и международных отношений имени Е.М. Примакова»

Рецензенты:
кандидат экономических наук Л.А. Студеникина
доктор экономических наук В.Г. Варнавский

Ответственный редактор – д.э.н. С.В. Жуков

Миро 64

Мировая экономика и энергетика: драйверы перемен / Под ред. С.В. Жукова. – М.:
ИМЭМО РАН, 2020. – 164 с.

ISBN 978-5-9535-0571-0

DOI:10.20542/978-5-9535-0571-0

В сборнике работ по результатам седьмой международной конференции Центра энергетических исследований ИМЭМО РАН и Факультета международного энергетического бизнеса РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина анализируются проблемы ускоряющейся трансформации мировой экономики и энергетики. Особый интерес представляет работы специалистов ЦЭИ ИМЭМО РАН и Базовой кафедры РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина в ИМЭМО РАН по проблемам электрификации дорожного транспорта, энергетического перехода в Германии, перестройке рынков природного газа в Индии и Бразилии и сотрудничества России в энергетике с зарубежными партнерами.

Global Economy and Energy: Drivers for Changing / Zhukov S.V., ed. – Moscow, IMEMO, 2020. – 164 p.

ISBN 978-5-9535-0571-0

DOI:10.20542/978-5-9535-0571-0

The compendium of articles presented at the seventh international conference, organized by the Center of Energy Studies, IMEMO RAS and Faculty of International Energy Business of Gubkin Russian State University (NRU) of Oil and Gas, focuses on the accelerating transformation of world economy and world energy. Of special interest are the articles of scholars of the Center of Energy Studies, IMEMO RAS and Gubkin Russian State University of Oil and Gas Base Chair at IMEMO, analyzing the electrification of road transport, energy transition in Germany, restructuring of natural gas sector in India and Brazil and Russia's cooperation with foreign partners in energy sphere.

Публикации ИМЭМО РАН размещаются на сайте <https://www.imemo.ru>

ISBN 978-5-9535-0571-0

© ИМЭМО РАН, 2020

ОГЛАВЛЕНИЕ

Штопаков И.Е., Аршинов Г.А.

Принципы ответственного инвестирования и российские нефтегазовые компании5

Миловидов К.Н.

Оценка затрат полного цикла разведки и добычи нефти и газа 16

Синицын М.В.

Проблемы моделирования электромобилизации транспорта.....28

Халидов И.А.

Практика организации ликвидационного фонда: зарубежный опыт и концептуальные предложения по организации ликвидационного фонда в России31

Конопляник А.А.

Вызовы для России в рамках глобальной газовой трансформации - и возможные решения ..43

Еремин С.В.

Природный газ в условиях энергетического перехода57

Попадько А.М.

Место природного газа в энергетической стратегии Германии до 2030 года 66

Шуркалин А.К., Полаева Г.Б.

Усиление конкуренции на европейском рынке природного газа75

Ромашкина В.А.

Тенденции развития газовой отрасли США.....81

Телегина Е.А., Халова Г.О.

Тенденция развития мировой экономики и мировой энергетики в 2001-2018 гг. Вызовы и возможности для России 88

Мастепанов А.М.

МЭА: эволюция взглядов на перспективы развития мировой энергетики93

Рыков Ю.Г.

Сравнительный анализ долгосрочных сценариев развития мировой энергетики: перспективы энергоперехода..... 107

Полаева Г.Б., Юрченко Н.Ю.

Перспективы развития атомной энергетики Индии 125

Рева А.Р.

Прогнозирование ВВП Индии 130

Великороссов В.В., Захаров А.К., Генкин Е.В.

Перспективы развития возобновляемых источников энергии в рамках формирования новой парадигмы мирового энергетического рынка 134

Голованова А.Е., Камянская А.Р.

Роль и перспективы развития возобновляемых источников энергии в энергетическом балансе России.....	151
Об авторах	162

Принципы ответственного инвестирования и российские нефтегазовые компании

За последнее десятилетие стандарты экологической и социальной ответственности прочно вошли в деловую практику финансово-инвестиционных организаций развитых стран. С учетом глобальных трендов многие финансово-инвестиционные организации находятся в процессе пересмотра и совершенствования своих подходов к управлению рисками. Стратегия ответственного инвестирования, или ESG - стратегия (Environmental, Social, and Governance) - новая и быстро набирающая популярность инвестиционная концепция, в соответствии с которой перспективность того или иного эмитента оценивается институциональными инвесторами, исходя из его соответствия новым международным экологическим, социальным и управленческим нормам (Рис.1). [1]

Рисунок 1. Стратегии ответственного инвестирования
Источник: [1]

Одновременно в промышленно развитых странах стремительно расширяется область государственного регулирования социальной и экологической ответственности этих институтов. Так, с 1 октября 2019 года в Великобритании все профессиональные пенсионные фонды должны тщательно документировать свой подход к факторам ESG, а их руководство - составлять заявление о принципах инвестирования (SIP). Фонды должны будут также публиковать заявления о реализации принципов ответственного инвестирования с конкретной ссылкой на те изменения климата, которые максимально полно отражены в их SIP. В результате попечители пенсионных фондов Великобритании, обычно не склонные к риску, но озабоченные своими фидуциарными обязанностями, теперь будут не менее внимательно относиться и ко всему, что связано с процессами изменения климата. Все это напрямую касается нефтегазового бизнеса Великобритании, где три из пяти крупнейших по рыночной капитализации компаний имеют прямые интересы в нефтегазовой отрасли: Shell, BP и BHP [2].

Парижское соглашение по климату, подписанное представителями 197 стран и призванное остановить глобальное потепление на уровне не более 1,5 - 2,0 градусов по Цельсию, послужило иницилирующим событием для процесса формирования новых стратегических альтернатив крупных нефтегазовых компаний. На последующих за

принятием Парижского соглашения конференциях ООН по климату были сформированы правила, процедуры и модальности, без которых этот документ не смог бы стать действующим. Эти рабочие инструменты затрагивают чувствительные для нефтегазового сектора РФ аспекты, такие как режим соблюдения обязательств, отчетность, транспарентность, фидуциарная ответственность нефтегазовых компаний. Тем не менее в сентябре 2019 году данное соглашение было ратифицировано Россией. А это означает, что для российских нефтегазовых компаний, в особенности крупных, институциональная среда глобального нефтегазового бизнеса изменилась радикально. Создаются новые объективные предпосылки для формирования таких стратегических альтернатив развития крупных НГК, анализ и оценивание которых должны привести к долгосрочным управленческим решениям, отвечающим на климатические вызовы наиболее эффективным образом. Для российских нефтегазовых компаний этот выбор будет сложен вдвойне, - учитывая трудности, обусловленные санкционным режимом. Введенные секторальные санкции продуцируют жесткие ограничения в доступе крупных российских НГК как к международным рынкам технологий, так и капиталов, в дополнение к климатическим ограничениям Парижского соглашения 2015 года.

В том же 2015 году ООН приняла новую повестку дня в области целей устойчивого развития (ЦУР), предусматривающую достижение мировым сообществом 17 целей в данной области к 2030 году. В программе ЦУР энергетическому бизнесу отведена особая роль, прежде всего, как драйверу развития возобновляемой энергетики и противостояния глобальным климатическим изменениям. Теперь крупным НГК уже недостаточно быть просто прибыльными и социально ответственными. При оценке их инвестиционной привлекательности учитывается еще и экологическая ответственность. Последнее требование нашло свое концентрированное выражение в принятом ООН принципе ESG. Ранее этот подход был закреплен в документе ООН под названием «Принципы ответственного инвестирования», - сокращенно PRI. Институциональные инвесторы, соблюдающие эти принципы, отдают приоритет тем компаниям, которые отвечают требованиям ESG, особенно в части экологических целей и задач. Финансовый капитал предпочитает акции компаний, реально стремящихся к глобальному лидерству в области уменьшения вреда природе, экологической нагрузки в регионах своей операционной деятельности. В 2006 году модель PRI была признана Нью-Йоркской фондовой биржей. Документ подписали 2370 листинговых компаний, под управлением которых по состоянию на март 2019 года находилось активов суммарной стоимостью более 80 триллионов долларов. Общий капитал такого ответственного инвестирования только за два года - с 2016го по 2018й, вырос на треть, достигнув 30,7 трлн. долл., из них около 26 трлн. долл. приходится на Западную Европу и США, главных членов Глобального альянса по устойчивому инвестированию. Число компаний из Восточной Европы, присоединившихся к документу PRI – всего 14 [3].

Действие принципов PRI уже в полной мере успел почувствовать на себе глобальный нефтегазовый сектор. В ноябре 2017 года Суверенный фонд Норвегии принял решение о распродаже нефтегазовых активов стоимостью более \$35 млрд. Из них \$20 млрд. долл. - ценные бумаги таких флагманов нефтегазового бизнеса, как Eni SpA, PetroChina, Total, Shell и «Газпром». Консервативный подход фонда к инвестированию в акции крупных энергетических компаний больше не привлекателен. По расчетам специалистов фонда, прибыль от акций нефтегазового сектора будет падать вследствие удешевления самих углеводородов. На нефтегазовые активы в Суверенном фонде Норвегии приходится 6% инвестиций, или \$37 млрд. долл. Среди них и крупные пакеты акций российских НГК: «Газпром», «Сургутнефтегаз», «Новатэк», «Лукойл», «Газпром нефть» и «Башнефть». Окончательное решение затем было отложено Норвегией до ноября 2018 года. [3].

В 2018 году наступил черед еще 35 крупных нефтегазовых компаний, в том числе китайской Sinopec, американских Anadarko, Apache, Chesapeake Energy, Marathon Oil.

Крупнейший инвестор Дании – Пенсионный фонд РКА с активами на сумму 46 млрд. долл., исключил акции этих и других компаний из своего инвестиционного портфеля за несоблюдение эмитентами принципов PRI. В марте 2019 года Норвежский Суверенный фонд Норвегии окончательно отказался от всех акций российских нефтегазовых компаний практически по тем же мотивам. Норвежское правительство рекомендовало суверенному фонду продать акции «Новатэк», «Башнефть» и «Русс Нефть». Нет необходимости объяснять негативные последствия этого отказа для капитализации российских компаний. Конечно, следует иметь ввиду, что от акций российских НГК фонду было предложено избавиться в числе более 100 нефтяных компаний по всему миру. Новая распродажа акций компаний нефтегазового сектора должна по плану составить сумму в объеме 7,5 млрд. долл. Однако для российских НГК из списка это довольно слабое утешение. Ведь Норвежский суверенный фонд не будет продавать акции нефтегазовых гигантов, таких как Royal Dutch Shell и ExxonMobil [4].

Таким образом, распространение ответственного инвестирования за последнее десятилетие приобрело в мире необратимый характер. На этом фоне возникло множество влиятельных организаций, от национальной британской “ShareAction” до глобальной сети “ClimateAction100+”, насчитывающей более 320 ассоциированных членов, совместно контролирующих активы в 33 триллиона долларов. Всего же к концу 2019 года 2372 представителя крупных инвестиционных структур с глобальным охватом деятельности подписали руководящий документ о принципах ответственного инвестирования ООН. Активы под их прямым управлением достигают астрономической суммы в 86,3 триллиона долларов (рис. 2). [2]

FIG 1: UN PRI signatories rocket

Source: UN

Рисунок 2. Число представителей институциональных инвесторов, подписавших документы ООН о принципах ответственного инвестирования, и стоимость активов под их управлением

Источник: [2]

Призывы к ответственному инвестированию с новой силой прозвучали в преддверии открывающего свою работу 20 января 2020 года Всемирном экономическом форуме в Давосе, Швейцария. Эко - активисты, вдохновленные примером Греты Тунберг, призвали политиков и бизнесменов, - участников предстоящего форума, обеспечить вывод

финансовых ресурсов инвестиционных фондов из компаний, участвующих в разработке ископаемых источников энергии. Они всерьез рассчитывают полностью остановить добычу оставшегося в мире угля, нефти и газа, обращая внимание мирового сообщества на продолжающегося наращивания инвестиций в их разведку и разработку.

Действительно, с момента подписания Парижского соглашения по климату в 2015 году крупнейшие инвестиционные банки предоставили 700 миллиардов долларов на реализацию новых проектов компаниям, работающим с ископаемым топливом. Согласно оценкам МВФ, каждую минуту на них тратится 10 миллионов долларов, а в год – более 5,2 триллионов долларов. [5] Резонные возражения энергетических компаний относительно того, что их продукция востребована сегодня и будет пользоваться растущим спросом еще в течение долгих лет, просто игнорируются «зелеными» лоббистами. Одновременно тезис о том, что самым крупным нефтегазовым компаниям принадлежит ключевая роль в переходе низко – углеродной экономике как к системе с нулевыми выбросами, парируется эко – активистами на основании данных мировой статистики, свидетельствующих о том, что инвестиции нефтегазовых компаний в возобновляемую энергию несравнимы по масштабам с их расходами на ископаемую. И хотя в рамках реализации стратегии ответственного инвестирования 12 триллионов долларов уже были выведены из индустрии ископаемого топлива инвестиционными фондами, эко-активисты настаивают на «немедленном и полном» выводе всех вложенных ранее средств. [6]

Накал полемики об ответственных инвестициях, ведущейся на «энергетическом поле битвы», неуклонно нарастает. Она захватывает уже и сферу внутрикорпоративных отношений стейкхолдеров нефтегазовых компаний, создавая конфликтное напряжение во взаимодействии первой по значимости пары из них, - «собственники – инвесторы».

Инвестиционная стратегия любой компании неизменно направлена на максимальную отдачу от ее капитальных вложений. Нефтегазовый бизнес в этом отношении ничем не отличается от любого другого. К примеру, если от инвестиционных проектов в разведку и добычу нефти финансовая отдача прогнозируется на уровне 15%, а от проектов в альтернативную энергетику - на уровне 7%. Деньги институциональных инвесторов наверняка пойдут на разработку ископаемого топлива, что согласуется и с интересами собственников компании. Изменение данной ситуации в пользу возобновляемой энергии, скорее всего, потребует глубокой трансформации рыночных условий спроса и предложения, цен и субсидий, драйвером которой должна стать государственная энергетическая стратегия, финансовая и налоговая политика.

В новых условиях расширения сферы влияния и усиления роли ESG – стратегии как международного стандарта былому единству подходов к инвестициям в энергетике со стороны собственников нефтегазовых компаний и их институциональных инвесторов приходит конец. Эксперты наблюдают и прогнозируют нарастание конфликтности в процессе принятия инвестиционных решений в нефтегазовых компаниях, когда мотивация прибыльности инвестиций перестает быть единственной критериальной основой. Наряду с ней, а нередко – и вопреки ей, на первое место для инвестора выходит критерий соответствия инвестирования принципам ESG. Реальность такова, что такие глобальные игроки как Shell, BP, Total, Equinor, а также американские представители в группе Big Oil, испытывали серьезные трудности даже при голосовании резолюций о простой поддержке идей ответственного инвестирования в связи с климатической повесткой дня. Многие из таких резолюций, поставленных на голосование за последние пять лет, благополучно провалились, особенно в период с 2016 по 2018 год. [7]

Мировая нефтегазовая отрасль к началу третьего десятилетия XXI века оказалась на распутье: ее главным действующим лицам - крупным корпорациям нефтегазового профиля, пришлось столкнуться с необходимостью принимать срочные решения по двум взаимосвязанным вопросам. Первый - насколько жестко они привязаны к своему традиционному бизнесу - поиску, добыче и переработке углеводородных ресурсов, и как

долго в их базовых бизнес – моделях вертикальной интеграции этот бизнес следует рассматривать как основной? Второй – как уменьшить риски перехода к неуклонно приближающемуся и неизбежному, но весьма неопределенному низко - углеродному будущему мировой экономики? В попытках отыскать интегральное стратегическое решение сразу по двум обозначенным вопросам, нефтегазовые гиганты демонстрируют весьма нестандартные подходы и образцы неординарности адаптивного поведения.

С одной стороны, налицо внешние признаки назревающего поворота: большинство крупнейших международных нефтегазовых компаний – МНК, официально поддержали Парижское соглашение по климату, причем не только на словах, но и практическими действиями. Так, французская Total, что называется, «по горячим следам», приобрела поставщика решений для подзарядки цифровых устройств 2G Mobility, а английская Shell - электронную фирму New Motion. Причем глава Shell Бен ван Бёрден прямо выразил поддержку целям устойчивого экономического развития с нулевым выбросом углерода в мире. Однако, с другой стороны, из анализа заявленных инвестиционных намерений крупных международных нефтегазовых компаний на средне- и долгосрочную перспективу явственно просматривается желание сохранить свою приверженность унаследованному отраслевому профилю и присущим ему бизнес – моделям. Такому подходу вполне соответствует весьма прагматичное соображение корпоративных лидеров о том, что бизнесу с масштабами нефтегазового в принципе невозможно изменить стратегический курс в одночасье, к чему призывают сегодня «зеленые» активисты и политики - популисты новой «климатической волны».

По данным “Carbon Disclosure Project”, международные нефтегазовые компании в настоящее время расходуют на низкоуглеродистые источники энергии всего лишь от 1% до 4% своих инвестиционных ресурсов, в то время как национальные нефтегазовые гиганты выделяют на эти цели менее 1% своих капиталовложений (рис. 3).

Для того, чтобы мировая нефтегазовая индустрия имела полное основание утверждать, что реальный поворот к альтернативной энергетике действительно происходит, эти цифры у глобальных нефтегазовых игроков должны как минимум подтянуться к уровню доли расходов Total – 4,3%, причем за весьма короткий период времени. Мировое лидерство Total заметно не только в количественном, но и в качественном измерении: спектр проектов, финансируемых компанией, по сравнению с конкурентами, самый широкий.

Стало быть, далеко не все так просто и однозначно, когда речь заходит о сравнении стратегических намерений и реальных действий глобальных нефтегазовых игроков, объединенных в условную группу “Big Oil”, в области ответа на климатические вызовы. Мировые нефтегазовые лидеры с международной структурой капитала и глобальными масштабами операционной деятельности охотно участвуют в различных акциях и дискуссиях о заинтересованности группы “Big Oil” в устойчивом развитии, но при одном условии: безоговорочном признании тренда к сохранению роста мирового спроса на нефть и газ в долгосрочной перспективе. Практически все отраслевые и независимые сценарии предполагают, что рост потребления нефти в мировой экономике сохранится как минимум до 2040 года, хотя его темпы и будут постепенно замедляться.

Что же касается национальных нефтяных компаний - ННК, как правило, находящихся в государственной собственности и контролирующих до 90% всех нефтяных запасов в мире, то они в дискуссиях с климатической повесткой вообще предпочитают занимать позицию стороннего наблюдателя и даже не стремятся смещать акценты в деятельности в угоду прогнозируемому низко углеродному будущему. Исключением является разве что Saudi Aramco, которая инициировала ряд экологически чистых проектов, включая водородные, по солнечной энергии и улавливанию углерода, да и то скорее в преддверии выхода компании на IPO с довольно туманными перспективами.

Рисунок 3. Доля расходов на проекты в области низкоуглеродной энергии (по видам) в общем объеме инвестиций крупных нефтегазовых компаний с 2010 по 2018 год, в %

Источник: [10]

В 2017 году две авторитетные международных организации “Oil Change International” и “Greenpeace” обнародовали совместный доклад под названием «Неудачное прогнозирование. Почему инвесторы должны с осторожностью относиться к энергетическим прогнозам нефтяных компаний». В этом докладе эксперты тщательно проследили историю прогнозов нефтегазовых гигантов ExxonMobil, BP и Shell. Авторы доклада пришли к однозначному выводу о том, что нефтяные компании систематически занижали темпы роста возобновляемой энергетики в своих прогнозах. Так, ExxonMobil в своём обзоре за 2005 год предсказывал, что ветровая и солнечная энергия займёт долю в 1% от мирового производства энергии к 2030 году, хотя на самом деле этот рубеж был достигнут уже в 2012 году, то есть не через двадцать пять лет, а всего лишь через семь. Уже в 2010 году, хорошо понимая, что их прогноз не сбывается, эксперты ExxonMobil внесли коррективы, предсказав достижение доли в 1,5% ветровой и солнечной энергии к 2022 году. И вновь новый рубеж был взят гораздо раньше - в 2016 году. Еще более ярко в этом плане проявила себя компания BP (рис. 4). [9]

На графике, подготовленном экспертами “Oil Change International” и “Greenpeace”, хорошо видно, что компания BP на протяжении всего периода с 2011 по 2017 год предсказывала замедление темпов роста ВИЭ, которого на самом деле не происходило. Несомненно, важным аспектом прогнозной деятельности группы компаний “Big Oil” является ее сопровождение корпоративными вербальными интервенциями в масс-медиа по рассматриваемой проблеме. Статистика упоминаний нефтяными компаниями в своих экспертных докладах и прогнозах препятствий и вызовов на пути тех или иных энергетических технологий весьма красноречива. Проблемы низких цен на нефть и газ или опасения, связанные с нагрузкой на окружающую среду в результате сланцевых разработок, упоминаются в единичных случаях. В то же время высокая стоимость ВИЭ, а также прерывистость генерации на основе возобновляемых источников энергии – самые распространенные сюжеты и предметы для рассуждений и прогнозных оценок.

Renewable energy consumption: BP forecasts vs what actually happened
(NB for each forecast, most recent historic data was from 2 years previously)

Рисунок 4. Темпы роста потребления возобновляемой энергии по прогнозам ВР и фактически: период с 2000 по 2020 год

Источник: [9]

Компании группы “Big Oil” по опыту знают о негативном потенциале влияния вербальных интервенций на их капитализацию. Ряд научных исследований показали, что почти 85% запасов ископаемого топлива должны оставаться в земле, чтобы не дать глобальным температурам подняться более чем на 2 градуса C (3,6 градуса F) выше доиндустриального уровня. Когда в 2009 году была опубликована первая из статей на эту тему, стоимость акций нефтяных компаний упала более чем на 2% в течение следующих двух недель. Это составило убыток акционеров в размере 16,5 миллиардов долларов США. В последние годы компании, работающие на ископаемом топливе, отстают от более широкого индекса группы S&P систематически. [10]

Исследование информационно-консультативного электронного ресурса InfluenceMap, обнародованное в марте 2019 года, показало, что пять крупнейших публичных нефтегазовых компаний мира - ExxonMobil, Royal Dutch Shell, Chevron, BP и Total, инвестировали более 1 млрд долларов в течение трех лет после принятия Парижского соглашения по климату на вводящий в заблуждение брендинг и лоббирование, связанные с климатом. Эти усилия целиком противоречат целям Парижского соглашения по климату и направлены на сохранение нефтегазовыми компаниями своей социальной и юридической лицензии на разработку и эксплуатацию углеводородных ресурсов и расширение операций с ископаемым топливом. [10]

Раскрытие информации о расходах на лоббирование и брендинг климата чрезвычайно ограничено. Чтобы заполнить этот пробел в прозрачности, InfluenceMap разработал методологию, использующую наиболее доступные для раскрытия и интенсивные исследования корпоративных сообщений, чтобы оценить расходы нефтяных компаний на вербальные интервенции, направленные на влияние на климатическую повестку дня, как напрямую, так и опосредованно. На Рисунке 5 показана структура расходов на эти цели в разрезе компаний за 2019 год. Примечательно, что эти пять крупных нефтяных компаний, по

прогнозам, вложат всего 3% своих капитальных затрат в 2019 году в низкоуглеродные технологии, в то время как 110,4 миллиардов долларов будут направлены на увеличение объема нефти и газа.

Рисунок 5. Расходы пяти крупнейших МНК на вербальные интервенции по противодействию экспансии климатической повестки дня и элиминированию ее влияния на общество

Источник: [10]

Это исследование будет способствовать усилиям ключевых заинтересованных сторон по приведению нефтегазового сектора в соответствие с неотложностью действий по борьбе с изменением климата. К ним относится глобальное инвестиционное сообщество, которое в 2017 году запустило программу взаимодействия “Climate Action 100+” с некоторыми из крупнейших корпораций мира по вопросам изменения климата.

Систематическое занижение прогнозных показателей по развитию альтернативной энергетики крупными международными нефтегазовыми компаниями группы “Big Oil” и торпедирование открытого информационного пространства различного рода текстами по противодействию продвижения климатической повестки дня и элиминированию ее влияния на общественное сознание – звенья одной цепи. Складывается впечатление, что международные нефтегазовые гиганты в ответ на растущие экологические и климатические вызовы, не сговариваясь, проводят линию поведения по принципу: если движение невозможно остановить, его надо возглавить. Именно поэтому они резко отрицательно отреагировали на доклад InfluenceMap, в котором обнародованы данные о расходах ExxonMobil, Royal Dutch Shell, Chevron, BP и Total в 1 миллиард долл. на вербальные интервенции, призванные снизить накал дискуссий о климатических угрозах и роли нефтегазового бизнеса в их нарастании. Эти средства вполне могли бы пополнить бюджеты супер - мейджоров на их проекты по возобновляемой энергетике.

В 2018 году консалтинговая компания PwC исследовала корпоративную отчетность 729 публичных компаний из 21 страны, включая 42 российские компании из разных секторов экономики. Как показал проведенный анализ, в среднем 72% компаний в мире упоминали том или ином виде в своей отчетности цели устойчивого развития (ЦУР). В России этот показатель оказался намного ниже – 43%. И если в мире более всего приверженными ЦУР оказались компании энергетического сектора и машиностроения, затем – сферы потребительских услуг и телекоммуникаций, то в РФ картина несколько иная: ЦУР упоминали в своих отчетах 66% телекоммуникационных компаний и столько же – из металлургии и горнодобывающей отрасли. Причем приоритетные ЦУР у российских компаний совпадают с общемировыми на 70%. Но есть и симптоматичные различия. Так, по данным PwC на первом месте у отечественных участников исследования – «достойная работа и экономический рост», на втором – «качественное образование», а на третьем – «ответственное потребление и производство». От мирового списка ЦУР топ-3 отличие по российским компаниям состоит только в том, что в мире вторую строчку занимает «борьба с изменением климата». [11]

Согласно «Отчету о глобальных рисках», представленному экспертами Всемирного экономического форума в Давосе в 2019 г., последние пять лет в топ-5 входят именно нефинансовые риски: экологические (экстремальные погодные явления, изменение климата и антропогенные и природные катастрофы) и геополитические (кибератаки, мошенничество и кража данных). При этом доля работающих с российскими активами инвесторов, считающих невозможными инвестиции в компанию, где высоки риски в сфере прав человека, выросла с 32% в 2017 г. до 49% в 2018 г. Для компаний, связанных с рисками изменения климата, прирост доли не желающих с ними работать инвесторов еще более значительный – с 8% в 2017 г. до 48% годом позже.

На этом фоне подходы российских компаний к управлению вопросами устойчивого развития за последние годы существенно изменились: запрос со стороны инвесторов о том, как компания управляет нефинансовыми рисками, особенно экологическими, вышел на первый план. Топ – менеджмент российских нефтегазовых компаний пришел к пониманию того, что интеграция ЦУР в бизнес-процессы компании может дать высокую операционную и финансовую эффективность. Такие компании, как ПАО «Лукойл» и «Сибур», зафиксировали это положение в своих стратегических документах. Реализация стратегии устойчивого развития несомненно повышает инвестиционную привлекательность российских компаний, однако их присоединение к международным инициативам все еще носит имиджевый оттенок. Запрос на устойчивое развитие и адаптацию к климатическим изменениям пока только начинает формироваться. [12]

Место и роль российских нефтегазовых компаний в климатической повестке дня западными экспертными оценками неизменно занижается притом, что довольно скромная инвестиционная активность в альтернативной энергетике (за исключением Total) их конкурентов - МНК, как правило, преподносится как небывалое достижение. В качестве примера приведем некоторые материалы доклада “Beyond the cycle”. [13]

Figure 1: Opportunity vs. risk for low-carbon transition

Bubble size: Larger bubble size = stronger performance on climate governance & strategy
Source: CDP

Рисунок 6. Место российских компаний ПАО «Газпром» и ПАО «Роснефть» на матрице «Преимущества – Риски» при соблюдении принципов Стратегии ответственного инвестирования ESG (Environmental, Social, and Governance)

Источник: [13]

Как видно, большинство европейских МНК плотно разместились в квадранте «Устойчивость», а американские и китайские нефтегазовые гиганты – в квадранте «Повышенные риски при поиске преимуществ».

Список использованной литературы

1. Ю. Сизов. ЗАО «Лидер» Ответственное инвестирование как глобальный тренд развития индустрии управления активами.//Общероссийский форум «Зеленое» финансирование и социально ответственные инвестиции». 5 декабря 2018г. Москва, Экспертная Сессия.
2. Климатическая угроза: выйдут ли инвесторы из большой нефти? Институциональные инвесторы все чаще должны учитывать изменение климата при принятии решений. 17 июля 2019 г. “Petroleum Economist”. - [Электронный ресурс] – Режим доступа: www.petroleum-economist.com/authors/pe/alastair-o-dell
3. «Ведомости». Специальный выпуск, N11 (53) – 03.10.2019, с. 10.
4. <https://finance.rambler.ru/markets/41841275-norvezhskomu-suverennomu-fondu-rekomendovali-prodat-aktsii-neftyanyh-kompaniy-v-tom-chisle-rossiyskih/>

5. Юлкин, М. А. Низкоуглеродное развитие: от теории к практике / М. А. Юлкин. – М., 2018. – 80 с., цв. ил.
6. <https://russian.rt.com/inotv/2020-01-11/Guardian-Greta-Tunberg-prizvala-uchastnikov>
7. https://easaily.com/ru/news/2020/01/12/tunberg-v-davose-ubiycy-prekratite-dobyvat-ugol-neft-i-gaz?utm_source=pulse_mail_ru&utm_referrer=https%3A%2F%2Fpulse.mail.ru).
8. «Ответственная финансово-инвестиционная практика в России» 27 февраля 2019 года. Москва. Конференция. Пленарная сессия. Место России в системе трансформации финансово-инвестиционных рынков в интересах устойчивого развития.
9. «Неудачное прогнозирование. Почему инвесторы должны с осторожностью относиться к энергетическим прогнозам нефтяных компаний». “Oil Change International” / “Greenpeace”, 2017.
10. Oil companies are thinking about a low-carbon future, but aren’t making big investments in it yet. October 23, 2019 1.31pm BST. “The Conversation”.
11. Как бизнес ищет устойчивость. К каким целям устойчивого развития идут крупнейшие российские компании. Исследование «Ведомости&». 2019.
12. Спасти климат - как российские энергетические компании осваивают ВИЭ “Gas and Money”. 2019.
13. Beyond the cycle. Authors: Luke Fletcher, Tom Crocker, James Smyth and Kane Marcell. November 2018. Which oil and gas companies are ready for the low- carbon transition? Executive Summary. “Carbon Disclosure Project” (CDP).

Оценка затрат полного цикла разведки и добычи нефти и газа

Издержки, налоги и цены – «триада», которая волнует всех участников нефтяного бизнеса. Но если цены не предсказуемы, налоги – от государства, то у нефтяной компании остается лишь возможность эффективного управления издержками. Для этого надо уметь правильно их считать и соизмерять с получаемыми результатами.

Проблема адекватной оценки затрат на производство 1 барреля (1 б.н.э) является ключевой в планировании производственно-хозяйственной деятельности и в инвестиционных проектах нефтегазовых компаний. Это многоаспектная задача, поэтому ограничимся более детальным рассмотрением некоторых из принципиальных вопросов применительно к сектору разведки и добычи нефти и газа («апстрим»):

- Различия в методах определения затрат, рассчитываемых по бухгалтерским книгам и инвестиционным бюджетам по проектам;
- Различия в оценке затрат полного и частичного проектного цикла;
- Методы определения полных затрат, как основного источника информации при принятии оптимальных решений для широкого круга задач планирования и анализа сравнительной эффективности («бенчмаркинга») на уровне отдельных месторождений, компаний, стран и регионов;

При сравнительном анализе затрат, используемых при принятии проектно-управленческих решений в нефтегазовой отрасли, к рассмотрению привлекается широкий их перечень, включая (но не ограничиваясь этим):

- Затраты на органический и неорганический рост;
- Затраты экстенсивного и интенсивного роста;
- Затраты развития и свертывания производства (среди последних – отдельный, все более актуальный вопрос, связанный с затратами на создание «ликвидационного фонда»);
- Затраты безубыточности производства (ВЕР);
- Затраты средние и предельные;
- Удельные капитальные затраты на 1 баррель добычи и на прирост единичной мощности;
- Невозвратные издержки (“sunk” costs);
- Затраты для бухгалтерско-финансовых оценок и инвестиционных решений;
- Затраты для оценки финансовой рентабельности и для оценки экономической (общественной) эффективности с наиболее полным учетом внешних эффектов (“externalities”);
- Затраты «реальных опционов» при оценке инвестиционных альтернатив;
- Альтернативные издержки (“opportunity cost”) при оценке нормы дисконта и выборе вариантов инвестирования;
- Затраты полного и частичного инвестиционного цикла;
- ...и другие.

Каждый из перечисленных видов затрат заслуживает детального обсуждения (это следует хотя бы из многочисленных дискуссий в зарубежной специализированной литературе, посвященной этим вопросам). Отметим, что в российской практике при переходе к рыночной экономике особенности методических подходов к определению ряда из перечисленных показателей затрат не были в должной степени учтены, что нередко приводит к несопоставимости отдельных сравнительных оценок. Прежде, чем рассматривать затраты полного цикла, приведем краткие комментарии, относящиеся к двум видам затрат из перечисленного выше списка.

Во-первых, при оценке эффективности затрат с позиций нефтегазовых компаний и общества в целом (или отдельных регионов) при реализации капиталоемких проектов отмечается явное отставание последней (т.н. «экономической эффективности» в зарубежной терминологии). Практика оценки эффективности инвестиций с позиций общества широко используется в мировой нефтегазовой отрасли, в особенности при реализации крупнейших проектов. У нас же «общественная оценка» проводится крайне редко и обычно ограничивается определением размера отчислений в гос. бюджет. Пробелы в этой области становятся особенно явными в связи с «энергетическим переходом», когда необходимо оценивать последствия альтернативных энергетических решений по многим направлениям экономического, социального, экологического, геополитического и иного характера.

В зарубежной практике одной из основных задач при размещении капитала является выбор между инвестированием в создание физических активов («органический рост») и финансовыми сделками по приобретению активов («неорганический рост»). При этом выбор производится на глобальной основе, обычно с доминирующей долей международных проектов и сделок. Это два конкурентных направления инвестирования для нефтяных компаний, нередко сопоставимых по масштабам и имеющих немалую специфику в оценке затрат. В России по ряду причин (здесь не рассматриваемых) такая практика не имеет больших масштабов.

Цель доклада – рассмотреть и проанализировать лишь один из перечисленных выше видов затрат - затраты полного цикла - корректная оценка которых оказывается полезной при решении ключевых задач управления нефтегазовым производством.

Один из главных вопросов, которые часто задают нефтяники (и не только они): *сколько стоит произвести баррель нефти?* Вопрос не столь прост, как мог бы показаться с первого взгляда. И об этом свидетельствуют ответы на него руководителей отрасли ^[2]:

- В октябре 2017 г. министр энергетики А.В. Новак назвал значения средней себестоимости добычи нефти (СДН) по стране в 10-15 долл./барр., уточнив, что в эти суммы входят как операционные издержки, так и инвестиционные расходы. В это же время его заместитель А.Ю. Инюцын озвучил значения СДН в 3-8 долл./барр.
- Глава ПАО "Роснефть" И. И. Сечин заявил, что СДН находится на уровне 2-3 долл./барр.
- А.В. Новак в интервью изданию "Коммерсант" отметил: "себестоимость у нас одна из самых низких, по разным месторождениям она колеблется от 2 долл. до 15 долл. по самым дорогим проектам"

Приведенные выше различные оценки роднит одно: они (за малыми исключениями) не идентифицируют условия, при которых производилась оценка СДН и, кроме того, они, по-видимому, существенно занижают стоимость поставок российской нефти как при поставках на внутренний рынок, так и на экспорт (об этом свидетельствуют оценки, произведенные некоторыми экспертами по методике, сопоставимой с зарубежными подходами ^[1]).

Рассмотрим затраты полного цикла применительно к зарубежным компаниям и отдельным странам, базируясь на опубликованных источниках.

Как отмечалось, необходимо четкое разграничение понятия затрат, относящихся к задачам бухгалтерской оценки ранее осуществленных затрат ("ex-post") и инвестиционной оценки будущих затрат ("ex-ant"). В частности, традиционный показатель «себестоимости», используемый в текущей деятельности компаний, включает износ, истощение и амортизацию (DDA), определяемые по разным произвольным схемам (производственному или «потонному» методу, методам погашения с постоянным или ускоренным темпами и др., обусловленными требованиями бухгалтерского учета и решения фискальных задач) и по

¹ Баринов П.С., Мастепанов А.М. О показателях эффективности экспортных поставок нефти из Российской Федерации. // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. 12/2018 с 24-36.

² Новак рассказал о себестоимости добычи нефти в России //РИА Новости. - 25.10.2017. - URL: <https://ria.ru>

этим причинам для целей экономических сравнений и анализа не пригоден. Операционные издержки (“operating cost”) в соответствии с требованиями международной бухгалтерской отчетности затраты на амортизацию не включают (отметим, что в своей внутренней отчетности многие компании продолжают учитывать в операционных издержках износ постоянного капитала).

Несмотря на отмеченные ограничения показателя себестоимости для целей экономических сопоставлений, термин «себестоимость» можно использовать для оценки совокупных затрат всей нефтегазовой цепочки и отдельных ее звеньев (а также отдельных районов, бассейнов и стран в целом) в модифицированном виде, определяя его как «экономическую себестоимость», - расчетную величину, соответствующую полным затратам на производство 1 барреля нефтяного эквивалента, учитывающую норму дисконтирования, темпы падения добычи, продолжительность периода эксплуатации. В таком случае показатель себестоимости имеет смысл долгосрочных средних затрат на прирост 1 барреля, непосредственно сопоставимого с ценой нефти.

В нефтегазовой практике инвестиционные проекты принято оценивать как с начала нефтяного цикла (включая затраты на приобретение прав на недропользование, покупку геолого-геофизической информации, основные поисково-разведочные и оценочные работы и последующие капиталоемкие операции по разработке и освоению месторождений), так и с момента проектирования разработки открытого и оцененного месторождения. В первом случае говорят о «затратах полного цикла»; во втором – о затратах «частичного цикла». Публикуемая информация о затратах и рентабельности инвестиций обычно относится к «частичному циклу» и редко охватывает всю цепочку нефтегазовых операций в апстрим.

На рисунке 1., приведенном ниже, в долгосрочном периоде при мобилизации все более дорогостоящих энергоресурсов с целью удовлетворения спроса цены на нефть остаются связанными с предельными затратами на добычу. В теории, ожидаемые изменения затрат определяют очередной новый уровень цен на нефть.

Цены, необходимые для достижения 10%-й рентабельности для маргинальных проектов

Рисунок 1. Динамика вовлечения в коммерческий оборот все более дорогостоящих ресурсов

Источник: компания Total по данным Wood Mackenzie

Огромные инвестиции и большая продолжительность общего производственного цикла – главные причины трудностей в оценке затрат предложения нефти и газа

Рисунок 2. Инвестиции и объемы производства нефти и газа в секторе апстрим, (2000-2019 гг.)^[3]

Источник: Материалы семинара компании Total в РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 13.12.19

За последние 10 лет рост инвестиций в мире примерно наполовину был обусловлен ростом затрат и настолько же – ростом объемов и сложности освоения новых месторождений

В России в структуре затрат совокупного инвестиционного цикла доминируют затраты на разведку и разработку нефтяных и газовых месторождений (апстрим), и в отличие от зарубежных компаний, они имеют тенденцию к росту^[4].

Инвестиции в апстрим и даунстрим в нефтяной промышленности России, 2012-2018гг.

Рисунок 3. Структура капитальных затрат нефтяной отрасли России

Источник: Аналитический доклад «Мировые энергетические рынки – 2018». Центр экономики недропользования нефти и газа. ИНГГ СО РАН дек. 2019

³ Материалы семинара компании Total в РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 13.12.19.

⁴ Аналитический доклад «Мировые энергетические рынки – 2018». Центр экономики недропользования нефти и газа. ИНГГ СО РАН дек. 2019.

Поскольку основным измерителем эффективности функционирования нефтяных компаний в зарубежной практике является показатель создания стоимости, то несомненный интерес представляет оценка вклада в прирост стоимости различных источников - открытия новых месторождений, органического роста на сланцевых месторождениях и методов интенсификации разработки (DRO), представленные компанией (рисунок 4):

Рисунок 4. Создание стоимости мировыми нефтегазовыми компаниями (2003-2012), базовая цена

Источник: Wood Mackenzie

Надписи: Новые м-р Нетрадиционные DRO

На рисунке 4 приведено сравнение чистой созданной стоимости, включая вклад от открытия новых месторождений, органического роста на сланцевых месторождениях и от методов интенсификации разработки (DRO), дисконтированных с нормой 10%. Базовая цена – эквивалент долгосрочной цены Brent (US\$85/bbl). Вертикальная ось «усечена» (рост стоимости Petrobras, без учета нетрадиционных и DRO составил 106 \$млрд.)

Данные о создании стоимости по различным типам УВ ресурсов показаны на рисунке 5.

Рисунок 5. Прирост стоимости по отдельным типам ресурсов (суша, шельф, глубоководные, нетрадиционные)

Источник: Wood Mackenzie

В материалах международных энергетических центров и отчетах компаний можно встретить различные оценки стоимости производства барреля нефти по отдельным добывающим странам (к сожалению, авторы не всегда раскрывают базовые элементы, положенные в основу таких расчетов, поэтому нередко они трудно сопоставимы). Одна из таких укрупненных экспертных оценок полных затрат на производство 1 барреля нефти представлена в таблице 1.

Таблица 1.

Структура совокупных затрат на добычу нефти в 2016 г. по отдельным странам (\$/bbl)

Элементы затрат	Великобритания	Венесуэла	Саудовская Аравия	США, традиционные УВ	США, сланцы	Россия
Валовые налоги	\$0 0%	\$10.48 37.9%	\$0 0%	\$5.03 24.0%	\$6.42 27.5%	\$8.44
Капитальные затраты	\$22.67 51.1%	\$6.66 24.1%	\$3.50 38.9%	\$7.70 36.7%	\$7.56 32.4%	\$5.10
Производственные затраты	\$17.36 39.2%	\$7.94 28.7%	\$3.00 33.4%	\$5.15 24.5%	\$5.85 25.1%	\$2.98
Админ/транспорт	\$4.30 9.7%	\$2.54 9.2%	\$2.49 27.7%	\$3.11 14.8%	\$3.52 15.1%	\$2.69
Всего	\$44.33	\$27.62	\$8.98	\$20.99	\$23.35	\$19.21

Источник: IEA 2017.

Одна из последних оценок затрат на производство 1 барреля нефти в России дается консультантом Saudi Aramco компанией IHS Markit в их отчете для IPO в декабре 2019 г., где предполагается, что стоимость производства дополнительного барреля по новым месторождениям в России является одной из наиболее высоких и составляет 42 долл. для «гринфилдов» на суше и 44 долл. для «гринфилдов» оффшорных зон (рисунок 6) ^[5].

⁵ Саудовцы оценили российскую нефть. // Rbk.ru Экономика. 12 ноября 2019 г.

Средняя цена барреля нефти Brent для безубыточности новых проектов

С учетом полного цикла производства и уплаты налогов, \$

● Офшорные проекты ● Сухопутные проекты ● Действующие месторождения

Источники: IHS Markit, проспект IPO компании Saudi Aramco

© РБК, 2019

Рисунок 6. Средняя цена барреля на нефть

Источник:[5]

Важность оценки затрат полного цикла

Понимание затрат полного цикла (ЗПЦ) разведки, разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений крайне важно для нефтяных компаний и всех участников нефтегазового бизнеса.

Оценка ЗПЦ используется в корпоративном планировании, в сделках слияний и приобретений, операционных улучшениях, контроле за проектами и управлении рисками. Важно, чтобы оценка ЗПЦ производилась корректно на согласованной взаимовыязанной основе по различным юрисдикциям, компаниям и географическим районам.

Без определения ЗПЦ на согласованной мировой базе невозможно корректно оценить проекты инвестирования, делать прогнозы добычи по различным площадям, прогнозы уровня пороговых цен и оценивать другие факторы, влияющие на мировые рынки нефти и газа.

Рассмотрим кратко основы методологии и некоторые практические результаты оценки ЗПЦ, исходя из мировой практики нефтяного бизнеса апстрим.

Затраты полного цикла складываются из совокупных расходов на ГРП, разработку и добычу на единицу продукции (нефти, газа, ЖУВ) и включают:

- ГРП и разработку (F&D);
- Стоимость капитала (Capital cost);
- Дифференциал к базе (BD);
- Операционные издержки (OPEX);
- Роялти и налоги на добычу (Royalty and Tax);
- Общепроизводственные и административные расходы (G&A).

ЗПЦ представляют цену безубыточности цикла ГРП, разработки и добычи. Если цены на нефть или газ ниже ЗПЦ, добыча в рассматриваемом плее или бассейне может стать нерентабельной. ЗПЦ, могут меняться со временем под влиянием различных факторов, таких как разработка новых залежей, повышение операционной эффективности,

технологических инноваций в бурении и заканчивании скважин, изменении фискального режима, роста или сокращения общепроизводственных расходов и т.д. Поэтому важно регулярно совершенствовать оценки затрат полного цикла, используя новую доступную информацию

Данные могут быть получены из различных источников, включая презентации и публичные отчеты добывающих и сервисных компаний и государственных ведомств. Но такие данные могут быть ограниченными, неточными и несогласованными.

Например, стоимость капитала, роялти и налоги могут включаться (или не включаться) в отчет. Пополнение данных может быть улучшено за счет добавления к данным из первичных источников информации из других источников. Это позволяет получить независимые оценки затрат на ГРП, операционных расходов и других элементов затрат.

Нормализация данных включает осреднение капитальных затрат за период нескольких лет, расчет согласованной величины капитальных затрат, оценку дифференциала к базе на основе определения транспортных тарифов и затрат на морскую и железнодорожную транспортировку, нормализацию налогов и роялти для различных юрисдикций и другие шаги.

Компоненты затрат полного цикла

На рисунке 7 показаны компоненты затрат полного цикла ^[6]. На нем также представлены доли отдельных компонентов в полном цикле затрат для нефти Сев Америки. Разбивка может быть различной для различных плеев и типов продуктов (нефть, газ, СУГ); однако, в большинстве случаев, затраты на ГРП и разработку остаются наиболее крупными элементами.

Рисунок 7. Компоненты затрат полного цикла и их доля в общей стоимости нефтяного цикла месторождений Сев. Америки.

Надписи: Затраты F&D Доходность компании Дифференциал к WTI
Операционные расходы Роялти и налоги на добычу ОП и А расходы

Для обеспечения согласованности в оценках ниже дается определение различных компонентов ЗПЦ.

⁶ Virine L. and McCoskey S. 2018. HSB Solomon Associates LLC. Comparative Analysis of Full-Cycle Cost of Oil and Gas Exploration, Development and Production World-Wide. SPE-194906-MS (2).

Затраты на поиски, разведку и разработку (F&D)

Затраты на поиски, разведку и разработку(F&D) - это капитальные затраты, связанные с рассматриваемым проектом. Они могут рассчитываться по данным отчетов добывающих и сервисных компаний. Затраты F&D включают:

- Бурение (около 50% для нефти Сев Америки);
- Закачивание скважин, включая обсадку, цементирование и ГРП (около 18%);
- Геолого-съёмочные и геофизические работы (около 12%);
- Сооружение объектов производственной инфраструктуры и другие дополнительные затраты инфраструктурного характера (около 20%);
- Стоимость бурения сухих скважин включена в расчет затрат F&D.

Стоимость капитала добывающей компании

- Для того, чтобы обеспечить согласованность результатов по различным проектам, плеям и юрисдикциям, стоимость капитала рассчитывается исходя из 15%-й нормы дисконта. Индивидуальные ставки доходности компаний могут быть больше или меньше. *Стоимость капитала есть функция двух параметров: темпов падения добычи и затрат F&D.* Стоимость капитала представляет существенную часть в полном цикле затрат и может достигать 60% от затрат F&D;
- Затраты полного цикла, рассчитываемые по этой методологии, могут быть больше фактических **ЗПЦ**. Национальные нефтяные компании (ННК) часто не включают стоимость капитала в их оценки затрат полного цикла.

Дифференциал к базовым затратам

Дифференциал к базе (BD) – это разница между ценой нефти (газа) в пункте продажи (для добывающего бассейна) и отраслевым ценовым бенчмарком, таким как Brent, WTI. Он используется для сравнения затрат на добычу УВ в различных бассейнах на согласованной основе. Дифференциал может быть различным для разных сортов сырой нефти. Он очень чувствителен к существующей инфраструктуре. Например, если ограничением роста добычи является наличие трубопроводных систем, то это может приводить к значительному росту дифференциала по отношению к базовому уровню затрат.

Операционные затраты

Они складываются из затрат на подъем жидкости и затрат на процессинг. Эти затраты рассчитываются с использованием информации добывающих компаний. В большинстве случаев компании отражают суммарные операционные затраты по проектам. Затем они относятся к извлекаемым запасам EUR по всем скважинам проекта. Операционные затраты обычно близки для различных бассейнов, если в ходе разработки используются аналогичные технологии. С падением начальной продуктивности скважин удельные операционные затраты на добычу растут

Роялти и налоги на добычу

Этот элемент затрат полного цикла включает налоги выплачиваемые местным и федеральным бюджетам и роялти собственнику недр. Налоги включают налог на добычу в виде «severance taxes» (в США) и другие налоги; при этом они различны для разных юрисдикций. В некоторых юрисдикциях ставки роялти постоянные и представляют собой некоторый процент от доходов. Однако во многих юрисдикциях расчет роялти включает механизм возмещения стоимости капитала и различные налоговые каникулы или изъятия для определенных типов скважин, технологий или периода ввода скважин в эксплуатацию. В результате точный расчет роялти и налогов на добычу в большинстве случаев может быть сделан *только на уровне проекта*, и информация по каждому отдельному расчету может быть недоступна из публичных источников. Одно из решений состоит в расчете средней

налоговой ставки для определенных плеев, исходя из публикуемых платежей роялти для всех компаний рассматриваемого плеля.

Общепроизводственные и административные расходы (Overhead)

Расходы *overhead* включают все общие и административные издержки (G&A) головного офиса; эти затраты списывают на результаты текущей деятельности. В Сев. Америке для большинства бассейнов расходы G&A колеблются в интервале \$1,0-2,5 в расчете на баррель. Обычно компании учитывают расходы *overhead* в целом по производственным операциям, а не по отдельным проектам. Расходы *overhead* могут распределяться на проекты пропорционально их затратам. По мере снижения первоначальной продуктивности расходы G&A на единицу добычи возрастают

Надбавки к стоимости (uplift) за сжиженные углеводородные газы (NGL) и попутный газ

Нефтяные скважины могут добывать попутный газ, а газовые скважины – производить СУГ. Попутный газ и СУГ могут быть ценными продуктами и тем самым снижать затраты полного цикла на нефть и газ. Аплифт на СУГ и попутный газ рассчитывается исходя из цен на СУГ и попутный газ и отношения «газ/нефть» («газового фактора»). В некоторых случаях аплифт может быть значительным и даже сводить затраты полного цикла к отрицательной величине. Например, затраты полного цикла добычи газа в богатой нефтяными жидкостями Alberta Montney близки к нулю из-за значительных объемов ЖУВ (свыше 150 баррелей на млн куб. фут.). В таком случае компании ведут бурение не на газ, а на СУГ.

Помимо затрат полного цикла в зарубежной практике используется еще один показатель для оценки предельно допустимых затрат – это т.н. “cash cost”, который можно перевести как «денежные выплаты» (используют также термины себестоимость, денежные затраты...). Показатель “cash cost” является частью затрат полного цикла и включает капитальные и операционные затраты и налоги на добычу (без налогов на прибыль, собственность, дивиденды и др.) (рисунок 8) ^[7]. Он характеризует предельно допустимые затраты, необходимые для поддержания добычи нефти, но такая сумма денежных притоков недостаточна, чтобы сделать добычу нефти прибыльной. Если компания допускает размер денежных поступлений от реализации продукции ниже “cash cost” (денежных затрат на проект), то она должна прекратить производство.

Рисунок 8. Идентификация затрат полного цикла и фактических выплат (“cash cost”).

⁷ Bissell, M. 2015. Calculating Breakeven Prices And A Valuation Metric For Oil And Gas Companies. Seeking Alpha. Jun. 30, 2015. Available from <https://seekingalpha.com/article/3292935-calculating-breakeven-prices-and-a-valuation-metric-for-oil-and-gas-companies>. Accessed 8 January 2019.

Примеры оценки затрат полного цикла

Ниже приведены примеры того, каким образом описанная методология используется в мировой практике для оценки затрат полного цикла.

ЗПЦ для различных типов ресурсов УВ

На рисунке 9. показаны капитальные и операционные затраты в расчете на баррель нефти, добываемой из нефтяных песков, на глубоководном шельфе и в основных сланцедобывающих районах Сев. Америки. В них не включены роялти, налоги, затраты G&A, инфраструктурный дифференциал и затраты капитала. Капитальные и операционные затраты полного цикла рассчитаны путем деления суммарных капитальных и операционных затрат для всех проектов для каждой категории на суммарные учтенные запасы этой категории. Методология позволяет сравнивать проекты освоения месторождений, использующих различные технологии. Данные были получены из отчетов нефтяных компаний.

Рисунок 9. Затраты в основных сланцедобывающих районах Сев. Америки

Надписи: Кап. вложения полного цикла (синий столбец); операц. расходы (красный столбец)

Капитальные и операционные затраты на баррель для основных стран производителей нефти

Эти затраты оценивались с использованием той же методологии, которая применялась для оценки затрат полного цикла в 48 штатах США. В анализ были включены почти 3000 месторождений.

Рисунок 10. Затраты на баррель для основных стран производителей нефти

Надписи: **Кап. вложения полного цикла (синий столбец); операц. расходы (красный столбец)**

Факторы влияния на ЗПЦ

Один из факторов, который влияет на изменение затрат F&D - это расценки на бурение и заканчивание скважин. Циклические изменения затрат на оплату труда, материалы также играют роль в формировании затрат F&D .

- Операционные затраты в основном зависят от операционной эффективности, например, сокращения плановых и внеплановых ремонтных работ.
- Дифференциал к базису зависит, главным образом, от наличия инфраструктуры - заводов по переработке газа и трубопроводов. Базовый дифференциал сокращается, когда становится доступной новая инфраструктура.
- Затраты G&A определяются организационной эффективностью, которую компании стремятся улучшить. Роялти и налоги на добычу зависят от цен на продукцию и изменений регулятивных мер.

При прогнозе ЗПЦ важен анализ каждой из компонент. Такой анализ позволит компаниям принимать критически важные решения в отношении динамики капитальных затрат. Оценка будущих ЗПЦ является критическим компонентом в определении долгосрочных цен нефти, газа, СУГ и их тренде.

Заключение

Корректные методы определения затрат полного цикла позволят прогнозировать долгосрочную динамику затрат предложения (минимальных цен), определять районы с растущей (падающей) добычей, и оценивать капитальные затраты на предстоящие 10-20 лет, на согласованной основе.

- Оценки ЗПЦ по отдельным регионам мира, компаниям, странам, типам ресурсов, определяемые по изложенной методике, обеспечивают лучшее качество и согласованность данных при анализе различных задач бенчмаркинга.

Список использованной литературы

1. Баринов П.С., Мастепанов А.М. О показателях эффективности экспортных поставок нефти из Российской Федерации. // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. 12/2018 с 24-36.
2. Новак рассказал о себестоимости добычи нефти в России //РИА Новости. - 25.10.2017. - URL: <https://ria.ru/>
3. Материалы семинара компании Total в РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 13.12.19.
4. Аналитический доклад «Мировые энергетические рынки – 2018». Центр экономики недропользования нефти и газа. ИНГГ СО РАН дек. 2019.
5. Саудовцы оценили российскую нефть. // Rbk.ru Экономика. 12 ноября 2019 г.
6. Virine L. and McCoskey S. 2018. HSB Solomon Associates LLC. Comparative Analysis of Full-Cycle Cost of Oil and Gas Exploration, Development and Production World-Wide. SPE-194906-MS (2).
7. Bissell, M. 2015. Calculating Breakeven Prices And A Valuation Metric For Oil And Gas Companies. Seeking Alpha. Jun. 30, 2015. Available from <https://seekingalpha.com/article/3292935-calculating-breakeven-prices-and-a-valuation-metric-for-oil-and-gas-companies>. Accessed 8 January 2019.
8. Virine, L. 2013. Economic Ranking of North American Unconventional Oil and Gas Basins: Looking for the Most Cost Efficient Play. Proc., SPE Unconventional Resources Conference, Calgary, Alberta, 5-7 November 2013, SPE 13CURC-P-261.

Проблемы моделирования электримобилизации транспорта

Выбор модели, используемой для прогнозирования парка электримобилей, определяется исследовательской целью. Прогнозирование на длительный период времени парка или величины продаж требуется автопроизводителям, крупным нефтяным компаниям, государственным органам для анализа эффективности инвестиций в расширение автопарка и инфраструктуры. Для прогноза применяются модели владения (car ownership model) и транспортной мобильности (mileage demand model), позволяющие выявить ключевые факторы при выборе автомобиля. Показатели, используемые в такого рода моделях, можно условно разделить на показатели, связанные с характеристиками автомобиля (технические – пробег на одной заправке, ускорение, вид топлива, экономические – стоимость покупки, топливные расходы, стоимость владения, инфраструктурные – доступность заправок), характеристики домохозяйства/покупателя (пол, возраст, образование, уровень дохода, статус занятости), экзогенные показатели (государственная политика) и дополнительные нематериальные характеристики автомобиля (статус, комфорт, безопасность). Для моделирования используются гнездовые модели дискретного выбора и AR (VAR) модели.

Таблица 1.

Прогнозы парка электримобилей

Страна	Прогноз продаж
США	3,2 млн электримобилей в 2020 г.
США	1,8-7,3 млн электримобилей в 2023 г.
Стамбул (Турция)	20% BEV к 2042 г.
Великобритания	3 млн электримобилей в 2030 г.
Бостон (США)	22% парка к 2030 г.
Португалия	7,6% парка к 2030 г.
Китай	10,7 млн электримобилей в 2020 г.

Источники: [1, 2, 3, 4, 5, 6, 7].

Моделирование позволяет получить оценки автопарка как для страны в целом, так и для отдельных регионов и городов (таблица 1), при этом оценки могут значительно различаться в зависимости от выбранных гипотез по стоимости покупки автомобиля. Модели также позволяют оценить факторы выбора автомобиля (таблица 2): покупатели высоко ценят доступность заправок и налоговый кредит.

Таблица 2.

Оценка покупателями характеристик автомобиля, долл.

	Доход менее 20 тыс. долл. в год	Доход от 60 до 80 тыс. долл. в год
Возраст автомобиля 1-2 года	–3094	–4791
Возраст автомобиля 3 и более лет	–6306	–9766
Бесплатная парковка	660	1022
Налоговый кредит 1000 долл.	2738	4241
Пробег 1 дополнительной мили при полной заправке (база – 134 мили)	31	49
Доступность зарядной станции для электримобилей	1824	2820
Доступность заправочной станции для газового	4870	7542

автомобиля		
------------	--	--

Источники: [8].

Но при использовании моделей дискретного выбора исследователь сталкивается со значительными проблемами: разбиение автомобилей по классификационным группам задается экзогенно, некоторые характеристики автомобилей нельзя предсказать (особенно нематериальные, связанные с комфортом и безопасностью), модели чувствительны к изменениям в паттернах транспортной мобильности.

Для учета временной структуры эксплуатации автомобилей в течение года используются модели выбора транспортного средства на коротком промежутке времени, позволяющие учесть взаимовлияние автомобилей, электросетей, парковок и транспортной мобильности. Исследователь задает паттерн поведения («расписание» использования автомобиля): по данным обследований (summery travel statistics model), экстраполяцией «расписания» автомобилей с двигателем внутреннего сгорания (activity based approach model) или по результатам исследования поведения водителей (бихейвиористские модели). Затем определяется выбор потребителя между паттернами. Моделирование позволяет учесть не только владение автомобилем, но и пользование общественным транспортом и каршерингом.

Рисунок 1. Доля домохозяйств с одним автомобилем, готовых использовать электромобиль.

Источник: [9].

Исследование можно проводить на больших и подробных выборках, например, анализ с помощью GPS-датчиков в Сиэтле показал, что потребности почти половины домохозяйств могут быть покрыты электромобилем с пробегом на одной зарядке более 100 миль (рисунок 1).

Краткосрочные модели чувствительны к гипотезам по «расписанию» использования автомобилей, паттерны могут меняться с течением времени, меняться под влиянием многих факторов, в том числе изменений в государственной политике.

В целом, все модели прогнозирования парка автомобилей чувствительны к изменениям в паттернах транспортной мобильности (при этом ниши для электромобилей

еще не определены), увеличение количества показателей, используемых в модели, позволяет улучшить качество модели, но усложняет задачу прогнозирования. Влияние государственной политики на национальном, наднациональном и субнациональном уровне сложно оценить.

Список использованной литературы

- 1) Becker TA, Sidhu I, Tenderich B. Electric vehicles in the United States: a new model with forecasts to 2030. Center for Entrepreneurship and Technology, University of California, Berkeley. 2009
- 2) Block D, Harrison J, Center FSE, Dunn MD. Electric vehicle sales and future projections. Tech. rep., Electric Vehicle Transportation Center, 2014
- 3) YuEcelOE TG. Analyzing Electric Vehicle Diffusion Scenarios for Istanbul Industrial Engineering, Istanbul Technical University. 2011
- 4) Shepherd S, Bonsall P, Harrison G. Factors affecting future demand for electric vehicles: A model based study. Transport Policy. 2012
- 5) Brown M. Catching the PHEVer: simulating electric vehicle diffusion with an agent-based mixed logit model of vehicle choice. Journal of Artificial Societies and Social Simulation. 2013
- 6) Braz da Silva M, Moura F. Electric vehicle diffusion in the Portuguese automobile market. International Journal of Sustainable Transportation. 2016
- 7) Yong Zhang, Miner Zhong, Nana Geng, Yunjian Jiang Forecasting electric vehicles sales with univariate and multivariate time series models: The case of China. PLoS ONE 12(5), 2017
- 8) Hess S, Fowler M, Adler T, Bahreinian A. A joint model for vehicle type and fuel type choice: evidence from a cross-nested logit study. Transportation 2011.
- 9) Khan M, Kockelman KM. Predicting the market potential of plug-in electric vehicles using multiday GPS data. Energy Policy 2012.

Практика организации ликвидационного фонда: зарубежный опыт и концептуальные предложения по организации ликвидационного фонда в России

Введение

По оценкам Rystad Energy [11] и Wood Mackenzie [14], в 2018 году был достигнут рекордный показатель по обязательствам вывода месторождений из эксплуатации, расходы по которым для мировой нефтегазовой отрасли составили 11,7 млрд. долл. США, а в течение 2019-2021 гг. по данным обязательствам во всем мире будет потрачено приблизительно 32-36 млрд. долл. США (динамика представлена на рисунке 1). Однако законы и регламенты о выводе месторождений из эксплуатации во многих странах остаются неполными или непроверенными на практике.

млрд. долл. США

Рисунок 1. Суммарные обязательства по выводу месторождений из эксплуатации

Источник: Rystad Energy ServiceCube, 2019

Анализ операций по выводу месторождений из эксплуатации

Операции по выводу месторождений из эксплуатации сопоставимы по сложности с проектами по освоению новых месторождений. Они включают в себя следующие основные этапы [9] (представлены на рисунке 2):

Рисунок 2. Основные этапы по выводу месторождений из эксплуатации

Источник: Oil and Gas UK 2012 Decommission Insight, Statoil website, Heerema website, 2018

При этом риски высоки и сектор менее привлекателен для подрядчиков и операторов по следующим основным причинам (пример освоения месторождения с учетом расходов по выводу месторождений из эксплуатации приведен на рисунке 3):

Рисунок 3. Пример освоения месторождения с учетом ликвидационного фонда

Источник: Expert interviews, BCG analysis, 2018

Усложняется данная проблема и тем, что в мире отсутствуют единые правила и стандарты, регламентирующие порядок вывода месторождений из эксплуатации, организации ликвидационного фонда, схем его финансирования и защитных механизмов от дефолта.

Система управления ресурсами и запасами углеводородов (далее – PRMS) Общества инженеров-нефтяников (далее – SPE) предлагает лишь некоторые методические указания по выводу месторождений из эксплуатации и формированию ликвидационного фонда.

В таблице 1 приведена практика применения в США и Великобритании.

Таблица 1.

Регулирование по выводу из эксплуатации в США и Великобритании

США	Великобритания
Основной регулятор:	Основной регулятор:

BSEE (Bureau of Safety and Environmental Enforcement).	DECC (Department of Energy and Climate Change).
Ключевой нормативный акт: ▪ NTL G05 “Decommissioning Guidance for Wells and Platforms” – October 2010.	Ключевой нормативный акт: ▪ Regional: OSPAR Decision 98/3 on the Disposal of Disused Offshore Installations; ▪ National: The Petroleum Act 1998.
Правило «простаивающего железа» – вывод из эксплуатации должен состояться через определенный срок после окончания использования: ▪ Скважины: три года после остановки; ▪ Платформы: через 5 лет после остановки.	Нет определенных обязательных сроков по выводу из эксплуатации.
Конверсия в искусственные рифы – разрешена.	Конверсия платформ в искусственные рифы запрещена, за исключением слишком тяжелых или бетонных конструкций.

Источник: BCG, Рынок консервации и вывода месторождений из эксплуатации, 2018

В заключении можно отметить следующие ключевые вопросы по выводу месторождений из эксплуатации, представленные в таблице 2.

Таблица 2.

Резюме на базе международных проектов

Пул стандартных проблем в международной практике	Направления
Все операторы недооценивают затраты	Экономика и финансы
Уровень затрат сильно варьируется между операторами	
Затраты снижаются по мере накопления опыта	
Зрелость регуляторов не соответствует масштабам задач	Персонал и компетенции
Операторам сложно найти организационные решения	
Нефтесервисы не доверяют планам и оценкам операторов	Планирование
Нет примеров эффективной координации на национальном уровне	Сотрудничество
Недостаточно примеров сотрудничества	
Намечаются предложения о партнерстве с нефтесервисами по управлению зрелыми месторождениями	
Рынок вторичного использования оборудования недоразвит	Повторное использование

Источник: BCG, Рынок консервации и вывода месторождений из эксплуатации, 2018

Для решения данных вопросов необходимо: определить ключевые шаги в рамках государственного регулирования, стандартизация и инновации в рамках развития сотрудничества и обмена опытом на международном уровне и планомерное повышение качества реализации за счет вовлечения всех заинтересованных сторон (представлено на рисунке 4).

Рисунок 4. Ключевые элементы по выводу месторождений из эксплуатации

Источник: BCG, Рынок консервации и вывода месторождений из эксплуатации, 2018

В таблице 3 представлены наиболее распространенные в мировой практике схемы финансирования и механизмы защиты от дефолта [8].

Таблица 3.

Схемы финансирования и механизмы защиты от дефолта

Схемы финансирования	Механизмы защиты от дефолта
Списание стоимости пропорционально объему производства продукции	Аккредитивы и договоренности о каналах финансирования с третьими сторонами
Амортизационные отчисления на протяжении всего срока эксплуатации месторождения	Выпуск облигаций банком или учреждением с определенным минимальным кредитным рейтингом
Зачет потерь при уплате налога за прошлый период	Взносы участников в специализированные трастовые соглашения
Правительственный грант	

Источник: Халидов И.А. [8], 2018

Российская практика

В настоящее время создание ликвидационного фонда предусматривается только для месторождений, разрабатываемых на условиях Соглашений о разделе продукции («Сахалин-1», «Сахалин-2», «Харьягинское месторождение») (Закон РФ, 1996 г.). Для нефтегазовых компаний, добывающих углеводороды в условиях действующего законодательства, положение о формировании и использовании ликвидационных фондов не разработано.

«В настоящее время российская практика предлагает достаточно простое решение проблемы ликвидации основных производственных фондов (далее – ОПФ) – выполнять данную работу за счет других объектов и других, более прибыльных в данный момент, месторождений.» [3].

Однако, как пример, в рамках подготовки на законодательном уровне правил и стандартов, регулирующих формирование ликвидационного фонда, можно рассмотреть практику применения в Норвегии. Ликвидация месторождения подразумевает за собой ввод нового в целях обеспечения восполнения потери объемов углеводородов, что означает, что при ликвидации одних скважин строятся новые, то в этом случае можно утверждать о вводе новых ОПФ, что, в свою очередь, соответствует п. 14 Положения о бухгалтерском учете «Учет основных средств» ПБУ 6/01 (ред. Приказа Минфина РФ от 27.11.2006 г. № 156н // Российская газета – 31.12.2006, № 297) «... изменение первоначальной стоимости основных средств, по которой они приняты к бухгалтерскому учету, допускается в случаях достройки, дооборудования, реконструкции, модернизации, частичной ликвидации и переоценки основных средств», а это позволяет относить из чистой прибыли расходы по ликвидационным работам на себестоимость продукции в виде амортизационных отчислений на протяжении всего срока эксплуатации месторождения, когда расчетные ликвидационные расходы депонируются в специальный фонд и «возвращаются» в пропорциональной доле на протяжении нескольких лет и классифицируются как эксплуатационные расходы.

Для определения размера ликвидационных расходов, как в целях планирования величины необходимого ликвидационного фонда, так и для учета прямого финансирования в процессе инвестиционного планирования, общепринятой практикой на сегодняшний день является: 1) применение удельных показателей стоимости ликвидационных работ на одну скважину с учетом количества планируемых к выбытию скважин и 2) применение нормативов стоимости ликвидационных затрат по отношению к стоимости строительно-монтажных работ объектов обустройства промысла [4].

Если говорить о втором слагаемом, то на практике ПАО «ЛУКОЙЛ» и ПАО «Газпром» при выполнении технико-экономического обоснования разработки месторождений углеводородов принято использовать коэффициент в размере 10% от стоимости ОПФ на все группы объектов промысла (за исключением скважин).

В следующем разделе исследования представлен пример расчета дисконтированных денежных потоков среднего по размерам спутникового месторождения, в Ненецком автономном округе, введенного в эксплуатацию в начале 2000х годов, с учетом озвученных выше амортизационных отчислений и зачета потерь при уплате налога за прошлые периоды.

Влияние фонда ликвидационных расходов на имеющиеся сведения о размере запасов эксплуатируемых месторождений при приближении сроков их ликвидации

Рассмотрим ELT и прогнозные расчеты NPV разработанного проекта и выясним, почему между ними возникают несоответствия.

Как было отмечено ранее, чтобы проиллюстрировать величину рассматриваемых чисел, мы воспользуемся простой моделью дисконтированного денежного потока (далее – DCF) среднего по размерам спутникового месторождения, в Ненецком автономном округе, введенного в эксплуатацию в начале 2000х годов, связанного на протяжении нескольких километров двумя трубопроводами экспортной нефти с центральной инфраструктурой. Продукция поступает из нескольких нефтяных скважин, поддержка давления в которых осуществляется из небольшого количества водонагнетательных скважин.

ELT является момент, когда доходы от добычи становятся меньше эксплуатационных расходов. К этой дате прекращения эксплуатации скважины нефтегазовая компания должна сформулировать, написать и представить на утверждение план по выводу месторождения из эксплуатации с примерным графиком работ и расчетом сопутствующих ликвидационных расходов.

В таблице 4 показан пример расчета ELT разрабатываемого проекта по 2023 год (год, когда чистый операционный денежный поток (далее – NOCF) становится отрицательным), с запасами в объеме 7,9 млн. тонн нефти и позитивным прогнозом NPV в размере 62,8 млн. руб.

Таблица 4.

Модель DCF для расчета ELT без учета вывода из эксплуатации

Год	Добыча нефти, тыс. тонн	Доходы, млн. руб.	Операционные расходы, млн. руб.	Капитальные расходы, млн. руб.	Налог на прибыль, млн. руб.	Финансовые потоки, млн. руб.	DCF, млн. руб.
2019	2 424	69,3	-26,9	0,0	-8,5	33,9	29,5
2020	1 781	50,9	-25,6	0,0	-5,1	20,2	15,3
2021	1 816	51,9	-25,0	0,0	-5,4	21,5	14,1
2022	1 172	33,5	-23,8	0,0	-1,9	7,8	4,4
2023	752	21,5	-23,0	0,0	0,3	-1,2	-0,6
Итого	7 944	227,1	-124,3	0,0	-20,6	82,2	62,8

Источник: Разработано автором по данным Wood Mackenzie, 2015

В PRMS есть только несколько упоминаний о ликвидационных расходах, но одно из них, из раздела об ELT, заслуживает особого внимания:

«Эксплуатационные расходы должны включать только постоянно нарастающие издержки в проекте, для которого рассчитывается предел рентабельной эксплуатации (т. е. при расчете предела рентабельной эксплуатации следует учитывать только те денежные затраты, которые фактически будут устранены при прекращении эксплуатации скважин). Эксплуатационные расходы должны включать накладные расходы, связанные с конкретной собственностью, если эти фактические приростные издержки относятся к проекту и любым налогам на производство и имущество, но при расчете предела рентабельной эксплуатации следует исключить затраты, связанные с амортизацией, отказом от дальнейшей разработки проекта и рекультивации территории, а также подоходный налог и любые дополнительные накладные расходы, которые необходимы для управления самим предметом оценки».

В этом утверждении затронуты важные проблемы:

1. PRMS исключает обязательства по выводу месторождений из эксплуатации из расчета ELT, поскольку предполагает, что для освоенных запасов имеется финансирование при отказе от дальнейшей разработки проекта;
2. PRMS исключает расходы по выводу месторождений из эксплуатации из эксплуатационных расходов, используемых при расчете ELT.

В таблице 5 показано, что недисконтированные ликвидационные расходы, рассчитанные для разработки, составляют 177,8 млн. руб., при этом потенциальная налоговая льгота в отношении ранее уплаченного налога на прибыль и дополнительных сборов составляет 23,0 млн. руб., что дает общий прогноз по величине обязательств по выводу месторождений из эксплуатации в размере 154,8 млн. руб.

Таблица 5.

Модель DCF для расчета вычисления точки NPV до конца жизненного цикла проекта, включающего расходы на вывод из эксплуатации и налоговые льготы

Год	Добыча нефти, тыс. тонн	Доходы, млн. руб.	Операционные расходы, млн. руб.	Капитальные расходы, млн. руб.	Налог на прибыль, млн. руб.	Финансовые потоки, млн. руб.	DCF, млн. руб.
2019	2 424	69,3	-26,9	0,0	-8,5	33,9	29,5
2020	1 781	50,9	-25,6	0,0	-5,1	20,2	15,3
2021	1 816	51,9	-25,0	0,0	-5,4	21,5	14,1
2022	1 172	33,5	-23,8	0,0	-1,9	7,8	4,4

2023	752	21,5	-23,0	0,0	0,3	-1,2	-0,6
2024				-98,7	14,0	-84,7	-36,6
2025				-79,1	9,0	-70,1	-26,4
Итого	7 944	227,1	-124,3	-177,8	2,4	-72,6	-0,2

Источник: Разработано автором по данным Wood Mackenzie, 2015

Однако, если в этот пример включить ликвидационные расходы, то расчетная точка NPV составит -0,2 млн. руб., что приведет к дальнейшей потере 63,0 млн. руб. Это означает, что остаточные объемы добычи углеводородного сырья являются в перспективе полупромышленными. Предполагается, что добытые 7,9 млн. тонн нефти более уместно классифицировать как условные ресурсы.

Стандарты PRMS не требуют подтверждения финансирования до классификации проектов в качестве запасов, но они признают возможность такого требования со стороны других стандартов. Согласно PRMS «...если нет разумных оснований полагать, что займы или другие формы финансирования... могут быть организованы таким образом, что разработка будет начата в разумные сроки, тогда проект следует классифицировать как условные ресурсы».

Таким образом PRMS позволяет аудиторам запасов учитывать финансовый статус нефтегазовых компаний при принятии решения о классификации извлекаемых объемов в проекте. Размер обязательств по выводу месторождений из эксплуатации также может повлиять на расчет запасов.

В таблице 6 приведена примерная модель DCF, которая была изменена для проведения анализа безубыточности NPV для оценки выплат по выводу месторождений из эксплуатации в трастовый фонд для выполнения прогнозируемых обязательств по выводу месторождений из эксплуатации.

Таблица 6.

Безубыточная модель NPV для расчета годовых выплат в ликвидационный в период 2019-2023 гг., необходимых для покрытия прогнозируемых ликвидационных расходов в 2024-2025 гг.

Год	Добыча нефти, тыс. тонн	Доходы, млн. руб.	Внос в фонд, млн. руб.	Капитальные расходы, млн. руб.	Налог на прибыль, млн. руб.	Финансовые потоки, млн. руб.	DCF, млн. руб.
2019	2 424	—	18,8	—	—	18,8	16,3
2020	1 781	—	18,8	—	—	18,8	14,2
2021	1 816	—	18,8	—	—	18,8	12,4
2022	1 172	—	18,8	—	—	18,8	10,7
2023	752	—	18,8	—	—	18,8	9,3
2024				-98,7	14,0	-84,7	-36,6
2025				-79,1	9,0	-70,1	-26,4
Итого	7 944		94,0	-177,8	2,4	-60,8	0,0

Источник: Разработано автором по данным Wood Mackenzie, 2015

Поскольку модель DCF является теоретическим примером, а не полностью смоделированным финансовым положением компании, она дает основание считать, что оставшийся доход, полученный взятым в качестве примера месторождением, не может поддерживать NOCF до прекращения эксплуатации скважины в 2022 году.

Таким образом, если соответствующее покрытие по выводу месторождений из эксплуатации не было предусмотрено ранее и должно быть проведено начиная с 2019 года, тогда ELT модели может быть перенесен, таким образом уменьшив объем оценочных запасов.

Для публичных компаний это означает возможную переоценку некоторых активов. Акции этих компаний размещаются на биржах, а биржи – это важнейший институт, оценивающий активы бизнеса с точки зрения их прибыльности как на текущий момент, так в будущем. «В данном случае оценка осуществляется не только и не столько спекулянтами, сколько всей системой государственных институтов (через регистрацию, учет и отчетность компаний, чьи акции приняты к биржевой торговле, т.е. прошли процедуру листинга). Важнейшее условие биржевой торговли акциями нефтегазовых компаний – это оценка запасов углеводородов как экономически значимых активов. От этой оценки зависит оценка самой компании-эмитента, текущая цена (или начальная стоимость) пакета ее акций, подлежащего продаже (размещению). Теоретическим объектом оценки должна являться не компания в целом, а ее отдельные активы (месторождения), из суммарной оценки которых и должна формироваться стартовая цена акций.» [3]. Тем самым через процедуру листинга на бирже и через процедуру размещения акций – привлечение средств многочисленных акционеров – формируется весьма эффективный механизм контроля экономической эффективности освоения и использования ресурсов углеводородных сырья и на уровне месторождений.» [3].

Особенности финансового учета при выводе нефтяных месторождений из эксплуатации в соответствии с МСФО

Стандарт МСФО (IAS) 37 «Резервы, условные обязательства и условные активы» требует отражения резерва, когда существует обязательство, возникшее в результате прошлых событий. При вводе в эксплуатацию актива, который требует ликвидации после окончания срока его полезного использования и восстановления окружающей среды, обязательство по его выводу из эксплуатации возникает уже во время его строительства. Обязательство может возникнуть либо из законодательства («юридическое обязательство»), либо из обоснованных ожиданий третьих сторон, созданных компанией («конструктивное обязательство»).

Помимо стандарта МСФО (IAS) 37, существует стандарт МСФО (IAS) 16 «Основные средства», который требует включения первоначальной сметы затрат на демонтаж и ликвидацию объекта и восстановление объекта в стоимость актива. Это означает, что резерв по выводу из эксплуатации отражается не в составе прибылей или убытков, а в своих активах как часть основных средств.

И, наконец, существует IFRIC 1 «Изменения в существующих обязательствах по выводу из эксплуатации, восстановлению окружающей среды и иных аналогичных обязательствах», касающееся последующей оценки резерва и отражения его изменений.

Трактовка затрат по выводу из эксплуатации согласно SPE PRMS

В рамках методологических рекомендаций следует отдельно упомянуть не менее важный источник, а именно Систему управления ресурсами и запасами углеводородов (PRMS) Общества инженеров-нефтяников (SPE).

Пределом рентабельной эксплуатации месторождения является момент, когда доходы от добычи становятся меньше эксплуатационных расходов. К этой дате прекращения эксплуатации скважины нефтегазовая компания должна сформулировать, написать и представить на утверждение план по выводу из эксплуатации с примерным графиком работ и расчетом сопутствующих ликвидационных расходов [15].

В PRMS есть только несколько упоминаний о ликвидационных расходах, в том числе:

«Эксплуатационные расходы должны включать только постоянно нарастающие издержки в проекте, для которого рассчитывается предел рентабельной эксплуатации (т. е. при расчете предела рентабельной эксплуатации следует учитывать только те денежные затраты, которые фактически будут устранены при прекращении эксплуатации скважин).

Эксплуатационные расходы должны включать накладные расходы, связанные с конкретной собственностью, если эти фактические приростные издержки относятся к проекту и любым налогам на производство и имущество, но при расчете предела рентабельной эксплуатации следует исключить затраты, связанные с амортизацией, отказом от дальнейшей разработки проекта и рекультивации территории, а также подоходный налог и любые дополнительные накладные расходы, которые необходимы для управления самим предметом оценки».

Измерение резерва по выводу из эксплуатации

Измерение обеспечения вывода из эксплуатации является чрезвычайно сложным и сопряжено со множеством неопределенностей. Основная причина заключается в том, что измеряются расходы, понесенные после истечения срока полезного использования актива. Это может произойти 10, 20 или 30 лет спустя (возможно дольше). Сложно оценить, что произойдет в течение следующих 5 лет, не говоря уже о том, что будет через 30 лет.

При оценке резервов по выводу из эксплуатации необходимо:

1. Привлекать экспертов для оценки будущих затрат. Бухгалтеры, экономисты или финансисты не могут знать всю специфику производственных операций. Поэтому специалисты технического профиля должны подготовить подробный отчет или порядок действий, требуемых при выводе из эксплуатации. Такой отчет должен содержать, как минимум следующий круг вопросов:
 - Какие типы процессов и операций необходимы для ликвидации / восстановления окружающей среды?
 - Какова их предполагаемая стоимость с достаточной детализацией?
 - Каковы сроки осуществления предполагаемых затрат (невозможно предположить, что атомная электростанция или нефтяная инфраструктура будут ликвидированы в течение 1 года – для полного завершения работы может потребоваться и более 10 лет)?
2. Необходимо раскрыть, каким образом технические эксперты оценивали затраты при подготовке отчета и ответить на такие вопросы:
 - Оцениваются ли расходы в сегодняшних ценах? Или эксперты включают некоторую инфляцию? Если оценки приведены в текущих ценах, следует использовать реальную ставку дисконтирования (исключая влияние общей инфляции). С другой стороны, возможно использовать цены текущего года, а затем скорректировать их с учетом инфляции. Причина в том, что денежные потоки не сосредоточены в течение одного года, а распределены по нескольким годам, и оценки инфляции для разных лет могут отличаться.
 - Учитывают ли эксперты влияние новых технологий или же принимают современные технологии?
 - Какая часть этих расходов относится к демонтажу зданий и сооружений? Какая часть относится к устранению экологических и других убытков, вызванных производственной деятельностью?
3. Необходимо выбрать ставку дисконтирования. МСФО (IAS) 37 требует выбирать «ставку (ставки) до налогообложения, которая отражает текущую рыночную оценку временной стоимости денег и рисков, присущих обязательствам». В МСФО нет особых указаний по выбору ставки дисконтирования в данном конкретном случае, и, действительно, существует множество подходов для выбора ставки дисконтирования. Назовем лишь один из них. Можно выбрать некоторые публично торгуемые государственные облигации и отразить их на кривой доходности, чтобы экстраполировать величину отношения доходности к погашению на период, когда ожидаются расходы на вывод из эксплуатации.

Изначальное отражение обеспечения по выводу из эксплуатации

Сделав расчеты величины обеспечения по выводу из эксплуатации, необходимо отразить эти результаты. Как отмечено выше, стандарт МСФО (IAS) 16 требует отражения

первоначальной оценки затрат на вывод из эксплуатации по стоимости актива. Таким образом, бухгалтерская проводка будет следующая:

- Дебит: основные средства (нефтяная инфраструктура);
- Кредит: обеспечение по выводу из эксплуатации.

Рисунок 5. Первоначальное отражение обязательства по выводу из эксплуатации

Источник: Разработано автором по данным Simlogic, 2019

Вопрос в том, когда отразить такое обеспечение, поскольку нефтяная инфраструктура или аналогичные активы строятся в течение нескольких лет. Необходимо отразить обеспечение, когда в прошлом событии возникло настоящее обязательство. В большинстве случаев обязательства растут вместе с активами.

Отражение обеспечения о выводе из эксплуатации в последствии

Во-первых, необходимо ежегодно пересматривать ставку дисконтирования. Это означает начисление процентов на величину обеспечения для приведения дисконтированной суммы обязательств к ее будущей стоимости. Во-вторых – начисление амортизации на актив.

Рисунок 6. Последующее отражение обязательства по выводу из эксплуатации

Источник: Разработано автором по данным Simlogic, 2019

Наконец, необходимо пересматривать обеспечение в конце каждого отчетного периода и отражать его изменения в соответствии с IFRIC 1 «Изменения в существующих выводах из эксплуатации, восстановлении и аналогичных обязательствах».

Это зависит от модели, которая применяется к активу:

- Если актив учитывается по модели затрат, то отражается изменение в резерве в стоимости актива;
- Если актив учитывается по модели переоценки, то отражается изменение в резерве в профиците или дефиците переоценки.

Выводы

Если нефтегазовая компания, разрабатывающая зрелое месторождение, при приближении сроков его ликвидации не зарезервировала достаточно средств и не получила доступа к

кредитам для выполнения своих обязательств по выводу месторождений из эксплуатации, она может оказаться потенциальным банкротом.

Продолжать ли эксплуатацию месторождения или отказаться от дальнейшей разработки проекта может зависеть от общих финансовых потоков, генерируемых активом, и не должно привести к противоположному решению при учете в анализе всех соответствующих расходов, включая относящиеся к ликвидационным. Как только NOCF месторождения становится отрицательным, независимо от характера затрат, нефтяная компания (не ожидая значительного роста цен на углеводороды) должна принять решение об отказе от дальнейшей разработки проекта.

Формирование ликвидационного фонда в России может предусматривать следующие концептуальные предложения для дальнейшей проработки в рамках текущего исследования:

1. Отнесение расходов по ликвидационным работам на себестоимость продукции в виде амортизационных отчислений на протяжении всего срока эксплуатации месторождения и классифицируемых, как эксплуатационные расходы;
2. Предоставление права недропользователям учитывать отчисления средств в ликвидационный фонд для целей налогообложения по налогу на прибыль;
3. Расчет размера отчислений в ликвидационный фонд, как доля от общего объема ликвидационного фонда, определенная исходя из годового объема добычи полезного ископаемого. Таким образом, размер отчислений будет прямо пропорционален объемам добычи и максимальный объем отчислений придется на период наибольшей добычи;
4. Для накопления ликвидационного фонда пользователю недр предлагается направлять средства в трастовые фонды или открывать банковский счет со специальным режимом использования в любом из банков, выбранных пользователем недр в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 11 октября 2014 г. № 1044. Накапливаемые средства могут быть размещены на депозиты в указанных банках или в государственные ценные бумаги;
5. Доходы от размещения средств в ликвидационном фонде могут быть учтены при отчислении средств на пополнение фондов.

Список использованной литературы:

1. Воган А. Shell начинает большую работу по выводу из эксплуатации нефтяных платформ месторождения Brent // Guardian. – 2017. – №02.
2. Исаченко В.М., Оценка проектной капиталоемкости разработки нефтяных месторождений // Дисс. Исаченко В.М. к-та экон. наук. Тюмень: – 2004.
3. Крюков В.А., Анашкин О.С. Нефтяные фонды – инструмент стерилизации или инструмент модернизации? // XIII Международная научная конференция по проблемам развития экономики и общества. Кн. 4. М.: Издательский дом НИУ ВШЭ, 2012.
4. Мазурина Е.В. О формировании ликвидационных фондов месторождений углеводородного сырья // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2010. – №05.
5. Медведева Н.В. Резерв на ликвидацию ОС и восстановление месторождений // Корпоративная финансовая отчетность. Международные стандарты. – 2008. – №10.
6. Создание ликвидационных фондов нефтяных компаний отложили до 2019 года: [Электронный ресурс] // Служба финансово-экономической информации Группы «Интерфакс». М., 1991-2018. URL: <https://www.interfax.ru/business/468899> (Дата обращения: 09.12.2018).
7. Торнтон У. Вывод из эксплуатации по окончании добычи сырья // JPT. – 2016. – №01.
8. Халидов И.А. Вывод из эксплуатации и формирование резерва по обязательствам восстановления окружающей среды по окончании добычи сырья // Микроэкономика. – 2018. – № 6, С. 74-81.

9. BCG, Рынок консервации и вывода месторождений из эксплуатации. – 2017. [Электронный ресурс]. – Режим доступа <https://www.bcg.com> (дата обращения: 13.03.2019 г.).
10. Oil & Gas UK, Decommissioning Insight «Годовой обзор и отчет». – 2016. [Электронный ресурс]. – Режим доступа <https://oilandgasuk.co.uk> (дата обращения: 08.12.2018 г.).
11. Rystad Energy, Global decommissioning set to hit record 36 billion US doll. Over the next three years. – 2019. [Электронный ресурс]. – Режим доступа <https://www.rystadenergy.com/> (дата обращения: 13.03.2019 г.).
12. Simlogic, How to Account for Decommissioning Provision under IFRS. – 2019. [Электронный ресурс]. – Режим доступа <https://www.ifrsbox.com> (дата обращения: 12.02.2019 г.).
13. Wood Mackenzie, UKCS decommissioning: challenges in the current price environment «Аналитический отчет». – 2016. [Электронный ресурс]. – Режим доступа <https://www.woodmac.com> (дата обращения: 08.12.2018 г.).
14. Wood Mackenzie, 32 billion US doll. to be spent on decommissioning worldwide in 5 years. – 2018. [Электронный ресурс]. – Режим доступа <https://www.woodmac.com> (дата обращения: 13.03.2019 г.).

Вызовы для России в рамках глобальной газовой трансформации - и возможные решения⁸

Мировое сообщество сегодня переживает одновременно три газовые революции, находящиеся на разных стадиях своего развития (см. рисунок 1). Любая революция создает развилки выбора последующего поведения, реакции на ее вызовы. Это так называемые «две стороны одной медали». Поначалу, когда резкое изменение условий меняет, ухудшает экономику традиционного до сегодняшнего дня бизнеса, эти революционные изменения (привнесенные извне или сгенерированные изнутри отрасли, страны, международного сообщества) воспринимаются как угрозы, ограничения. Возникает естественный «соблазн защитной реакции», соблазн противодействия изменениям или как минимум их торможения (если не отторжения). С другой стороны, любая революция - это возникновение и/или открытие новых возможностей, правда, сопряженное с рисками и неопределенностями.

Низкоуглеродное развитие («зеленая» революция, декарбонизация), с моей точки зрения, сегодня стало необратимым трендом, важнейшей характерной чертой устойчивого развития. Точка невозврата – двигаться по этому пути или нет - пройдена, по крайней мере, в критически важной для мирового развития группе экономически развитых государств. И надо не противодействовать такому развитию, а, наоборот, пытаться в этот процесс встраиваться с максимальной эффективностью: с первоочередным учетом национальных интересов, но на основе баланса интересов заинтересованных и вовлеченных в этот процесс сторон.

Для России задача низкоуглеродного развития актуальна, но климатические вызовы, связанные с выбросами тепличных газов, в частности CO₂ (наша страна является его нетто-поглотителем), пока не столь критичны, как для наших основных торгово-экономических партнеров, в первую очередь стран ЕС (которые являются нетто-эмитентами CO₂). Более того, в структуре энергопотребления РФ превалирует доля природного газа – наиболее экологически чистого из невозобновляемых энергоресурсов, крупнейшими мировыми ресурсами которого обладает наша страна. Поэтому для России не является приемлемой модель поведения, навязываемая сегодня общественному сознанию в ряде западных стран, например, в зависимом от импорта невозобновляемых энергоресурсов (НВЭР) ЕС, предполагающая отказ, причем форсированный, от использования НВЭР вообще, в том числе наиболее чистого из них – газа – в частности.

Для России актуальной является задача перехода на ресурсно-инновационный путь устойчивого развития, сочетающего низко-углеродное развитие и монетизацию НВЭР страны, и формирования таким образом нового технологического уклада. В его основу – в качестве важного компонента, обеспечивающего существенный вклад в декарбонизацию – может быть положено развитие водородной энергетики, в первую очередь за счет технических решений по производству водорода без выбросов CO₂, где у нашей страны есть потенциально конкурентоспособные технологические заделы.

Поэтому для России эффективной моделью формирования указанной траектории развития может стать обеспечение поначалу экспортно-ориентированной декарбонизации, чтобы расширить рациональное место для российского газа на нашем крупнейшем экспортном рынке (в ЕС). Причем в дополнение к традиционным сферам использования газа (в качестве котельно-печного топлива в электро- и теплоэнергетике и сырья для химической промышленности) и новым, но становящимися уже традиционными сферам его

⁸ Заявление об ограничении ответственности: Взгляды, изложенные в настоящем материале, не обязательно отражают (могут/должны отражать) и/или совпадают (могут/должны совпадать) с официальной позицией Группы Газпром (вкл. ОАО Газпром и/или ООО Газпром экспорт), ее/их акционеров и/или ее/их аффилированных лиц, отражают личную точку зрения автора настоящего материала и являются его персональной ответственностью.

использования (в качестве топлива на транспорте - в сжатом и сжиженном виде), также и в качестве сырья для производства водорода.

Опора на использование декарбонизированных газов, в том числе водорода, производимого из метана без выбросов CO₂, даст возможность обеспечивать устойчивое развитие суверенных государств в рамках «Большой Энергетической Европы»⁹, исходя из/опираясь на баланс их интересов:

- странам-импортерам с амбициозными климатическими повестками, с продекларированными целями по ускоренному достижению не только низко-, но и нулевого углеродного (без выбросов CO₂) развития (ЕС): обеспечивать такое развитие более рациональным (менее затратными) способами по сравнению с опорой только на ВИЭ, или на ВИЭ плюс традиционные сегодняшние технологии получения водорода из природного газа методами парового риформинга, что означает с выбросами CO₂, что предопределяет необходимость использовать также дорогостоящие технические решения по улавливанию и захоронению CO₂¹⁰,

- производителям-экспортерам газа (России): дополнительно монетизировать природные ресурсы газа в целях и способами, которые обеспечивают низкоуглеродное развитие энергопотребляющих государств, то есть исходя из собственных национальных интересов.

1. Три глобальных газовых революции

Все три газовые революции (см. рисунок 1) были фактически запущены еще в 1970-е годы - 20-тикратным повышением цен на нефть в течение одного десятилетия. Это дало толчок изменениям на стороне предложения и спроса. Две из трех революций пришли со стороны предложения.

Первая – это американская сланцевая революция. На мой взгляд, существует, по меньшей мере, дюжина причин, почему эта революция произошла именно в США и почему она не сможет состояться нигде более в таких масштабах, такими темпами и иметь такие глобальные последствия, как американская. И можно насчитать также как минимум дюжину «эффектов домино» американской сланцевой революции, радикально и безвозвратно изменивших (энергетический) мир [1-2].

Вторая – это формирование глобального рынка СПГ, а посредством его развития и формирование глобального газового рынка. По моему мнению рынок СПГ является интегратором формирующегося глобального рынка газа. Формирование глобального рынка СПГ представляет собой один из «эффектов домино» американской сланцевой революции, его развитие идет по модели развития нефтяного рынка (сначала рынка физического, а затем, с лагом запаздывания, и бумажного товара). Глобальный рынок СПГ сегодня (где 70% торговли осуществляется на основе долгосрочных контрактов, а 30% - за счет краткосрочных и спотовых сделок) примерно соответствует стадии развития мирового рынка нефти в середине 1980-х гг. Характерной нынешней чертой развития рынка СПГ является нарастающая гибкость поставок, которая происходит, правда, ценой нарастания рисков его функционирования, ибо на рынок СПГ выходит множество новых (все менее

крупных и менее бизнес-устойчивых) игроков с все более низкими кредитными рейтингами¹¹.

⁹ совокупности государств Евразии и Северной Африки, неразрывно связанных между собой трансграничной, стационарной, капиталоемкой энергетической инфраструктурой, предполагающей долгосрочные взаимоприемлемые/взаимовыгодные отношения между суверенными странами-владельцами и компаниями, финансирующими создание, поддержание функционирования и пользование этой инфраструктурой.

¹⁰ Т.н. технологии CCS

¹¹ Таким образом, крупнотоннажный СПГ-бизнес перестает быть «AAA-бизнесом» (бизнесом высших кредитных категорий), каковым он был на заре своего формирования, когда реализацию СПГ-проектов могли позволить себе только крупнейшие компании, с высокой капитализацией и, как правило, с наивысшими кредитными рейтингами (наиболее высокая среди энергетических отраслей капиталоемкость СПГ-бизнеса

Запущенная компанией Cheniere американская модель ценообразования на СПГ, а именно переход от контрактации на условиях СИФ к контрактации на условиях FOB¹², дала возможность эффективно торговать на ценовых региональных спредах по мере развития глобальной инфраструктуры СПГ. Поэтому придерживаюсь мнения, что формирование единого глобального рынка газа будет идти не в сторону единой (унифицированной) цены, а в направлении дальнейшего наращивания глобальной инфраструктуры СПГ, которая будет все более тесно связывать между собой региональные рынки преимущественно сетевого газа, сохраняя региональные ценовые дифференциалы, определяемые региональной отраслевой спецификой [3].

Рисунок 1. Три глобальных газовых революции: волновое развитие

Источник: А.Конопляник

Одна – третья – глобальная газовая революция пришла со стороны спроса. Это «зеленая» революция – предполагающая декарбонизацию/низко-углеродное развитие в результате роста значимости, вплоть до обострения, климатической повестки.

Любая революция запускает новую волну развития, которая, как и человеческая жизнь (детство, юношество, расцвет/зрелость, старость), проходит несколько стадий: начальная – стадия зарождения, ускоренный рост, пик – период расцвета, затухание. К примеру, сланцевая находится на достижении почти своего пика, революция СПГ на стадии ускоренного роста, а «зеленая» – на начальном периоде.

Таким образом, «зеленая» революция находится на наиболее ранней, по сравнению с двумя другими, стадии развития (см. рисунок 1). Поэтому особенно важно понимать дальнейшие возможные векторы ее развития и при необходимости вносить в них

предполагает обращение к заемному капиталу и требовала на начальном этапе его развития высочайшей кредитоспособности заемщика не только для минимизации издержек, но и просто для получения долгового финансирования).

¹² продажа СПГ его производителем не на условиях СИФ, то есть у потребителя, а на условиях FOB завод СПГ, то есть не на условиях ценовой привязки к стоимости замещения, каковым замещающим топливом на рынке импортера в случае СПГ исторически, с конца 1960-х гг. в АТР, является сырая нефть, а фактически на условиях «кост-плюс» – или, точнее «спот-плюс», поскольку привязка цен FOB производителей СПГ США происходит к спотовым ценам торговой площадки Генри-Хаб.

корректировки на максимально ранних этапах, не допуская (то есть упреждая, причем коллективными действиями), по возможности, их отклонения от сбалансированной, то есть опирающейся на взаимоприемлемые интересы всех вовлеченных и заинтересованных сторон, траектории низко-углеродного развития.

2. Грани «зеленой революции»

У «зеленой» революции можно выделить четыре аспекта (компонента).

Во-первых, **технологический** (опережающее развитие ВИЭ с опорой на активное их государственное субсидирование).

Во-вторых, **геополитический** (его, правда, можно трактовать не как самостоятельный компонент, а как геополитический подтекст технологического компонента) – это не очень афишируемая, но отчетливо прослеживаемая логика опоры на ВИЭ в ЕС: отечественные «зеленые электроны» против импортных «грязных молекул». Отсюда следовала доминировавшая и насаждавшаяся в общественном сознании ЕС до начала 2018 г. философия полностью «цифрового, электрического, возобновляемого» (digital, electrical, renewable) будущего. В начале 2018 г. Еврокомиссия, однако, скорректировала эту модель будущего низкоуглеродного развития ЕС, перейдя от концепции полностью электрического будущего на основе ВИЭ к концепции «электроэнергия ВИЭ плюс декарбонизированные газы». Оценочные расчеты по заданию самой Еврокомиссии показали, например, что для покрытия потребностей стран ЕС в электроэнергии за счет солнечных и ветровых ВИЭ может банально не хватить территории ЕС.

В-третьих, **регуляторный**. Широкое использование декарбонизированных газов предполагает – ибо предопределяет – переход от насаждавшегося ранее и бывшего основной идеологией трех Энергетических пакетов ЕС (1996/98, 2003 и 2009 гг.) разделения/атомизации (unbundling) энергетических рынков, компаний, бизнесов к их реинтеграции (re-bundling) при нарастающих низко-углеродных ограничениях. Причина: использование декарбонизированных газов (в первую очередь – водорода) как средства хранения избыточной электроэнергии ВИЭ означает необходимость интеграции электроэнергетического и газового рынков и соответствующей адаптации и гармонизации систем регулирования обоих рынков. Это – первый срез регуляторного компонента «зеленой» революции применительно к газовой отрасли. Второй же срез регуляторного компонента декарбонизационной модели развития ЕС касается правил использования трансграничной ГТС в рамках «Большой Энергетической Европы». Исторически все развитие газовой промышленности на континенте выстраивалось под максимизацию эффективности использования ГТС, предназначенной для транспортировки одного единственного (за исключением зоны на севере Германии и Нидерландов, где исторически использовались два разных по своим качественным характеристикам типа газа – L-газ и H-газ) энергоносителя – метана (CH₄) – с жесткой унификацией и выдерживанием его технологических и контрактных характеристик. Однако концепция «декарбонизированных газов» предполагает использование в рамках единой интегрированной трансграничной ГТС не одного, но множества «газов»: природного и биометана (CH₄), водорода (H₂), метано-водородных смесей (МВС), углекислого газа (CO₂) и др. с разными качественными характеристиками. Это потребует корректировки собственно газового регулирования ЕС.

В-четвертых, **непрямолинейная** траектория поступательного развития революционных изменений, характеризующаяся неизбежными искривлениями и перегибами (одно из последних, например, - это решение Европейского Инвестиционного Банка (ЕИБ) от 14.11.2019 о прекращении финансирования с 2021 г. любых проектов с НВЭР¹³). Повторяются и еще, видимо, неоднократно будут продемонстрированы похожие отклонения, вызванные формированием энергетической политики и регулирования энергетических

¹³ Четкий анализ последствий решения ЕИБ приведен, например, в [4].

рынков по принципу «learning by doing». Издержки такого подхода проявились в период подготовки Третьего энергопакета ЕС (ТЭП ЕС) и Сетевых кодексов к нему. Тогда же они были признаны и самими энергoreгуляторами ЕС в рамках серии заседаний Рабочей группы 2 «Внутренние рынки» Консультативного совета Россия-ЕС по газу (РГ2 КСГ РФ-ЕС), посвященных этим вопросам¹⁴.

Эти три революции наложились на долгосрочный эффект от материализовавшихся последствий адаптации мировой экономики к нефтяным кризисам 1970-х гг. В результате в мировой энергетике формируется новая более конкурентная реальность, в которой производителям НВЭР все труднее найти свою сжимающуюся конкурентную нишу, и в итоге национальные интересы ряда стран (например, США под лозунгом America First!) приводят к отказу от «игры по правилам», которая для них сменяется «борьбой без правил» [5-7].

Отсюда дилемма для РФ: уйти из зоны сегодняшних конкурентных преимуществ страны, отказаться от использования НВЭР (к чему призывают многие страны-участники Парижского соглашения по климату и/или многие «эксперты») или остаться в зоне НВЭР, но на новой конкурентной основе? На мой взгляд, у РФ есть потенциальная конкурентная ниша, позволяющая стране монетизировать свои огромные запасы НВЭР (природного газа), но на новой технологической основе в рамках низко-углеродного – в первую очередь, экспортно-ориентированного – развития. Это – водород производимый из природного газа без выбросов CO₂ как одно из ресурсно-инновационных решений¹⁵.

Итак, «зеленая» революция в рамках скорректированной формулы низко-углеродного развития ЕС «возобновляемая электроэнергетика плюс декарбонизированный газ» открывает для России окошко новых возможностей на европейском направлении – потенциальную возможность вписаться во вторую часть модернизированной в начале 2018 г. формулы энергетического будущего ЕС («... плюс декарбонизированные газы»), но с учетом и на основе наших национальных интересов (монетизация ресурсов российского газа). И одной из таких возможностей будет являться водород. То есть использование российского газа, в том числе (и именно в этом новые для него возможности) в качестве сырья для производства водорода на основе новых российских (или разрабатываемых и/или коммерциализуемых совместно с европейскими партнерами) инновационных технологий по его производству и использованию.

3. «Зеленая революция» как попытка нового передела мира и алгоритм рационального поведения для РФ

То, что мы наблюдаем как «зеленую революцию» – это попытка нового, причем ускоренного, передела мира, задуманного как передел технологический, но, безусловно, ведущий к политическим изменениям. В авангарде формирования нового низко-углеродного технологического и экономического уклада – «новые» компании, новые лидеры, которым не нашлось конкурентной ниши в рамках экономики и энергетики, развивающихся на базе текущего (старого) технологического уклада, базирующегося на использовании НВЭР. Эти «новые» компании, в первую очередь, ставят в энергетике во главу угла форсированное развитие ВИЭ, причем не только опираясь на активно формируемое, в первую очередь в странах Запада, угле-, нефте-, газophobic общественное мнение (вплоть до полного отказа от использования органического топлива), но и формируя его.

Надо ли пытаться затормозить низко-углеродное развитие? Нет! Нельзя повторять ошибки восприятия Россией Третьего энергопакета ЕС! Необходимо эффективно встроиться

¹⁴ Материалы заседаний РГ2 КСГ публикуются на вебсайте Минэнерго РФ на странице: <https://minenergo.gov.ru/node/14646>.

¹⁵ Если использовать терминологию и идеологию акад.РАН А.Н.Дмитриевского о ресурсно-инновационном пути развития страны.

в низкоуглеродное устойчивое развитие, исходя из задачи максимизации национальных интересов!!!

При этом России, на мой взгляд, не нужно стремиться оказаться в этом «низкоуглеродном переделе» на первых ролях. Да это и невозможно, ибо российская экономика к нему пока не готова в силу текущего технологического (состояние НИОКР, включая в том числе последствия «реформы академической науки») и экономического (многострадальный инвестиционный климат, в формировании которого доминирует примат фискальных интересов мытаря) отставания на этих направлениях. Но это и не нужно: попытки ускоренного передела неизбежно замедлятся через какое-то время, ибо стремление к нему построено на завышенных непросчитанных ожиданиях многих западных политиков, формирующих завышенный же «общественный» запрос бизнесу. Поэтому маятник качнется обратно, в сторону рационального поведения.

Однако необходимо понимать, что низкоуглеродное развитие сформировалось и оформилось сегодня как устойчивая тенденция в умах, особенно молодого западного поколения, среди ориентирующихся на него (электорат на вырост) и играющих вдолгую политиков, и поэтому оно начинает материализоваться в решениях, влияющих на будущие потоки инвестиций, перераспределяя их в пользу «зеленых» отраслей (правда, зачастую с переклестом, в искаженном понимании, как уже упомянутое решение ЕИБ от 14.11.2019, например).

Как можно сохранить РФ в зоне конкурентных преимуществ (а это в первую очередь пока все еще преимущественно сфера НВЭР) в условиях когда основные партнеры (ЕС) идут по пути ускоренной декарбонизации / низко-углеродного развития (декларируемый отказ от НВЭР)? Один из вариантов: водород (декарбонизированный газ), производимый из метана (НВЭР). При этом предлагаю вести речь (и дальнейшую дискуссию с ЕС) не о «сером», «голубом» или «зеленом» водороде (термины ЕС), а:

- об экспортно-ориентированной декарбонизации (не внутри РФ, но для ЕС),
- не в апстриме (на территории РФ в зонах добычи газа), но в даунстриме газовой цепи РФ-ЕС, то есть вблизи потребителей ЕС, где происходит 80% выбросов CO₂ в рамках трансграничной газовой цепи РФ-ЕС,
- обсуждать, в первую очередь, вопросы производства H₂ из CH₄ без выбросов CO₂, ибо это - наиболее предпочтительный взаимовыгодный путь получения и использования декарбонизированного газа.

4. Декарбонизированный газ: основные технологии по производству H₂

Существуют три основные технологии получения водорода: электролиз воды, паровой риформинг метана (с выбросами CO₂ и необходимостью их утилизировать) и пиролиз метана (и сходные технологии) без выбросов CO₂ (см. рисунок 2).

Электролиз воды: полученный таким способом водород считается единственно «зеленым» H₂ в ЕС (то есть «экологически чистым», не генерирующим выбросов CO₂ при производстве) среди трех технологических опций по его производству. Однако, на мой взгляд, такое его позиционирование является необоснованным лукавством.

Полученный таким образом водород не может считаться «зеленым», если использованная для электролиза электроэнергия берется из сети, ибо более половины ее производства в ЕС осуществляется на основе ТЭС на органическом топливе, то есть с выбросами CO₂.

Рисунок 2. При прочих равных условиях, пиролиз метана (и иные сходные технологии) имеют конкурентное преимущество против двух других технологий производства водорода (электролиза и парового риформинга)

Составлено А.Коноплянником на основе: Dr. Andreas Bode (Program leader Carbon Management R&D). New process for clean hydrogen. // BASF Research Press Conference on January 10, 2019 / (<https://www.basf.com/global/en/media/events/2019/basf-research-press-conference.html>)

В случае использования для электролиза электроэнергии ВИЭ имеем следующую развилку:

- если использовать для производства водорода только «избыточную» электроэнергию ВИЭ в периоды ветровой и солнечной активности сверх потребности энергосистемы (а значит по нулевой или отрицательной цене - на это и был основной расчет проponentов электролиза), то такие проекты производства H₂ будут плохо или совсем нефинансируемы, ибо будут сопровождаться непредсказуемо прерывистым (непостоянным) формированием доходной части, что ведет к резкому ухудшению, вплоть до запретительной, коммерческой окупаемости инвестиций в проекты;

- если же обеспечивать постоянные (непрерывные) поставки электроэнергии ВИЭ для обеспечения непрерывности (постоянности) процесса производства водорода методом электролиза и повышения окупаемости инвестиций в такие проекты, то такое возможно только с использованием резервных электрогенерирующих мощностей для ВИЭ на органическом топливе. Отсюда – две группы последствий. Первая: в качестве резервных мощностей могут использоваться маневренные угольные и/или газовые ТЭС, причем с низким коэффициентом использования установленной мощности (КИУМ), поскольку непостоянное их использование – только для балансировки погодных колебаний выработки электроэнергии ВИЭ - ухудшает экономику и экологию ТЭС на органическом топливе и, значит, общую экономику проекта производства H₂ методом электролиза. Вторая: работа ТЭС на органическом топливе сопровождается выбросами CO₂, а в «рваном» (непредсказуемо непостоянном) режиме – повышенными удельными выбросами (по аналогии с движением автомобиля с крейсерской скоростью по трассе или передвижением по городу в светофорном режиме вне «зеленой волны»), значит полученный таким образом H₂ также нельзя считать «зеленым».

Плюс к этому, электролизный водород считается «зеленым» в ЕС потому что «зеленой» считается электроэнергия ВИЭ, ибо непосредственно при ее производстве отсутствуют выбросы CO₂. Однако и это, на мой взгляд, некорректный (лукавый) подход, учитывая глобальный, не ограничиваемый национальными границами, характер климатической/экологической проблемы, то есть учитывая трансграничные атмосферные перетоки загрязнений, таких как CO₂. И если рассматривать весь технологический воспроизводственный цикл электроэнергетики ВИЭ – от производства оборудования для солнечной и/или ветровой электроэнергетики и/или, тем более, добычи и переработки сырья для его производства (а все эти стадии вынесены, как правило, в развивающиеся страны, причем, например, стадия добычи редкоземельных металлов, необходимых для производства фотоэлектронпреобразователей (ФЭП), и/или производство самих ФЭП являются весьма экологически «грязными»), то весь этот воспроизводственный цикл никак нельзя назвать «зеленым». А тот факт, что все экологически «грязные» звенья этого цикла вынесены за пределы ЕС означает, что ЕС тем самым лишь перераспределяет загрязнения, при том, что климатические перетоки загрязнения имеют глобальный характер.

Паровой риформинг метана: водород, полученный с помощью такой, наиболее распространенной в мире, технологии получения H₂ (порядка 95% его производства в мире получено именно методом парового риформинга метана) считается в ЕС «голубым». Более того, эта технология де факто (по умолчанию) считается (и представляется в рамках многочисленных выступлений и публикаций, причем не только в ЕС) сегодня единственной технологией производства «голубого» - то есть получаемого из метана - водорода в ЕС. Тем самым фактически отсекаются от публичной дискуссии иные технические решения по производству водорода из метана, в частности такие, которые имеют потенциальные конкурентные преимущества перед паровым риформингом вследствие того, что не сопровождаются выбросами CO₂, то есть не требуют затратных технических решений (технологии CCS) по утилизации (улавливанию и захоронению) CO₂, на долю которых приходится 20-30% и более затратной сметы по производству водорода методом парового риформинга [8].

Поскольку технология парового риформинга осуществляется с доступом кислорода, значит при производстве H₂ этим методом всегда будут существовать выбросы CO₂, которые будет необходимо утилизировать. Конечно, движение по соответствующей «кривой обучения» для CCS будет с течением времени сокращать затраты на CCS, но не сможет их полностью исключить. Поэтому альтернативные технологии получения H₂ из CH₄ без доступа O₂ и значит без выбросов CO₂ будут, при прочих равных условиях, иметь перманентное конкурентное преимущество перед паровым риформингом на величину затрат на CCS.

Важным моментом международной дискуссии о конкурентных технологиях производства водорода и, шире, о низко-углеродном пути развития, в рамках которого технология CCS является одним из ключевых решений проблемы утилизации CO₂, является позиционирование этой технологии в общественном сознании. Так вот, на мой взгляд, она вкладывается в общественное сознание (осознанно или невольно, но скорее первое, чем второе) в искаженном виде путем некорректной расшифровки аббревиатуры CCS (на что мне неоднократно приходилось обращать внимание отечественной и международной аудитории, говоря о «лукавой букве» [9-10]): в международной/западной дискуссии эта аббревиатура обычно расшифровывается как “carbon capture storage”, что означает «улавливание и хранение углерода», в то время как речь идет об улавливании и захоронении углерода (“carbon capture sequestration”), причем вести речь надо не о углероде, а о двуокиси углерода (CO₂).

Итак, почувствуйте разницу: CCS – это не «хранение» (storage), но «захоронение» (sequestration). Хранение подразумевает временное изъятие товара из коммерческого оборота

(исходя из сезонных и/или конъюнктурных соображений, например, подземное хранение газа) для максимизации долгосрочной выгоды. Захоронение – невозвратное его изъятие из производственного оборота (вследствие, например, отсутствия возможностей для коммерческого использования). Это означает, что CCS является элементом невозвратных затрат на утилизацию CO₂ в рамках данного производственного цикла¹⁶, но CCS не является началом нового инвестиционного/производственного цикла (то есть расходы на CCS не являются окупаемыми в перспективе инвестициями). Значит, он является лишь существенный дополнительный элемент в затратной смете проектов производства H₂ наиболее распространенным сегодня методом парового риформинга.

Пиролиз метана и иные технологии производства H₂ без доступа O₂, следовательно без выбросов CO₂, при которых отсутствует потребность в использовании CCS.

Эти технологии практически не упоминались в публичном пространстве ЕС до недавней поры и практически игнорируются сегодня в публичной дискуссии. Возникает вопрос: почему так? Ведь именно эти технологии производства водорода без выбросов CO₂ могут быть взаимовыгодным для РФ и ЕС решением задачи форсированного низко-углеродного развития ЕС при наращивании монетизации ресурсов российского газа для целей экспортно-ориентированной декарбонизации, в том числе газовой отрасли.

Эти технические решения были введены в активное публичное пространство РФ-ЕС в презентации зам.председателя правления ПАО «Газпром» О.Е.Аксютин на 26-м заседании Рабочей группы 2 «Внутренние рынки» Консультативного совета РФ-ЕС по газу (PG2 КСГ) в ООО «Газпром экспорт» в Санкт-Петербурге 10.07.2018 [11], в основу которого были положены комментарии ПАО «Газпром» по Долгосрочной стратегии ЕС по снижению выбросов тепличных газов до 2050 г. [12]. Поэтому в публичной международной дискуссии по вопросам декарбонизации я называю эти предложения «трех-ходовкой Аксютин» [13], что постепенно становится устойчивым термином, характеризующим систему российских предложений. Именно эти технические решения могут – и должны стать – одним из экономических приоритетов для РФ и ЕС в вопросах низко-углеродного развития «Большой Энергетической Европы», составными неотъемлемыми и взаимозависимыми частями которой являются РФ и ЕС.

В частности второй шаг указанной трехходовки – это адиобатическая конверсия метана на компрессорных станциях (КС) магистральных газопроводов для получения МВС и замене ими метана в качестве топливного газа на КС. Это дает уменьшение выбросов примерно на 30%. Третий шаг – это собственно и есть технологии производства H₂ из CH₄ без доступа O₂ и значит без выбросов CO₂, например, российская технология получения водорода из метана методом низко-температурной неравновесной плазмы, разработанная в НИУ Томский Политехнический Университет [11-12].

При этом хочу еще раз отметить, что разделение водорода «по цветам» не уместно, не является целесообразным (разве только оно не является преднамеренно срежиссированным), ибо в результате такого словоупотребления создается (формируется) неверное представление, что «голубой» водород (из метана) всегда хуже, чем электролиз, потому что в общественной дискуссии ЕС под «голубым водородом» подразумевается только паровой риформинг, а значит формируется мнение, что получение «голубого» водорода всегда

¹⁶ Напрашивается сравнение CCS (с захоронением CO₂) с обязательными ликвидационными затратами на утилизацию нефтепромысловых сооружений после прекращения эксплуатации нефтегазовых месторождений (особенно высокими, например, для утилизации стационарных морских платформ в рамках проектов освоения морских месторождений нефти и газа), но такая напрашивающаяся аналогия будет не вполне корректной, поскольку утилизация нефтепромысловых сооружений – их реализация на вторичном рынке для повторного использования на новых проектах или в качестве вторсырья, приносит дополнительный доход, который может уменьшить затратную смету утилизируемого проекта, в отличие от захоронения CO₂.

сопровождается эмиссией CO₂ (а это плохо для климата), в отличие от отсутствия выбросов CO₂ при электролизе.

Итак, при прочих равных условиях, пиролиз метана (и иные сходные технологии) имеют конкурентное преимущество против двух других технологий производства водорода (электролиза и парового риформинга). Поскольку паровой риформинг характеризуется выбросами CO₂, для их утилизации необходим CCS, что означает дополнительные вмененные затраты (как капитальные, так и эксплуатационные), что добавляет 20-30% и более к затратной смете. При пиролизе нет необходимости в CCS, что означает экономию капитальных и эксплуатационных затрат.

При электролизе и пиролизе нет выбросов CO₂, поэтому обе эти технологии можно было бы считать (по результату) технологиями получения «зеленого» водорода. Однако энергоемкость получения водорода методом электролиза примерно на порядок выше, чем при получении H₂ из метана (рисунок 2).

Таким образом, по совокупному эффекту двух основных показателей, при прочих равных условиях (в том числе при технологически нейтральном регулировании – что обещает Еврокомиссия в качестве основы своей промышленной политики), пиролиз метана оказывается наиболее предпочтительной технологией получения водорода. Плюс к тому, маркетинг твердого углерода является дополнительным элементом доходной сметы (в случае запуска новых инвестиционных циклов на его основе). При этом твердый углерод в случае хранения (при невозможности его полного производительного использования) не обладает негативным эффектом CO₂ для окружающей среды.

5. ВИЭ-центрические развилки декарбонизации ЕС

Безусловно, пиролиз метана (и аналогичные ему по результату – получению H₂ без выбросов CO₂ – технологии) находится пока на более ранней стадии технологического цикла. Но эти технологии обеспечивают возможность получить не только водород без выбросов CO₂, но и твердый углерод, который, в отличие от CO₂, не оказывает негативного влияния на повышение температуры окружающей среды, не создает тепличный эффект, и который может быть утилизирован в рамках соответствующего нового инвестиционно-технологического цикла по его производительному использованию. Поэтому экономическим приоритетом для России и ЕС является объединение усилий как в быстрой коммерциализации технологий пиролиза и ему подобных по производству водорода, так и по быстрой коммерциализации производительного использования твердого углерода.

Возможен ли баланс интересов России и ЕС в этой сфере? Возможен, в случае если движение европейской стороны «от развилки к развилке» на пути принятия решений о своей декарбонизационной политике будет строиться на полноте информации (а не на ее заведомо искаженном ограничении) и в продолжающемся диалоге, объединении усилий сторон, нацеленном на выработку взаимоприемлемых/взаимовыгодных решений.

До начала 2018 г. формирование энергетической политики ЕС строилось на стремлении обосновать 100%-ную электрификацию на основе ВИЭ. Лишь в начале 2018 г. этот подход сменился на более рациональный: электроэнергия ВИЭ плюс декарбонизированные газы (см. рисунок 3). Следующая развилка: где декарбонизировать газовую цепочку (производить водород) – у производителя (в России, в местах добычи газа) и поставлять чистый H₂ и/или МВС в ЕС по ГТС, или у потребителя (в ЕС)? В результате долгой полугодовой дискуссии в рамках РГ2 КСГ, с разъяснениями рисков и дополнительных затрат для обеих сторон первого пути, вроде бы пришли к пониманию, что целесообразно производить водород из метана внутри ЕС, на территории которого осуществляется 80% выбросов CO₂ в рамках производственно-сбытовой цепи газоснабжения РФ-ЕС.

Сейчас основная дискуссия фактически свелась к противостоянию газового и электрического лобби. Именно в этом контексте я рассматриваю сведение общественной

дискуссии в Европе по водородной тематике к противопоставлению «зеленого» и «голубого» водорода в рамках сложившегося в ЕС представления, что «голубой» H₂ – это водород из метана, полученный методом парового риформинга (я обозначил на рисунке 3 эту дискуссию как «2H₂»), а единственно зеленый H₂ – это тот, что получен методом электролиза. Что означает фактически выведение из общественного обсуждения потенциально наиболее взаимовыгодного для ЕС и РФ технического направления – получения H₂ методом пиролиза метана без выбросов CO₂. А это означает неявное подталкивание общественного мнения назад, в сторону тезиса о 100%-ной электрификации на основе ВИЭ, в том числе опираясь на геополитические соображения, что «зеленые отечественные электроны лучше грязных импортных молекул».

Поэтому важной задачей российской стороны является перевод внутриевропейской и российско-европейской дискуссии по декарбонизации из формата «2H₂» в формат «3H₂» (см. рисунок 3).

Рисунок 3. Развилки декарбонизации ЕС (ВИЭ-центрические)

Источник: А.Конопляник

6. Баланс интересов РФ-ЕС возможен

Итак, мы пришли к выводу, что необходимо использовать форсируемое низкоуглеродное развитие ЕС, исходя из национальных интересах РФ, но на основе баланса интересов РФ-ЕС, и ни в коем случае не противодействовать ему. В чем заключается баланс интересов РФ и ЕС в этом вопросе (см. рисунок 4)?

На мой взгляд, интересы ЕС в сфере декарбонизации энергетики (электроэнергетической и газовой отраслей) сводятся, во-первых, к использованию трансграничной ГТС для хранения электроэнергии в виде декарбонизированного газа. Поскольку метан – это не декарбонизированный газ (как источник энергии), то предпочтения ЕС сводятся к технологиям PtG (“Power to Gas” - электроэнергия в газ) для получения «зеленого» (в терминологии ЕС) H₂ методом электролиза. Поэтому интерес ЕС – в монетизации ГТС, а значит ее глубокой технологической модернизации под набор различных декарбонизированных газов (в первую очередь H₂ и МВС) в дополнение к метану, причем на всем ее трансграничном протяжении, если декарбонизация газа

происходит у производителя. Значит, потребуется регуляторная реформа (сопряжение рынков разных декарбонизированных газов и электроэнергии), причем и в upstream, и в downstream, то есть в разных суверенных юрисдикциях.

Рисунок 4. Баланс интересов РФ-ЕС возможен

Источник: А.Конопляник

Национальные интересы РФ отличаются, но имеют «общий знаменатель» с интересами ЕС. Моя страна должна быть заинтересована в монетизации, за счет декарбонизации - в первую очередь для экспорта, и ресурсов российского газа, и ГТС. При этом приоритетной технологией производства H2 из метана должен являться пиролиз (без выбросов CO2 и без CCS), а не паровой риформинг (с выбросами CO2 и с CCS). Россия заинтересована в экономически рациональной декарбонизации downstream трансграничной производственно-сбытовой цепи РФ-ЕС. Это сохранит использование ГТС РФ по прямому назначению – для транспортировки метана, не будет нужды (и значительных допзатрат) в ее глубокой технологической модернизации (под транспортировку различных газов) на длинном транспортном плече, по крайней мере в российской юрисдикции. В таком случае регуляторная реформа потребуется только downstream, что ускорит и упростит реализацию декарбонизационных процессов газовой отрасли. Это удешевляет декарбонизацию для ЕС, повышая тем самым благосостояние граждан ЕС, в свою очередь, дополнительно монетизируя ресурсы российского газа.

7. Конкурентные зоны применения технологий производства H2 в Европе

Сравнение преимуществ/недостатков основных технологий производства водорода в Европе не означает повсеместного доминирования какой-то одной из них – каждая технология сможет найти свою конкурентную нишу, опираясь на те или иные специфические характеристики того или иного региона.

Примерные возможные, по мнению автора, зоны распространения (преимущественного применения) основных технологий производства водорода в Европе при государственном регулировании, основанном на принципах «технологического нейтралитета», показаны на рисунке 5.

Рисунок 5. Примерные возможные зоны распространения (преимущественного применения) основных технологий производства водорода в Европе при государственном регулировании, основанном на принципах «технологического нейтралитета»

Составлено А.Конопляником по итогам дискуссии с Ральфом Дикелем; источник карты: ENTSOG

Существует несколько разных зон сравнительных преимуществ использования тех или иных технологий производства H_2 . Так, страны Скандинавии, известные как «гидроэнергетические государства» из-за высокой доли гидроэнергии в энергобалансе, будут иметь предпосылки для конкурентного использования электролиза на базе гидроэнергии (для выравнивания ночного провала графика нагрузки). Аналогично (исходя из режимных соображений – выравнивание ночного графика нагрузки в электроэнергетике) может применяться электролиз во Франции – стране, с повышенной долей АЭС в выработке электроэнергии. Страны с долгой активной солнечной нагрузкой (Иберийский полуостров, Южная Европа и Средиземноморские острова) могут использовать для электролиза солнечную энергию, а страны Северо-Западной Европы, где активно используется ветровая энергия (с ветроэлектростанциями как сухопутного, так и морского базирования) – энергию ветра. Паровой риформинг с CCS сегодня активно развивается норвежской компанией Equinor (включая сбор и транспортировку CO_2 для захоронения на североморских месторождениях), в частности, Норвежский нефтяной директорат предлагает широкую программу использования выработанных нефтегазовых месторождений для захоронения CO_2 . Поэтому, полагаю, зона, охватывающая акватории и прибрежные государства Северного и Балтийского морей, будет зоной конкурентного применения технологии парового риформинга с CCS. Наконец, пиролиз метана и аналоги смогут получить распространение (в случае скорейшего вывода этих технологий со стадии лабораторных испытаний и опытных установок на стадию промышленного использования, в том числе за счет сотрудничества РФ и ЕС в этой сфере) в континентальной Европе, покрытой разветвленной ГТС, опираясь на второй и третий шаги вышеупомянутой «трех-ходовки Аксютин» [13].

Примечание: Исследование осуществляется при финансовой поддержке РФФИ в рамках проекта «Влияние новых технологий на глобальную конкуренцию на рынках сырьевых материалов», проект № [19-010-00782](#)

Список использованной литературы:

- [1] A.Konoplyanik. “The US Shale Gas Revolution And Its Economic Impacts In The Non-US Setting: A Russian Perspective” (pp. 65-106). – in: “Handbook of Shale Gas Law and Policy”/ed. by Tina Hunter, Intersentia, 2016, 412 pp.
- [2] А.Конопляник. Движущие силы и факторы риска сланцевой революции (глава 2, с.26-36); «Эффекты домино» американской сланцевой революции (глава 19, с.319-324). - в кн.: Сланцевая революция и глобальный энергетический переход / Под ред. Н. А. Иванова. — М. ; СПб. : Нестор-История, 2019. — 540 с.
- [3] А.Конопляник. Рынок СПГ – драйвер перемен (Развитие торговли сжиженным природным газом ведет к существенным трансформациям в экономической и политической сферах). // «Нефтегазовая Вертикаль», 2018, № 23-24, с.37-44 (часть 1-я цикла из четырех статей).
- [4] Costis Stambolis (Chairman and Executive Director of the Institute of Energy for SE Europe (IENE)). EIB's Decision to Suspend Funding for Fossil Fuels Projects Can Only be Described as Irrational. // “IENE Comment” No22, December 5, 2019.
- [5] А.Конопляник. Когда Америка всегда прежде всего... (Попытки выдавливания российского газа из Европы в пользу американского СПГ имеют исключительно прагматическую экономическую подоплеку со стороны США и политический инструментарий реализации). // «Нефтегазовая Вертикаль», январь 2019, №1-2, с.87-94 (часть 2-я цикла из четырех статей).
- [6] А.Конопляник. Этапы большого пути. Как Вашингтон пытается продвинуть в Европу свой СПГ и не пустить туда российский трубопроводный газ // «Нефтегазовая Вертикаль», февраль 2019, № 3-4, с. 60-68 (часть 3-я цикла из четырех статей).
- [7] А.Конопляник. Врубаясь в Европу. США используют любые методы для «продавливания» своего СПГ на европейский газовый рынок // «Нефтегазовая Вертикаль», март 2019, № 5, с. 61-69 (часть 4-я цикла из четырех статей).
- [8] René Schutte (N.V. Nederlandse Gasunie). Production of Hydrogen. // Masterclass in Hydrogen, May 2019, Moscow, Energy Center of Moscow Skolkovo School of Management jointly with the Energy Delta Institute Energy Business School, 23.05.2019
- [9] А.Конопляник. От нового рекорда к новой нормальности? К итогам опроса представителей газового бизнеса в рамках 12-й Европейской газовой конференции // «Нефтегазовая Вертикаль», март 2019, № 5, с. 70-77.
- [10] A.Konoplyanik. New Russian Gas Export Record to become a New Standard // “Global Gas Perspectives”, 20.03.2019
- [11] O.Aksyutin. Future role of gas in the EU: Gazprom’s vision of low-carbon energy future. // 26th meeting of GAC WS2, Saint-Petersburg, 10.07.2018 (<https://minenergo.gov.ru/node/14646>; www.fief.ru/GAC);
- [12] PJSC Gazprom’s feedback on Strategy for long-term EU greenhouse gas emissions reduction to 2050 // https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/initiatives/ares-2018-3742094/feedback/F13767_en?p_id=265612
- [13] А.Конопляник. Перспективы взаимодействия РФ и ЕС в сфере декарбонизации. Есть ли возможности для расширения рынка для российского газа в Европе? (часть 1) // «Нефтегазовая вертикаль», август 2019, №13, с.101-105; (часть 2) // «Нефтегазовая вертикаль», сентябрь 2019, №14, с.43-49; (часть 3) // «Нефтегазовая вертикаль», сентябрь 2019, №15, с.26-32

Природный газ в условиях энергетического перехода

Расширение доступа человечества к новым - более эффективным и экологичным видам энергетических ресурсов, практические шаги и политики, направленные на предотвращение глобального изменения климата, маргинализируют традиционное ископаемое топливо, не находящее применения в энергетике будущего, которая, как предполагается, будет основана исключительно на возобновляемых безуглеродных источниках энергии. Если в отношении угля и нефти, оказывающих наибольшее негативного воздействия на окружающую среду, сложился общий консенсус относительно сокращения до минимальных значений их доли в топливно-энергетических балансах (ТЭБ), то в отношении газа – дискуссия о его будущем продолжается и ее результаты далеко не предопределены. Газ в полтора-два раза более экологичен, чем его основные ископаемые конкуренты и имеет значительный потенциал их замещения. Сегодня в мире угля и нефти потребляется, как минимум, в 2,5 раза больше, чем газа (8 434 против 3 309 млн. т нэ). При этом его ресурсная база неизменно прирастает за счет сланцевой революции и расширения морской газодобычи. Она становится фактически неисчерпаемой – за счет производства биогаза и синтетического газа, получаемого по технологии электролиза. Кроме того, в формирующихся в наше время транзактивных и децентрализованных энергетических системах природный газ приобретает новую для себя роль гаранта возобновляемой электроэнергии. Велик потенциал газа как ресурсной базы новой водородной энергетики, делающей свои первые, но уверенные шаги.

Что такое энергетический переход и актуальность вопроса о роли в нем природного газа

На протяжении современной истории промышленного и технологического развития, изменения в структуре спроса и предложения энергетических ресурсов приводили к смене доминантных источников энергии. При этом исчерпавшие себя традиционные энергоресурсы переставали удовлетворять потребности общества и производства в силу их неэффективности и высокой цены и замещались новыми, ранее не использовавшимися ресурсами, которые были более экономичны и эффективны. Такая глубокая и качественная трансформация получила название энергетического перехода.

Нынешний «энергетический переход» характеризуется сдвигом в сторону возобновляемых источников энергии (ВИЭ), которые займут место основного средства производства энергии, и постепенного отказа от использования ископаемых видов топлива, в первую очередь, угля и нефти. Переход к новому «электрическому миру», основанному теперь на возобновляемой энергии, является уже третьим по счету в истории человечества. Предыдущие два состоялись во второй половине XIX и XX вв. и заняли по времени несколько десятилетий.

Первый был связан с фазой индустриализации в XIX веке, когда уголь стал доминирующим источником энергии индустриального мира, вытеснив традиционные биомассы и заняв более 50% в структуре ТЭБ.

Второй – обычно связывают с вытеснением из балансов твердых видов топлива и их замещение нефтью и газом. Второй переход завершился на рубеже 1960-1970 гг., когда доля нефти и газа в ТЭБ превысила 60 %.

Речь, естественно, не идет только о количественных показателях потребления тех или иных энергоресурсов. В результате состоявшихся переходов произошли тектонические сдвиги, изменившие не только структуру энергетических рынков, но и привычный уклад жизни, повлекшие качественное изменение способов и технологий использования тех или иных видов топлива. В ходе каждого из состоявшихся переходов создавалась масштабная инфраструктура для их транспортировки, хранения, переработки и использования.

Примерно с 2000-2010 гг. начинается третий энергетический переход. Будучи, по своей сути, аналогом своих предшественников, он отличается от них, прежде всего, тем, что вызван не столько технологическими и экономическими причинами, сколько экологическими и, отчасти, - политическими. Свою роль также сыграл серьезный сдвиг в потребительских предпочтениях. Экономичность применения и низкая цена перестали быть ведущими драйверами. Потребители, прежде всего, в развитых странах (образующих Организацию экономического сотрудничества и развития), на долю которых приходится свыше 60 % потребления первичной энергии, предпочитают платить больше, но за более качественную и экологически чистую энергию.

Энергетический переход открывает эпоху возобновляемых источников энергии, когда генерируется так называемое экологически чистое (без углеродных выбросов) электричество с использованием почти неограниченных энергетических ресурсов (солнечное излучение, энергия ветра, «зеленый» водород и т.п.).

Роль природного газа в различных сценариях энергетического перехода

Некоторые исследователи выделяют еще один энергетический переход, а именно, - переход к широкому использованию природного газа, который, по их мнению, предшествует переходу к «электрическому миру». Он начался в XX веке - несколько позже перехода к использованию нефти, - и продолжается по настоящее время. Это довольно дискуссионный взгляд, но он имеет полное право на существование.

Сегодня мало у кого возникает сомнение в том, что мир перейдет от нынешней углеводородной к полностью возобновляемой энергетике. Однако будет ли этот переход характеризоваться синхронным сокращением долей угля, нефти и газа в ТЭБ, либо снижение доли газа будет происходить быстрее/медленнее конкурирующих углеводородов? Каковы шансы того, что доля газа, по мере такого снижения, будет возрастать, как в ее абсолютном (на фоне суммарного мирового энергопотребления), либо относительном (по сравнению только с углем и нефтью) измерении? И, наконец, насколько продолжительным будет энергетический переход? Может ли он существенно затянуться, а роль природного газа вырасти настолько, что позволит, действительно, говорить о наступившем «газовом мире», как о состоявшемся энергетическом переходе? При этом наступление «электрического мира» будет отнесено на более дальнюю перспективу.

Поиском ответов на эти вопросы заняты не только ученые, но и многие ключевые игроки мировых и национальных энергетических рынков, в т.ч. правительства и регулирующие органы, действующие и потенциальные инвесторы, представители энергетических отраслей и широкой общественности. В этой работе задействованы мощные ресурсы ведущих научных центров и экспертных организаций, которые опубликовали в последние годы на тему будущего природного газа десятки, если не сотни, исследований, докладов и аналитических записок.

Все они, несмотря на многие принципиальные и тактические различия, в своей массе совпадали в определении общего вектора развития газовой индустрии. В первой декаде XXI века будущее природного газа казалось весьма оптимистичным. Международное энергетическое агентство (МЭА) неуклонно повышало свой долгосрочный прогноз добычи и потребления газа. Его максимальные оценки во временном горизонте до 2035 г. были представлены в ежегодном обзоре МЭА "World Energy Outlook" (WEO) в 2011 г., озаглавленном "Наступает ли золотой век газа?" ("Are we entering the Golden Age of Gas?").

Надо отметить, что для таких прогнозов были все основания. Мощная экспансия СПГ, обусловившая вовлечение в энергетический баланс географически отдаленных от мировых центров газопотребления (в том числе, шельфовых) месторождений газа. Взрывной рост сланцевой газодобычи в США. Успехи в освоении глубоководных шельфов. Выход Японии на стадию опытной разработки газогидратов. Это лишь наиболее значимые т.н. «прорывные технологии», существенно увеличившие объем предложения газа на мировых рынках.

Однако уже во второй декаде XXI века прогнозные темпы прироста потребления газа снижаются. В первую очередь это касается развитых стран (ОЭСР), где газовые рынки вступили в период зрелости, а насыщенность газом достигла своих пределов. Дальнейший рост здесь теперь приобретает «инфляционный» характер, т.е. увеличивается за счет прироста промышленного производства и населения, но не перехода на газ потребителей других видов топлива.

Для отдельных стран и регионов прогноз потребления становится негативным. Это характерно, прежде всего для Европы и США, где наиболее активным образом реализуются проекты повышения энергоэффективности, политики ограничения выбросов парниковых газов в атмосферу и ускоренного перехода на возобновляемые источники энергии.

Помимо этого давление на спрос газа все больше и больше оказывают так называемые «подрывные технологии», из которых наиболее чувствительными являются: перевод автомобилей на электрическую тягу; технологии хранения электроэнергии (накопители); децентрализация энергетических систем и возможность использования возобновляемой энергии солнца и ветра в базовом режиме потребления; производство возобновляемого газа из биомассы или на основе электролиза.

Рисунок 1. Сценарии спроса долгосрочного на газ в Европе

Источник: CEPS, The future of gas in Europe, 2019

На Рисунке 1. Представлены 18 различных сценариев спроса на газ, выполненные восемью организациями в 2018-2019 гг. (Еврокомиссия, МЭА, Эквинор, Шелл, ВР, Триномикс, Европейская сеть операторов газотранспортных систем (ENTSOG), Еврогаз)/ Подавляющее их большинство демонстрируют устойчивое снижение спроса в период до 2050 г. Лишь некоторые из них (ENTSOG и оптимистичный сценарий Триномикс) показывают некоторый рост, который связывают с новыми направлениями использования газа (газомоторное топливо, способ хранения электроэнергии, «голубой водород» и т.п.) и новыми газовыми продуктами (биогаз, биометан, синтетический газ, водород, Hythane - Водотан¹⁷).

¹⁷ Смесь водорода и метана (обогащенный водородом метан). Название производное от Hydrogen+Methane = Hythane (Водород +Метан = Водотан)

Важно отметить, что эти продукты, с точки зрения физико-химических характеристик и потребительских свойств являются горючим газом. Соответственно, потенциальные объемы их производства учитываются в прогнозных балансах в составе природного газа, составляя конкуренцию и вытесняя с рынка традиционный природный газ, в том числе, СПГ и сланцевый газ. Таким образом, природный газ утрачивает свою уникальную роль и становится одним из многих «газообразных видов топлива», часть из которых производится на основе возобновляемых источников. Ожидается, что доля возобновляемого газа к 2050 г. вырастет до 272 млрд м³ для и обеспечит низкзатратную и свободную от CO₂ работу энергосистем, основанных на ВИЭ [Ecofys (2018)].

Стремительный рост нестабильных ВИЭ потребовал изменения подходов к базовой загрузке электростанций. Если традиционно под работой в базовом режиме предполагалась относительно равномерная (с поправкой на колебания гидроэлектроэнергии) выработка, для которой более всего подходили атомные, угольные и газовые станции. При этом удовлетворение пикового и полупикового спроса происходило за счет большей мобильности производства угольных и газовых станций. То сегодня в базовом режиме работают ВИЭ, производство которых неравномерно, т.к. зависит от природных условий (солнце, ветер). Однако не везде условия, (т.е. наличие эффективных бэк-ап мощностей) позволяют оперативно компенсировать перепады отпуска энергии от ВИЭ, поэтому наращивание их мощностей ограничено. Газ при этом является наиболее подходящим «резервным» топливом для ВИЭ, поэтому по мере развития парка ветрогенераторов и солнечных батарей его востребованность вряд ли уменьшится. [Телегина, Еремин, Тыртышова]

Рисунок 2. Источники генерации электроэнергии в Великобритании 13 декабря 2008-2019 гг.

Источник: составлено автором по материалам Drax Electric Insights

На рисунке 2 приведены источники выработки электроэнергии в Великобритании в один день -13 декабря – за 12 лет, с 2008 по 2019 гг. Очевидно, что экспансия ВИЭ (прежде всего, энергии ветра) началась с 2012 г. До этого доля ВИЭ в балансе электрогенерации была минимальной. А к 2019 г. она превысила 30 %. Заметной стала доля солнечной энергии и биомассы. Обращает внимание, основным вытесняемым топливом стал уголь. Доля газа несколько сократилась, но не так сильно. Предстоящий в ближайшее десятилетие вывод из эксплуатации части атомных электростанций освободит нишу не только для ВИЭ, но и для газа.

Возобновляемый газ и его интеграция в традиционную газовую производственную цепочку

По мере движения по пути декарбонизации, поддержание устойчивости энергетических систем потребует комплексного подхода, основанного на сочетании не только безопасных, надежных и доступных технологий, но и экологически чистых и социально приемлемых. Одна из таких технологий – это производство возобновляемого газа, который поступает из трех основных источников. Это

- *метановое брожение*: биологический метод, использующий продукцию сельского хозяйства и бытовые отходы для получения биогаза, которые после очистки приобретает термодинамические свойства, эквивалентные свойствам природного газа.
- *пирогазификация*: термохимический метод, в широком смысле, позволяющий производить синтетический газ из отходов и побочных продуктов лесной промышленности.
- *электролиз*: конверсия электроэнергии, производимой на базе ВИЭ в водород и синтетический метан (Power-to-gas).

В результате электролиза возможно непосредственное получение водорода, что закладывает основу для водородной энергетики. Сама технология состоит из двух стадий. Сначала под действием постоянного электрического тока вода разлагается на кислород и водород. Затем водород смешивается с диоксидом углерода. И с помощью специального процесса смесь в присутствии катализатора конвертируется в синтетический метан.

Полученный газ соответствует стандартам природного газа, может закачиваться в газовую трубу и транспортироваться непосредственно к потребителю по действующей газопроводной инфраструктуре. Сегодня данная технология из экспериментальной стадии переходит в опытное применение. По данным Оксфордского института энергетических исследований, количество опытно-промышленных установок по производству синтетического газа в Европе по состоянию на вторую половину 2018 г. превысило 100 единиц. Из них примерно 60 % ориентированы на производство водорода и 40 % - синтетического метана. [Lambert M.]

Водород рассматривается как важнейшая часть энергетической стратегии большинства развитых стран не только Европы и Америки, но и Азии. Страны АТР, наращивая усилия по расширению использования водорода, не только преследуют цели улучшения качества окружающей среды, но и цели ускорения экономического роста за счет широкого внедрения топливных элементов (Китай) и обеспечения энергетической безопасности за счет повышения эффективности, поддержки национальных отраслей промышленности (Япония).

Так, Япония приняла масштабную государственную программу по построению «водородного общества». В настоящее время идет расширение производства водорода и топливных элементов для автотранспорта и автономного энергоснабжения промышленных предприятий и домохозяйств. К 2030 г. планируется интеграция водорода в производственно-сбытовую цепочку газоснабжения, а к 2040 г. - создать синхронно функционирующую самостоятельную производственно-сбытовую цепочку водорода. В 2019 г. Япония ввела в строй первый специализированный морской танкер для перевозки водорода и приступила к его импорту из Австралии, где он производится по технологии электролиза.

Эксперты Navigant (2019) предвидят первоначальную важную роль в условиях энергоперехода «голубого» водорода, получаемого из природного газа. При этом они оставляют для него будущего и в после его завершения, т.е. после 2050 г., если в результате соответствующего сокращения издержек удастся эффективно внедрить системы улавливания и хранения углерода (Carbon Capture and Storage) для роста развивающегося рынка водорода, в том числе в новых областях применения.

На рисунке 3 приводится принципиальная схема интеграции возобновляемого газа, полученного на базе разных технологий, в традиционную газовую производственную цепочку.

Рисунок 3. Возобновляемый газ и технологии его производства: интеграция в традиционную газовую производственную цепочку

Источник: составлено автором

Учитывая, что технологии производства возобновляемого газа находятся на начальных этапах своего развития, оценки объемов его возможного производства существенно разнятся. Однако по данным исследования Ecfyfys от 2018 г. потенциал только биогаза, произведенного методом метанового брожения к 2050 г. в Европе может составить 63 млрд.куб.м., а пирогазификации – 35 млрд.куб.м., что соответствует примерно половине российского экспорта в 2019 г. Это без учета электролизного газа. Надо учитывать, что возобновляемый газ, несмотря на сохраняющуюся себестоимость его производства, географически приближен к потребителю. Практически повсеместно в Европе он будет поступать непосредственно в газораспределительную сеть, минуя сегмент магистрального газотранспорта.

Следует отметить, что рост производства и коммерциализации возобновляемого газа обеспечит заполняемость газотранспортных систем, роль которых сохранится в условиях энергетического перехода. Однако она не останется прежней. Вырастет значение газораспределительных сетей, к которым напрямую будут присоединяться источники возобновляемого газа. При этом снизится роль крупных магистральных трубопроводов, по которым осуществляется транспортировка традиционного природного газа, доля которого будет неизменно сокращаться. Однако и значение газораспределительных сетей не будет повсеместно одинаковым. В сельской местности их доходность будет снижаться. В городах и зонах с более плотным населением они, напротив, будут более востребованы в качестве систем снабжения резервных газовых электростанций. Таким образом, газ и его инфраструктура, синхронизированная с инфраструктурами электроснабжения, будут играть незаменимую роль в будущей декарбонизированной энергетической системе

Природный газ – это часть проблемы перехода к низкоуглеродной энергетике или часть ее решения?

Следуя глобальным экологическим трендам, большинство крупнейших стран мира, в первую очередь, имеющих в энергобалансе существенную долю импортного газа, ставят долгосрочные экологические цели, достижение которых требует решительного снижения либо полного исключения из ТЭБ доли углеводородного топлива, в т.ч. газа. Однако масштаб возникающих по пути перехода экономических, политических и социальных проблем, развитие технологий, снижающих издержки на производство и транспортировку газа, и расширяющих возможности его «чистого» использования (без углеродного следа) в

последнее время заставляют по иному оценить реалистичность и обоснованность поставленных целей и роль природного газа в их достижении. Например, в Германии – крупнейшей в Европе стране-потребителе и импортере природного газа, по инициативе Министерства экономики и энергетики в декабре 2018 г. был организован т.н. «Диалог по газу до 2030 г.». В нем приняли участие представители органов власти разных уровней, общественности и более крупных национальных 100 корпораций, перед которыми были поставлены вопросы относительно реальной потребности ФРГ в природном газе и способах ее удовлетворения; о возможной роли возобновляемого газа в достижении климатических целей; о позитивном международном опыте, который следует использовать, для повышения эффективности использования газа.

В октябре 2019 г. Министерством были подведены итоги этого диалога и опубликован соответствующий доклад, главным выводом которого стало подтверждение ключевой роли природного газа в условиях энергетического перехода и сохранение важной роли газообразного топлива в будущем. Среди других его важных результатов можно отметить.

- Переход от источников энергии с интенсивным выбросом CO₂ (уголь нефть) к природному газу – важный промежуточный этап декарбонизации;
- Долгосрочный энергобаланс в ФРГ не может быть сведен без присутствия газа – только за счет ВИЭ (объем выработки солнечной и ветровой электроэнергии не превышает 180 ТВт-ч при потребности в 2500 ТВт-ч);
- Ниша для использования газа расширится в связи с планируемым выводом из эксплуатации АЭС - в 2022 г. и угольных ТЭС – в 2038 г.;
- Электрификация всего транспорта, использующего газомоторное топливо невозможна и в обозримой перспективе не эффективна;
- Возможности использования газа в качестве газомоторного топлива расширяются в связи с ограничениями на использование нефтепродуктов на транспорте;
- Необходимо сохранить (по крайней мере до полной амортизации) существующую в Германии газовую инфраструктуру, являющуюся ключевым элементом энергобезопасности ФРГ и Европы;
- Биоэнергия должна стать основой производства газообразного топлива;
- Природный газ сохраняет свою значимость как сырье для производства «голубого» водорода. Необходимо усовершенствовать нормативную базу для закрепления соответствующего правового статуса нового энергетического продукта.
- Импорт газа будет продолжаться, однако предпочтение будет отдано углерод-нейтральному и / или не содержащему CO₂ ресурсу.

Хотя сегодня трудно однозначно сказать, какую роль сыграет природный газ в разных сценариях энергетического перехода, но можно с уверенностью утверждать, что в любом из них он может выступить как основное топливо переходного периода, как важный энергоноситель конечной низкоуглеродной энергетической модели. На это указывают следующие обстоятельства.

Газ пока не стал наиболее потребляемым энергоресурсом, хотя его доля неуклонно растет в последние годы. Суммарная доля нефти и угля в мировом балансе первичной энергии в 2018 г. составила 62 %, природного газа - 24 %, в возобновляемой энергии (без учета гидроэнергии) - всего лишь 4 %. Несмотря на активный рост ВИЭ, представляется мало вероятным, что к 2050 г. они смогут полностью заместить углеводородное топливо. При весьма агрессивном приросте 10 % ежегодно доля ВИЭ к 2050 г. может составить примерно 35 %, что совершенно недостаточно, для того, чтобы считать энергопереход совершившимся.

Газообразное топливо также является неотъемлемой частью энергетического перехода в долгосрочной перспективе для амбициозных климатических целей. Они могут быть достигнуты при ускоренном снижении доли угля и нефти при синхронном росте

потребления возобновляемой энергии и газа, особенно, если получат распространение стремительно развивающиеся технологии улавливания и хранения CO₂.

Рост доли газа поддержит использование природного газа в качестве сырья для производства водорода экологически нейтральным способом, например, пиролизом. Это развивающаяся технология разложения метана на водород и твердый углерод (сажу) без его выделения в атмосферу. В дальнейшем сажа может использоваться во многих технологических процессах. Природный газ сможет доказать, что он может быть не только «голубым», но и «зеленым»

В переходный период потенциал газа наилучшим образом может быть реализован в процессе

- интеграции с сектором электроэнергетики, прежде всего, – ВИЭ (формирование синхронизированных и децентрализованных энергетических систем);
- формирования сегмента электроэнергетики на базе топливных элементов (ключевой источник водорода), в том числе для автотранспорта;
- развития сегмента газомоторного топлива.

Целевые показатели при энергопереходе – неопределенны и подвижны. Это компромисс между требованиями климатических политик, технологических возможностей, емкостью рынка и ценовыми параметрами. Независимо от динамики перехода газ будет становиться одним из «газообразных» видов топлива. Это повлечет изменение направлений использования газа и бизнес-модели компаний, прежде всего для нынешних лидеров углеводородного века.

Важное значение для будущего использования природного газа и для производства «зеленого» водорода имеет разработка и широкомасштабное внедрение технологии улавливания и хранения углерода (Carbon Capture and Storage).

Газообразная энергия становится основой для объединения секторов в устойчивую энергетическую систему, в которой газ нужен не только как гибкий и надежный источник, но и как неотъемлемый компонент обеспечения диверсифицированного и устойчивого энергобаланса и важная часть перехода к декарбонизированной энергетической системе.

В виду вышесказанного можно с высокой долей уверенности утверждать, что природный газ – это часть решения проблем энергетического перехода. Он будет оставаться ключевым энергоносителем, по меньшей мере, до того, как получат повсеместное распространение промышленные хранилища электроэнергии, позволяющие обеспечивать эффективное регулирование мощности в энергетических системах.

Список использованной литературы

1. "Are we entering the Golden Age of Gas?", World Energy Outlook Special Report, IEA. - 131 p. Режим доступа: http://piketty.pse.ens.fr/files/capital21c/xls/RawDataFiles/WEO2011_GoldenAgeofGasReport.pdf (Дата обращения: 9.10.2018)
2. The future of gas in Europe: Review of recent studies on the future of gas. CEPS Report, No. 2019/03, August 2019. Режим доступа: https://www.ceps.eu/wp-content/uploads/2019/08/RR2019-03_Future-of-gas-in-Europe.pdf (Дата обращения: 24.11.2019)
3. Телегина Е.А., Еремин С.В., Тыртышова Д.О., Смена парадигмы мирового энергоснабжения: эволюция бизнес-моделей европейских энергетических компаний.// «Известия Санкт-Петербургского государственного экономического университета», 2018. - №3 (111) - С. 36 - 41
4. Drax Electric Insights// Электронный ресурс. Режим доступа: <https://electricinsights.co.uk/#/homepage?&k=4dtoiq> (Дата обращения: 13.12.2019)

5. Lambert M., «Power-to-Gas: Linking Electricity and Gas in a Decarbonising World?» [Электронный ресурс] OIES. October 2018. – 17 p. - Режим доступа: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2018/10/Power-to-Gas-Linking-Electricity-and-Gas-in-a-Decarbonising-World-Insight-39.pdf> (Дата обращения: 5.12.2019)
6. Ecofys (2018) "Gas for Climate: How gas can help to achieve the Paris Agreement target in an affordable way". – 55 p. Режим доступа: https://www.gasforclimate2050.eu/files/files/Ecofys_Gas_for_Climate_Feb2018.pdf (Дата обращения: 5.12.2019)
7. Navigant (2019) "Gas for Climate: The optimal role for gas in a net-zero emissions energy system". - 233 p. Режим доступа: [https://www.gasforclimate2050.eu/files/files/Navigant_Gas_for_Climate_The_optimal_role_for_gas_in_a_net zero emissions energy system March 2019.pdf](https://www.gasforclimate2050.eu/files/files/Navigant_Gas_for_Climate_The_optimal_role_for_gas_in_a_net_zero_emissions_energy_system_March_2019.pdf) (Дата обращения: 5.12.2019)
8. BP Statistical Review of World Energy 2019, London, BP. – 44 p.

Место природного газа в энергетической стратегии Германии до 2030 года

Энергетическая стратегия Германии имеет длительную историю развития. Первая энергетическая программа, предпосылкой создания которой послужил мировой энергетический кризис 1973 года, была утверждена правительством ФРГ в том же году. Для реализации первой энергетической программы был принят план мероприятий, направленных на упрочение энергетической безопасности страны:

- снижение доли импортных нефтепродуктов в энергетическом балансе страны с 55 % в 1973 году до 44 % к 1985 году;
- создание стратегических запасов нефти и нефтепродуктов;
- увеличение добычи угля;
- интенсивное развитие атомной энергетики;
- финансирование научных изысканий с целью повышения энергоэффективности экономики и развития энергетического сектора Германии.

Таким образом, начиная еще с первой энергетической программы, энергоэффективность заняла одну из ведущих позиций в экономике Германии.

Вторая редакция энергетической программы вышла в 1977 году, третья – в 1981 году. Необходимо отметить, что во второй редакции программы впервые было отмечено, что рост экономики возможен без одновременного роста потребления энергетических ресурсов.

Все три редакции энергетической программы основывались на принципах технологической надежности, экономической целесообразности и экологической безопасности.

Реализация плана мероприятий первой энергетической программы в ФРГ позволила снизить зависимость страны от поставок нефти, при этом потребление природного газа к 2007 году возросло вдвое. Основными поставщиками природного газа в ФРГ стали Норвегия, Нидерланды и СССР (потом Россия).

Энергетическая программа получила развитие в Энергетическом докладе 1986 года, основной акцент которого был сделан на проблемах развития атомной энергетики (после катастрофы в Чернобыле).

Новая редакция, получившая название «Энергетическая политика для объединенной Германии», была опубликована в 1991 году. Редакция основывалась на принятом в декабре 1990 году Законе ФРГ «О запитывании в государственные энергосети электроэнергии из возобновляемых источников». Именно этот закон считают отправной точкой, с которой начались широкомасштабные преобразования в энергетическом секторе Германии. Следующим знаковым документом стал Закон ФРГ «О приоритетном использовании энергии из возобновляемых источников» 2000 года. Закон определяет приоритет электроэнергии, полученной из возобновляемых источников энергии, перед электроэнергией, произведенной из традиционных энергоносителей, при поступлении в электросети, а также регулирует вопросы финансовой поддержки производителей электроэнергии из возобновляемых источников в виде субсидий из государственного бюджета по фиксированным тарифам в течение законодательно установленных периодов времени.

Новое видение энергетической политики Германии с учетом изменений в федеральном законодательстве нашло отражение в Энергетической концепции 2010 года. Концепция ориентировалась на следующие цели:

- снижение выбросов углекислого газа в атмосферу на 40 % к 2020 году и на 85 % к 2050 году;
- повышение энергоэффективности экономики на 2,3–2,5 % ежегодно;
- рост доли альтернативной энергетики в совокупном конечном объеме потребления энергии до 18 % к 2020 году и как минимум до 50 % к 2050 году.

Энергетическая концепция предусматривала продление сроков эксплуатации атомных электростанций для обеспечения энергетической безопасности страны.

Несмотря на то, что принципы надежности энергоснабжения, экономической целесообразности и минимизации воздействия на окружающую среду в Энергетической концепции были сохранены, приоритет был отдан экологической составляющей.

В 2011 году в Энергетическую концепцию было внесено обязательство о генерации к 2050 году 80 % электроэнергии из возобновляемых источников. Принятое обязательство должно обеспечить сокращение выбросов углекислого газа в атмосферу на 80–95 % от уровня 1990 года. Энергетическая концепция Германии стала частью европейского Энергетического поворота. Энергетический поворот в Германии предусматривает полный отказ от атомной энергетики (полное закрытие атомных станций до конца 2022 года) и декарбонизацию экономики.

В ноябре 2016 года федеральное правительство Германии утвердило План по защите климата – 2050, согласно которому страна сократит выбросы парниковых газов к 2030 году как минимум на 55 % по сравнению с 1990 годом, к 2040 году – не менее, чем на 70 %, к 2050 – не менее, чем на 80%. Реализация поставленных задач возможна за счет постепенного закрытия угольных станций (к 2038 году) и перехода на возобновляемые источники энергии.

Резюмируя результаты исторического экскурса в развитие энергетической стратегии Германии, стоит отметить, что на протяжении последних 50 лет энергетическая стратегия Германии развивалась исключительно активно, причем интерес к различным энергоресурсам на протяжении исследуемого периода менялся, в ряде случаев – кардинально (от увеличения добычи угля и интенсивного развития атомной энергетики в Первой энергетической программе 1973 года к постепенному закрытию атомных станций до 2022 года и угольных станций до 2038 года в действующей стратегии). Ключевым элементом в формировании энергетической стратегии Германии стало принятие в 2011 году концепции Энергетического поворота, т. н. «Energiewende». Были сформированы установочные цели по развитию новых возобновляемых источников энергии (НВИЭ) и снижению эмиссий загрязняющих веществ вплоть до 2020 года. Таким образом, энергетический сектор Германии ориентирован на финансовую поддержку и увеличение доли НВИЭ в энергобалансе страны на фоне постепенного закрытия атомных станций за период до 2022 года и угольных станций до 2038 года.

Несмотря на то, что природный газ является наиболее экологичным из всех природных углеводородных топлив, его положение в немецкой энергетической стратегии далеко не однозначно. В большинстве перечисленных стратегических документов, в том числе в действующей энергетической концепции 2010 года, природный газ практически не упомянут, что породило различные версии развития событий в данном секторе и высокую неопределённость прогнозов.

В конце 2019 года подошел к своему завершению «Газовый диалог 2030» (Газ - 2030), по результатам которого была принята Новая германская газовая стратегия. Очевидно, что выход подобного документа довольно сильно повлиял на расклад сил, так как явно продемонстрировал интерес немецкого правительства к газовому рынку. В самом документе было также уделено внимание последствиям отсутствия регулирования газового рынка на предыдущем этапе.

Чтобы оценить, какое влияние может оказать Новая газовая стратегия на газовый сектор Германии, стоит проанализировать его текущее состояние. Структура энергобаланса Германии (Рис.1) и изменения структуры спроса на первичную энергию за период 2007-2018 гг. (Табл. 1) отражают тенденции в энергетической стратегии страны: явно продемонстрировано снижение доли угля, нефти, атомной энергии и рост доли НВИЭ и природного газа.

Рисунок 1. Структура энергобаланса Германии

Источник: составлено автором по данным BP Statistical Review of World Energy, 2019

Таблица 1.

Изменение структуры спроса на первичную энергию в Германии

Источник первичной энергии	2007 год	2018 год	Изменение
Природный газ	23,0%	23,5%	+2,2%
Нефть	35,3%	34,9%	-1,1%
Уголь	26,1%	20,5%	-21,5%
АЭС	9,6%	5,3%	-44,8%
НВИЭ	4,6%	14,6%	+217,4%
Гидроэнергетика	1,4%	1,2%	-14,3%

Источник: составлено автором по данным BP Statistical Review of World Energy, 2018, 2019

Динамика и структура спроса на первичную энергию остаются ключевыми факторами для прогнозирования доли рынка газа в среднесрочной перспективе.

На текущий момент благодаря реализации концепции «Energiewende» общее потребление первичной энергии в Германии продолжает снижаться. Спрос на первичную энергию в Германии в 2018 году снизился на 3% по сравнению с предыдущим годом (в Евросоюзе снижение отмечено на уровне 0,5%). На фоне реализации программы повышения энергоэффективности продолжает усиливаться межтопливная конкуренция.

Стоит отметить, что острота межтопливной конкуренции не в полной мере определяется условиями рынка. Приоритет поступления энергии, полученной из НВИЭ, в сети согласно Закона ФРГ «О приоритетном использовании энергии из возобновляемых источников» (2000 г.) нарушает принципы рыночной экономики. Ярким примером служит солнечная энергетика, которая дотируется Германией особенно щедро. Электроэнергия, произведенная солнечными генераторами в условиях финансовой поддержки и приоритетного использования, становится особо привлекательным для потребителя из-за выгодной цены. В результате происходит вытеснение с рынка электростанций, работающих на традиционных энергоносителях, особенно на природном газе (например, закрытие в 2016 году новой газовой электростанции в Иршинге, Бавария стоимостью полмиллиарда евро из-за нерентабельности). При этом из-за дешевизны угля угольные электростанции становятся

весьма конкурентоспособными, несмотря на планы вывода угольных станций из эксплуатации. Тем самым нарушаются основные принципы политики декарбонизации.

Аналитические исследования, проведенные Федеральным министерством экономики и труда ФРГ, критически оценили предоставление привилегий альтернативной энергетике и связанным с ней отраслям промышленности. По мнению аналитиков такой подход, искажает основы рыночной экономики и негативно влияет на процесс принятия решений потребителями. В перспективе это чревато перекосами в технологическом развитии и экономически необоснованным перетоком финансовых средств в нежизнеспособные секторы экономики.

Доля природного газа в энергогенерации Германии (Рис.2) увеличилась с 2002 г. по 2019 г. на 32,5% (данные на декабрь 2019г.), но по сравнению с максимальной генерацией в 2008 г. снизилась на 20,8%.

Рисунок 2. Природный газ в энергогенерации Германии, TWh

Источник : Fraunhofer ISE

Доля НВИЭ в энергогенерации Германии (рис. 3) увеличилась за тот же период с 2002 г. по 2019 г. (данные на декабрь 2019г.) на колоссальные 428%. В условиях сохранения субсидирования рост доли НВИЭ в среднесрочном периоде будет продолжаться, в масштабах роста эксперты расходятся.

На текущий момент существует множество прогнозов о развитии газового сектора Германии. Их можно условно разделить на три подтипа (Рис.4):

1. Консервативный сценарий, предполагающий умеренное замедление роста доли НВИЭ и стабильное развитие рынка газа вплоть до 2040 года;

Рисунок 3. Доля НВИЭ в энергогенерации Германии, %

Источник : Fraunhofer ISE

2. Инновационный сценарий, который подразумевает ускоренное совершенствование и развитие технологий в области НВИЭ и также развитие водородных технологий, которые могут заменить традиционный газ в рамках данного сценария.

3. Сценарий «Энергопереход», который предполагает усиление политики декарбонизации вплоть до отказа от всех ископаемых топлив, что может крайне негативно сказаться на рынке природного газа.

Рисунок 4. Прогноз потребления природного газа в Германии до 2040 г.

Источник: Составлено автором по материалам «Прогноз развития энергетики мира и России, 2019», ИЭИ РАН ; Центр энергетики МШУ СКОЛКОВО.

Можно выделить целую группу факторов, которые могут оказать как положительное, так и отрицательное влияние на газовый сектор Германии на данном этапе развития. В первую очередь нас интересует возможности заполнить освободившиеся мощности после вывода из энергобаланса атомной генерации и угля.

Основные положительные факторы для природного газа выглядят следующим образом:

- Отказ от атомной энергии и угля может создать пространство для роста доли природного газа в топливно-энергетическом балансе;
- Для обеспечения энергетической безопасности страны и необходим надежный энергетический ресурс с постоянной генерацией для промышленного сектора, которым с учетом «углеродного следа» может быть только природный газ;
- На случай пиковых температур и экстренных ситуаций необходим энергетический стабилизатор, которым на текущий момент является природный газ и может таким оставаться на будущие периоды;
- Наличие потенциально богатого транспортного рынка, который требует углеводородных топлив, наиболее экологичным источником которых может являться природный газ.
- Для немецкой и европейской энергетической безопасности в среднесрочной и долгосрочной перспективе газовая инфраструктура Германии имеет существенное значение, так как Германия как центр поставок и транзита газа в Европу, играет значимую роль в диверсификации маршрутов поставок и источников энергосырья для своих европейских соседей.

Основными негативными факторами для развития рынка природного газа являются:

- Основной поток инвестиций энергетического сектора направлен на развитие НВИЭ;
- Доля НВИЭ проектов в Германии продолжает существенно увеличиваться;
- Политика в области энергоэффективности приводит к сокращению потребления первичной энергии и обострению межтопливной конкуренции;
- Инфраструктурные проблемы, возникающие в результате обеспечения энергетического целевого треугольника (безопасность поставок, доступность, защита климата), для решения которых необходимо комплексное инфраструктурное планирование с целью модернизации газовой инфраструктуры (однако в этом негативном факторе можно найти и положительный аспект - эффективное планирование, финансирование и эксплуатация энергетических сетей позволяют задействовать потенциал интеграции текущей газовой сети, с новыми технологиями включая Power-To-Gas и водородными технологиями).
- Требования Еврокомиссии (в рамках Третьего энергопакета заявлены требования о необходимости борьбы с монополией на газовом рынке и о необходимости диверсификации поставщиков и источников энергии).

Очевидно, что основным сдерживающим фактором для природного газа в условиях отказа от атомной и угольной генерации в Германии остается стремительный рост сектора НВИЭ, но в то же время данная тенденция может рассматриваться как причина сохранения газа в энергобалансе в качестве балансирующего и стабилизирующего элемента, обеспечивающего условия обеспечения надежности энергоснабжения и снижения негативного воздействия на окружающую среду. Большинство экспертов сходятся во

мнении, что разумное сочетание НВИЭ и природного газа в энергобалансе Германии может привести к синергетическому эффекту.

Все вышеуказанные мнения экспертов нашли отражение в Газовом диалоге 2030, на основе консолидации экспертных мнений были сформулированы следующие основные выводы:

- Текущее конечное потребление энергии в Германии составляет 2500 ТВт/ч в год, а выработка энергии ветровыми и солнечными станциями – лишь 180 ТВт/ч в год, заполнить этот разрыв только за счет производства электричества из возобновляемых источников не представляется возможным;
- Природный газ может стать гарантом обеспечения энергетической безопасности Германии;
- Существующая газовая инфраструктура должна развиваться, чтобы иметь возможность использовать диверсифицированные источники получения энергии и маршруты для трубопроводного газа и СПГ;
- Природный газ может рассматриваться как переходная технология на пути к водородной энергетике;
- Немецкая промышленность производит ежегодно около 3 ТВт водорода с помощью процесса электролиза, обладая значительным опытом в производстве, безопасном обращении и использовании водорода, что имеет большое значение для будущего использования водорода в рамках международной энергетической конкуренции;
- Существующая газовая инфраструктура может быть адаптирована для увеличения потребления водорода в будущем;
- Федеральное министерство экономики и энергетики (BMWi) вместе с другими заинтересованными ведомствами приступили к работе над Национальной водородной стратегией (NSW).

При разработке Национальной водородной стратегии будет учтен опыт Германии в области получения и хранения водорода: производство водорода методом электролиза с использованием НВИЭ, производство водорода в результате паровой конверсии метана, производство водорода в результате паровой конверсии метана с разделением и хранением углекислого газа (CCS) и создание комплекса по улавливанию CO₂, и др. Кроме того, альтернативные методы производства водорода, все еще находящиеся на стадии исследований и разработок, такие как пиролиз метана, могут в будущем внести важный вклад в декарбонизацию. На сегодняшний момент водородная энергетика рассматривается как способ наиболее эффективного использования имеющихся источников энергии.

В настоящее время, согласно действующим правилам в газовую сеть в основном могут быть добавлено до десяти процентов водорода. В то время как газопроводы обычно переносят более высокие уровни водорода, некоторые компоненты сети, подземные хранилища, а также отдельные устройства и установки сталкиваются с серьезными техническими проблемами при превышении указанной нормы водорода. В частности, в промышленности даже незначительные колебания качества газа могут негативно повлиять или повредить чувствительным процессам. Таким образом, для Германии и других европейских стран становится очень важным совершенствовать газовую инфраструктуру для ее адаптации к водороду.

По оценкам МЭА, себестоимость производства водорода из природного газа составляет \$1,5–3,5 за 1 кг. Себестоимость килограмма водорода, полученного с помощью ВИЭ, выше — \$2–6. В Китае она самая низкая, а в Японии самая высокая. В то же время расходы на генерацию посредством ВИЭ сокращаются с каждым годом. По прогнозу МЭА, в 2030 году расходы на производство водорода снизятся на 30%. Эксперты Bloomberg в исследовании New energy outlook 2019 прогнозируют, что к 2030 году себестоимость

производства водорода из ветряной или солнечной энергии может сократиться до \$1,4 за 1 кг, а к 2050 году — до \$0,8. Однако одновременно дешевеет и природный газ.

По оценкам Hydrogen Council, переход мировой экономики на водород как основной энергоресурс потребует ежегодных суммарных инвестиций в размере \$20–25 млрд по всему миру.

Заключение

Германия в долгосрочной перспективе будет оставаться импортером энергоресурсов, при выборе учитывая их углеродный след и потенциальное воздействие на окружающую среду.

Федеральное правительство в своей Энергетической концепции 2010/2011 сознательно отказалось от принятия решения о том, какие ископаемые энергоносители в будущем должны внести свой вклад в энергообеспечение Германии. Однако по результатам Газового диалога «Газ 2030» Министерство экономики и энергетики ФРГ готово продолжать диалог с заинтересованными сторонами с целью трансформации газовой индустрии для обеспечения энергетической безопасности страны.

Природный газ имеет хорошие возможности для сохранения и укрепления своих позиций в энергобалансе Германии как наиболее экологичное из ископаемых видов топлив, по крайней мере, в кратко- и среднесрочной перспективе. На текущий момент можно с уверенностью утверждать, что доля НВИЭ в энергобалансе Европы будет расти и вскоре достигнет 50%. Для поддержания надежности энергетического комплекса и получения синергетического эффекта необходимо добавление к НВИЭ стабилизирующего элемента с постоянной генерацией. Таким элементом должен стать газообразный энергоноситель, однако в то время как природный газ вызывает сомнения у ряда экспертов – сторонников жесткого сценария «Энергоперехода», водород может стать вариантом, который устроит всех участников рынка.

Водородная энергетика рассматривается в Германии как энергетика будущего, перспективы развития которой будут детализированы в разрабатываемой Федеральным министерством экономики и энергетики Национальной водородной стратегии.

Список использованной литературы

1. Газовый Диалог 2030 /Dialogprozess Gas 2030 – Erste Bilanz [Электронный ресурс] - Режим доступа: URL: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/C-D/dialogprozess-gas-2030-erste-bilanz.pdf?__blob=publicationFile&v=4
2. Информационный портал [Электронный ресурс] - Режим доступа: URL: germania-online.diplo.de
3. «Прогноз развития энергетики мира и России, 2019», ИЭИ РАН ; Центр энергетики МШУ СКОЛКОВО [Электронный ресурс] - Режим доступа: URL: https://energy.skolkovo.ru/downloads/documents/SEneC/Research/SKOLKOVO_EneC_Forecast_2019_Rus.pdf
4. Реабилитация газа в Германии [Электронный ресурс] - Режим доступа: URL: <https://finance.rambler.ru/economics/43304546-reabilitatsiya-gaza-v-germanii/?updated>
5. Сумин А. М. Энергетическая политика современной Германии: тенденции, проблемы, перспективы /А. М. Сумин — М.: «Газоил пресс», 2017. – 135 с.

6. BP Statistical Review of World Energy, 2019 [Электронный ресурс] - Режим доступа: URL: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2019-full-report.pdf>
7. BP Statistical Review of World Energy, 2018 [Электронный ресурс] - Режим доступа: URL: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/news-and-insights/speeches/bp-statistical-review-of-world-energy-2018.pdf>
8. Fraunhofer ISE [Электронный ресурс] - Режим доступа: URL: <https://www.ise.fraunhofer.de/>

Шуркалин А.К., Полаева Г.Б.

Усиление конкуренции на европейском рынке природного газа

Европейский энергетический рынок является весьма устойчивым и привлекательным. Привлекательность европейского рынка определяется растущим экономическим потенциалом стран, которые объединены в Европейский Союз (ЕС). Практически европейские страны рассматриваются как чистые импортеры, которые лишены сколь-нибудь значительных собственных запасов углеводородного сырья, особенно природного газа.

В течение многих десятилетий Европа пользуется импортными поставками природного газа из СССР (70-80-е годы XX в.) и теперь из России. Экспорт природного газа в европейском направлении сопровождается формированием эффективной газотранспортной инфраструктуры, среди которой отметим газопровод Ямал-Европа, протяженностью в 5800 км. Его сырьевой базой являются газовые месторождения полуострова Ямал. Проектная мощность трубопровода была достигнута в 2006 г. в 33 млрд м³ в год. Газопровод «Северный поток», введенный в эксплуатацию в 2012 г. мощностью 27,5 млрд м³ газа в год. Маршрут газопровода проходит по дну Балтийского моря, в обход транзитных территорий, напрямую от г. Выборга до германского города Грайфсвальд. Его протяженность составляет 1189 км. В начале 2020 г. будет введен в строй газопровод «Северный поток – 2». Его мощность составляет более 55 млрд м³ в год. Ввод в эксплуатацию обусловит усиление позиций России как основного поставщика на европейский рынок.

В течение 2000-2019 гг. поставки в Европу российского газа росли постоянно: с 130 млрд м³ до 200 млрд м³. Доля России как поставщика природного газа в европейские страны достигла 34%. Безусловно эти данные подтверждают положение о том, что поставки газа из России в Европу составляют определяющую часть объема импорта природного газа в Европу. Поставки газа из Норвегии несколько больше 20%, из Катара поставки сжиженного природного газа (СПГ) – 13-14%, поставки из Алжира как трубопроводного, так и сжиженного газа вместе не превышают 12%.

То положение, которое сложилось на европейских энергетических рынках в первые полтора десятилетия XX в. характеризовались в целом как весьма благоприятное по отношению к российским компаниям. В последние годы наметились существенные перемены, которые меняют ситуацию с точки зрения интересов российских энергетических компаний как поставщиков природного газа не в лучшую сторону.

Во-первых, в последние годы качественно изменилась энергетика как отрасль и как поставщик основного производственного ресурса для всех отраслей производства. Как известно, сегодня общемировой тренд развития мировой энергетики - обеспечить ее менее углеродное содержание. Серьезный акцент делается, особенно в Европе, на использование возобновляемых источников энергии (ВИЭ). Европа делает упор на экономное использование углеводородного сырья. Все это подтверждает мнение специалистов Международного энергетического агентства (МЭА) о том, что в ближайшие годы спрос на газ будет снижаться. К 2023 г. ежегодное потребление газа снизится не менее чем на 10 млрд м³ [7]. Но есть и другие мнения. Аналитики Аналитического центра Правительства РФ считают, что спрос на природный газ в Европе будет расти. К 2025 г. он составит примерно на 15%.

Безусловно, российские специалисты здесь сторона заинтересованная. Россия как крупнейший поставщик газа в Европу желала бы, чтобы спрос на газ постоянно возрастал. Но что думают по этому поводу сами европейцы? Некоторые европейские специалисты считают, что падения спроса на природный газ в ближайшие 5-7 лет не будет. Европейская энергетика повсеместно отказывается от использования угля, а также некоторые европейские страны (Германия, Бельгия, Дания) отказываются от использования атомной энергии. Такой отказ вряд ли может полностью компенсироваться ВИЭ, поэтому использование природного

газа закроет образовавшуюся брешь в энергобалансе. Тем более, что среди углеводородов газ считается более «чистым» источником энергии.

Но есть факторы, тормозящие рост спроса на природный газ. Это обязательства европейских стран по Парижскому соглашению о климате 2015 г. по сокращению выбросов в атмосферу парниковых газов. С точки зрения борьбы с вредными выбросами Европа идет впереди планеты всей. Уже действующие законодательные нормы и вновь принимаемые серьезно сдерживают рост использования углеводородных источников энергии.

Во-вторых, существенно изменилась расстановка сил на мировых энергетических рынках. Появился крупный и весьма значительный поставщик нефти и газа – США, которые сейчас являются абсолютными мировыми лидерами по производству нефти и газа. Если раньше диспозиция США на мировых энергетических рынках представлялась главным образом со стороны спроса, то теперь – со стороны предложения. Американцы намереваются стать лидерами по поставкам углеводородов на мировой рынок, вытесняя страны Ближнего и Среднего Востока, а также Россию.

В последние годы США предприняли многочисленные усилия для утверждения на европейском энергетическом рынке. Главные усилия были представлены политическим давлением на европейских партнеров, которые, по мнению американской стороны, должны «сократить свою зависимость» от поставок российского газа в Европу. В прессе достаточное освещение получили меры администрации США, направленные на срыв строительства газопровода «Северный поток-2». Американцы не уставали повторять, что строительство «Северного потока-2» несет новую угрозу для Европы. Американская администрация стремилась создать союз ряда европейских государств, которые открыто бы выступили против строительства. В их числе оказались прибалтийские государства, Польша, Дания и Швеция. Все те, кто активно поддерживал любые американские внешнеполитические инициативы. Но реальной помехи строительству газопровода организовать не удалось. Серьезной пропагандистской обработке подвергались германские компании – участники строительства газопровода. Но Германия держится уверенно, поскольку она является самой заинтересованной стороной в деле сооружения «Северного потока-2».

Долгое время Дания не давала разрешение на работы по прокладке трубопровода по ее морской территории в районе острова Барнхольм. Но в начале ноября 2019 такое разрешение было получено. Теперь ничто не мешает полностью соорудить газопровод и ввести его в практическую эксплуатацию в начале 2020 г. Но США продолжают создавать помехи на пути европейских компаний-участников строительства «Северного потока-2». Сенат США объявил о введении санкций в 2020 г. против компаний, участвующих в строительстве газопровода. Конкретно санкции были обращены к швейцарско-голландской компании Allseas, которая занималась укладкой труб на последнем участке газопровода. Окрик из Вашингтона напугал компанию, которая в течение двух дней свернула свои работы.

Отмеченные внешнеполитические усилия американского правительства направлены на укрепление экономических позиций США как поставщика природного газа в Европу. Экономические позиции США не выглядят убедительно по сравнению с позицией России. Американские компании поставляют в Европу СПГ, который по цене выше примерно на 30%, чем трубопроводный газ, поставляемый из России [8]. В 2016 г. поставки американского СПГ в Европу составили в объемных величинах менее 2 млрд м³, то в 2019 г. – более 4,5 млрд м³ [4]. Эти данные показывают, что в ближайшие 3-4 года США вряд ли составят серьезную конкуренцию российскому трубопроводному газу. Но перспектива после 2025 г. оценивается для России не так уж радужно. К 2025 г. в США должны быть введены 3 крупные мощности по производству СПГ. Это значительно расширит возможности поставок в Европу. Американские компании поставили перед собой амбициозную задачу – превзойти Катар, основного экспортера в мире СПГ после 2025 г. Имея в виду тот опыт, который накопили американские энергетические компании по резкому наращиванию добычи

природного газа из сланцевых пород и стремительному сокращению себестоимости поставляемого газа, отмеченная перспектива может рассматриваться как вполне реальная. Тем более, что США настраивают европейских партнеров на необходимость ускоренного строительства инфраструктуры для приема сжиженного газа. Есть конкретные планы по строительству новых терминалов для СПГ в германских городах Брунсбюттеле, Штаде и Вильгельмсхафене [4]. Сжиженный газ постепенно вытесняет трубопроводный. Этот факт подтверждает ряд зарубежных специалистов, которые прогнозируют, что в общемировом объеме экспорта природного газа доля СПГ после 2035 г. превысит 52%.

В-третьих, на усиление конкуренции на европейском газовом рынке влияют меры по совершенствованию управления и регулирования отношений между его участниками. Европа более 20 лет живет под знаком Европейской энергетической Хартии – специального документа, который сформировал принципы единой энергетической политики для стран, входящих в ЕС. Особое значение имеют положения т.н. Третьего энергетического пакета правил участников европейского энергетического рынка. Они направлены на формирование открытого интегрированного энергетического пространства стран Европы. Выдвинутая линия развития европейского энергетического рынка предполагает высокий уровень конкуренции за счет деконцентрации рынка, формирование единой ценовой политики, стремление к использованию текущей конкурентной цены.

Всем понятно, что страны, входящие в интеграционную группировку ЕС, должны развивать и совершенствовать свои принципы регулирования и свою энергетическую политику. Такая политика направлена на обеспечение единства интересов ЕС и направлена против участников (поставщиков), которые претендуют на монопольное господство на рынке. Конечно, это объективно направлено против компании «Газпром» как основного поставщика газа на европейский рынок. Все эти условия сузили возможности наращивания объема экспорта «Газпромом». Кроме того, за последние 2 года снизились цены примерно на 20%. Тем самым сократились и экспортные доходы «Газпрома».

Положения действующей энергетической политики ЕС заставляют потребителей газа диверсифицировать свои закупки у разных поставщиков так, чтобы ослаблять зависимость от отдельных поставщиков. Они направлены объективно против позиций российских поставщиков.

Проводя политику диверсификации поставщиков природного газа в Европе, руководство ЕС прилагает огромные усилия. В нынешних условиях, как было уже заявлено, поставки СПГ из США оцениваются как мало эффективные, поскольку по цене они выше поставок российского трубопроводного газа на 25-30%. Тем не менее руководство ЕС рекомендует странам использовать поставки американского СПГ. Для этого в ряде европейских стран развернулось строительство терминалов по приему СПГ. В большей степени это касается Польши, прибалтийских государств, Швеции, а также Греции, Испании и Италии. Американские компании предоставили Евросоюзу кредит в 1 млрд долл. на период 2019-2023 г. для строительства объектов инфраструктуры для приема СПГ из США. Как справедливо отметил С. В. Еремин, интеграция европейских рынков газа, реализуемая в рамках соответствующей целевой модели, создает большие неопределенности и риски для будущих поставок российского газа в Европу и ограничивает расширение взаимовыгодного сотрудничества в газовой сфере [10].

Наряду с российским «Газпромом» важным поставщиком природного газа в Европу является Алжир, который поставляет трубопроводный газ и СПГ. В 2018 г. объем поставок составил 48,4 млрд м³, Иран – 8 млрд м³. Крупнейшим после «Газпрома» поставщиком газа является Норвегия – 130,5 млрд м³ в 2018 г. За 2018 год объем потребления газа в Европе снизился на 38%, составив 549,5 млрд м³. В этих условиях «Газпрому» удалось увеличить общий объем поставок природного газа в Европу почти на 4%, доведя его до 201,8 млрд м³. На этом фоне другие поставщики природного газа в Европу снизили объемы своих поставок. Приведенные данные, однако, не могут свидетельствовать о том, что позиции «Газпрома»

как основного поставщика незыблемы. Отметим, что энергетическая политика ЕС нацелена на то, чтобы вытеснить «Газпром» с позиции лидера. Вместе с тем другие поставщики – конкуренты тоже не дремлют и стремятся укрепить свои конкурентные позиции. Обратим внимание на потенциальные возможности Катар, являющегося крупнейшим в мире. Очень скромно выглядят позиции Ирана, страны, где находятся крупнейшие в мире запасы природного газа. Эти скромные позиции (8 млрд м³ поставок в год) обусловлены действиями санкций против этой страны. С отменой санкций Иран может превратиться в очень крупного поставщика природного газа в Европу.

В-четвертых, когда мы говорим о европейском газовом рынке, то основное внимание обычно сосредотачивается на Германии, северных странах, Франции, Польши, Италии. Меньше говорят о странах юго-восточной части Европы (Болгария, Венгрия, Румыния, Греция, Чехия, Словакия, балканские государства). Эти страны также получают российский газ, но по другим транспортным системам. Отметим, что указанные страны в прошлом практически полностью обеспечивали свои энергетические потребности за счет поставок из СССР.

В современных условиях указанные страны, рассматривают Российскую Федерацию как основного экспортера энергоносителей. Доля российского газа в общем объеме газопотребления в Болгарии и Словакии – почти 100%, в Венгрии – 71%, в Словении – 67%, в Польше – 55%, в Чехии – 45%. Экспорт природного газа в эти страны осуществляется, в основном, по тем же газотранспортным системам, что и страны Западной Европы. Руководство Евросоюза считает, что страны Юго-Восточной Европы в большей мере, чем Западной Европы зависят от России как основного поставщика. Это стратегически не устраивает ЕС, который всеми силами стремится ослабить зависимость в энергопоставках от России. Поэтому ЕС вынашивал планы создания Южного газового коридора, который давал возможность более прямыми маршрутами обеспечить импорт природного газа от нероссийских поставщиков. В качестве потенциальных конкурентов России рассматривались: Азербайджан, Иран и Туркмения. Таким образом, на юго-востоке ЕС не менее жесткая конкурентная борьба за контроль над импортными поставками природного газа. С одной стороны, здесь позиции «Газпрома» в целом выглядят посильнее, чем на Западе, с другой стороны ЕС ведет энергичные поиски альтернатив по данному направлению поставкам российского газа.

В настоящее время обе стороны предпринимают усилия для продвижения своих предложений. Руководству ЕС с большим трудом удалось реализовать на практике идею создания Южного газового коридора. Отметим сразу, что усилия ЕС не оказали серьезного воздействия на позиции российской стороны. Если сравнить с тем, что изменилось в позиции России в связи с появлением конкуренции азербайджанского газа на европейском рынке, то можно сказать, что очень немного. Господствующие позиции российского газа, обеспечивающие страны Юго-Восточной Европы практически полностью сохранились. Если в 2010 г., например, доля российского газа в объеме европейского газового импорта для указанных стран составляла 72%, то в 2018 г. – она составила 69%. То есть по большому счету мало, что изменилось.

Система Южного газового коридора включает в себя несколько газопроводов. Самым мощным и разрекламированным является газопровод «Набукко». Его протяженность 3300 км. Он связывает месторождения прикаспийских стран (Азербайджана и Туркмении) с европейскими потребителями в Германии и Австрии. Проект заработал в 2014 г. Его проектная мощность 30-32 млрд м³ газа в год. Газопровод «Набукко» с самого начала формировался как антироссийский проект, дающий возможность осуществлять поставки природного газа в Европу в обход России [12]. На деле «Набукко» не смог заработать на полную мощность, поскольку азербайджанского газа не хватило для того, чтобы заполнить трубу. Туркмения не поставляла свой газ в Европу, поскольку не смогла договориться с властями Азербайджана по поводу условий поставок. Серьезным препятствием здесь были

несогласованные условия добычи и транспортировки газа странами каспийского региона (Азербайджан, Казахстан, Россия, Туркмения и Иран). Лишь только в августе 2018 г. этим странам удалось прийти к согласию и принять приемлемые для всех условия возможной добычи и транспортировки углеводородов по дну Каспийского моря.

В Южный газовый коридор входит Южно-Кавказский трубопровод, который снабжает азербайджанским газом в обход России Грузию и Турцию, действующий с 2006 г. Но его мощность составляет 7-8 млрд м³ в год. Тем самым можно говорить, что отмеченные альтернативы не создали серьезную конкуренцию поставкам газа из России. Но Южный газовый коридор европейские потребители стремятся расширить строительством Трансанатолийского и Трансадриатического трубопроводов. Основное поступление добываемого газа в указанные транспортные артерии осуществляется с крупнейшего в Азербайджане газового месторождения Шах-Дениз-2. По оценке болгарского экономиста П. Петрова, на указанном месторождении добыча природного газа к середине 2020-х годов составит 16 млрд куб. м в год, из которых 6 млрд куб. м уже законтрактованы для продажи Турции, 10 млрд м³ будут поставлены по Трансадриатическому трубопроводу в Албанию, Болгарию, Грецию и Италию [13].

На юго-восточном направлении европейского газового рынка конкурентная борьба шла достаточно ожесточенно. В целом попытки уменьшить поставки природного газа из России не увенчались успехом. Россия предложила свои альтернативы. Одна из них газопровод «Южный поток», который был введен в строй усилиями «Газпрома» при сотрудничестве с компаниями Италии, Франции, Германии и Болгарии. Но в связи с ухудшением отношений России и ЕС работы по его эксплуатации были заморожены. Но в 2015 г. Россия начала строительство «Турецкого потока», который сооружался при непосредственной заинтересованности Турции. Его мощность 31,5 млрд м³ газа в год. Газопровод проложен по дну Черного моря и затем по территории Турции. По нему с января 2020 г. газ начнет поступать Турцию, а затем по Трансадриатическому трубопроводу в Грецию, Болгарию и Италию.

Пока конкуренция со стороны противников России невысока. «Газпром» удерживает позиции лидирующего поставщика природного газа на юго-восточном направлении европейского энергетического рынка. Безусловно, Азербайджану трудно конкурировать с Россией. Эта конкуренция потенциально может быть значительной, если в качестве поставщика подключится Иран, владеющий крупнейшими запасами природного газа в мире. Но известно, что против Ирана действуют жесткие санкции и поэтому иранский газ нескоро появится на европейском рынке.

В-пятых, важным условием, влияющим на степень конкуренции на европейском рынке природного газа, является столкновение поставок трубопроводного газа и СПГ. Кроме того, что СПГ поставляется в Европу Катаром, Алжиром, Нигерией, растут поставки ... российского СПГ, который поставляет компания НОВАТЭК. СПГ поставляется с недавно построенного комплекса по сжижению газа «Ямал СПГ». Его мощность в первой половине 2019 г. достигла 9 млн. т. У ямальского СПГ низкая себестоимость за счет низких затрат на сжижение и почти полного отсутствия налоговых выплат [4]. Налицо конкуренция двух поставщиков газа из России, что само по себе негативно влияет на позиции обеих российских компаний.

Первые трудности стал испытывать «Газпром», когда по итогам двух первых месяцев 2019 г. его поставки сократились на 8,2%. В среде специалистов нет единого мнения о причинах сложившегося положения. Кто-то считает, что это прямое следствие роста поставок СПГ «НОВАТЭК». Другие считают, что лишь проявления перемен в рыночных условиях поставок из-за теплой зимы в Европе [4]. Все-таки следует признать, что явление конкуренции двух российских компаний на европейском рынке имеет место быть. Конкурентное наступление НОВАТЭК продолжилось в течение всего 2019 г. За первое полугодие 2019 г. поставки превысили 9,5 млрд м³, что гораздо больше многократно

увеличенных поставок СПГ из США (7,1 млрд м³). При этом за первое полугодие 2019 г. поставки «Газпрома» сократились на 8% в целом. А по отдельным странам: в Германию - на 8,8%, в Турцию – на 36%, в Польшу – на 28,3%¹⁸.

В инвестиционную программу своего развития на 2019-2022 гг. «Газпром» заложил создание мощностей по сжижению газа. Руководство компании поняло, что СПГ – это будущее мирового газового рынка. Поэтому здесь нельзя отставать. Мощный рывок НОВАТЭК обусловил в середине 2018 г. превосходство НОВАТЭК над «Газпромом» по капитализации – 3,491 трлн руб. против 3,490 трлн руб.¹⁹

Руководителям компаний совместно с Министерством энергетики РФ следует серьезно подумать, как будут действовать российские компании на европейском рынке. Прежде всего необходима разработка мер, которые дали бы возможность не конкурировать, а координировать действия компаний.

Список использованной литературы

1. BP Statistical Review of World Energy. 2018.
2. Шуркалин А.К., Огурцов С.А. Перспективы экспорта природного газа из России в Европу //Экономика и управление: проблемы, решения. - Том 1. - № 2.
3. Мировые рынки природного газа: ужесточение конкуренции. Под ред. С.В. Жукова. – М.: ИМЭМО РАН, 2017.
4. Кормаков А. Сжиженный газ из РФ проник в Европу через «американские» терминалы //Независимая газета. 23 июня 2019.
5. Никифоров О. Отечественный газ в Европе: аргументы «за» и «против» //НГ-Энергия. Приложение к газете «Независимая газета». 11 июня 2019.
6. Сергеев М. Газовый рынок ждут большие перемены //Независимая газета. 29 июня 2019.
7. World EnergyOutlook. IEA.2018.
8. Конопляник А. Большая энергетическая Европа //Газпром. – 2017. - № 1-2.
9. Глобальная энергетическая трансформация: экономика и политика. Под ред. С.В. Жукова. – м.: ИМЭМО РАН, 2018.
10. Мешков А.В., Бондарева И.А. Современные тенденции развития газового рынка Европы //Вестник института экономических исследований. – 2018. - № 4.
11. Хайтун А.Д. Новые реалии европейского рынка //Современная Европа. – 2016. - № 1.
12. Полаев Д.К., Полаева Г.Б., Шуркалин А.К. Проблемы экспорта нефтегазовых ресурсов Туркменистана. – М.: Издательский центр РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2013.
13. Глобальные энергетические и экономические тренды. Под ред. С.В. Жукова. – М.: ИМЭМО РАН, 2019.

¹⁸Kommersant.ru/doc/4061012

¹⁹ Независимая газета. 30 октября 2018 г.

1. Текущее состояние добычи природного газа в США

Соединенные Штаты Америки установили новые рекорды в области добычи, потребления и экспорта природного газа в 2019 году. Среднесуточная добыча природного газа в 2019 году выросла на 8,3% до рекордно высокого уровня 90,2 млрд куб. фт/сутки (2,55 млрд куб. м/сутки). Ожидается, что в 2020 году добыча газа увеличится еще на 2,2% и достигнет 92,2 млрд куб. фт/сутки (2,61 млрд куб. м/сутки). По оценкам Международного энергетического агентства, к 2025 году добыча газа в США превысит знаковые 1 трлн куб. м²⁰ и станет самым большим индивидуальным вкладом в рост мировой добычи газа благодаря постоянному развитию ресурсов сланцевого газа, как для внутреннего, так и для международного рынка.

Текущий рост — один из самых больших процентных и количественных увеличений в мире и в истории. Росту добычи природного газа в США способствовало наращивание экспортных мощностей по сжиженному природному газу (СПГ) и расширение возможностей выхода на новые рынки. А доля сланцевого газа с начала десятилетия более чем удвоилась в общем объеме добычи в США - с 29% в 2010 году до 72% в 2018 году.

Добыча нефти в США также возросла в 2019 году, составив в среднем 12,2 млн барр./сутки по сравнению с 11 млн барр./сутки годом ранее. США обогнали Россию еще в 2011 году, став крупнейшим в мире производителем природного газа, и превзошли Саудовскую Аравию в 2018 году, став крупнейшим в мире производителем нефти. Отметим, что добыча природного газа в России в 2019 году увеличилась примерно на 0,5% по сравнению с 2018 годом и превысила рост экспорта.

В настоящее время Соединенные Штаты практически вышли на уровень самообеспечения, добывая почти весь природный газ, который они используют. Начиная с 2005 года значительный рост объемов добычи природного газа в США является результатом горизонтального бурения и методов гидравлического разрыва пласта, особенно в сланцах, песчаниках, карбонатах и других плотных геологических породах. Природный газ добывается из наземных и морских газовых и нефтяных скважин, а также из угольных пластов. На пять штатов приходится 68% суммарной добычи сухого природного газа в США. Крупнейшим разведанным месторождением сланцевого газа является бассейн Марселлус. Основной рост добычи прогнозируется также на сланцевые бассейны Аппалачия и Пермиан.

Начиная с 2018 года добыча сухого природного газа в стране превысила суммарное потребление природного газа (примерно на 2%). Рост добычи природного газа спровоцировал и рост американской промышленности, что привело, в свою очередь, к повышению занятости: за один год создано свыше 260 тыс. новых рабочих мест.

По оценкам Управления энергетической информации США (EIA), доказанные запасы сухого природного газа составляют свыше 474 трлн куб. фт, запасы сланцевого газа — 308 млрд куб. фт. По данным Ежегодного энергетического прогноза на 2019 год, в США сосредоточено порядка 2150 млрд куб. фт недоказанных ресурсов природного газа²¹. Большинство газовых и нефтяных скважин в США находятся на суше, кроме того, добыча ведется со дна океана на побережье. В водах Мексиканского залива добыча составила около 3%. Еще 3% от общей добычи природного газа пришлось на метан из угольных пластов.

К дополнительным источникам углеводородных газов, участвующих в производстве и потреблении в газовой отрасли США, относятся газообразные топлива: доменный газ, газообразная биомасса, смеси пропан-воздух и синтетический природный газ (полученный

²⁰ IEA, Gas 2019, Analysis and Forecasts to 2024, 2019.

²¹ U.S. Energy Information Administration, Short-Term Energy Outlook, Natural Gas, 2019.

из нефтяных углеводородов или каменного угля). На эти дополнительные газообразные виды топлива приходится не более 0,2% от общего потребления газа в США. Крупнейшим источником синтетического природного газа является завод в Беуле, Северная Дакота, где из угля производят природный газ трубопроводного качества.

2. Особенности внешней торговли природным газом в США

Хотя львиная доля природного газа, потребляемого в США, добывается в стране, Соединенные Штаты импортируют некоторое количество природного газа для полного удовлетворения внутреннего спроса. Большая часть импорта природного газа приходится на Канаду, в 2019 году поставки из нее составили свыше 97% общего годового импорта природного газа в США. Импорт газа из Канады осуществляется по трубопроводам, доля СПГ минимальна (менее 0,1% от общего объема канадского импорта). Доля поставок СПГ в общем импорте газа в США составляет менее 3%, главным поставщиком СПГ выступает Тринидад и Тобаго.

Наибольшие объемы импорта природного газа в США приходятся на зимний период в связи с необходимостью удовлетворения растущего спроса для отопления, сезонность создает существенные колебания в конъюнктуре газового рынка. Общий годовой импорт природного газа в США достиг пика в 2007 году, составив 5 трлн куб. фт, и с тех пор сокращался по причине роста добычи природного газа на территории США. В сентябре 2019 года общий годовой объем импорта природного газа в США составил 2 трлн куб. фт, снизившись по сравнению с аналогичным показателем прошлого года²².

Таблица 1.

Экспорт природного газа из США (млрд куб. фт)

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019 сентябрь
Трубопровод	1,570	1,498	1,755	2,148	2,446	2,524	2,337
<i>Канада</i>	911	769	700	771	916	835	716
<i>Мексика</i>	658	728	1,054	1,377	1,530	1,688	1,621
СПГ	3	16	28	186	707	1,083	1,610
Всего	1,572	1,514	1,783	2,335	3,153	3,607	3,948

Источник: U.S. Energy Information Administration, Short-Term Energy Outlook, Natural Gas, 2019.

Соединенные Штаты стали нетто-экспортером природного газа в 2017 году впервые за почти 60 лет и смогли удержать это звание третий год подряд. Чистый экспорт природного газа в 2019 году достиг рекордного показателя за историю в 4,1 млрд куб фт/сутки. До 2000 года США экспортировали относительно небольшие объемы природного газа по трубопроводам в Мексику и Канаду. Начиная с 2000 года ежегодные объемы экспорта росли с каждым годом, чему способствовало увеличение добычи сланцевого газа в США, снижение цен на внутреннем газовом рынке и повышение конкурентоспособности американского природного газа на международных рынках. В 2019 году США экспортировали около 4 млрд куб. фт (таблица 1) природного газа в более 30 стран мира. Наибольшие экспортные

²² U.S. Energy Information Administration, Short-Term Energy Outlook, Natural Gas, 2019.

поставки природного газа из США идут по газопроводам — 70% от общего объема экспорта. Из них около 70% всего объема приходится на Мексику (1,7 млрд куб. фт).

Экспорт СПГ также существенно вырос за последние годы, совпав с активным строительством заводов по сжижению газа и экспортных терминалов. Общий объем экспорта СПГ в США в первой половине 2019 года вырос на 37% по сравнению с тем же периодом в 2018 году. Наибольшие объемы СПГ США экспортировали в Южную Корею (252 млн куб. фт), Нидерланды (182 млн куб. фт), Японию (125 млн куб. фт), Китай (90 млн куб. фт), Индию (57 млн куб. фт) и Великобританию (51 млн куб. фт)²³. Евросоюз в 2019 году увеличил импорт американского СПГ почти в 5 раз, таким образом, почти треть американского экспорта СПГ пришлось на европейский рынок.

Экспортные цены на СПГ в США в среднем в полтора раза выше, чем на трубопроводный газ (5,2 долл./тыс. куб. фт против 3,3 долл./тыс. куб. фт, соответственно). Примечательно, что цены экспорта СПГ в ключевые страны-импортеры Азиатско-Тихоокеанского региона ниже среднего уровня: в Китай — 4,4 долл./тыс. куб. фт, Южную Корею — 4,5 долл./тыс. куб. фт, Индию — долл./тыс. куб. фт. Исключение составляет лишь Япония, 6,8 долл./тыс. куб. фт. Цены СПГ, поставляемого в Европу, на уровне 6-8 долл./тыс. куб. фт.

В 2019 году в США были введены в эксплуатацию новые заводы по производству СПГ: Cameron (Луизиана), Corpus Christi (Техас), Freeport (Техас) и СПГ-заводы на острове Эльба (Джорджия). Новые СПГ-мощности позволят увеличить объем американского экспорта СПГ до почти 9 млрд куб. фт/сутки уже к 2021 году. Для сравнения, экспорт природного газа из России в страны дальнего зарубежья сократился на 1,1% в 2019 году по сравнению с 2018 годом. Основным импортером российского природного газа являются страны Европы, на которые с 2000 года приходится свыше 80% российского экспорта газа. В то же время, в 2019 году экспорт российского газа возрос в ряд европейских стран: в Словакию, Венгрию, Австрию, Чехию, Нидерланды и Францию.

3. Потребление и цены на природный газ

Потребление природного газа в США составило 30 трлн куб. фт в 2018 году, что эквивалентно 31% от общего потребления первичной энергии в стране. Наибольшая доля природного газа в США используется для отопления и выработки электроэнергии. Доля электроэнергии в общем потреблении природного газа составила 35%. Доля природного газа в потреблении первичной энергии в секторе электроэнергетики составила почти 30%.

В обрабатывающей промышленности природный газ используется в качестве топлива для технологического отопления, в комбинированных теплоэнергетических системах и в качестве сырья для производства химикатов и удобрений. В 2018 году на долю промышленного сектора приходилось около 33% общего потребления природного газа в США. Доля природного газа в общем потреблении энергии в промышленном секторе США — 32%.

Жилой сектор использует природный газ для отопления зданий и нагрева воды. Почти половина всех жилых домов в США используют природный газ для этих целей. В 2018 году на долю жилого сектора пришлось около 17% общего потребления природного газа в США. Природный газ составил около 24% от общего потребления энергии в жилом секторе США.

Коммерческий сектор использует природный газ для отопления зданий и воды, работы холодильного оборудования, приготовления пищи, наружного освещения и др. Некоторые потребители используют природный газ также в качестве топлива в комбинированных теплоэнергетических системах. На коммерческий сектор пришлось около

²³ U.S. Energy Information Administration, Short-Term Energy Outlook, Natural Gas, 2019.

12% общего потребления природного газа в США. Доля природного газа в общем потреблении энергии в коммерческом секторе США — 19%.

Транспортный сектор использует природный газ в качестве топлива для работы трубопроводов, а также в качестве топлива для транспортных средств в виде сжатого природного газа и сжиженного природного газа. Почти все транспортные средства, использующие природный газ в качестве моторного топлива, находятся в государственном и частном автопарках. В 2018 году на транспортный сектор пришлось около 3% общего потребления природного газа в США. Доля природного газа в общем потреблении энергии в транспортном секторе — 3%, из которых на газопроводы пришлось 95%.

Таблица 2.

Потребление природного газа в США (млрд куб. фт)

Конечный пользователь	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Жилой сектор	4,89	5,08	4,61	4,34	4,41	4,50
Коммерческий сектор	3,29	3,26	3,20	3,10	3,16	3,51
Промышленность	7,42	7,64	7,52	7,72	7,94	8,37
Электроэнергия	8,19	8,14	9,61	9,98	9,26	10,58
Всего	26,15	26,59	27,24	27,44	27,14	30,07

Источник: U.S. Energy Information Administration, Short-Term Energy Outlook, Natural Gas, 2019.

Общее потребление природного газа в США выросло на 13% с 2013 по 2018%. Наибольший рост продемонстрировала электроэнергетика — почти 30% за шесть лет (таблица 2). Природный газ широко используется на всей территории Соединенных Штатов. При этом в 2018 году всего на пять штатов пришлось около 37% от общего потребления: Техас (14,7%), Калифорния (7,1%), Луизиана (5,8%), Флорида (4,9%), Пенсильвания (4,8%).

Потребление природного газа в электроэнергетике США возрастало по мере снижения цен на природный газ. Так, в электроэнергетике цены на газ снизились на 18% в период с 2013 по 2018 год с 4,49 долл./тыс. куб фт до 3,68 долл./тыс. куб фт. За тот же период потребление газа в секторе возросло почти с 8,2 млн куб фт до 10,6 млн куб фт. Учитывая национальные экологические инициативы и конъюнктуру энергетических рынков, где газ стал дешевле угля, можно прогнозировать дальнейший рост объемов потребления природного газа в первичном потреблении энергии США.

Высокие цены на природный газ в США традиционно сохраняются в жилом и коммерческом секторах. Цены на газ в жилом секторе в период 2013-2018 годов были на уровне 10-10,5 долл. за тыс. куб фт и в 2019 году выросли до 12 долл./тыс. куб фт. В коммерческом секторе наметилась тенденция к постепенному снижению цен с 8 долл./тыс. куб фт в 2013 году до 7,6 долл./тыс. куб фт в 2019 году (таблица 3).

В промышленном секторе цены на природный газ в среднем в 3 раза ниже, чем в жилом, и в 2 раза ниже, чем в коммерческом. Американская обрабатывающая промышленность за счет сокращения цен на 25% за последние семь лет увеличила потребление природного газа на 12%.

Падение цен на внутреннем рынке было спровоцировано очень резким ростом добычи. Кроме того, на газовом рынке действует фактор сезонности, как и на многих других товарных рынках. В зимний период потребление газа в электроэнергетике традиционно возрастает на 50-60%, однако перепады температур отличаются год от года и более теплые, чем ожидалось, сезоны обуславливают более низкий, чем обычно, спрос на газ, провоцируя рост запасов и дальнейшее снижение цен.

Таблица 3.

Цены на природный газ в импорте, экспорте и потреблении по секторам экономики (долл./тыс. куб фт)

Цены	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019 октябрь
Импорт	3,83	5,30	2,99	2,24	2,60	2,69	2,15
<i>Газопровод</i>	3,73	5,21	2,84	2,18	2,55	2,58	1,96
<i>СПГ</i>	6,80	8,85	7,37	4,07	4,58	6,56	4,65
Экспорт	4,08	5,51	3,07	2,79	3,54	3,89	3,59
<i>Газопровод</i>	4,06	5,40	2,95	2,63	3,20	3,33	2,28
<i>СПГ</i>	13,36	15,66	10,92	4,71	4,69	5,20	5,40
Жилой сектор	10,32	10,97	10,38	10,05	10,91	10,50	12,62
Коммерчески сектор	8,08	8,90	7,91	7,28	7,88	7,78	7,63
Промышленность	4,64	5,62	3,93	3,51	4,08	4,21	3,43
Электроэнергия	4,49	5,19	3,38	2,99	3,51	3,68	2,58

Источник: U.S. Energy Information Administration, Short-Term Energy Outlook, Natural Gas, 2019.

В результате обвала газовых цен существенно пострадала американская угольная промышленность и банкротами стали многочисленные угольные компании. Однако низкие цены на внутреннем газовом рынке привели к проблемам и в самой газовой отрасли. Падение цен на газ провоцирует в перспективе снижение объемов добычи и, как следствие, дефицит газа. Технология гидроразрыва пласта, используемая на сланцевых месторождениях, невероятно удешевила себестоимость добычи. Но при ценах в 2-3 долл./тыс. куб фт нерентабельной станет добыча даже на таком гигантском сланцевом месторождении, как Марселлус. Можно только предполагать, станет ли это шоком для американкой газовой отрасли и экономики в целом или произойдет спокойно и постепенно. На данный момент объемы добычи газа в США растут даже на фоне снижения числа активных буровых установок.

В результате увеличения добычи газа в 2019 году, ожидается дальнейшее снижение цен на него. В 2018 г. спотовые цены на газораспределительном центре Henry Hub составили в среднем 3,2 долл./млн БТЕ. В 2019 г. спотовые цены на природный газ Henry Hub, по данным Министерства энергетики США, снизились на 8% и составили 2,9 долл./млн БТЕ²⁴. В 2020 г. цена на газ на Henry Hub может лишь незначительно увеличиться на 1%.

4. Тенденции развития экспортных газовых рынков

На фоне сланцевого бума природный газ подешевел не только на американском, но и на экспортных рынках из-за избыточного предложения. В Азиатско-Тихоокеанском регионе,— одном из ключевых потребителей СПГ — спотовый бенчмарк для поставок СПГ в Японию, Китай, Тайвань и Южную Корею опустился ниже 5 долл./млн БТЕ, что является

²⁴ U.S. Energy Information Administration, Short-Term Energy Outlook, Natural Gas, 2019.

минимальным уровнем с 2017 года²⁵. По оценкам биржевых трейдеров, в ближайшее годы на рынке газовых фьючерсов не прогнозируется улучшение ситуации. Снижение индексов в ряде ключевых стран-импортеров СПГ указывает на замедление экономического роста в АТР. Также избыток предложения СПГ частично связан с падением спроса в Латинской Америке из-за увеличения собственной добычи в регионе.

В результате падения спроса на азиатском рынке и торговой войны между США и Китаем, увеличение объемов экспорта СПГ пришлось на Европу. Европейский рынок уже столкнулся с избытком предложения СПГ, поставки которого постоянно растут с 2017 года. Рост импорта СПГ, в том числе американского, привел к усилению конкуренции с трубопроводным газом из России, намеревающейся решительно защищать свою долю рынка. Очевидно, что в газовой войне между экспортерами в конечном счете выиграют европейские потребители. Пока США и Россия продолжают наращивать поставки газа в Европу, не взирая на падение цен, хотя некоторые американские поставщики уже торгуют себе в убыток.

Естественная конкуренция американских и российских поставщиков газа и ценообразование на европейском газовом рынке обусловлены рядом факторов. В числе ключевых, сезонность и зимние температуры в регионе, переориентация с угля на газ в электроэнергетике, транзит российского газа через Украину и спрос в АТР. За счет роста поставок СПГ на европейском рынке возросла и волатильность цен на газ, но это оборотная сторона глобальности СПГ-рынка.

Европа хорошо справлялась с ролью балансирующего рынка для международных поставок СПГ, но за последний год в регион было импортировано на 75% больше показателей 2018 года. За 2019 год цены на природный газ на европейских биржах TTF (Нидерланды) и NBP (Великобритания) упали до уровня менее 140 долл./тыс. куб. м. В последние годы за счет довольно теплых зим европейские страны активно снижали потребление угля и заполняли хранилища излишками СПГ. В итоге подземные хранилища в 2019 году оказались заполнены до рекордно высокого уровня в 98%²⁶. При сохранении текущей тенденции и слабого роста потребления газа в странах Азии, вероятен обвал цен на европейском газовом рынке уже в 2020 году.

Проблема перепроизводства газа и падения цен на него во многом зависит от решения вопроса о возобновлении транзита российского газа через Украину и текущей ситуации с запуском «Северного потока-2». На данный момент сбой транзита во много поддерживает цены на газ, но США активно вводят новые экспортные мощности и наращивают объемы поставок СПГ в ЕС. В 2019 году увеличению импорта СПГ из США способствовало падение экспорта газа из Алжира и снижение доли угля в энергобалансе ряда европейских стран, поскольку ЕС нацелен на активную диверсификацию поставщиков и рост энергоэффективности.

На данный момент американский СПГ не может заменить российский трубопроводный газ на рынке Европы. Учитывая себестоимость СПГ с учетом производства, транспортировки и регазификации, можно сделать вывод о том, что в ближайшее время цены будут удерживаться от резкого падения. Тем не менее, существует риск, что в 2020 году США могут повторить судьбу Индонезии, которой пришлось сократить экспорт из-за низких цен, и остановить ряд СПГ-проектов. По оценкам экспертов, это может произойти в том случае, если разница между ценой на газ на Henry Hub и европейских биржах составит менее 28 долл.²⁷

Помимо проблем с европейской газовой экспансией в 2019 году США столкнулись с потерей китайского рынка — самого крупного и быстрорастущего в мире. За последний год рынок СПГ в Китае вырос почти на 25%. Китай продолжает активно наращивать

²⁵ РИА Новости, «Перегазовали: американская СПГ-индустрия погружается в кризис», 2019.

²⁶ Топорков А. «На крупнейшем рынке сбыта «Газпрома» цены на газ могут рухнуть вдвое», Ведомости, 2019.

²⁷ Strategy& PwC Network, Oil and Gas Trends 2018-19, 2019.

потребление газа — 15-20% в год и впервые возглавил список крупнейший импортеров природного газа в мире. В ситуации, когда спрос на природный газ в Китае растет и страна заинтересована в надёжных поставках на долгосрочную перспективу, США в результате торговых конфликтов столкнулись с повышением импортных пошлин на СПГ в Китай с 10% до 25%. Из-за новых пошлин поставки пришлось сократить, по-видимому, полностью.

Строительство новых СПГ-терминалов во многом было рассчитано на экспорт в Китай. В текущих условиях проекты ввода новых линий производства СПГ оказываются под вопросом и ждут решений инвесторов. Высокий риск банкротства ряда СПГ-компаний в ближайшие годы. В частности, под угрозой заморозки оказались терминал Driftwood (Луизиана) компании Tellurian, терминал Magnolia (Луизиана) компании Liquefied Natural Gas Ltd (LNG Ltd) и терминал компании NextDecade Corp в Техасе²⁸.

По оценкам американского Института энергетической экономики и финансового анализа (IEEFA), газовые компании в США применяют две антикризисные стратегии: одни наращивают добычу в расчёте на маржу и формирование финансового резерва, другие снижают объёмы добычи, сокращая издержки. Согласно прогнозу IEEFA, инвестиционная пауза в американской газовой индустрии способна затянуться до 2021 года.

Конкуренцию американскому СПГ на китайском рынке составит газопровод «Сила Сибири» и соглашение «Новатэк» с китайской нефтехимической корпорацией Sinopec о совместном предприятии по реализации СПГ и сухого газа в Китае²⁹. Кроме того, на мировом СПГ-рынке постоянно появляются новые продавцы и в перспективе данная тенденция сохранится. Япония и Австралия совместно проинвестировали строительство СПГ-завода в Папуа- Новой Гвинее.

Таким образом, падение цен на природный газ приводит к снижению инвестиционной активности, в некоторых случаях и к сокращению объёмов добычи, особенно, добычи с наиболее высокой себестоимостью, что, в свою очередь, заново запускает процесс балансирования свободного рынка. На наш взгляд, американская газовая отрасль может столкнуться с глобальным спадом в результате продолжения торговой напряжённости и замедления роста спроса в других регионах мира. Однако МЭА прогнозирует рост потребления газа в быстрорастущих экономиках мира и производственная деятельность в Китае и Индии остается одним из ключевых компонентов спроса на энергоресурсы. Гибкость европейского газового рынка снизилась из-за высокого уровня заполненности хранилищ, но действие сезонного и погодного факторов предполагает возможность реализации непредсказуемых сценариев.

Список использованной литературы

1. IEA, Natural Gas Information, 2019 Edition.
2. IEA, Gas 2019, Analysis and Forecasts to 2024, 2019.
3. Ecological and Economic Approach to the Use of Recycled Biomaterials as an Energy Resource, Myasnikova O.Y., Lysytska S.M., Migaleva T.E., Bondarchuk N.V., Vetrova E.A., International Journal of Energy Economics and Policy, 2019. Т. 9. № 6. С. 234-241.
4. Strategy& PwC Network, Oil and Gas Trends 2018-19, 2019.
5. U.S. Energy Information Administration, Short-Term Energy Outlook, Natural Gas, 2019.
6. РИА Новости, «Китай вынес приговор американской газовой отрасли», 2019.
7. РИА Новости, «Перегазовали: американская СПГ-индустрия погружается в кризис», 2019.
8. Топорков А. «На крупнейшем рынке сбыта «Газпрома» цены на газ могут рухнуть вдвое», Ведомости, 2019.

²⁸ РИА Новости, «Перегазовали: американская СПГ-индустрия погружается в кризис», 2019.

²⁹ РИА Новости, «Китай вынес приговор американской газовой отрасли», 2019.

Тенденция развития мировой экономики и мировой энергетики в 2001-2018 гг. Вызовы и возможности для России

В XXI веке продолжалась трансформация мировой экономики, начавшаяся в 80-е годы XX века. Среднегодовые темпы прироста мировой экономики в 2001-2018 гг. составляли порядка 3%. Из таблицы 1 видно, что за последние несколько лет мировая экономика восстановилась после кризисов 2008 и 2014 гг. Вместе с тем, темпы мирового экономического роста неустойчивы и неравномерны в разных регионах и странах мира. Как и в конце XX века, мировыми лидерами экономического роста в 2018 году являлись Китай – 6% и Индия – 7%, а также государства Юго-Восточной Азии. Между тем, в постиндустриальных государствах ежегодные темпы роста были умеренными, на уровне 1-2% (табл. 1).

Таблица 1.

Динамика темпов экономического роста, в %

Страна	2000	2005	2010	2015	2018
Индия	3,84	7,92	8,50	8,00	6,81
Китай	8,49	11,40	10,64	6,91	6,57
США	4,13	3,51	2,56	2,88	2,93
Россия	10,00	6,40	4,50	-2,31	2,25
Германия	2,90	0,72	4,18	1,74	1,53
Япония	2,78	1,66	4,19	1,22	0,79
Страны ОЭСР	3,99	2,81	2,92	2,42	2,25
Мир	4,38	3,91	4,30	2,81	2,97

Источник: World Bank Open Data.

В результате столь высоких темпов экономического роста Азиатских стран, уже в начале века изменилась их роль в мировом хозяйстве. В 2000 году топ-7 стран мировых лидеров по ВВП по ППС выглядел следующим образом (табл. 2).

Таблица 2.

Топ-7 стран по ВВП (ППС) в 2000 г.

Страны	2000 г., млрд. долл. США	Доля страны в мировом ВВП, %
США	10 252	21,00
Китай	3 708	7,59
Япония	3 404	6,97
Индия	2 279	4,67
Германия	2 244	4,6
Франция	1 590	3,26
Бразилия	1 586	3,25

Источник: World Bank Open Data.

В 2010 году в число стран-лидеров по ВВП (ППС) входила уже Россия, которая вытеснила Францию и Индия, занявшая третье место, сместив Японию (табл. 3).

Таблица 3.

Топ-7 стран по ВВП (ППС) в 2010 г.

Страны	2000 г., млрд. долл. США	Доля страны в мировом ВВП, %
США	14 992	16,82
Китай	12 446	13,97

Индия	5 382	6,04
Япония	4 481	5,03
Германия	3 205	3,6
Россия	2 927	3,28
Бразилия	2 803	3,15

Источник: World Bank Open Data.

В 2019 году в семерку стран-лидеров по показателю ВВП (по ППС) входили такие азиатские страны, как: Китай, Индия, Япония и Индонезия, и по прежнему РФ, которая является евразийским государством (Табл. 4).

Таблица 4.

Топ-7 стран по ВВП (ППС) в 2018 г.

Страны	2000 г., млрд. долл. США	Доля страны в мировом ВВП, %
Китай	25 362	18,64
США	20 494	15,06
Индия	10 499	7,72
Япония	5 415	3,98
Германия	4 456	3,28
Россия	4 051	2,98

Источник: World Bank Open Data.

Существенно поменялась роль азиатских государств не только в мировой экономике, но и в мировой энергетике, что обусловлено серьезным ростом конкуренции за рынки сбыта, технологии, ресурсы, в том числе, за энергетические. Чтобы укрепить ведущую роль в мировом хозяйстве, азиатские страны пытаются оптимизировать собственный демографический, производственный и ресурсный потенциал. В то же время, постиндустриальные страны, темпы роста экономики которых – ниже, чем у азиатских государств, всячески стараются отстоять свои лидирующие позиции.

Во втором десятилетии XXI века, усилились противоречия не только между странами, но и между интеграционными объединениями, торговыми альянсами, произошел распад Транстихоокеанского партнерства, которое было анонсировано США и должно было объединить почти два десятка стран АТР. Приход к власти в США Дональда Трампа, привел к росту протекционизма, замедлению процессов торгово-экономических отношений, росту торговых барьеров между странами, что в результате вызвало снижение темпов экономического роста ряда государств и всей мировой экономики в целом.

Сегодня США проводит свою экономическую политику, часто опираясь не столько на экономические, сколько на политические факторы. Экономические санкции, введенные в США к ряду государств без учета последствий этих санкций, повышают риски для инвесторов и компаний, а также приводят к снижению инвестиционной активности. Торговые войны, начатые США против Китая, ЕС, России, в конечном счете, ведут к замедлению не только международного движения товаров, услуг, но и капиталов.

В XXI веке усилилось влияние экологических проблем на мировую экономику. Согласно Парижскому соглашению об изменении климата (от 04 ноября 2016 года), было принято решение, стимулирующее снижение выбросов CO₂, однако пока не достигнуто всеобщего соглашения по охране окружающей среды.

Высокие темпы экономического роста в азиатских странах требовали роста потребления энергоресурсов, в особенности, в такой отрасли, как промышленность, которая была драйвером экономического роста, как в Китае, Индии и ряде других азиатских государств. В постиндустриальных же странах, в результате проведения политики повышения энергоэффективности и энергосбережения, темпы роста промышленного производства были умеренными.

Произошли также изменения в энергетике ряда азиатских стран: Китае, Индии и Индонезии и др., в которых произошел рост потребления традиционных видов топлива.

В энергобалансах же постиндустриальных стран постепенно увеличивается доля возобновляемых источников энергии.

Наблюдаемая сегодня четвертая промышленная революция предполагает повышение доли возобновляемых источников энергии и, соответственно, уменьшение потребления традиционных источников энергии в мировом энергетическом балансе, что в полной мере соответствует **теории глобального энергетического перехода** [1, 4]. Вместе с тем, по нашему мнению, осуществление глобального энергетического перехода, займет более длительный срок и потребует больших объемов инвестиций, чем это предполагалось на рубеже XX-XXI вв. [12]. Отметим также, что в ряде государств Европейского Союза осуществляется, в некоторой степени, принудительный переход на возобновляемые источники энергии, что является экономически необоснованным [3].

Думается, повсеместное внедрение возобновляемых источников энергии требует определенных благоприятных климатических и географических условий, а также требует государственной поддержки. Вместе с тем, очевидно, в XXI веке будут разработаны инновационные технологий, позволяющие снизить отрицательные последствия от добычи и потребления традиционных видов топлива.

Мы полагаем, что до середины XXI века ключевым видом топлива в мировой энергетике станет природный газ за счет его экологичности, невысокой стоимости, а также создания мирового рынка торговли природным газом, СПГ и сланцевым газом.

Также следует отметить развитие атомной отрасли как одного из перспективных источников энергии.

В 1950-х годах было положено начало использованию коммерческих АЭС, а на сегодняшний день атомная энергетика вырабатывает чуть более 10% от мирового производства энергии, являясь вторым источником низкоуглеродной энергии (порядка 40% от общего количества в 2018 году) [9]. В 2018 году выработка электроэнергии от АЭС составили 2701,4 ТВтч, что на 62,4 ТВтч больше, чем показатель 2017 года. Это был уже шестой год подряд, когда уровень выработки электроэнергии из АЭС рос, а показатель превышал уровень 2012 года на более, чем 350 ТВтч.

По нашему мнению, атомная энергия станет одним из ключевых источников энергии в будущем, в основном за счет развития нового поколения атомных реакторов и плавучих атомных теплоэлектростанций (ПАТЭС), производимых в РФ и не имеющих аналогов в мире.

Ключевыми формами организации энергетического потенциала являются международные экономические интеграционные объединения, а также инициатива международного экономического сотрудничества «Один пояс – один путь» и др. Все вышесказанное говорит о том, что для нашей страны и её основных партнеров необходима трансформация внешнеэкономической деятельности с целью обеспечения как экономической, так и энергетической безопасности.

Сопряжение данных форм интеграции обусловлено историческими предпосылками и имеет значительные экономические выгоды.

Таким образом, можно сделать вывод о том, что сопряжение, происходящее на евразийском пространстве относится к «гибридной интеграции», которая практически в равных долях содержит в себе как рыночные, так и нерыночные факторы.

Кроме того, комбинация проектов ЕАЭС и КНР способствует решению геополитических, геоэкономических, части идеологических и даже военно-оборонительных задач (рис. 1).

Рисунок 1. Международные коридоры экономического сотрудничества, планируемые в рамках инициативы «Один пояс и один путь».

Источник: Стратегия экономического развития «Один пояс – один путь».

Все более ведущую роль в мировом хозяйстве играет Китай. Экспортная ориентация с развитием массового производства товаров, приобретением статуса «мировой фабрики» и проводимой политики «реформ и открытости», позволили в течение длительного периода поддерживать в КНР высокие темпы экономического роста, однако состояние мировой экономике, а также растущее внешнее давление приводят к тому, что Китаю приходится проводить политику адаптации своей модели экономического развития к новым вызовам.

Так, «китайская модель» меняется в соответствии с новой и более агрессивной стратегией, направленной на экспансионизм, корень которого заключается в расширении своего влияния и присутствия, главным образом в Евразии и Африке. Именно эти регионы мира, будут снабжать китайскую промышленность рынками и транзитными территориями. Сегодня они являются платформами для экспорта китайского капитала по схемам «ресурсы в обмен на технологии», которые представляют определенные риски для этих регионов. Однако, несмотря на свое производство, экономическую мощь и растущее геополитическое влияние, Китай все еще значительно уступает в технологическом развитии западным конкурентам, и нет никаких предпосылок для изменения этого баланса в краткосрочной перспективе. Китаю по-прежнему не хватает природных ресурсов - главным образом энергии - чтобы самостоятельно поддерживать высокий уровень саморазвития.

Прежде всего, сегодня Китай и Россия являются глобальной альтернативой социально-экономическому развитию, которое противоречит Западу и эффективно конкурирует с ним.

На Евразийском пространстве есть шанс успешно сочетать крайне противоречивые тенденции: конкуренция и сотрудничество между Россией, Китаем и всеми другими странами евразийского континента. Все более важную роль в энергетическом сотрудничестве Азиатских государств начинает играть Индия.

Уровень согласованности и взаимозависимости между Россией, Китаем и Индией продолжает расти, в частности, благодаря совместной реализации новых совместных

энергетических проектов. Участие КНР и Индии в энергетических проектах ЕАЭС и проектах других стран Евразии приведут к экономическому росту на всем Евразийском пространстве.

Этот проект интересен не только для стран Азии, но и для всех государств Западной и Восточной Европы, он даст государствам Евразии импульс для экономического и энергетического развития. По мнению ряда специалистов³⁰, мы являемся свидетелями создания Большого интеграционного проекта, получившего название «Большая Евразия». Очевидно, его инфраструктурные и энергетические возможности огромны.

Список использованной литературы

1. Дипломатия в контексте глобального энергетического перехода. [Электронный ресурс]. URL: <https://globalenergyprize.org/ru/media-room/news/2019/01/2019.diplomacy-in-the-context-of-the-global-energy-transition> (дата обращения 13.09.2019).
2. Дынкин А., Телегина Е., Халова Г. Роль Евразийского экономического союза в формировании Большой Евразии. // Мировая экономика и международные отношения. – 2018. – т. 62. – № 4. – С. 5-24.
3. Йорданов Симеон Георгиев. Влияние энергетической политики Европейского союза на развитие топливно-энергетического комплекса и экономики Республики Болгарии: диссертация ... кандидата экономических наук: 08.00.14 / Йорданов Симеон Георгиев; [Место защиты: Рос. гос. ун-т нефти и газа им. И.М. Губкина]. – Москва, 2017. – 144 с.
4. Как изменится ваша жизнь с приходом ветроэнергетики. [Электронный ресурс]. URL: <https://regnum.ru/news/economy/2699667.html> (дата обращения 13.09.2019).
5. Караганов С.А., Суслов Д.В.. Доклад: Новое понимание и пути укрепления многосторонней стратегической стабильности. [Электронный ресурс]. URL: http://svop.ru/wp-content/uploads/2019/09/REPORT_Rus_1.pdf (дата обращения 15.09.2019).
6. Парижское соглашение // ООН. [Электронный ресурс]. URL: http://unfccc.int/files/meetings/paris_nov_2015/application/pdf/paris_agreement_russian_.pdf (дата обращения 15.09.2019).
7. Стратегия экономического развития «Один пояс – один путь». [Электронный ресурс]. URL: <https://ria.ru/infografika/20170513/1494173299.html?in=1> (дата обращения 10.05.2017).
8. Фукуяма Ф. Идентичность. Стремление к признанию и политика неприятия. – М. 2019. – С. 25-27.
9. BP Statistical Review of World Energy 2019.
10. Global Growth to Weaken to 2.6% in 2019, Substantial Risks Seen. [Электронный ресурс]. URL: <https://www.worldbank.org/en/news/press-release/2019/06/04/global-growth-to-weaken-to-26-in-2019-substantial-risks-seen> (дата обращения 01.11.2019).
11. IEA World Energy Outlook 2018, Chapter 4, pp. 171-214.
12. Impacts of Electric Vehicles – Summary report. [Электронный ресурс]. URL: https://www.ecologic.eu/sites/files/publication/2013/4058_SummaryreportHvESD.pdf (дата обращения 03.11.2019).
13. Ivan Krastev, Stephen Holmes. The Light That Failed. A Reckoning. Penguin Books, London, 2019, P.7-9.
14. UN World Economic Situation and Prospects (WESP) report. [Электронный ресурс]. URL: <https://www.un.org/development/desa/dpad/publication/world-economic-situation-and-prospects-2019> (дата обращения 25.10.2019).
15. World Bank Open Data. [Электронный ресурс]. URL: www.data.worldbank.org (дата обращения 04.11.2019).

³⁰ Дынкин А.А., Телегина Е.А., Халова Г.О. Роль Евразийского экономического союза в формировании Большой Евразии [Текст] / А. А. Дынкин, Е. А. Телегина, Г. О. Халова // Мировая экономика и международные отношения. - 2018. - Т. 62, № 4

МЭА: эволюция взглядов на перспективы развития мировой энергетики

Развитие мировой энергетики находится под воздействием целого ряда самых различных факторов и неопределённостей, что необходимо учитывать при его долгосрочном прогнозировании. О нарастающих изменениях в мировой экономике, о том, что современному человечеству брошены серьёзные вызовы, в том числе и в энергетической сфере, что мир стоит на пороге глобального системного кризиса, на пороге глобальных изменений и смены не только технологических, но и цивилизационных укладов приходилось говорить и писать неоднократно [1-10].

В ходе исследований этих процессов и явлений в общем виде была разработана своеобразная матрица основных вызовов, фрагменты которой показаны на рис. 1, выявлены важнейшие тенденции, определяющие будущее глобальной энергетики, и факторы, генерирующие нестабильность (рис. 2), а также основные движущие силы наблюдающихся и предстоящих трансформаций (рис. 3) и их важнейших последствий (рис. 4).

Рисунок 1. Совокупность вызовов, с которыми столкнулась современная энергетика, и важнейшие объективные причины их возникновения

Источник: по материалам [4,6].

Основные тенденции, определяющие будущее глобальной энергетики

- балансирование между глобализацией и регионализацией, угрозой энергетического дефицита и наступлением глобального профицита энергоресурсов;
- смена технологических укладов как в производстве топлива и энергии, так и в их потреблении;
- завершение эпохи углеводородов и развитие инновационной безуглеродной энергетики и др.

Рисунок 2. Мир на пороге глобальных энергетических изменений

Источник: по материалам [4,6-10].

Рисунок 3. Основные движущие силы энергетических трансформаций и их влияние на энергетическую политику

Источник: [10].

Рисунок 4. Что несут глобальные энергетические изменения

Источник: [5].

Кроме того, были выявлены основные изменения в мировом энергетическом балансе, вызванные последствиями Четвёртой промышленной революции (рис. 5).

Рисунок 5. Четвёртая промышленная революция и её влияние на мировой энергобаланс

Источник: [10].

В последние десять лет все эти вызовы, а также новые риски и тенденции ещё больше повысили степень неопределённости перспективного энергетического развития и сформировали потребность в новых подходах к прогнозированию нашего общего энергетического будущего. Свой вклад в это вносят и глобализация, и геополитика, и стремительное развитие науки и технологий, в том числе открытие новых источников энергетических ресурсов, демографические процессы и резкий рост социального неравенства, социальные революции и войны [11]. Ситуация усугубляется складывающимся профицитом энергоресурсов [12]. Более того, в эпоху бурного развития глобальных сетей и информационных технологий, на развитие мировой энергетики всё большее и большее влияние начинают оказывать процессы и явления, лежащие далеко за её пределами, которые, образно говоря, формируют внешнюю среду её перспективного развития (рис. 6). В их числе – и проблема глобального потепления.

Рисунок 6. Внешняя среда и основные факторы развития мировой энергетики
Источник: по материалам [1-10].

В этих условиях наблюдается быстрое увеличение количества различных прогнозов развития мировой энергетики при одновременном сокращении их «продолжительности жизни».

Большинство признанных лидеров в этой области – ведущих аналитических центров – перешло на ежегодный выпуск таких прогнозов, причём прогнозов не текущих и даже не кратко- или среднесрочных, а прогнозов долгосрочных, на период до 2035 – 2060 гг.

Таким прогнозированием сейчас занимаются сотни национальных и международных коллективов и десятки тысяч специалистов в самых разных странах – и экспортёрах

энергоресурсов, и их потребителях. Наибольшим авторитетом среди специалистов и экспертного сообщества пользуются такие прогностические исследования, как:

- **World Energy Outlook (WEO)** Международного энергетического агентства – МЭА (International Energy Agency – IEA);
- **International Energy Outlook (IEO)** Управления энергетической информации США – УЭИ США (U.S. Energy Information Administration – EIA);
- **World Oil Outlook (WOO)** Секретариата ОПЕК – OPEC Secretariat;
- **World Energy Scenarios** Мирового энергетического совета – МИРЭС (World Energy Council)
- **BP Energy Outlook** компании BP.

Быстро набирают популярность прогностические исследования Международного агентства по возобновляемым источникам энергии (International Renewable Energy Agency – IRENA), Секретариата Форума стран - экспортеров газа (Gas Exporting Countries Forum – GECF), Института экономики энергетики Японии (Institute of Energy Economics, Japan – IEEJ), компаний Шелл (Shell), ЭксонМобил (ExxonMobil), Equinor, DNV GL, Wood Mackenzie, McKinsey, Массачусетского технологического института, ИНЭИ РАН – Сколково и др.

В полной мере сказанное выше относится и к долгосрочным прогнозам Международного энергетического агентства, которое оценивает свои прогнозы весьма высоко. Как отмечалось на сайте МЭА на русском языке (в начале этого года он ликвидирован), его «ежегодная флагманская публикация – “Прогноз мировой энергетики” (World Energy Outlook – WEO) – в настоящее время является самым авторитетным мировым источником анализа и прогнозирования энергетического рынка. В этой работе представлен глубокий аналитический взгляд на тренды спроса и предложения энергии, а также на их значение для энергетической безопасности, охраны природы и экономического развития» [13].

Однако в последнее время в самих этих прогнозах (WEO) Агентство всё больше и больше дистанцируется от приведенного на своём сайте определения WEO. Особенно ярко эта тенденция проявилась в последние три года.

Так, в WEO-2018 специально указывается, что это исследование не является прогнозом в полном смысле этого слова. В рамках WEO предлагается несколько альтернативных сценариев будущего, ни один из которых не является прогнозом, так как для корректного прогнозирования в рассматриваемой области имеется слишком много переменных и порождаемых ими неопределённостей. Каждый из этих сценариев предназначен для демонстрации того, как рынки могут развиваться при определённых условиях, то есть отображает альтернативное будущее, путь, по которому мир может развиваться при соблюдении определённых условий. В последнем WEO-2019, опубликованном в ноябре, ещё раз напоминает, что оно не дает прогноза того, что произойдет. Оно всего лишь предоставляет набор сценариев, которые исследуют различные возможные варианты будущего, действия – или бездействия, которые приводят к ним, а также взаимосвязи между различными частями системы [14,15].

В каждом из последних WEO [14-16] делаются акценты на тех или иных наиболее злободневных, по мнению специалистов Агентства, событиях, вызовах или наметившихся тенденциях развития мировой энергетики. Естественно, что эти же акценты сказываются и на наборе рассматриваемых в WEO сценариях. В последних, опубликованных на данный момент, WEO рассмотрено несколько сценариев развития мировой энергетики, в том числе три основных.

В WEO-2017 и WEO-2018 это:

- **Сценарий Новых политик (New Policies Scenario)**, ориентированный на проведение ведущими государствами мира новой государственной энергетической политики и реализацию энергетических реформ. Он учитывает анонсированные меры по

изменению энергетической политики и исполнению заявленных намерений, особенно связанных с изменением климата. Он также учитывает возникающие в будущем новшества, как в результате технического прогресса, так и законодательных и регуляторных инициатив, которые ещё не нашли своего отражения в действительности. В последние годы именно этот сценарий считался базовым, то есть наиболее вероятным.

- **Сценарий Текущих политик (Current Policies Scenario)** исходит из сохранения текущей государственной политики стран мира вплоть до 2040 г., учитывает последствия точно известных причин и факторов, и отталкивается от их возможных последствий.
- **Сценарий устойчивого развития (Sustainable Development Scenario)** является новым в прогнозах МЭА, пришедшим на смену Сценарию "450", который в предыдущих изданиях WEO показывал путь к ограничению долгосрочного глобального потепления до 2 °C выше доиндустриального уровня. Этот сценарий характеризуется тремя основными элементами или «целями». Во-первых, он описывает путь к достижению всеобщего доступа к электроэнергии к 2030 г., включая экологически чистое (clean cooking) пищеприготовление. Во-вторых, он рисует картину 2040 г., которая согласуется с достижением целей Парижского соглашения, включая наискорейшее достижение пика выбросов CO₂, а затем их существенное снижение. В-третьих, этот сценарий исходит из необходимости значительного сокращения других связанных с энергетикой выбросов в целях резкого повышения глобального качества воздуха и обусловленного им сокращения преждевременных смертей. Соответственно, этот сценарий предусматривает и те основные изменения, которые необходимы для одновременного достижения этих целей.

В WEO-2019, опубликованном в начале ноября 2019 г., вместо базового Сценария Новых политик появился идентичный по своей конструкции Сценарий Заявленных политик (**Stated Policies Scenario**), который даёт детальное представление о направлении развития энергетического сектора в соответствии с сегодняшними политическими амбициями. Само же переименование объясняется необходимостью подчеркнуть, что этот сценарий рассматривает только конкретные политические инициативы, которые уже были объявлены.

Что касается Сценария устойчивого развития, то в WEO-2019 он впервые расширен до 2050 года.

Рассмотрим кратко основные результаты базовых сценариев WEO – Сценария новых политик WEO-2017 и WEO-2018, и Сценария заявленных политик WEO-2019. Отметим также, что альтернативный им Сценарий устойчивого развития, который идеологически близок концепции энергетического перехода, рисует совершенно иную картину энергетического будущего. На рис. 7 показаны основные отличия его от других основных сценариев WEO-2019, в том числе – базового, на примере глобального энергопотребления, его структуры и динамики энергетически обусловленной эмиссии CO₂.

Вернёмся, однако, к базовому сценарию WEO. Анализ оценок мирового потребления первичных энергоресурсов, сделанных МЭА в период высоких цен на нефть, и после того, как они резко снизились, показал, что в период низких цен на нефть прогнозировались и более низкие объёмы мирового энергопотребления [17]. Эта тенденция сохранилась и в WEO-2017, хотя цены в том году и подросли по сравнению с 2014-2015 гг. Однако в WEO-2018 оценка уровня энергопотребления в мире несколько увеличилась. Аналогичный рост мы видим и в WEO-2019 (табл. 1).

Рост энергопотребления в базовых сценариях WEO-2018 и WEO-2019 (почти на 24% по сравнению с 2018 г.) объясняется ростом доходов и ростом мирового населения на 1,7 млрд. человек, в основном в городских районах развивающихся стран. Причём, подчёркивается в этих WEO, увеличение спроса на энергию было бы примерно в два раза

больше, если бы не продолжающееся повышение энергоэффективности – мощного инструмента политики для решения проблем энергетической безопасности и устойчивости.

Рисунок 7. Динамика глобального энергопотребления и его структура в основных сценариях WEO-2019

Источник: International Energy Agency [15].

Таблица 1.

Эволюция прогнозов мирового энергопотребления на уровне 2040 г., сделанных МЭА в 2014-2019 гг., млн. т н.э., базовые сценарии прогнозов

Прогнозы	Всего	в том числе:					Доля ископаемых видов топлива	Объём эмиссии CO ₂ , млрд. т
		Жидкие виды топлива	Природный газ	Уголь	Атомная энергия	Гидро-энергия и др. ВИЭ		
WEO-2014	18293	4761	4418	4448	1210	3455	74%	38,0
	100%	26,0	24,2	24,3	6,6	18,9		
WEO-2015	17934	4735	4239	4414	1201	3346	75%	36,7
	100%	26,4	23,6	24,6	6,7	18,7		
WEO-2016	17866	4775	4313	4140	1181	3456	74%	36,3
	100%	26,7	24,1	23,2	6,6	19,3		
WEO-2017	17584	4830	4356	3929	1002	3467	75%	35,7
	100%	27,5	24,8	22,3	5,7	19,7		
WEO-2018	17715	4894	4436	3809	971	3605	74%	35,9
	100%	27,6	25,0	21,5	5,5	20,3		
WEO-2019	17723	4921	4445	3779	906	3673	74%	35,6
	100%	27,8	25,1	21,3	5,1	20,7		
Справочно : 2018 г.	14314	4501	3273	3821	709	2011	81%	33,2
	100%	31,4	22,9	26,7	5,0	14,0		

Источник: по данным International Energy Agency [14-16,18-20].

При этом если в развивающихся странах в течение всего периода до 2040 г. прогнозируется значительный рост потребления всех основных видов энергоносителей (не только ВИЭ и природного газа, но и нефти, угля и энергии АЭС), то в развитых странах –

картина иная. В этих странах (по терминологии МЭА – передовых экономиках) растёт потребление только ВИЭ и газа. Потребление же нефти, угля и атомной энергии здесь будет сокращаться.

Основными тенденциями структурных изменений энергопотребления в последних долгосрочных прогнозах МЭА являются:

- Рост как абсолютных объёмов потребления жидких углеводородов и природного газа, так и их доли в суммарном мировом энергопотреблении;
- Последовательное сокращение спроса на угольное топливо и энергию АЭС, и, соответственно, снижение их доли в глобальном энергопотреблении;
- Быстрый рост использования энергии возобновляемых источников.

В частности, в качестве основной причины роста и абсолютных объёмов, и доли жидких видов топлива в суммарном мировом энергопотреблении, в WEO-2018 называется рост спроса на него со стороны нефтехимии, а также грузовых и авиационных перевозок. При этом хотя общий рост спроса на жидкие виды топлива и замедляется, пик спроса не будет достигнут в течение всего прогнозируемого периода, то есть до 2040 г. И всё это при том, что потребление жидких видов топлива будет снижаться и в развитых странах, и во многих секторах мировой экономики. В WEO-2019 уточняется, что хотя после 2025 г. наблюдается существенное замедление темпов роста (до 0,1 млн. барр./сут. в среднем в течение 2030-х гг.), но это не приводит в рассматриваемой перспективе к пику использования нефти.

Отметим, что этот вывод специалистов МЭА резко контрастирует с последними оценками целого ряда аналитических центров. Так, в представленном компанией DNV GL 10 сентября 2018 г. в Лондоне прогностическом исследовании «Energy Transition Outlook 2018. A global and regional forecast to 2050» отмечается, что пик спроса на нефть (4 033 млн. т н.э. или 91,2 млн. барр./сут.) будет достигнут уже в 2023 г., после чего потребление нефти начнёт снижаться [21]. Согласно оценкам экспертов Bank of America Merrill Lynch, максимум спроса на нефть будет достигнут уже к 2030 г. [22]. А аналитики Bernstein Research сдвигают пик спроса на нефть – на уровне 108 млн. барр./сут. – на 2030-2035 гг. [23].

В то же время другие прогностические структуры дают оценки будущей динамики спроса на нефть, близкие к выводам МЭА. Так, продолжение быстрого роста мирового потребления нефти в период до 2050 г. прогнозируется Управлением энергетической информации США. В его последнем International Energy Outlook (IEO-2019) к 2050 г. глобальный спрос на нефть составит свыше 240 квадриллионов британских тепловых единиц – БТЕ (свыше 137 млн. барр./сут., или более 26% всего мирового энергопотребления) [24]. Близки к оценкам базового сценария WEO-2019 и оценки Секретариата ОПЕК (World Oil Outlook 2019). Они также исходят из того, что мировой рост спроса на нефть в перспективе будет осуществляться замедляющимися темпами и составит в 2040 г. 110,6 млн. барр./сут., или 31,0% от мирового потребления первичных энергоресурсов [25].

Естественно, что рост спроса влечёт за собой и рост предложения, то есть добычи нефти. Но при этом существенно меняется вся структура мирового производства жидких видов топлива как в продуктовом, так и в региональном разрезе.

В частности, МЭА в своих последних WEO последовательно снижает добычу традиционной нефти, доля которой в WEO-2019 в суммарном мировом производстве жидких видов топлива опускается до 56% против 61% в WEO-2014 и фактических 67% в 2018 г. (табл. 2).

При этом основное снижение прогнозируется в странах-членах ОПЕК. Напротив, в странах, не входящих в ОПЕК, снижение добычи традиционной нефти в целом прогнозируется не только существенно меньшими темпами, но и только в прогнозах, сделанных в 2015-2016 гг.

В WEO-2017 в этих странах уже показан небольшой рост добычи такой нефти, который продолжен и в WEO-2018 и WEO-2019 (на 0,4 и 1 млн. барр. в сутки, соответственно).

Напротив, продолжается ожидание дальнейшего роста добычи нетрадиционной, особенно сланцевой нефти. При этом постоянно пересматриваются в сторону увеличения объёмы добычи сланцевой нефти в США, которые до 2025 г. будут основным её производителем, тогда как оценки объёмов добычи тяжёлой и высоковязкой нефти в Венесуэле и нефти нефтеносных песчаников в Канаде также постоянно снижаются. Аналогично снижаются и оценки производства нефти из других нетрадиционных источников, прежде всего синтетической, получаемой по технологиям «газ в жидкость» (Gas-to-liquids – GTL) и «уголь в жидкость» (Coal-to-liquids – CTL), что хорошо видно в табл. 2.

Таблица 2.

Эволюция прогнозов мирового производства жидких видов топлива на уровне 2040 г., сделанных МЭА в 2014-2019 гг., млн. баррелей в сутки, базовые сценарии прогнозов

	WEO-2014	WEO-2015	WEO-2016	WEO-2017	WEO-2018	WEO-2019
Традиционная нефть (<i>Conventional crude oil</i>)	66,4	66,7	64,5	64,1	63,8	61,9
Нетрадиционная нефть (<i>Unconventional oil</i>), в т. ч.:	16,2	14,5	15,3	16,9	18,6	19,9
Сланцевая нефть (нефть плотных коллекторов) (<i>Tight oil</i>)	5,4	5,0	6,8	9,2	11,0	13,4
Тяжёлая и высоковязкая нефть и нефть из природных битумов* (<i>Extra-heavy oil and bitumen*</i>)	7,6	6,9	5,9	5,7	5,5	4,9
Прочие, вкл. синтетическую нефть (<i>Other production, inc. CTL and GTL</i>)	3,2	2,6	2,7	2,0	2,1	1,6
Газовый конденсат и другие жидкие УВ из газа (<i>Natural gas liquids</i>)	18,2	19,2	20,6	20,8	21,1	21,7
Итого мировое производство нефти (<i>World oil production</i>)	100,7	100,4	100,5	101,9	103,4	103,5
Увеличение объема в процессе переработки нефти (<i>Refining processing gains</i>)**	3,2	3,0	3,0	3,1	2,9	2,9
Жидкое биотопливо (<i>Biofuel</i>)	4,6	4,2	4,2	4,1	4,7	4,7
Итого мировое производство жидких видов топлива (<i>World total liquids supply</i>)	108,5	107,6	107,7	109,0	111,0	111,1
Справочно: Мировой спрос на жидкое топливо (<i>World liquids demand</i>):						
млн. т н.э.	4761	4735	4775	4830	4894	4921
млн. барр./сут.	108,5	107,7	107,7	109,1	110,9	111,1

* включая нефть канадских нефтеносных песчаников

** увеличение объёма в процессе переработки нефти и-за разности в плотности сырой нефти и полученных нефтепродуктов

Примечание: сумма составляющих может не совпадать с итоговой величиной из-за округления

Источник: по данным International Energy Agency [14-16,18-20].

Соответственно меняется в этих прогнозах и географическая структура производства, поскольку лидером разработки сланцевых залежей в течение всего рассматриваемого в прогнозах МЭА периода остаются США (табл. 3). Что же касается роли и доли стран ОПЕК, то и та, и другая, по мнению экспертов МЭА, будет последовательно снижаться.

Что касается оценок перспективного потребления природного газа, то они в рассматриваемых прогнозах МЭА далеко не так однозначны, как оценки рассмотренных выше потребностей в нефти.

Так, если в WEO-2014 объём глобального спроса на природный газ на уровне 2040 г. оценивался в 4418 млн. т н.э., что составляло 24,2% всего суммарного потребления первичных энергоресурсов, то уже в WEO-2015 эти оценки были существенно снижены (до 4239 млн. т н.э. и 23,6%, соответственно). В WEO-2016 оценки спроса на природный газ были снижены ещё на 26 млн. т н.э. (табл. 1), и лишь в прогнозах последующих лет оценки спроса на газ стали хотя и незначительно, но расти. Однако доля природного газа в суммарном мировом энергопотреблении менялась незначительно, оставаясь в диапазоне от 24,1% до 25,1%.

Таблица 3.

Эволюция прогнозов мирового производства нефти и других видов жидкого топлива на уровне 2040 г., в основных нефтедобывающих странах*, сделанных МЭА в 2014-2019 гг., млн. баррелей в сутки, базовые сценарии прогнозов

	WEO-2014	WEO-2015	WEO-2016	WEO-2017	WEO-2018	WEO-2019
Страны, не входящие в ОПЕК						
Канада	7,4	6,8	6,1	6,2	6,0	6,0
Мексика	3,3	3,6	3,4	3,4	3,1	2,8
США	10,0	10,6	12,8	14,9	16,2	19,8
Бразилия	5,7	5,3	5,1	5,2	5,2	4,7
Россия	9,7	9,0	8,5	8,6	9,4	9,4
Китай	3,4	3,4	3,2	3,1	3,1	3,0
Страны-члены ОПЕК						
Иран	4,7	5,4	5,9	5,9	5,5	4,5
Ирак	8,2	7,9	7,1	7,0	6,8	6,5
Кувейт	3,4	3,7	3,5	3,3	3,4	3,2
Саудовская Аравия	13,4	13,4	13,7	13,4	13,3	13,1
ОАЭ	4,2	4,4	4,3	4,3	4,4	4,4
Венесуэла	3,9	3,8	3,2	2,9	2,5	1,6

**Показаны страны с годовым производством свыше 3,0 млн. барр./сут. Порядок стран дан по первоисточнику*

Источник: по данным International Energy Agency [14-16,18-20].

В то же время динамика наращивания глобального потребления природного газа в рассматриваемых прогнозах МЭА принципиально не отличается (табл. 4).

Подобные оценки спроса на природный газ специалистами МЭА резко контрастируют с результатами прогностических исследований многих ведущих аналитических центров, в том числе и УЭИ США. Так, в базовом сценарии его последнего исследования – International Energy Outlook (IEO)-2019 – потребление природного газа в мире в период с 2018 г. по 2050 г. возрастет более чем на 40%, достигнув почти 200 квадриллионов британских тепловых единиц (БТЕ – Btu), то есть порядка 5663 млрд. куб. м [24].

При этом, рост спроса на газ будет происходить как в развитых странах – членах ОЭСР (на 17%, достигнув 78 квадриллионов БТЕ), так и особенно в развивающихся (на 70%, до 120 квадриллионов БТЕ в 2050 г.).

Значительный рост спроса на природный газ ожидают и эксперты Секретариата ОПЕК. В их последнем исследовании – World Oil Outlook-2019 – мировой спрос на природный газ вырастет с 65,5 млн. барр./сут в 2018 г. до 90,3 млн. барр./сут в 2040 г., то есть на 38%, в том числе в странах ОЭСР – на 7,7% [25].

Таблица 4.

Динамика перспективного потребления отдельных энергоносителей в мире в базовом сценарии прогнозов МЭА, сделанных в 2014-2019 гг.

	2000	2018	2020	2025	2030	2035	2040	Изменения за:	
								2000-2025	2025-2040
								физич. ед./%	физич. ед./%
Природный газ, млрд. м ³									
WEO-2014	2 518	3 952	3 872	4 249	4 626	5 007	5 378	1731/168%	1129/126,6%
WEO-2015	2 518	3 952	4 153	4 153	4 486	4 837	5 160	1635/165%	1007/124,2%
WEO-2017	2 518	3 952	...	4 174	4 545	4 950	5 304	1656/166%	1130/127,1%
WEO-2019	2 518	3 952	...	4 415	4 720	5 060	5 404	1897/175%	989/122,4%
Уголь, млн. т (в угольном эквиваленте)									
WEO-2014	3 301	5 458	6 015	6 133	6 203	6 275	6 354	2832/186%	221/103,6%
WEO-2015	3 301	5 458	5 762	5 874	6 027	6 175	6 306	2726/178%	432/107,4%
WEO-2017	3 301	5 458	...	5 488	5 566	5 584	5 613	2187/166%	125/102,3%
WEO-2019	3 301	5 458	...	5 515	5 498	5 446	5 398	2214/167%	-117/97,9%
ВИЭ, млн. т н.э.									
WEO-2014	1 308	2 011	2 254	2 540	2 846	3 158	3 455	1232/194%	915/136%
WEO-2015	1 308	2 011	2 240	2 507	2 785	3 065	3 346	1199/192%	839/133%
WEO-2017	1 308	2 011	...	2 433	2 765	3 116	3 467	1125/186%	1034/125%
WEO-2019	1 308	2 011	...	2 518	2 900	3 279	3 672	1210/193%	1154/146%

Источник: по данным International Energy Agency [15,16,18,19].

Из данных табл. 1 и 4 хорошо видно, что в прогностических исследованиях МЭА за 2014-2019 гг. произошли существенные изменения оценок роли угля в перспективном мировом энергетическом балансе. Если ещё в WEO-2014 и WEO-2015 уголь в базовом сценарии в течение всего рассматриваемого периода занимал второе место в структуре глобального энергопотребления, то, начиная с WEO-2016, он пропускает на второе место природный газ. При этом если в WEO-2014 – WEO-2018 в абсолютных объёмах в базовом сценарии спрос на уголь рос в течение всего рассматриваемого периода, то в WEO-2019 пик спроса на угольное топливо прогнозируется уже в 2025 г., а в последующие годы потребление угля начинает систематически снижаться.

Следует, однако, отметить, что в среднесрочном прогнозе "Global coal demand by forecast, 2000-2024", вышедшем спустя полтора месяца после WEO-2019, МЭА прогнозирует, что в 2024 г. глобальный спрос на уголь составит 5645 млн. т в угольном экв. [26]. Это на 130 млн. т больше, чем в 2025 г. WEO-2019. А снижение спроса на такую величину в течение всего одного года представляется практически нереальным.

В этом же среднесрочном прогнозе отмечается, что с 2017 г. мировой спрос на уголь восстановился. «Хотя он, вероятно, снизится в 2019 году, мы ожидаем, что он будет оставаться в целом устойчивым после 2024 года» [26].

Возобновляемые источники энергии в последние годы занимают особое место в прогностических исследованиях МЭА. По прогнозам Агентства, они не только обеспечат основную часть роста мирового спроса на электроэнергию в течение всего прогнозируемого периода, но и станут важнейшей составной частью всего мирового энергопотребления, обеспечивая на уровне 2040 г. порядка 20,7% глобального потребления всех первичных энергоресурсов [15] (табл. 1). По мнению специалистов МЭА, использование именно ВИЭ,

особенно таких как солнечная и ветровая энергия, будет развиваться в прогнозируемый период наиболее высокими темпами – порядка 7,1% в год.

При этом от прогноза к прогнозу растут как суммарное производство электроэнергии, так и объёмы электрогенерации с использованием ВИЭ, особенно солнечной и ветровой энергии³¹ (табл.5). Как подчёркивается в WEO-2018, потенциал для дальнейшей электрификации огромен: 65% конечного энергопотребления технически может быть обеспечено электроэнергией, в то время как сейчас – это всего 19% [14].

Таблица 5.

Оценки мирового производства электроэнергии на уровне 2025/2040 гг. в базовых сценариях различных прогнозах МЭА по видам энергоресурсов, ТВт·ч

	WEO-2014	WEO-2015	WEO-2016	WEO-2017	WEO-2018	WEO-2019
Электрогенерация, всего	30817/40104	30090/39444	29540/39045	29657/39290	30253/40443	30803/41373
<i>в том числе по видам энергоресурсов:</i>						
- ископаемое топливо:	18505/22232	17765/21409	19390/20242	17124/19758	17488/19933	17999/19820
уголь	10800/12239	10443/11868	9934/10786	9675/10086	9896/10335	10291/10431
нефть	695/494	709/533	727/547	719/491	763/527	724/490
природный газ	7010/9499	6613/9008	6513/8909	6730/9181	6829/9071	6984/8899
- атомная энергия	3594/4644	3540/4606	3405/4532	3217/3844	3089/3726	2801/3475
- ВИЭ	8718/13228	8784/13428	8960/14270	9316/15688	9645/16753	9972/18049
<i>из них:</i>						
гидроэнергия	5004/6222	4951/6180	4887/6230	4804/6193	4821/6179	4759/6098
биомасса	961/1569	902/1454	785/1353	867/1424	890/1427	636/1459
энергия ветра	1853/3345	1988/3568	2118/3881	2192/4270	2304/4690	2411/5226
энергия Солнца*	643/1291	725/1521	953/2137	1264/3162	1463/3839	1730/4705
прочие ВИЭ	257/801	218/705	217/669	188/639	166/617	155/561
Спрос на электроэнергию**	26761/34887	26226/34457	25755/34250	25861/34467	26417/35526	29939/36453

* солнечная фотовольтаика – Solar PV

** спрос на электроэнергию равен общей генерации минус собственное использование (для электрогенерации)

и потери при передаче и распределении.

Примечание: Суммарный объём электрогенерации включает не только перечисленные в таблице, но и некоторые другие источники (виды генерации).

Источник: по данным International Energy Agency [14-16, 18-20].

³¹ Опережающему развитию потребления электроэнергии в мире (всеобщей электрификации) МЭА уделяет особое внимание. Как отмечалось нами в [27], анализ прогнозных оценок МЭА свидетельствует, что электроэнергия является самым быстрорастущим элементом конечного энергетического спроса, и потребление её в течение следующих 25 лет будет расти гораздо быстрее, чем энергоресурсов в целом. Сектор электроэнергетики уже привлекает больше инвестиций, чем нефть и газ вместе взятые. И это – главное изменение в мировой энергетике, в которой традиционно доминировали расходы на добычу нефти и газа. Одновременно происходят значительные изменения и в самой электроэнергетике, которые также требуют свежего взгляда на то, как спроектированы энергосистемы, и как они работают. Именно поэтому в WEO-2018 введён целый раздел «Специальный фокус на электроэнергию», состоящий из 4-х глав, а в качестве дополнительного сценария рассмотрен Сценарий «Будущее – это электроэнергия» (Future is Electric Scenario – FiES) – подробнее см. [14, 27].

Отметим также, что в Сценарии устойчивого развития WEO-2018 и WEO-2019 солнечная (Solar PV) и ветряная электроэнергетика обеспечивают на уровне 2040 г. почти 40% от общего производства электроэнергии. Подобные прогностические оценки специалистов МЭА базируются на ожидаемом продолжении снижения издержек производства («во многих странах солнечная фотоэлектрическая энергетика становится одним из самых дешёвых вариантов производства электроэнергии»). В результате электрогенерация в Сценарии устойчивого развития становится низкоуглеродной: в 2040 г. на базе безуглеродистых источников (АЭС и ВИЭ) ожидается производство порядка 79,6% (WEO-2018) и 78,7% (WEO-2019) всей мировой электроэнергии. С учётом же газовой генерации удельный вес низкоуглеродной электроэнергии достигает к 2040 г. 94% и 93,1%, соответственно, по сравнению с 51% в Сценарии новых политик WEO-2018 и 73,5% в Сценарии Заявленных политик WEO-2019 (в настоящее время – только 35%). С развитием использования ВИЭ специалисты МЭА связывают и решение такой важнейшей климатической проблемы, как снижение энергетически обусловленной эмиссии углекислого газа (CO₂).

В целом же при всей эволюции WEO базовые сценарии этих прогностических исследований не обеспечивают достижения основных заявленных целей энергетической политики МЭА – выполнения целей устойчивого развития (ЦУР) ООН и противодействия угрозам глобального потепления путём ограничения и максимально возможного снижения энергетически обусловленной эмиссии CO₂. В связи с этим МЭА и вынуждено всё больше и больше внимания уделять вопросам формирования климат ориентированной политики, в том числе сценариям устойчивого развития, которые в ближайшие годы могут стать базовыми в этих прогностических исследованиях.

Список использованной литературы

1. Энергетика и геополитика/под ред. В.В. Костюка и А.А. Макарова. – М., Наука, 2011. Раздел «Мировая энергетика – новые вызовы», стр. 68-91
2. Энергетические приоритеты и безопасность России (нефтегазовый комплекс)/Под общей редакцией А.М. Мастепанова. – М.: ООО «Газпром экспо», 2013, 336 с.
3. Мастепанов А.М. Мировая энергетика: ещё раз о новых вызовах// Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2014, №11, с. 4-6
4. Мастепанов А.М. Обеспечение энергетической безопасности: поиск решений в условиях новых вызовов// Neftegaz.RU. – 2015, № 10, с. 18-29
5. Мастепанов А.М. Об энергетической ситуации в условиях новых вызовов и геополитических реалий//Академия Энергетики. – №3 [65] июнь 2015, с.4-10
6. Мастепанов А.М. Обеспечение энергетической безопасности на пространстве Евразии// Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2015, №11, с. 5-13
7. Мастепанов А.М. Глобализация как основной фактор неопределённости предстоящего развития мировой нефтегазовой отрасли //Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2017, №2, с.4-11
8. Мастепанов А.М. Новая энергетическая картина мира – новые вызовы и неопределённости развития нефтегазовой отрасли//Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2017, № 11, с. 9-14
9. Мастепанов А.М. К вопросу о формировании внешней среды для перспективного развития мировой энергетики и её нефтегазового сектора//Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом.– 2018, № 2, с. 5-15
10. Мастепанов А.М. Основные тенденции и факторы развития мировой энергетики в 2010-е годы// Вестник Дипломатической академии МИД России. Россия и мир. – 2019,

11. Мастепанов А.М. Энергетический переход: к чему готовиться мировому нефтегазу // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2019, № 11 (179), с. 5-6
12. Мастепанов А.М. Климат ориентированные сценарии в прогнозах Международного энергетического агентства// Экологический вестник России. – 2017, №. 6, с. 1–7.
13. Публикации и статьи МЭА. Прогноз мировой энергетики – URL:
<https://www.iea.org/russian/publications/>
14. World Energy Outlook 2018. OECD/IEA, 2018. 645/661 pages – URL:
<https://webstore.iea.org/world-energy-outlook-2018>
15. World Energy Outlook 2019. OECD/IEA, 2019. 810 pages – URL:
<https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2019>
16. World Energy Outlook 2017. OECD/IEA, 2017. 782 pages – URL:
<https://webstore.iea.org/world-energy-outlook-2017>
17. Мастепанов А.М. Об эволюции прогнозов развития мировой энергетики, сделанных в 2013/2014 и 2016 г.// Нефтяное хозяйство. 2017, №4, с. 20-25
18. World Energy Outlook 2014. OECD/IEA, 2014, 748 p. – URL:
<https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2014>
19. World Energy Outlook 2015. OECD/IEA, 2015, 718 p. – URL:
<https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2015>
20. World Energy Outlook 2016. OECD/IEA, 2016, 684 p. – URL:
<https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2016>
21. Energy Transition Outlook 2018. A global and regional forecast to 2050. 324 pages // Сайт DNV GL – URL: <https://eto.dnvgl.com/2018/#Energy-Transition-Outlook-2018->
22. OilPrice.com. Intelligence Report. Tuesday, 5th February, 2019
23. Demand for oil will peak in 2030, says research – URL:
<https://www.weforum.org/agenda/2016/04/demand-for-oil-will-peak-in-2030-says-research/>
24. International Energy Outlook 2019 with projections to 2050. U.S. Energy Information Administration. September 2019. 85 p. – URL:
<https://www.eia.gov/outlooks/ieo/pdf/ieo2019.pdf>
25. Organization of the Petroleum Exporting Countries. 2019 World Oil Outlook 2040. OPEC Secretariat, November 2019. 320 p. – URL:
https://www.opec.org/opec_web/en/publications/340.htm
26. Global coal demand by forecast, 2000-2024", OECD/IEA, 2019 – URL:
<https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/global-coal-demand-by-forecast-2000-2024>
27. Мастепанов А.М. О новых взглядах Международного энергетического агентства на перспективы развития мировой энергетики// Нефтяное хозяйство. 2019, №3, с. 22-26

Сравнительный анализ долгосрочных сценариев развития мировой энергетики: перспективы энергоперехода

1. Проблема изменения климата – основной драйвер усиленного роста интереса к конструированию сценариев развития мировой энергетики в последние годы

В 2010 году Международное энергетическое агентство (МЭА) переформатировало свое сценарное видение энергетического будущего мира. Ранее оно формировало это видение на основе единственного базового сценария (Reference scenario), сопровождая его некоторым анализом чувствительности или формированием альтернативного сценария (Alternative policy scenario), где предполагались реализованными уже одобренные меры по энергетической безопасности и снижению воздействия на климат. Данные по анализу чувствительности и альтернативным вариантам предоставлялись не каждый год и в гораздо меньшем объеме, чем данные по базовому сценарию. На возникшее в 2010 г. новое видение существенное влияние оказало осознание последствий мирового экономического кризиса 2008 года и прошедшая в 2009 году климатическая конференция в г. Копенгаген.

С этого момента базовый сценарий МЭА превратился в консервативный сценарий текущей политики (Current Policies Scenario – CPS), одно из альтернативных видений, учитывающее одобренные, но пока не реализованные мероприятия энергетической политики, связанные с энергетической безопасностью и экологией, оформились в виде основного сценария новой политики (New Policies Scenario – NPS), а третьим существенным сценарием впервые стал разработанный двумя годами ранее экологический сценарий 450 (не превышение уровня концентрации парниковых газов в 450 частей на миллион), который предполагал значительное сокращение объема выбросов парниковых газов в достаточно сжатые (по энергетическим меркам) сроки. Можно сказать, что указанное переформатирование стало сигналом к тому, что вопросы, связанные с эволюцией климата, имеют серьезные последствия для энергетической отрасли, поскольку, на самом деле, требуют перестройки этой отрасли в направлении существенного снижения доли углеводородных источников энергии.

Сценарий 450 с самого начала являлся нормативным, то есть определяющим целевое видение такой структуры энергетики, при которой произойдет необходимое сокращение объемов выбросов парниковых газов. Такой сценарий не предлагает конкретного пути трансформации энергетики, который был бы основан на экономической реальности. Причина появления сценариев нормативного типа состоит в том, что в последнее десятилетие инерционное развитие мировой энергетики под влиянием традиционных факторов, таких как численность населения, темпы роста экономики, имеющиеся ресурсы углеводородов и т.д., все сильнее входит в противоречие с ограничениями, связанными с необходимостью сохранения окружающей среды и учетом изменения климата. При этом возникает потребность в изменении инерционных трендов, однако конкретная реализация таких изменений остается не ясной – нормативный сценарий определяет целеполагание в этом вопросе, т.е. определяет желаемое состояние мировой энергетики, но не конкретный путь к нему. В 2017 г. сценарий 450 был заменен на сценарий устойчивого развития (Sustainable Development – SD), отличие этого сценария от инерционных CPS и NPS еще более возросло. Наконец, в 2019 г. сценарий NPS был переименован в сценарий утвержденной политики (Stated Policies Scenario – SPS), подчеркивая тот факт, что в этом сценарии учитываются только принятые и уже зафиксированные в документах меры энергетической политики. Для сценария SD специально подчеркнута его нормативность и отличие в этом отношении от других сценариев МЭА. Поскольку, с другой стороны, в обзоре МЭА 2019 года [1] заявлено, что необходимо предпринимать срочные меры на уровне мира в целом для сокращения выбросов парниковых газов и, в частности, CO₂, то подчеркнутая

нормативность сценария SD указывает на то, что удовлетворительного пути решения экологических проблем на сегодня нет.

В настоящей работе рассмотрен возникший за последнее время взрывной рост в конструировании наборов различных вариантов развития мировой энергетики, как традиционными участниками этого процесса, такими как Международное энергетическое агентство (МЭА), Управление энергетической информации США (УЭИ США), ОПЕК, так и нефтегазовыми компаниями Эксон Мобил, БиПи, Шелл, Эквинор, Лукойл и др. В отличие от прошлых лет подавляющее большинство организаций и компаний рассматривают по несколько вариантов развития и включают в рассмотрение те или иные сценарии, преследующие экологические цели. В целом все создаваемые сценарии исходят в своих предпосылках из общих текущих трендов развития мировой энергетики и общих целевых ориентиров развития, которые отражают необходимость решения объективных задач, стоящих перед энергетикой. Поэтому представляется правомерным считать, что совокупность с той или иной точки зрения разумно построенных сценариев отражает с разных сторон некоторое общее направление развития энергетики. Вследствие этого будем называть эту совокупность сценарным полем.

В следующих разделах описаны результаты проведенного сопоставления более семидесяти различных сценариев, построенных четырнадцатью организациями в разные годы, по основным характеристикам, доступным из соответствующих обзоров. Были рассмотрены сценарии МЭА, УЭИ США, ОПЕК, ФСЭГ (Форум Стран Экспортеров Газа), Института Экономики Энергетики Японии (Institute of Energy Economics Japan – IEEJ), Массачусетского технологического института (Massachusetts Institute of Technology – MIT), Института энергетических исследований РАН (ИНЭИ), DNV GL Group (DNV), компаний ЭксонМобил (Exxon), БиПи (BP), Шелл (Shell), Эквинор (Equinor), Лукойл, Китайская национальная нефтегазовая корпорация (China National Petroleum Corporation – CNPC). На основе проведенного сопоставления сделана попытка качественной систематизации представленного сценарного поля. Для этого используются три основных характеристики, которые присутствуют практически в каждом обзоре мировой энергетики: потребление первичной энергии (ППЭ), объем выбросов CO₂ от сжигания углеводородных топлив, индекс роста ВВП. В целом можно выделить три основных пути эволюции мировой энергетики (приводимые числовые оценки относятся к перспективе 2040 г.):

- Инерционный, характеризующийся ростом как ППЭ (на 25-40%), так и объема выбросов CO₂ (на 7-20%); перспективный баланс – ВИЭ~20%, Газ~25%, Нефть~28%, Уголь~22%.
- Нормативный экологический, характеризующийся немедленной стабилизацией, а затем снижением (на 3-5%) ППЭ и резким (в 2 раза) сокращением выбросов CO₂; перспективный баланс – ВИЭ~32%, Газ~25%, Нефть~23%, Уголь~7-12%.
- Низкоуглеродный, характеризующийся ростом ППЭ (на 20-30%) и сокращением выбросов CO₂ после 2025 г. (на 30%); перспективный баланс – ВИЭ~30%, Газ~20-30%, Нефть~23%, Уголь~15%.

Если первые два пути развития были выделены еще до 2010 года, то последний – низкоуглеродный – путь оформился только, примерно, в 2018 году в обзорах нефтегазовых компаний. С нашей точки зрения он представляет собой попытку преодолеть односторонность нормативных сценариев и совместить реальные тенденции (такие как реально продолжающийся рост энергопотребления, использование углеводородов и возобновившийся в последние годы рост объема выбросов CO₂) и экологические требования. Тем не менее, из публично доступных материалов обзоров можно сделать вывод, что пока никакого механизма перехода к низкоуглеродной энергетике, который будет действовать в текущей экономической и общественно-политической реальности, не предложено. Судя по

всему, темпы развития признанных низкоуглеродных технологий, таких как ВИЭ, CCUS³², электрические сети и т.п., а также уровень согласованности в мировом сообществе явно недостаточны для решения климатической и экологической проблем. Заметно замедляются также и темпы повышения энергоэффективности – «первоочередного топлива (first fuel)» по терминологии МЭА [1]. Мир развивается по инерционному пути. Поэтому необходимы другие новые технологии или существенные прорывы в старых технологиях получения, переработки и эффективного использования энергии для обеспечения устойчивого развития в будущем. Поскольку в настоящее время нельзя предсказать, что это будут за технологии, то такое положение дел является одним из основных источников развития состояния неопределенности в мировой энергетике.

В следующих разделах на соответствующих графиках будет схематично представлено описанное выше сценарное поле 2018-2019 гг. Предварительно будут разъяснены некоторые методологические аспекты, которые использовались при сравнительном анализе сценариев.

2. Методологические аспекты сравнительного анализа сценариев развития мировой энергетики, проведенного в данной работе

Интерес к рассмотрению совокупности сценариев развития мировой энергетики проявляют многие организации исследовательского типа и индивидуальные эксперты. Ни в коей мере не претендуя на какой-либо обзор этой области (см., например, работу [2], содержащую расширенный обзорный материал по анализу сценариев), упомянем некоторые исследования только в качестве иллюстрации. Например, Международный энергетический форум (International Energy Forum), Ресурсы будущего (Resources for the Future) выпустили в 2019 году сравнительный обзор основных сценариев МЭА и ОПЕК [3], анализ сценариев МЭА 2019 г. и изменения по сравнению со сценариями прошлых лет представлено в [4]. Также Ресурсы будущего выпустило обзор некоторых важных сценариев развития мировой энергетики [5], которые приводят непосредственное сравнение показателей различных сценариев. В то же время в 2019 году Мировой энергетический совет (World Energy Council) выпустил сравнительный анализ ряда сценариев [6], уже с попыткой их классификации. Классификация производилась на основе трех выделенных авторами анализа подходов к осмыслению будущего и имеет достаточно ярко выраженный философский оттенок. Как уже было сказано, в настоящей публикации также проведена классификация сценариев, но концептуальную основу этой классификации составляет сравнительный анализ трендов. Кроме того, здесь мы используем значительно более широкий набор сценариев, чем в упомянутых исследованиях.

Исследование соотношения различных прогнозов развития мировой энергетики следует предварить методологическими комментариями. Для проведения сравнительного анализа трендов мы отойдем от традиционного представления эволюции энергетических показателей по годам. В качестве оси абсцисс будем использовать в основном показатель «индекс ВВП», который равен отношению объема ВВП в текущем году (в тех единицах, которые приведены в том или ином обзоре) к соответствующему объему ВВП в 2010 году. Если в обзоре приведены только темпы роста ВВП, то полагаем ВВП в 2010 году равным единице и далее рассчитываем индекс ВВП в соответствии с приведенными темпами роста. Также в качестве оси абсцисс будем использовать спрос/потребление первичной энергии. В качестве оси ординат будет использоваться величина, как первичной энергии, так и величины энергии, полученной после тех или иных процессов трансформации (конечная энергия, объем произведенной электроэнергии и т.п.). Такая система координат позволяет наглядно представить на макроуровне связь между экономикой и энергетикой, а также отражать структуру энергетики, складывающуюся в результате эволюции технологий. Для удобства интерпретации тренды можно снабдить метками года, к которому относятся

³² CCUS (Carbon Capture Utilization and Storage) – Технологии улавливания, использования и хранения углерода

данные. Отметим, что все данные, используемые для последующего анализа, взяты из публично доступных обзоров эволюции мировой энергетики разных лет.

При интерпретации прогнозных трендов, приведенных в обзорах, необходимо принимать во внимание следующее:

- в большинстве международных компаний и организаций считается, что данные становятся фактическими по истечении двух лет, то есть в 2019 году фактом являются данные только за 2017 год и ранее;
- для сопоставления различных видов энергии и представления общего баланса первичной энергии наиболее удобно использовать энергетические единицы (ниже все данные будут приведены в миллионах тонн нефтяного эквивалента – млн т н. э.);
- каждая компания и организация имеют свои методы энергетического учета, что отражается на общем уровне, например, спроса на первичную энергию; не всегда все соответствующие особенности упоминаются в обзорах, при анализе мы будем учитывать известные особенности учета только на уровне описания, поскольку количественные коррекции провести, как правило, не представляется возможным из-за отсутствия надлежащей статистики;
- для расчета энергетических показателей каждая компания и организация использует свои значения теплотворной способности разных видов топлива для различных стран и месторождений, это приводит к расхождению в показателях для разных обзоров; самым важным различием является различие между высшей и низшей теплотворной способностью;
- наконец, энергетические измерения, как и любые другие, подвержены действию статистической неопределенности.

Для иллюстрации сказанного выше, на основе публично доступных данных обзоров мировой энергетики рассмотрим, например, спрос/потребление первичной энергии в 2010 г. для организаций – авторов ключевых прогнозов развития мировой энергетики. В соответствующих обзорах, сформированных в разные годы, в качестве базового года часто рассматривается один и тот же год. В результате на этот год появляется несколько значений, например, потребления первичной энергии, каждое из которых опубликовано в официальном документе. Этот факт позволяет оценить разброс значений. В табл. 1 приведены данные по потреблению первичной энергии на 2010 год, которые содержатся в обзорах различных организаций за ряд лет.

Таблица 1.

Сравнение данных по потреблению первичной энергии в 2010 году, млн т н.э.

Год выпуска обзора	ОРГАНИЗАЦИЯ							
	ОПЕК		ЭксонМобил		БиПи		Шелл	
	Данные	Отклонение от среднего	Данные	Отклонение от среднего	Данные	Отклонение от среднего	Данные	Отклонение от среднего
2011	12558				11808	-1,8%	12802	-0,2%
2012	12441		13229	0,3%	12002	-0,1%		
2013	13438	-1,1%	13153	-0,2%	11978	-0,3%	12778	-0,4%
2014	13678	0,7%	13179	-0,1%	11943	-0,6%		
2015	13636	0,4%	13254	0,5%	11956	-0,5%		
2016			13229	0,3%	12111	0,8%		
2017			13279	0,7%	12181	1,4%		
2018			12977	-1,6%	12170	1,3%	12909	0,6%
СРЕДНЕЕ	13584		13186		12019		12830	

(для ОПЕК за 2013-2015 гг.)								
2012	Данные МЭА		12730					
2013	Данные УЭИ		13201					

Источник: расчеты автора по данным ОПЕК (WOO 2011-2015), ЭксонМобил (OGE 2012-2018), БиПи (EO 2011-2018), Шелл (2011, 2013, 2018), МЭА (WEO 2012), УЭИ (IEO 2013)

Табл. 1 демонстрирует несколько важных фактов: 1) зависимость данных от того, используется ли высшая или низшая теплотворная способность; 2) зависимость данных от переоценки теплотворной способности конкретных топлив; 3) уровень статистической погрешности. Разберем указанные моменты более подробно.

Первое, что бросается в глаза – это достаточно значительное отличие в фактически использованной первичной энергии в разных прогнозах. Так, например, средние цифры у МЭА и ОПЕК различаются на 854 млн т. н.э. или на 6,7%, а у БиПи и ОПЕК – на 1565 млн т. н.э. или на 13%. Такое отличие никак не может объясняться статистической погрешностью, и требует более фундаментальных пояснений.

Согласно своему нормативному документу³³ МЭА приводит свою энергетическую статистику на основе низшей теплотворной способности топлив. А УЭИ США использует энергетическую статистику на основе высшей теплотворной способности топлив³⁴. В соответствии с данными табл. 1 в целом по первичной энергии такое отличие составляет около 4%. Далее, видно, что в 2013 году ОПЕК перешла на оценку энергетической ценности топлив на основе высшей теплотворной способности, при этом, вероятно, изменились также оценки индивидуальных коэффициентов калорийности, что привело к изменению потребления первичной энергии на величину порядка 8%. Также можно отметить, что на протяжении всего рассматриваемого периода ЭксонМобил ориентировалась на высшую теплотворную способность, а Шелл – на низшую. Однако в 2018 год ЭксонМобил заметно понизило свою оценку для потребленной в 2010 году первичной энергии.

Отметим, что в случае с данными БиПи ситуация еще более неопределенна, поскольку в своем обзоре³⁵ эта компания для оценки уровня потребления первичной энергии использует только коммерчески торгуемые топлива, то есть, в том числе, фактически, игнорирует традиционную биомассу (например, в виде дров), которую используют многие страны. В итоге соответствующий показатель у БиПи оказывается где-то на 6% меньше, чем у МЭА (БиПи также использует в качестве базовой низшую теплотворную способность).

Учитывая сказанное, на основании данных табл. 1 можно предположить, что расхождение данных интегральных показателей в различных обзорах обуславливается в основном использованием разных оценок для энергетической эффективности топлив. Для подтверждения этого тезиса сравним данные нескольких организаций в единицах объема на 2015 год по потреблению нефти и природного газа.

Таблица 2.

Потребление нефти и газа в 2015 году в соответствии с обзорами МЭА, УЭИ, ОПЕК и БиПи

ОРГАНИЗАЦИЯ							
МЭА		УЭИ США		ОПЕК		БиПи	
Тип	Потребление	Тип	Потребление	Тип	Потребление	Тип	Потребление
НЕФТЬ, млн барр. сутки							

³³ World Energy Balances. Database documentation, IEA, 2018

³⁴ <https://www.eia.gov/tools/glossary/index.php?id=H>

³⁵ <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/energy-outlook.html>

Традиционная	67,5	Сырая	80,3	Традиционная	67,5		
ТрИз	4,7			ТрИз	4,9		
Сверхплотная	3,2						
Газовые жидкости	15,8	Газовые жидкости	10,5	Газовые жидкости	13,3		
Увел. при перераб.	2,2	Увел. при перераб.	2,7	Увел. при перераб.	2,2		
Другое	0,9	Другое	1,8	Другое	7,2		
ВСЕГО	94,3		95,3		95,1		94,8
ГАЗ, млрд куб. м							
Традиционный	3157		2831				
Нетрадиционный			683				
Сланцевый	435						
ВСЕГО	3592		3514				3519

Источник: ОПЕК (WOO 2016), БиПи (Stat. Review 2018), МЭА (WEO 2017), УЭИ (IEO 2017)

В табл. 2 приведены данные нескольких обзоров в отношении нефти и газа не в энергетических единицах, а в единицах объема. При этом для тех обзоров, которые предоставляют такую информацию, также показана разбивка энергоносителя по типам, используемым в данном обзоре. Сразу отметим, что такая номенклатура в различных обзорах не совпадает, даже схожие названия могут иметь различное содержание.

Рассмотрим сначала нефть, которая обычно рассматривается вместе с газовым конденсатом, а также включает в себя жидкие энергоносители, образовавшиеся в процессе переработки на НПЗ или ГПЗ. Сравним статистику МЭА и УЭИ. Если сложить данные по нефти трех типов у МЭА: традиционной, трудноизвлекаемой и сверхплотной, то получим величину 75,4 млн барр. в сутки, что меньше данных УЭИ – 80,3 млн барр. в сутки.

В то же время объем жидких топлив, полученных при переработке газа, в УЭИ составляет 10,5 млн барр. в сутки, а у МЭА – 15,8 млн барр. в сутки. Это происходит из-за того, что МЭА приписывает часть конденсата, извлекаемого при добыче нетрадиционной нефти, к категории «газовых жидкостей», а УЭИ – нет. Разница в категории «газовых жидкостей» у МЭА и УЭИ составляет 5,3 млн барр. в сутки. Если эту величину прибавить к объему потребления нефти у МЭА – 75,4 млн барр. в сутки, то получится значение 80,7, что совсем немного отличается от потребления сырой нефти у УЭИ США. Также отметим, что у МЭА и ОПЕК величина потребления традиционной и трудноизвлекаемой нефти практически совпадают. В итоге различие в величине потребления нефти у рассмотренных четырех организаций максимально различаются на величину порядка 1 млн барр. в день, что, примерно, эквивалентно 50 млн т. н.э.

В отношении газа ситуация аналогична – различие составляет около 80 млрд куб. м, то есть менее 70 млн т. н.э. Данные по типам газа в обзорах, как правило, отсутствуют.

Принимая во внимание, что отклонения по разным типам энергоносителей, в целом, разнонаправлены (например, УЭИ дает большее, чем МЭА, потребление нефти, но меньшее – газа), отклонения, связанные с типом учета, составят величину порядка 1%. Наблюдаемые большие расхождения у энергетических показателей связаны с различным учетом энергетической ценности топлив. Так для газа такое отклонение может составлять порядка 10%, а для нефти – 5%. Если в обзоре учитываются только энергоносители,

удовлетворяющие некоторому дополнительному условию (например, условию быть коммерческим товаром у БиПи), то расхождение может быть заметно большим.

Учитывая сказанное, при интерпретации прогнозной перспективы, содержащейся в обзорах развития мировой энергетики, необходимо учитывать описанные выше особенности представления энергетических данных, принятые в различных организациях, выпускающих обзоры. На рис. 1 представлены исторические данные по потреблению первичной энергии, как они присутствуют в официально опубликованных характерных обзорах соответствующих организаций.

Рисунок 1. Доступные исторические данные потребления первичной энергии, начиная с 2008 года, в характерных обзорах мировой энергетики

Источник: данные обзоров разных лет ОПЕК (WOO), БиПи (EO), МЭА (WEO), УЭИ (IEO), ЭксонМобил (OfE), Шелл

Уровень неопределенности в данных вычислялся следующим образом. Во-первых, данные БиПи не учитывались, поскольку эта компания, как уже упоминалось выше, рассматривает только коммерчески торгуемые топлива. Далее, из оставшихся данных бралась разность максимального и минимального значения в конкретный год и делилась на минимальное значение, результат выражался в процентах. На рис. 1 видно, что неопределенность в данных имеет тенденцию к росту. Также рис. 1 показывает два устойчивых тренда – МЭА и УЭИ США, эти организации приводят данные, используя низшую и высшую теплотворную способность соответственно, что зафиксировано в их нормативных документах (см. выше). Данные ОПЕК почти совпадали с данными МЭА до 2010 года, затем, по-видимому, стала использоваться высшая теплотворная способность и собственные оценки калорийности, вследствие чего уровень потребления первичной энергии даже превысил данные УЭИ США. Данные Эксон Мобил и Шелл тяготеют к оценкам МЭА, но в ряде случаев существенно расходятся с ними, занимая некоторое промежуточное положение между МЭА и УЭИ.

На основании наблюдений, обобщенных на рис.1, представляется, что оценки МЭА и УЭИ США представляют определенный коридор значений, связанный с энергетической

ценностью использованных топлив, что необходимо учитывать при анализе сценарных проекций.

3. Анализ совокупности сценариев развития мировой энергетики, построенных в 2018-2019 годах в перспективе до 2040-2050 годов

Для иллюстрации текущей структуры сценарного поля, которая будет продемонстрирована ниже, было использовано порядка тридцати сценариев, построенных четырнадцатью организациями в 2018-2019 годах, [7-19]. Всего же рассматривалось более семидесяти сценариев разных лет для изучения устойчивости прогнозов конкретных организаций. Как правило, в соответствующих обзорах приводятся различающиеся показатели и также с различной степенью подробности для разных сценариев. Например, для части сценариев ППЭ приводится только на конечный год прогнозного периода. Поэтому для анализа мы выбрали только те показатели, которые присутствуют во всех обзорах и приведены для рассматриваемых сценариев за каждые пять лет прогнозного периода. Таких показателей оказалось немного, однако на их основе удастся выделить общие характеристики имеющейся совокупности сценариев и предложить некоторую классификацию. Альтернативные сценарии, не имеющие указанного уровня подробности даже для выбранных показателей, учитывались в анализе только на качественном уровне.

Ниже в табл. 3 приведен полный перечень рассмотренных сценариев.

Таблица 3.

Перечень названий сценариев, использованный при подготовке данной публикации

Сокращение	Название сценария
<i>Сценарии МЭА</i>	
CPS	Сценарий текущей политики (Current policies scenario)
NPS	Сценарий новой политики (New policies scenario)
SPS	Сценарий утвержденной политики (Stated policies scenario)
450	Сценарий 450 (не превышение уровня концентрации парниковых газов 450 частей на миллион) (450 Scenario)
SD	Сценарий устойчивого развития (Sustainable development scenario)
<i>Сценарии УЭИ США</i>	
Ref	Базовый сценарий (Reference)
Low	Сценарий низкого экономического роста (Low economic growth scenario)
High	Сценарий высокого экономического роста (High economic growth scenario)
Low oil price	Сценарий низких цен на нефть (Low oil price scenario)
High oil price	Сценарий высоких цен на нефть (High oil price scenario)
<i>Сценарии ОПЕК</i>	
OPEC WOO	Сценарий мирового обзора по нефти ОПЕК (OPEC World Oil Outlook scenario)
<i>Сценарий ЭксонМобил</i>	
Exxon, OfE	Сценарий энергетического обзора ЭксонМобил (ExxonMobil Outlook for energy scenario)
<i>Сценарии BP</i>	
BP, EO	Сценарий энергетического обзора BP (до 2018 года) (BP Energy Outlook scenario)
EO, ET	Сценарий эволюционного перехода энергетического обзора BP (Evolving transition scenario)
EO, RT	Сценарий быстрого перехода 2019г. энергетического обзора BP (Rapid transition scenario)

EO, ICE ban	Сценарий, подразумевающий введение запрета на ДВС (Internal combustion engine ban)
EO, Less gas	Сценарий, подразумевающий меньшее потребление газа (Less gas scenario)
EO, RE push	Сценарий, подразумевающий дополнительный импульс в развитие ВИЭ (Renewables push scenario)
EO, FT	Сценарий быстрого перехода 2018 г. энергетического обзора BP (Fast transition scenario)
EO, EFT	Сценарий более быстрого перехода 2018 г. энергетического обзора BP (Even faster transition scenario)
EO, ME	Сценарий, подразумевающий увеличенное потребление первичной энергии (More energy scenario)
EO, LG	Сценарий, подразумевающий сокращение торговых связей, например, в случае торговых войн (Less globalization scenario)
<i>Сценарии Шелл</i>	
Scramble	Сценарий взаимной борьбы (Scramble scenario)
Blueprint	Сценарий общего плана (Blueprint scenario)
S&S	Сценарий сигналов и вех – мониторинг движения энергетики (Signals and signposts scenario)
Oceans	Сценарий «Океаны» – волнуемый, как морская поверхность, мир (Oceans scenario)
Mountains	Сценарий мира с несколькими полюсами – «горный ландшафт с несколькими пиками» (Mountains scenario)
SKY	Сценарий декарбонизации – «небо, лежащее выше океанов и гор» (SKY Scenario)
<i>Сценарий Массачусетского технологического института</i>	
MIT JP	Сценарий Массачусетского технологического института в рамках совместной программы по научным и регулятивным аспектам глобальных изменений (MIT Joint Program Scenario)
<i>Сценарии Эквинор</i>	
EP, Reform	Сценарий реформирования в рамках обзора «Энергетические перспективы» (Reform scenario of Energy perspectives)
EP, Renewal	Сценарий декарбонизации путем продвижения ВИЭ в рамках обзора «Энергетические перспективы» (Renewal scenario of Energy perspectives)
EP, Rivalry	Сценарий соперничества за энергию в рамках обзора «Энергетические перспективы» (Rivalry scenario of Energy perspectives)
<i>Сценарий Китайской национальной нефтегазовой корпорации (КННК)</i>	
CNPC, WCEO	Сценарий КННК в рамках обзора мировой и китайской энергетики (World and China energy outlook scenario)
<i>Сценарий Форума стран экспортеров газа</i>	
GECF, GGO Reference	Базовый сценарий обзора мирового рынка газа ФСЭГ (Global gas Outlook of Gas Exporting Countries Forum)
<i>Сценарий компании DNV</i>	
DNV, ETO	Сценарий энергетического перехода в рамках одноименного обзора (Energy transition outlook)
<i>Сценарии японского института экономики энергетики</i>	
IEEJ, Peak Oil Demand	Сценарий возникновения пика потребления нефтяного сырья (Peak oil demand scenario)
IEEJ, Reference	Базовый сценарий (Reference scenario)

IEEJ, Advanced Technologies	Сценарий развития продвинутых технологий (Advanced technologies scenario)
<i>Сценарии ИНЭИ</i>	
Консервативный	Базовый сценарий Института энергетических исследований
Инновационный	Сценарий использования инновационных технологий Института энергетических исследований
Энергопереход	Декарбонизационный сценарий Института энергетических исследований
<i>Сценарии Лукойл</i>	
Эволюция	Сценарий эволюционного развития в обзоре «Лукойл», 2019
Равные возможности	Консервативный сценарий обзора «Лукойл», 2019
Климат	Декарбонизационный сценарий обзора «Лукойл», 2019

Источник: обзоры мировой энергетики компаний и организаций за 2008-2019 гг.

Вследствие множественности сценариев их наглядное изображение достаточно информативно только в цветном исполнении. Для текущего черно-белого варианта мы приведем диаграммы только части сценариев, характеризующих проведенную классификацию. При этом вдоль траекторий около части маркеров расставлены годы, к которым относится данное значение энергии и ВВП. Для обеспечения «читаемости» диаграмм для многих траекторий приводятся годы только в конце рассматриваемого прогнозного периода. Так как все данные приведены с пятилетним интервалом, начиная с 2010 года, то для каждого маркера не составит труда определить тот год, к которому относятся соответствующие данные. На рис. 1 представлен комбинированный график прогнозов потребления первичной энергии. Для предлагаемого варианта классификации сценариев также важным показателем является величина выбросов CO₂. Поэтому перед описанием этой классификации сразу приведем и соответствующую диаграмму, рис. 2.

Выше в разделе 1 мы уже в целом описали три группы сценариев, теперь рассмотрим вопрос классификации более подробно. На основании данных рис. 1,2 выделим группу I сценариев, имеющих инерционный характер. В свою очередь группу I разобьем на три подкласса. Остальные группы сценариев подклассов не имеют. Ниже для упоминаемых сценариев будут приводиться в качестве количественных характеристик ежегодные темпы прироста ВВП, первичной энергии и выбросов CO₂ за период 2020-2040 гг., вычисленные автором на основе информации из обзоров мировой энергетики. Заметим, что при классификации мы будем учитывать не только сочетание значений указанных числовых показателей, но и качественный характер поведения соответствующих графиков. Для построения полностью цифровой классификации в обзорах мировой энергетики не хватает уровня подробности данных.

Группу Ia составят сценарии, которые показывают достаточно быстрый рост как экономики, так и ППЭ и выбросов CO₂. При этом рост ППЭ и CO₂ в зависимости от индекса роста ВВП имеет линейный характер. На рис. 1, 2 приведены графики трех сценариев этой группы (сплошные жирные линии в верхней части диаграмм): IEA, WEO 2019 CPS (3,3%;1,3%;1,0%); EIA, IEO 2019 Reference (3,1%;1,1%;0,5%); IEEJ, Outlook 2018 Peak Oil Demand (2,8%;1,0%;0,8%). Также к этой группе принадлежат не присутствующие на графиках сценарии EIA, IEO 2019 High (3,8%;1,7%;1,0%); IEEJ, Outlook 2018 Reference (2,8%;1,2%;0,9%). Дополнительно на рис. 2 приведен сценарий BP, EO 2019 ME, для которого нет данных для расчета обозначенных трех показателей, но который демонстрирует наивысший прогноз в отношении выбросов CO₂.

Группу Ib составят сценарии, в которых рост экономики сочетается с наличием тенденции к стабилизации уровня выбросов CO₂ в зависимости от индекса роста ВВП. Такая же тенденция «логарифмического роста» видна и в зависимости ППЭ от индекса роста ВВП.

На рис. 1, 2 приведены графики трех сценариев этой группы (штрихпунктирные линии в верхней части диаграмм): IEA, WEO 2019 SPS (3,3%;1,0%;0,3%); ОПЕК, WOO 2019 (3,2%;1,0%;0,5%); ВР, ЕО 2019 ЕТ (3,2%;1,1%;0,2%). Также к этой группе принадлежат не присутствующие на графиках сценарии GECF, GGO 2018 Reference (3,3%;1,0%;0,6%); CNPC, WCEO 2018 Base (3,1%;0,9%;0,4%).

Рисунок 1. Совокупность сценариев мирового потребления первичной энергии как функции индекса роста мирового ВВП, построенная на основании прогнозов 2018-2019 гг.

Источник: расчеты автора по данным МЭА, УЭИ США, ОПЕК, ВР, ИЕЕЖ, Шелл, Эксон, Эквинор, ИНЭИ и др.

Группу Ив составят сценарии, основной характеристикой которых является замедленный рост экономики, что приводит к соответствующему замедлению темпов роста ППЭ (тенденция к «логарифмическому росту» проявляется более четко, чем для группы Иб), к стабилизации и в дальнейшем некоторому снижению объема выбросов CO₂. На рис. 1, 2 приведены графики трех сценариев этой группы (пунктирные линии в середине диаграмм): Exxon, OFE 2018 (2,8%;0,8%;0,4%); Equinor, EP 2019 Reform (2,7%;0,6%;-0,2%); ИНЭИ 2019, Инновационный (2,7%;0,8%;0,0%). Также к этой группе принадлежат не присутствующие на графиках сценарии Equinor, EP 2019 Rivalry (2,5%;0,8%;0,4%); EIA, IEO 2019 Low (2,5%;0,8%;0,2%); MIT, JPO 2018 (2,7%;0,9%;0,4%); IEEJ, Outlook 2018 Advanced Technologies (2,8%;0,7%;-0,2%); ИНЭИ 2019, Консервативный (2,7%;0,9%;0,0%).

Рисунок 2. Совокупность сценариев сокращения мировых выбросов CO₂ как функции индекса роста мирового ВВП, построенная на основании прогнозов 2018-2019 гг.

Источник: расчеты автора по данным МЭА, УЭИ США, ОПЕК, ВР, ИЕЕЖ, Шелл, Эксон, Эквинор, ИНЭИ и др.

Группа II представляет собой нормативные экологические сценарии, которые характеризуются практически немедленной стабилизацией, а затем и снижением ППЭ, а также немедленным резким сокращением объема выбросов CO₂. При этом темпы роста экономики могут быть как высокими, так и низкими. На рис. 1, 2 приведены графики двух сценариев этой группы (сплошные жирные линии в нижней части диаграмм): IEA, WEO 2019 SD (3,3%;-0,1%;-3,1%); Equinor, EP 2019 Renewal (2,5%;-0,2%;-2,5%).

В целом группы I и II, как это видно из рис. 1, 2, представляют собой две противоположные тенденции соответственно: фактическое направление эволюции энергетики и желательное направление, реализующие цели, определенные Парижским соглашением по климату³⁶. Причем с каждым годом эти два направления все больше расходятся. Поэтому представляется достаточно закономерным появление третьей группы сценариев низкоуглеродного развития, которые пытаются совместить тенденции групп I и II. При этом в процесс построения таких сценариев активно вовлечены нефтегазовые компании.

Группа III представляет собой сценарии низкоуглеродного развития, которые характеризуются ростом ППЭ, по крайней мере, до 2030 года и началом сокращения объема

³⁶

<https://unfccc.int/process/conferences/pastconferences/paris-climate-change-conference-november-2015/paris-agreement>

выбросов CO₂ после 2025 года. По сравнению с текущим уровнем выбросов CO₂ к 2040 г. в группе III происходит сокращение выбросов примерно на четверть, для сравнения в группе II к тому же году происходит сокращение практически в два раза. При этом темпы роста экономики остаются достаточно высокими. На рис. 1, 2 приведены графики трех сценариев этой группы (бледные сплошные линии в середине диаграмм): Shell, SKY 2018 (3,1%;1,0%;-1,0%); BP, EO 2019 RT (3,2%;0,8%;-2,7%); DNV, ETO 2019 (2,8%;0,1%;-1,3%). К этой же группе, хотя и с некоторой натяжкой, можно отнести и не присутствующий на графиках сценарий ИНЭИ 2019, Энергопереход (2,7%;0,6%;-0,4%).

В самом конце 2019 г. свои сценарии представила и компания Лукойл. Она представила три сценария. Сценарий «Равные возможности» и «Эволюция» можно отнести к группе IV, а сценарий «Климат» – к группе III, поскольку ППЭ растет, а уровень выбросов CO₂ заметно падает. Однако сценарий «Климат» имеет темпы роста ВВП, которые не характерны для группы III, а характерны для группы IV.

Теперь посмотрим, что можно сказать, на основе доступных для всех сценариев показателей, об эволюции основной структуры энергетики в соответствии с выделенными путями развития. Для этого приведем на рис. 3 данные по мировому производству электроэнергии в зависимости от ППЭ и на рис. 4 доли энергоносителей в ППЭ на 2040 г.

Рисунок 3. Совокупность сценариев мирового производства электроэнергии как функции мирового потребления первичной энергии, построенная на основании прогнозов 2018-2019 гг.

Источник: расчеты автора по данным МЭА, УЭИ США, ОПЕК, BP, IEEJ, Шелл, Эксон, Эквинор, ИНЭИ и др.

Доля выработанной электроэнергии в ППЭ можно считать одним из показателей движения энергетики в направлении декарбонизации. Однако, как видно из рис. 3 к 2040 году большинство сценариев прогнозирует почти одинаковый уровень мировой выработки

электроэнергии – 3,5 млрд т н.э. Для сценариев группы III эта величина составит уже порядка 4,1 млрд т н.э. Текущая доля выработанной электроэнергии в ППЭ составляет около 16%. К 2040 г. сценарии группы Ia прогнозируют увеличение этой доли до 18,5%, сценарии группы Ib – до 20%, сценарии группы Iv – до 19,7%. В группе II доля электроэнергии в ППЭ к 2040 г. составит 26%, а в группе III – 24,4%.

Рисунок 4. Совокупность прогнозов мирового баланса первичных источников энергии в 2040 году, построенных в 2018-2019 гг.

Источник: расчеты автора по данным МЭА, УЭИ США, ОПЕК, ВР, IEEJ, Шелл, Эксон, Эквинор и др.

Таким образом, инерционное развитие (общая группа I) предполагает 19%-ную долю электроэнергии к 2040 г., а экологическое развитие (группа II) – 26% долю, однако общее количество производимой электроэнергии в этих группах примерно одинаковое, и рост процентного соотношения в группе II обеспечивается за счет общего снижения ППЭ. Лишь сценарии группы III демонстрируют увеличение объемов выработки электроэнергии по сравнению с инерционным путем развития (общая группа I), при этом доля электроэнергии в ППЭ к 2040 г. составит 24,4%.

Теперь, принимая во внимание и рис. 4, можно обрисовать следующую общую картину путей достижения в сценариях целей низкоуглеродного развития к 2040 г. Инерционный путь (общая группа I) предполагает естественную эволюцию энергетики: рост ППЭ (фактически, в соответствии с темпами прироста населения); рост доли электроэнергии в ППЭ с 16% до 19,4%; рост выбросов CO₂ на 7-20% (причем замедление прироста в сценариях достигается за счет общего торможения экономического развития); доля ВИЭ в балансе растет с 14% до, примерно, 20%, доля угля снижается с 26,7% до, примерно, 22%, доля газа растет на, примерно, 2 п.п. с 23%, а доля нефти снижается на, примерно 3,4 п.п. с 31,4%, доля атомной энергетики имеет тенденцию к стабилизации вокруг текущих значений. То есть, основу эволюции в сторону низкоуглеродного развития при сохранении

инерционных тенденций составляет торможение экономического развития. Доля углеводородных источников энергии к 2040 г. при сохранении инерционного пути составит 70-80%.

Основу пути экологического развития (группа II) составляет сокращение энергопотребления. Вообще говоря, это должно достигаться путем повышения энергоэффективности, но, по-видимому, учитывая тенденцию снижения темпов повышения энергоэффективности в настоящее время, такое направление развития приведет к ухудшению условий жизни населения, которое окажется вынужденным экономить энергоресурсы. Снижение ППЭ на 3-5% и повышение доли ВИЭ до, примерно, 32% приведет к сокращению уровня выбросов примерно в 2 раза в основном, как показывает анализ, за счет снижения потребления углеводородов, а не за счет развития технологий CCUS. При этом доля угля падает, примерно, до 1-12%, доля газа прогнозируется такой же, как при инерционном пути развития, доля нефти сокращается до 23%, а доля атомной энергии растет с 5% до 8,5%. Объем выработанной электроэнергии прогнозируется примерно таким же, как и для инерционного пути развития. Доля углеводородных источников энергии к 2040 г. при движении по экологическому пути все равно составит около 60%.

Низкоуглеродный путь развития энергетики (группа III) предполагает сохранение естественного роста ППЭ в соответствии с инерционными сценариями, доля угля снижается до, примерно, 15%, доля нефти остается на уровне прогнозов группы II, а доля газа волатильна с диапазоном 20-30%, доля атомной энергетики также неустойчива, она находится в диапазоне 4,6-8,5%. Повышенный (по сравнению со сценариями других групп) объем выработки электроэнергии обеспечивается за счет сохранения углеводородных источников. При этом после 2025 г. начинается падение уровня выбросов, которое достигает 30% к 2040 г. Это может обеспечиваться, принимая во внимание рост ППЭ, путем активного развития технологий CCUS. Доля углеводородных источников энергии к 2040 г. при реализации низкоуглеродного пути более волатильна по сравнению с экологическим путем развития и составит 56-66%.

С учетом текущих тенденций развития (отмеченных во многих обзорах, например, обзоре [1]) как технологий CCUS, так и технологий ВИЭ (особенно электрических сетей), а также методов повышения энергоэффективности, которые все демонстрируют замедление темпов развития, можно сказать, что реальным методом остается только снижение объемов использования энергии, как промышленностью, так и населением. С нашей точки зрения, это приведет к свертыванию мировой экономики и стагнации. Итак, на сегодняшний день, с нашей точки зрения, анализ публично доступных данных обзоров развития мировой энергетики не позволяет сделать вывод о возможности для мировой энергетики идти по пути низкоуглеродного развития в условиях реального экономического окружения.

4. Анализ совокупности сценариев потребления жидких углеводородов и природного газа в соответствии со сценариями развития мировой энергетики, построенными в 2018-2019 годах в перспективе до 2040-2050 годов

С точки зрения потребления углеводородного сырья сценарии разных групп демонстрируют определенную вариативность, которая, по-видимому, связана с различными дополнительными предположениями к общей канве рассматриваемых сценариев. Ниже рядом с названиями сценариев в скобках указаны соответствующие проценты роста за период 2020-2040 гг.

Рассмотрим в начале прогнозы потребления жидких углеводородов (ЖУВ), рис. 5. Сценарии группы Ia демонстрируют разнообразное поведение. Сценарий IEA, WEO 2019 CPS (1,0%) показывает устойчивый рост потребления ЖУВ, а сценарий EIA, IEO 2019 Reference (0,5%) демонстрирует стабилизацию к 2030 году, а затем рост возобновляется, причины такого явления в обзоре не раскрываются. Однако сценарий IEEJ, Outlook 2018

Peak Oil Demand (0,1%) показывает пик потребления в 2030 г., что соответствует предположениям этого сценария, отраженным в его названии.

Сценарии группы Ib, IEA, WEO 2019 SPS (0,4%); ОПЕК, WOO 2019 (0,4%); BP, EO 2019 ET (0,2%) демонстрируют стабилизацию потребления ЖУВ к 2040 г., что также соответствует заложенным в эти сценарии предположениям о стабилизации уровня выбросов CO₂.

Рисунок 5. Совокупность сценариев мирового потребления ЖУВ как функции индекса роста мирового ВВП, построенная на основании прогнозов 2018-2019 гг.

Источник: расчеты автора по данным МЭА, УЭИ США, ОПЕК, BP, IEEJ, Шелл, Эксон, Эквинор, ИНЭИ и др.

Для группы Ib характерно двойственное поведение. Сценарий Exxon, OfE 2018 (0,6%) показывает рост потребления ЖУВ с тенденцией к стабилизации к 2040 г. Сценарии Equinor, EP 2019 Reform (0,1%); ИНЭИ 2019, Инновационный (-0,1%) демонстрируют пик потребления ЖУВ – оба сценария в 2030 г.

Сценарии группы II, IEA, WEO 2019 SD (-1,6%); Equinor, EP 2019 Renewal (-1,4%), демонстрируют немедленное падение потребления ЖУВ, что соответствует предположениям этих сценариев.

Сценарии группы III все имеют пик потребления нефти, несмотря на темпы роста ВВП, превосходящие соответствующий показатель группы Ib. Так у Shell, SKY 2018 (-0,4%) пик потребления ЖУВ приходится на 2025 г.; пик BP, EO 2019 RT (-0,4%) также приходится на 2025 г.; а у DNV, ETO 2019 (-1,6%) пик возникает уже в 2020 г.

Можно сказать, что для потребления ЖУВ наблюдается два основных типа поведения: стабилизация к 2040 г. или возникновение пика потребления на горизонте 2030 г. или, возможно, 2025 г.

Теперь рассмотрим прогнозы потребления природного газа (ППГ), рис. 6. Все инерционные сценарии прогнозируют рост ППГ. Сценарии группы Ia демонстрируют устойчивый рост ППГ. Сценарии IEEJ, Outlook 2018 Peak Oil Demand (1,9%) и IEA, WEO 2019 CPS (1,9%) имеют наибольшие темпы роста из рассмотренных сценариев. Сценарий EIA, IEO 2019 Reference (1,1%) показывает устойчивый рост ППГ, но с темпом, скорее коррелирующим с группой Ib.

Рисунок 6. Совокупность сценариев мирового потребления природного газа как функции индекса роста мирового ВВП, построенная на основании прогнозов 2018-2019 гг.

Источник: расчеты автора по данным МЭА, УЭИ США, ОПЕК, ВР, IEEJ, Шелл, Эксон, Эквинор, ИНЭИ и др.

Сценарии группы Ib, IEA, WEO 2019 SPS (1,5%); ОПЕК, WOO 2019 (1,5%); ВР, EO 2019 ET (1,6%) демонстрируют рост ППГ примерно с одинаковым темпом.

Для группы Ib характерно большее разнообразие темпов роста. Сценарии ИНЭИ 2019, Инновационный (1,6%) и Exxon, OfE 2018 (1,3%) показывают рост ППГ с темпами роста на уровне группы Ib, а сценарий Equinor, EP 2019 Reform (0,9%) показывает более низкие темпы роста.

Поведение показателя ППГ в инерционных сценариях отражают общий вывод таких прогнозов о сокращении доли ЖУВ в энергетическом балансе и повышении доли природного газа. Для экологических и низкоуглеродных сценариев характерен пик потребления газа, в целом во всех сценариях этих групп ППГ растет до 2030 г., затем в большинстве сценариев этот показатель начинает снижаться, но менее интенсивно, чем для ЖУВ.

Сценарии группы II, IEA, WEO 2019 SD (0,1%); Equinor, EP 2019 Renewal (-0,1%) имеют пик ППГ в 2030 г., и в 2040 г. данный показатель возвращается к значениям 2020 г.

Сценарии группы III ведут себя более разнообразно. Так сценарий BP, EO 2019 RT (1,1%) демонстрирует рост ППГ на уровне группы IV, отметим, что для ЖУВ этот сценарий давал ранний пик (2025 г.) потребления. Сценарий Shell, SKY 2018 (0,5%) имеет пик ППГ в 2035 г., а у сценария DNV, ETO 2019 (0,6%) пик ППГ приходится на 2040 г.

Для природного газа также можно выделить два типа прогнозов: устойчивый рост даже на горизонте 2050 г. или возникновение позднего пика потребления на горизонте 2035-2040 гг.

В целом перспектива для природного газа выглядят более предпочтительной, чем перспектива для ЖУВ. Так в качестве позитивных прогнозов для природного газа большое число сценариев прогнозирует рост его потребления, в то время как для ЖУВ – в основном стабилизацию потребления к 2040 г. В качестве негативных прогнозов для природного газа некоторые сценарии дают пик его потребления на горизонте 2035-2040 гг., а для ЖУВ достаточно большое число сценариев имеет пик потребления в 2030 г, а некоторые даже в 2025 г.

Список использованной литературы

1. IEA, World Energy Outlook, 2019 edition.
2. WIREs Energy and Environment, S. Paltsev “Energy scenarios: the value and limits of scenario analysis”, v. 6, Issue 4, <https://doi.org/10.1002/wene.242>, 2017.
3. International Energy Forum publication, in partnership with Resources for the Future, A comparison of recent IEA and OPEC Outlooks, 2019.
4. Экологический вестник России, Мастепанов А.С. «Сценарий устойчивого развития МЭА, как путь к малоуглеродной энергетике будущего», № 6, с. 12-23, 2019.
5. Resources for the Future, R.G. Newell, D. Raimi, and G. Aldana «Global energy outlook 2019: The next generation of energy», Report 19-06, 2019.
6. World Energy Council, World Energy Insights Brief. Global energy scenarios. Comparison Review, 2019.
7. EIA, International Energy Outlook, 2019 edition.
8. OPEC, World Oil Outlook 2040, 2019 edition.
9. GECF, Global Gas Outlook, 2018 edition.
10. IEEJ, Outlook 2019, 2019 edition
11. MIT, Food, Water, Energy, Climate Outlook, 2018 edition.
12. ИНЭИ, Центр Энергетики МШУ Сколково, Прогноз развития энергетики мира и России, 2019 г. издания.
13. DNV GL, Energy Transition Outlook, 2019 edition.
14. ExxonMobil, Outlook for energy: a view to 2040, 2018 edition.
15. BP, Energy Outlook, 2019 edition.
16. Shell, Sky: meeting the goals of the Paris agreement, 2018.
17. Equinor, Energy Perspectives, 2019 edition.
18. CNPC, World and China Energy Outlook 2050, 2018 edition.
19. Лукойл, Основные тенденции развития мирового рынка жидких углеводородов до 2035 года, 2019 г. издания.

Полаева Г.Б., Юрченко Н.Ю.

Перспективы развития атомной энергетики Индии

Индия является одной из наиболее быстро растущих экономик мира, развитие страны объясняет увеличивающийся спрос на энергоносители. В настоящее время в энергетическом балансе Индии преобладают ископаемые виды топлива, такие как уголь, нефть, которые необходимо импортировать, что делает страну зависимой от колебаний мировых цен.

Начиная с 1985 года, потребность в электроэнергии Индии постоянно увеличивается и в последующие годы, по мнению ученых, рост только продолжится. Ситуация сложившаяся с загрязнением окружающей среды принуждает Индию к поиску баланса между экономическим развитием и экологической устойчивостью, что потребует кардинального пересмотра энергетического баланса. Сегодня, согласно реализуемой правительством страны стратегии, более чистые и устойчивые источники энергии должны играть главную роль.

Ядерная энергия является тем ресурсом, который может повысить энергетическую безопасность Индии и удовлетворить потребности обеспечения, как экономического роста, так и экологической устойчивости.

Развитие атомной энергетики в Индии прошло несколько этапов. Её зарождение относится к началу 1950-х годов, когда известный индийский физик Х. Бхабха разработал стратегическую программу развития индийской атомной энергетики. Программа исходила из того, что залежи урана в Индии скромны по сравнению с другими государствами мира, в то же время запасы тория огромны – около 30% мировых запасов. Долгосрочную трехстадийную программу развития атомной энергетики Индии и перспективы её развития Бхабха связывал не с расширением запасов урана, а с вовлечением в эксплуатацию тория, с разработкой, так называемого ториевого цикла, что обусловлено своеобразием ресурсной базы страны.

Специалисты Департамента атомной энергии Министерства энергетики Индии считают, что ядерная энергия является единственным источником, подходящим для поддержки непрерывной индустриализации и урбанизации в стране. Однако это возможно только в том случае, если ядерная энергия сможет обеспечить 25% от общей потребности в электрогенерации. Департамент атомной энергии Индии разработал программу, основанную на сочетании реакторов с тяжелой водой под давлением (PHWR), реакторов с легкой водой (LWR) и реакторов на быстрых нейтронах (FBR).

Реакторы с тяжелой водой под давлением (PHWR) были естественным выбором для реализации первого этапа развития атомной энергетики, который позволил Индии овладеть технологией производства таких реакторов и самостоятельно начать научную работу в этом направлении.

В настоящее время доля ядерной энергии в энергобалансе Индии не велика, планирует увеличить ее с 3 % до 10 % к 2022 году и 26% к 2052 году. Для достижения этих целей Индии необходимо будет вложить 65 миллиардов долларов в новые атомные электростанции. Значительные инвестиции также потребуются для обеспечения топливом существующих ядерных реакторов, почти все из которых основаны на технологии реактора с тяжелой водой под давлением (PHWR).

В таблице 1 представлены используемые на индийских АЭС реакторы по типам и характеристикам.

Таблица 1.

Атомные реакторы, используемые на АЭС Индии

Расположение	BWR		PHWR		PWR	
	Кол-во	Мощность MWe	Кол-во	Мощность MWe	Кол-во	Мощность MWe
Тарпур (TAPS)	2	320	2	1080		

Раджастан (RAPS)			6	1180		
Мадрас (MAPS)			2	440		
Каига (KGS)			4	880		
Куданкулам (KKNPS)					2	2000
Нарора (NAPS)			2	440		
Какрапар (KAPS)			2	440		
Общая численность реакторов	2	320	18	4460	2	2000
						22
Установленная мощность GWe						6,78

Источник: [Официальный сайт Ядерной энергетической корпорации Индии (NPCIL). URL: https://npcil.nic.in/content/328_1_AboutNPCIL.aspx]

В Индии в настоящее время имеется 22 действующих ядерных реакторов, их суммарная мощность составляет 6,8 ГВт. Гражданская ядерная стратегия страны осуществлялась в основном без поставки топлива и технической помощи со стороны других государств в течение достаточно длительного времени, что явилось следствием исключения страны из Договора о нераспространении ядерного оружия (ДНЯО) и привело к изоляции Индии от атомных программ. В последние годы объем торговли ядерными материалами значительно увеличился, начиная с сентября 2008 года, после заключения соглашения Индии с Группой ядерных поставщиков (ГЯП). С тех пор были подписаны соглашения о гражданском ядерном сотрудничестве с США, Россией, Францией, Австралией и Казахстаном, а также с другими странами.

Правительство также осуществило административное согласование и финансовую дотацию на строительство двенадцати ядерных энергетических реакторов - десять реакторов мощностью 700 МВт, которые будут установлены в режиме флота, и две установки мощностью 1000 МВт, которые будут созданы в сотрудничестве с Российской Федерацией по наращиванию потенциала атомной энергетики в стране.

В настоящее время представленные в таблице 2 атомные проекты находятся на разных стадиях строительства, а проекты, отраженные в таблице 3, согласованны и профинансированы.

Таблица 2.

Строящиеся АЭС Индии

Штат	Локализация АЭС	АЭС	Мощность (MW)
1. Гуджарат	Какрапар	KAPP-3&4	2 X 700
2. Раджастан	Rawatbhata	RAPP-7&8	2 X 700
3. Тамил нанду	Куданкулам	KKNPP- 3&4	2 X 1000
4. Тамил Нанду	Калпаккаме	PFBR	500

Источник: [Официальный сайт Ядерной энергетической корпорации Индии (NPCIL). URL: https://npcil.nic.in/content/328_1_AboutNPCIL.aspx]

Таблица 3.

Проекты АЭС Индии, прошедшие стадию проектного финансирования

Штат	Место нахождения	Проект	Мощность (MW)
1. Мадхья-Прадеш	Чутка	Чутка 1, 2	2 X 700
2. Карнатака	Каинга	Каинга 5, 6	2 X 700
3. Раджастан	Махи Бансвара	Махи Бансвара 1, 2	2 X 700
4. Харьяна	Горакпура	GHA VP 3, 4	2 X 700

5. Раджастан	Махи Бансвара	Махи Бансвара 3, 4	2 X 700
--------------	---------------	--------------------	---------

Источник: [Официальный сайт Ядерной энергетической корпорации Индии (NPCIL).
URL: https://npcil.nic.in/content/328_1_AboutNPCIL.aspx]

За последние десятилетия Индия приобрела опыт в эксплуатации реакторов на быстрых нейтронах и ториевом топливном цикле и стремится стать мировым лидером в ядерной технологии.

На втором этапе ядерно-энергетической программы будут развернуты быстрые реакторы-размножители (FBR). Реакторы на быстрых нейтронах предназначены для производства большего количества топлива, чем они потребляют, поэтому в целом их называют заводчиками.

Быстрые реакторы-размножители также имеют решающее значение для увеличения запасов плутония, так что можно создать гораздо большую мощность облучения для производства U-233 в масштабе для использования в программе третьего этапа. Для этого на соответствующем этапе FBR необходимо будет загрузить торий 232 в качестве общего материала, который будет преобразован в U-233. Имея достаточные запасы и производственные мощности для U-233, можно перейти к третьей ступени. Таким образом, FBR обеспечивают существенную связь между первым и третьим этапами энергетической программы, основанной на местных ресурсах ядерного материала.

Планируется построить еще шесть быстрых реакторов-размножителей мощностью 600 МВт каждый, особое внимание будет уделяться экономичности и безопасности. Два из этих шести реакторов планируется построить на базе FBR. Ожидается, что первый из этих шести реакторов будет запущен в эксплуатацию в 2029 году, последующие три реактора будут развернуты с интервалами в два года. Топливный комплекс для быстрых реакторов (FRFCF) будет расширен для переработки и изготовления топлива из двух дополнительных реакторов, запланированных в Калпаккаме.

Третий этап программы энергетической безопасности Индии предполагает переход на ториевые реакторы. Станции такого типа считаются настолько безопасными, что их можно строить прямо в городской черте. Еще одно важное преимущество тория – его большая распространенность на территории Индии, его запасы оцениваются в 290 тыс. тонн, это второе место после Австралии (300 тыс. тонн).

Третий этап ядерно-энергетической программы будет основан на уран-233-ториевых системах. Коммерческое развертывание реакторов на основе тория в значительных масштабах может начаться только в том случае, если установлена значительная мощность реактора на быстрых нейтронах, работающая на топливном цикле плутония-урана, чтобы не препятствовать росту потенциала ядерно-энергетической программы. Реакторы на основе тория не обеспечивают такого эффективного размножения, как быстрые реакторы, и, следовательно, крупномасштабное развертывание тория ожидается только через несколько десятилетий. Однако следует признать, что наращивание мощностей на первых двух этапах имеет решающее значение для стремления Индии использовать свои обширные ториевые ресурсы для обеспечения энергетической безопасности.

Для Индии стратегически важно развиваться в данном направлении, осуществляя строительство реакторов типа PHWR, работающих на смеси тория и импортируемого низкообогащенного уранового топлива.

Уже утвержденные проекты позволят увеличить мощность ядерной энергетики страны до 22 480 МВт. Это позволит добавить около 40 000 МВт новых мощностей для достижения цели в 63 000 МВт. Планируется использование как импортных реакторов, так и индийские разработки, дополняющие друг друга. Для этой цели Департамент по атомной энергии (DAE) уже выделил землю, и ведутся переговоры с подрядчиками. Индийское правительство планирует перейти к производству легководного реактора мощностью 900 МВт.

В индийских исследованиях оценивается энергетическое будущее страны до 2030 и 2040 годов. Оценки по ним могут быть экстраполированы с целью представления возможных изменений в энергетическом секторе Индии к 2050 году. Например, в специальном отчете World Energy Outlook India 2015 года были разработаны два сценария энергетического будущего Индии: пример индийского видения и базовый сценарий. В случае с «Индийским видением» страна в ускоренном режиме решает ключевые задачи круглосуточного электроснабжения и увеличения доли обрабатывающей промышленности в ВВП. Базовый сценарий содержит более скромные оценки роста экономики Индии, а также производства.

Согласно сценарию «Индийского видения», общая электрогенерация в стране к 2040 году превысит 1100 ГВт, а ядерная энергия обеспечит только 39 ГВт. Интересно, что, хотя в базовом сценарии иная общая оценка мощности - 1076 ГВт, - прогноз для ядерной энергетики остается тем же на уровне 39 ГВт. Экстраполируя темпы роста ядерной энергетики из этого исследования, можно получить около 55 ГВт установленной ядерной мощности к 2050 году.

Для реализации таких масштабных целей между 2040 и 2050 годами потребуется увеличение количества реакторов – размножителей на быстрых нейтронах (FBR) до восьми. Такой темп роста позволит к 2050 году добиться мощности 4,3 ГВт. Широкомасштабное развертывание ториевых реакторов ожидается только после 2040-ого года, учитывая необходимость получения достаточного количества сырья.

Другим вариантом является использование ториевого реактора ANWR 300-LEU. Мощность реактора составляет 300 МВт. Теплоносителем является кипящая легкая вода, замедлителем - тяжелая вода. В проекте реактора имеется ряд пассивных защитных систем, а его топливо оказывает меньшее влияние на окружающую среду, чем уран или уран-плутониевая смесь.

Таким образом, можно ожидать, что ANWR обеспечат в общей сложности до 2,4 ГВт в 2050 году.

В таблице 4 приводятся прогнозы использования реакторов в 2050 году. Как видно, общая мощность к 2050 году составит 52 ГВт, что будет почти в десять раз больше по сравнению с сегодняшним уровнем.

Таблица 4.

Сводка типов реакторов и прогнозы на 2050 г.

Тип реактора	Текущая мощность (ГВт)	Текущая конструкция	Расчетная мощность к 2030 году (ГВт)	Расчетная мощность к 2050 году (ГВт)
PHWR	4.5	4x700 МВт	10	20
ВВЭР	1	1x1000 МВт	4	8,8
EPR	0	-	3,3	9,9
FBR	0	1x500 МВт	1.4	4,3
ANWR	0	-	0	2,4
AP 1000	0	-	2,2	6,6

Источник: [Официальный сайт Ядерной энергетической корпорации Индии (NPCIL). URL: https://npcil.nic.in/content/328_1_AboutNPCIL.aspx]

Индия использует замкнутый топливный цикл, предназначенный для максимального использования своих ограниченных урановых ресурсов. В отработанном ядерном топливе содержится примерно 1 % плутония. Это топливо, которое не нуждается ни в каком процессе обогащения, оно может быть смешано с обедненным ураном и поставляться в виде свежих топливных сборок для загрузки в реакторы. Его можно использовать для загрузки в будущие

реакторы-размножители. Замкнутый топливный цикл является ключевым элементом индийской трехэтапной ядерной программы.

Зарубежные реакторы, используемые на индийских АЭС, такие как российский ВВЭР, используют низкообогащенный уран (НОУ-топливо). Необходимо осознавать, что любые соглашения о строительстве в Индии иностранных реакторов будут включать обязательства поставщика по поставке топлива в течение всего срока службы реактора.

Помимо перерабатывающих мощностей, Индия также разработала планы по увеличению своих мощностей по обогащению. Таким образом, обогащательные мощности будут стимулировать быстрое расширение гражданской ядерной индийской энергетической программы до 2050 года.

Энергетическая безопасность для Индии, как страны со стремительно развивающейся экономикой и одновременно недостаточно развитой инфраструктурой, в том числе, энергетической, является одной из первоочередных задач. Необходимость увеличения производства ядерной энергии обуславливается не только высокой карбонизацией электрогенерации в стране (подавляющий объем электроэнергии здесь производится угольными ТЭС), но и в целом серьезным уровнем загрязнения окружающей среды. Альтернативные источники энергии, требующие намного более существенной площади и в определенной степени, зависящие от природных условий, в данном плане намного менее эффективны, чем мощные и стабильные АЭС. Поэтому приоритетом индийской власти является развитие низкоуглеродной электрогенерации.

Индия обладает существенными запасами тория, но весьма скудными запасами урана. Поэтому развитие «ториевой» энергетики будет проходить третьим этапом реализации программы энергетической безопасности. А на данном этапе Индии, наряду с собственными разработками и проектами, необходимо участие стран-партнеров для обеспечения нужд страны в стабильной и безопасной структуре электрогенерации.

Список использованной литературы:

1. Россия и Индия заключат «энергетический союз» [Электронный ресурс]. URL: <http://news.postlive.net/business/rossiya-i-indiya-zaklyuchat-energeticheskii-soyuz.436744/>.
2. India wont need extra power plants for next three years - Says government report". [Электронный ресурс]. URL: <http://economictimes.indiatimes.com/industry/energy/power/india-wont-need-extra-power-plants-for-next-three-years-says-government-report/articleshow/52545715.cms>.
3. India is waking up from nuclear energy dream Energy. [Электронный ресурс]. URL: <https://www.orfonline.org/research/india-waking-nuclear-energy-dream-49434>.
4. "Location wise regional summary of all India installed capacity of utility power stations" [Электронный ресурс]. URL: http://cea.nic.in/reports/monthly/installedcapacity/2019/installed_capacity-06.pdf.
5. Официальный сайт Ядерной энергетической корпорации Индии (NPCIL). [Электронный ресурс]. URL: https://npcil.nic.in/content/328_1_AboutNPCIL.aspx
6. Официальный сайт Всемирной атомной ассоциации. [Электронный ресурс]. URL: <https://www.world-nuclear.org/information-library/facts-and-figures/nuclear-generation-by-country.aspx>

За последние три десятилетия индийская экономика стала одной из самых быстрорастущих экономик мира. Вступив на путь экономической либерализации и открыв свои двери для глобализации и принятия рыночных механизмов. Введенный в 1991 году свободный режим инвестиций и торговли способствовал росту экономики, расширению выбора для потребителей и значительному сокращению масштабов нищеты.

Стремление Индии состоит в том, чтобы поддерживать долгосрочный рост основных драйверов роста. Во многом рост индийской экономики обусловлен демографическим фактором. Драйвером экономического ускорения республики также стало расширение финансовой системы и рост доступности финансовых услуг по отношению к большей части населения. Индия является третьим по величине потребителем энергии в мире и ее роль как одного из ключевых потребителей энергетических ресурсов и драйвера формирования энергетических потоков на мировом рынке только возрастает.

Текущий этап развития Индии можно обозначить как переход от низкопродуктивного сельского хозяйства к высокопродуктивным отраслям, переход от системы с низким потреблением энергии, основанной биомассе и угле, к энергосистеме с высоким потреблением энергии, основанной на более технологичных источниках и процессом урбанизации и развитием инфраструктуры, позволяющий значительно быстрее и шире обмениваться товарами, услугами, идеями.

Ключевые факторы роста в Индии:

- Во-первых, несмотря на то, что в течение нескольких десятилетий после обретения независимости Индии объем торговли в ВВП оставался стабильно низким, но с начала 90-ых годов и до мирового финансового кризиса объем торговли показал беспрецедентный рост.
- Во-вторых, Индия получила выгоду и, вероятно, будет продолжать получать ее от прирастающего населения трудоспособного возраста, при этом доля населения трудоспособного возраста увеличивалась ежегодно на 10% в период с 1970 по 2017 год.
- В-третьих, Индия выиграла от увеличения нормы сбережений и инвестиций, которое продолжались до конца 2000-ых годов.
- В-четвертых, данные свидетельствуют о том, что финансовое развитие является не только побочным продуктом роста, но также может стимулировать рост и развитие посредством воздействия на накопление факторов и производительность.

График 1. Структура ВВП Индии на 2019 года

Источник: Министерство финансов Индии, Резервный банк Индии

На сегодняшний день население страны превышает 1,3 млрд человек, а объём ВВП на душу населения постепенно растёт. Сектор сельского хозяйства занимает 17% ВВП, обеспечивая занятостью 60% населения.

Такая ситуация создаёт все условия для активного развития сферы услуг. Сектор услуг является сегодня в Индии доминирующим и быстрорастущим в сравнении с остальными секторами экономики. Рост сектора услуг вместе с наметившимся расширением среднего класса в Индии способствует ускоренному наращиванию потребления.

Факторы, ограничивающие рост:

- ❖ Фундаментальным препятствием для долгосрочного роста Индии является нехватка природных ресурсов, а именно зависимость индийской экономики от импорта энергоносителей.
- ❖ Устойчивый долгосрочный рост потребует сосредоточения на всеобъемлющем росте, основанном на повышении производительности, который создает рабочие места для растущего населения Индии.
- ❖ Решение проблем, связанной с эффективностью государственного сектора, имеет ключевое значение для обеспечения эффективного осуществления реформ и удовлетворения потребностей растущего среднего класса.
- ❖ Более 600 миллионов индийцев сталкиваются с острой нехваткой воды. Все это будет усиливать тенденции к внутренней миграции тем самым подрывая устойчивое и равномерное развитие регионов, перегружая более благополучные районы и провоцируя цепной спад как деловой, так и экономической активности.

Теперь, когда неопределенность вновь нависает над мировой экономикой, Международный валютный фонд прогнозирует, что ВВП Индии также снизится до 6,1% в 2021–2022 годах, что по-прежнему оставит ее в группе стран с самой быстрорастущей крупной экономикой в мире. Индия также выгодно отличается от других развивающихся рынков потенциалом роста. Страна предлагает привлекательное долгосрочное будущее, которое в значительной степени зависит от потребительского класса, который, как ожидается, к 2025 году увеличится более чем в три раза, до 89 миллионов домохозяйств.

Либерализация создала новые возможности, задача же политической системы состоит в том, чтобы управлять ростом, для достижения устойчивых экономических показателей. Несмотря на то, что была проделана огромная работа по превращению Индии в глобальную экономическую силу тем не менее пока это принесло пользу не всем гражданам. Существует огромная неудовлетворенная потребность в базовых услугах, таких как, например, водоснабжение и санитария, энергетика и здравоохранение, в то время как бюрократия затрудняет ведение бизнеса. Правительство приступило к решению многих из этих проблем, и темпы изменений могут ускориться в ближайшие годы, поскольку некоторые инициативы набирают силу.

Вопрос, который должен рассматриваться — это включение энергии в качестве фактора производства. В последние годы все больше внимания уделяется взаимосвязи между использованием энергии и экономическим ростом. В то время как энергия вносит весомый вклад для роста и развития современной экономики, ожидается, что использование энергии будет ограничивающим фактором для экономического роста, также как труд и капитал.

Ограниченный ресурсный потенциал подразумевают серьезное торможение роста, которое может нивелировать положительное влияние технического прогресса. Также можно утверждать, что влияние использования энергии на рост будет зависеть от структуры экономики, энергоёмкости и стадии экономического роста.

Процесс экономического развития связан с сильным ростом спроса на энергию. Экономический рост является решающим фактором спроса на энергию и прогнозы роста

имеют важное значение для оценки будущего спроса и предложения энергии. Тем не менее расширение потребления энергии одновременно с экономическим развитием может потенциально создать серьезные проблемы.

Мы используем простую систему учета, которая декомпозирует рост производства на рост факторов производства и рост TFP. ВВП (Y) определяется с использованием производственной функции Кобба-Дугласа с постоянной отдачей в масштабе:

$$Y = A_t * K_t^{\alpha} (H_t * L_t)^{\beta} * E_t^{(1-\alpha-\beta)}$$

В расчете на одного работника: $Y/L = K/L * (L * h)/L$ и $Y/L = K/L * (L * h)/L * E/L$, что представляется как $y = A_t * k_t^{\alpha} * h_t^{\beta}$ и для случая с использованием энергии $y = A_t * k_t^{\alpha} * h_t^{\beta} * e_t^{\gamma}$ соответственно.

Доля капитала в производстве α принимается равной 0,33, исходя из оценки, использованной в индийских источниках и стоящей в одной линии с международными оценками.

Мы следуем литературе, доля труда β в производстве составляет 0,67. Данные о среднем количестве лет обучения населения в этой возрастной группе получены из таблиц Barro-Lee.

В нашем сценарии закладывается рост капитала (GFC) на уровне 5,56% в год до 2035 года. Прогнозы ООН для населения трудоспособного возраста и прогнозы Барро и Ли (2015) количество средних лет обучения (2010 = 6,59 года, 2030 = 9,52 года). Средний рост TFP до 2035 года 3,55%. Рост потребление энергии на уровне 3,4% до 2035 года уровне 3,4% до 2035 года.

“Традиционный подход” - α принимается равной 0,33 и индекс человеческого капитала h , β принимается равной 0,67. Исходя из предположений, описанных выше и модели $y = A_t * k_t^{\alpha} * h_t^{\beta}$ мы получаем оценку экономического роста равного 5,5% в среднем до 2035 года.

Традиционный подход + энергия” - α принимается равной 0,28, индекс человеческого капитала $(h * L)/L$, β принимается равной 0,67 и энергия выраженная через общее конечное потребление энергии γ принимается равной 0,05. Исходя из предположений, описанных выше и модели $y = A_t * k_t^{\alpha} * h_t^{\beta} * e_t^{\gamma}$ мы получаем оценку экономического роста равного 5,7% в среднем до 2035 года. В данной модели TFP показал уменьшение что не отличается от базового условия уменьшения последнего при включении энергии.

“Традиционный подход + энергия(эксергия)” - α принимается равной 0,28, индекс человеческого капитала $(h * L)/L$, β принимается равной 0,42, и энергия, выраженная через общее количество полезной эксергии γ принимается равной 0,30. “Эта модель основана на исследованиях Рейнера Кюммеля.

Исходя из предположений, описанных выше и модели $y = A_t * K_t^{\alpha} * H_t^{\beta} * E_t^{\gamma}$ мы получаем оценку экономического роста равного 5,9% в среднем до 2035 года. В данной модели TFP показал значительное уменьшение что подтверждает базовое условие уменьшения последнего при включении энергии.

Таблица 1.

Прогнозы роста ВВП Индии, выполненные сторонними организациями

Год	Организация	Темп роста до 2035 %
2016	Ila Patnaik and Madhavi Pundit	6.5 (благоприятный сценарий)
2017	PWC	5.2
2017	Mitsubisi Research Institue	5.9
2018	OECD	5.4

2018	The Department of the Treasury. The Commonwealth of Australia	6
2018	World Economic Forum	6.7
2018	Institute of Energy Economics, Japan (IEEJ)	5.7
2019	Exxon Corporation	4.6
2019	(EIA) United states energy information administration	6

Источник: Составлено автором

За четыре месяца, закончившихся в октябре, рост объема производства в Индии замедлился до 4,5%, что является самым медленным темпом роста за последние шесть лет. Fitch Ratings в четверг снизило прогноз роста ВВП Индии в текущем финансовом году до 5,5%, которое в июне этого года оценило рост ВВП Индии в 6,6%. Прогноз ниже 6,1%, который прогнозировал Резервный банк Индии (RBI) в начале октября. Экономический рост составит 5,5% в 2019-2020 годах, прежде чем увеличиться до 6,0 в 2020–2021 годах и 6,4% в 2021–2022 годах.

Список использованной литературы

1. Трансформация мировой энергетики: рыночные механизмы и государственная политика. Отв. ред. С.В. Жуков. М.: ИМЭМО РАН, 2016, 230с. – URL: http://www.imemo.ru/files/File/ru/publ/2016/2016_012.pdf
2. Ahmad, J. (2001): Causality Between Exports and Economic Growth: What Do the Econometric Studies Tell Us?, Pacific Economic Review, vol. 6, pp. 147-167.
3. Dutta, D. (1998): Fifty Years of Economic Development in India: Rhetoric and Reality, published in Fifty Years of Indian Development: India in Retrospect, Future Directions and Investment Outlook, Economic Conference Monograph no. 5, (eds.) P.K. Basu, N.D. Karunaratne and C.A. Tisdell, The University of Queensland, Australia.
4. Cobb-Douglas Production Function: The Case of a Converging Economy Dana Hájková and Jaromir Hurnik Czech Journal of Economics and Finance (Finance a uver), 2007, vol. 57, issue 9-10, 465-476
5. Energy-Capital-Labor Substitution and the Economic Effects of CO2 Abatement: Evidence for Germany Claudia Kemfert and Heinz Welsch Journal of Policy Modeling, 2000, vol. 22, issue 6, 641-660
6. International Comparisons of the Sources of Economic Growth Chrys Dougherty and Dale W. Jorgenson. American Economic Review, 1996, vol. 86, issue 2, 25-29
7. The Growth Report Strategies for Sustained Growth and Inclusive Development COMMISSION ON GROWTH AND DEVELOPMENT © 2008 The International Bank for Reconstruction and Development / The World Bank On behalf of the Commission on Growth and Development 1818 H Street NW Washington, DC 20433.
8. Public Infrastructure and Economic Growth A Dynamic General Equilibrium Analysis with Heterogeneous Agents Yazid Dissou (ydissou@uottawa.ca) and Selma Didic No 3368, EcoMod2011 from EcoMod.

Великороссов В.В., Захаров А.К., Генкин Е.В.
**Перспективы развития возобновляемых источников энергии в рамках
формирования новой парадигмы мирового энергетического рынка**

1. Переход к новой технологической платформе развития энергетики

Высокие темпы промышленного развития большинства развитых стран мира заложили основу для формирования новой технологической платформы развития мирового энергетического рынка и, в первую очередь, существенного увеличения доли возобновляемых источников энергии в общем энергобалансе. В России формирование новой технологической платформы развития энергетической отрасли связано прежде всего с планируемым выводом из эксплуатации отработавших свой ресурс генерирующих активов. Прогнозируемый уровень вывода генерирующих мощностей в период 2020-2040 гг. составит около 68 ГВт, в том числе – 51,2 ГВт – мощности тепловых электростанций³⁷.

Несмотря на существующую структурную неопределенность архитектуры новой энергетической парадигмы, можно выделить определенные тенденции развития энергокомпаний:

1. Происходит постепенное изменение структуры мирового энергобаланса за счёт увеличения доли возобновляемой и атомной энергетики.
2. Существует тренд на снижение доли углеводородного топлива, снижение выбросов углекислого газа и иных способов загрязнения окружающей среды.
3. Невозможность соответствия роста добычи углеводородов на уровне, соответствующим темпам роста потребления электроэнергии.
4. Рост потребления электроэнергии непромышленными потребителями и, как следствие, существенное изменение структуры потребления энергии, что вызывает необходимость коррекции технологических процессов в энергетических системах различных стран.

С начала 2000-х в мире наблюдается «новая промышленная революция» или «Индустрия 4.0.», сформировавшая целый пул вызовов, связанных с технологическими изменениями в глобальной экономике. Данный процесс дал толчок к созданию и развитию цифровых платформ, агрегирующих большие объемы данных. Необходимо отметить, что основой осуществления проектов является новая технологическая платформа (цифровые системы, аддитивные и высокоточные технологии и производства), требующая надежного и бесперебойного энергоснабжения и высокого качества электроэнергии. Кроме того, создание и развитие систем резервирования энергии является неотъемлемой частью решения задачи по покрытию «цифрового спроса», доля которого в ряде стран, по оценкам экспертов, составит до 20–30% к 2030 году³⁸.

Вызов успешного участия в новой технологической революции представляет собой ключевой вызов для Российской Федерации XXI века. Важно отметить, что введенные в 2014 году секторальные санкции со стороны ЕС и США показали целый ряд отраслей и направлений, по которым Россия в настоящее время не способна конкурировать с передовыми зарубежными компаниями. Соответственно для нашей страны, как и для других стран BRICS, приоритетным направлением является ускоренная адаптация и копирование существующих технологий и трендов, при сохранении акцента на увеличение числа собственных разработок.

Среди основных ограничений, преодоление которых необходимо для участия России в «Индустрии 4.0.», можно выделить следующие: низкий уровень активности промышленных компаний в осуществлении инновационной деятельности; снижение наукоемкого экспорта и

³⁷ World Energy Outlook. IEA, 2018

³⁸ Экспертно-аналитический доклад «Цифровой переход в электроэнергетике России». ЦСР. 2018

экономики РФ; низкие темпы цифровизации народного хозяйства страны, не позволяющие повысить производительности, а также полноценно встроиться в глобальные технологические тренды.

Безусловно, общим мировым драйвером по данному направлению является тренд на удешевление новых технологий, объективно, чем доступнее становится продукт, тем больше его распространение. Для входа в новую технологическую революцию для России необходимо выделить индивидуальные направления развития собственных технологий в энергетике, снижение зависимости от иностранного оборудования при одновременном расширении международной взаимодействия в части ключевых направлений, роботизации и цифровизации традиционных секторов экономики и энергетики.

Очевидно, что полноценное вхождение России в «Индустрию 4.0» будет способствовать различным структурным и балансовым изменениям в социально-экономической сфере, при этом основные последствия будут с аккумулированы по следующим направлениям: увеличение финансирования НИОКР; «умный» поворот в традиционной промышленности и энергетике, выделение новых отраслей; изменение карты профессий и специальностей; необходимость повышения адаптивных характеристик сферы образования (в том числе, акцент на life-long learning и навык обучения); сокращение продолжительности жизненного цикла технологий; снижение стоимости новых технологий; цифровизация смежных отраслей и обеспечение цифровой инфраструктуры; создание совместных с компаниями-лидерами и собственных научных объединений и предприятий.

При этом электроэнергетическая отрасль (особенно ветроэнергетика и солнечная энергетика) относится к ключевым направлениям научно-технического развития экономики. Это подтверждает и доля патентных заявок по объектам возобновляемой энергетики, которая составляет около половины всех патентных заявок в отрасли. Более того, проектом Энергетической стратегии России на период до 2035 года, подготовленным Минэнерго России «изменение структуры и масштабов производства энергоресурсов», в том числе за счёт возобновляемых источников энергии (далее – ВИЭ) наряду с «переходом на путь инновационного и энергоэффективного развития» отнесено к числу главных направлений развития отраслей топливно-энергетического комплекса нашей страны³⁹.

В качестве главной цели Энергетической стратегии России до 2035 года сформулировано «создание инновационного и эффективного энергетического сектора страны, обеспечивающего необходимый вклад в социально ориентированное инновационное развитие страны». Представляется, что именно комплексное развитие возобновляемой энергетики с ее инфраструктурой позволит создать новые рабочие места, осуществлять дальнейшие НИОКР, а также совместные проекты с энергокомпаниями на международном уровне.

По прогнозам Международного энергетического агентства (далее – МЭА) доля ВИЭ и атомной энергетики в мировом энергобалансе может достичь 65% к 2040 г., в настоящее время она составляет около 36%⁴⁰.

Развитие ВИЭ в России и мире оказывает влияние и на ускоренное развитие промышленности и НИОКР. При этом Россия обладает существенными наработками в части развития технологий отдельных секторов возобновляемой энергетики (гидроэнергетика, тепловая энергетика на основе биомассы и биогаза, геотермальная энергетика, приливная, волновая, солнечная), но пока отстает в области развития ветроэнергетики.

³⁹ Энергетическая стратегия России на период до 2030 года утверждена Распоряжением Правительства РФ №1715-р от 13.11.2009. В настоящее время Министерством энергетики РФ разработан проект Энергетической стратегии России на период до 2035 года

⁴⁰ World Energy Outlook. IEA, 2019.

2. Основные тенденции развития энергетики на основе ВИЭ в России и в мире

Высокие темпы развития возобновляемой энергетики в мире в последние 15-20 лет предопределили новые тренды как развития электроэнергетической отрасли, так и экономик многих стран. Поддержка развития ВИЭ со стороны правительств ряда стран мира привела к положительным эффектам, выражающимся в создании новых рабочих мест, развитии НИОКР, вспомогательных и обслуживающих производств, включая расширения рынка энергетического машиностроения и ремонта, подготовки и обучения кадров и ряд других направлений. Сегодня можно говорить о ежегодном темпе роста объема мирового рынка возобновляемой энергетики на уровне до 60 млрд. долларов США.

Наибольшее распространение среди ВИЭ-генерации получила ветряная генерация. Крупные зарубежные энергокомпании уже оперируют существенным количеством станций и продолжают наращивать компетенции в этой области. Технологии ВЭС удешевляются и сохраняют потенциал к дальнейшему снижению себестоимости благодаря продолжающимся инвестициям в исследования и разработки (новые формы лопаток, размеры ветряков, новые материалы и др.), а также благодаря росту конкуренции поставщиков решений за контракты на строительство ветропарков на новых рынках (рисунок 1).

Рисунок 1. Средневзвешенные затраты на установку и LCOE⁴¹ ВЭС

Приведем статистику, показывающую основные тенденции развития ветроэнергетики в мире. Общая установленная мощность всех ветрогенераторов выросла со 150 ГВт в 2009 году до почти 600 ГВт в середине 2019 года (в среднем увеличение около 45 ГВт в год), в том числе в России, произошел рост с 0,011 ГВт до 0,834 ГВт за указанный период⁴². Лидирующими странами в этом отношении являются США, Индия, КНР, а также страны Европы.

Самая большая в мире ветряная ферма Walney находится в Великобритании. После ввода в 2018 году третьей очереди, она насчитывает 189 турбин общей мощностью 1026 МВт.

Ключевой особенностью ветроэнергетики, которая существенно влияет на рост цены вырабатываемой электроэнергии, является необходимость создания резерва мощности в соответствующей энергосистеме (путем строительства новых либо использования имеющихся тепловых газовых электростанций), а также использования гидроэлектростанций (далее – ГЭС) и гидроаккумулирующих электростанций (далее – ГАЭС) для сглаживания показателей выработки электроэнергии ветроэлектростанциями. Указанные условия предопределили отсутствие заинтересованности энергосистем в ветрогенерации. В этой связи во многих странах Европы и в США стали появляться законодательные акты, обязывающие энергосистемы подключать ветрогенераторы к энергосетям.

⁴¹ Нормированная стоимость электроэнергии (англ. Levelised Cost of Energy (LCOE)) — средняя расчётная себестоимость производства электроэнергии на протяжении всего жизненного цикла электростанции (включая все возможные инвестиции, затраты и доходы).

⁴² World Energy Outlook. IEA, 2019.

Следующим важным сектором возобновляемой энергетики является солнечная энергетика. Лидирующими странами здесь являются Германия (установленная мощность солнечных генераторов составляет 33,9 ГВт на конец 2019 г.), Италия (16,7 ГВт), Китай (11,9 ГВт), США и Япония (по 10,5 ГВт).

Локомотивом солнечной энергетики являются солнечные элементы с ячейками, состоящих из слоев различных полупроводниковых материалов (например, кремния), с помощью которых солнечный свет преобразуется в электричество. Данная довольно зрелая технология генерации с использованием солнечных панелей используется многими крупными энергокомпаниями. При этом, стоимость установки и генерации электроэнергии с использованием солнечных панелей стремительно падает (рисунок 2).

Рисунок 2. Средневзвешенные затраты на установку и LCOE СЭС

Например, в США приведенная стоимость электроэнергии от солнечной и ветряной генерации в США в 2010-2016 годах сократилась на 75%⁴³. В Германии приоритетное внимание уделяется развитию солнечных электростанций и стоимости производства электроэнергии них существенно ниже, чем на гидравлических и ветряных электростанциях⁴⁴.

Можно говорить о существенных темпах развития иных секторов возобновляемой энергетики в мире – геотермальной, волновой, приливной энергетики, малых ГЭС, переработка мусора и других.

Учитывая, что геотермальная генерация обусловлена географическими условиями и технологиями, во всем мире не наблюдается массового строительства геотермальных электростанций. Последние проекты геотермальной генерации развивались на базе уже существующих предприятий, что позволило снизить риски и капитальные затраты на их реализацию. В то же время нормированная стоимость электроэнергии в последние годы наоборот выросла за счет вывода на рынок новых, более дорогих мощностей (рисунок 3), и в ближайшие годы не планируется ее снижение.

Что касается технологии генерации электроэнергии с использованием энергии биомассы, то характер строительства таких мощностей не носит массовый характер (в основном рынки Азии и Латинской Америки), при этом технологическое усовершенствование достигается расширением спектра используемого сырья. В мире реализовано относительно немного проектов электростанций с использованием энергии биомассы совокупной установленной мощностью около 120 ГВт.

⁴³ Lazard's Levelized Cost of Storage Analysis. Lazard. 2017

⁴⁴ Kost C., Shammugam S., Jülch V., Nguyen N.-T., Schlegl T. Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien. Fraunhofer ISE. 2018

Рисунок 3. Средневзвешенные затраты на установку и LCOE геотермальных энергетических установок

Технически сложное оборудование и низкая популярность технологии объясняют волатильность стоимости данной генерации (рисунок 4), и в этой связи, несмотря на существенный потенциал использования природных ресурсов, в первую очередь лесных, в России не ожидается существенного роста промышленного использования технологии производства электроэнергии с использованием энергии биомассы⁴⁵.

Рисунок 4. Средневзвешенные затраты на установку и LCOE энергетических установок на биомассе

Важно отметить, что зарубежные компании и страны, осуществляющие в последние годы масштабное внедрение возобновляемой генерации, находятся в иных экономических условиях (в том числе государственная политика перехода на ВИЭ, масштабные инвестиции в удешевление технологий, наличие местных поставщиков конкурентоспособных решений).

Технологические причины отставания отчасти связаны с высокими затратами на строительство и эксплуатацию ВИЭ-генерации в России, что приводит к завышению себестоимости производства электроэнергии на ВИЭ относительно рынков с развитой конкуренцией (до 1,5 раза). Вместе с тем, на растущем рынке ВИЭ генерации все еще существует возможность компании из России стать игроком, осуществляющим успешную разработку и локализацию производства оборудования, которое может быть использовано как для строительства собственных, так и для продажи «под ключ» в качестве изолированных источников энергии, не подключенных к сети (для населения или для бизнеса), в том числе в экспортном исполнении.

Ключевыми задачами развития генерации на основе ВИЭ являются повышение доли ВИЭ в энергобалансе, а также локализация производства оборудования для ВИЭ, достижение конкурентоспособности сектора ВИЭ на внутренних и внешних рынках.

⁴⁵ Источник: данные PWC.

Россия имеет существенный потенциал по всем видам ВИЭ, для развития которого и занятия лидирующих позиций нашей страны на мировом рынке ВИЭ необходима реализация комплекса мер по государственной поддержке. Рассмотрим ресурсный потенциал нашей страны с точки зрения трех его уровней – валовой, технический и наиболее значимый – экономический.

Для расчета валового потенциала используются все имеющиеся ресурсы возобновляемой энергетики. На уровень технического потенциала влияет развитие технологий, возможности, которые предоставляют имеющиеся и потенциальные технологии. Оценка экономического потенциала производится с учетом технического потенциала и экономической целесообразности его реализации в рамках того или иного инвестиционного проекта. При этом развитие технологий оказывает существенное влияние на рост эффективности экономического потенциала ресурсов ВИЭ.

Можно говорить о существенном валовом и ограниченном техническом потенциале ветровой энергии в России, что определяет, в конечном итоге, экономический потенциал данного сектора ВИЭ.

Если говорить о техническом потенциале приливной энергетики России, то он составляет около 100 ГВт. Рассмотрим крупнейшую в стране Мезенскую приливную электростанцию, потенциальная мощность которой оценивается на уровне 12 ГВт, но необходимость технического регулирования эксплуатации станции потребует строительство новых ГЭС или ГАЭС. Соответственно реализация технического потенциала Мезенской ПЭС оправдана лишь в долгосрочной перспективе в случае изменения генеральной схемы размещения энергообъектов, системы государственной поддержки, законодательства об электроэнергетике.

На развитие проектов ВИЭ в структуре генерации крупнейших энергетических компаний мира помимо общемировой тенденции расширения использования ВИЭ оказывают влияние следующие факторы:

1. Инвестиционная привлекательность ВИЭ генерации. В большинстве стран мира законодательно закреплена необходимость установления более высоких тарифов/надбавок (feed-in tariff) для ВИЭ-генерации. Различия в уровнях надбавок в странах оказывают влияние на принятие решений в отношении географии и видов проектов, обеспечивая существенный рост проектов в странах с более привлекательными условиями для конкретного вида ВИЭ (развитие солнечной генерации в Германии, развитие ВЭС в Германии, оффшорных ВЭС в США).

2. Требования со стороны государства. Например, в Китае для энергетических компаний с установленной мощностью более 5 ГВт установлены требования по расширению ВИЭ-генерации (за исключением ГЭС) до 8% к 2020 году, до 18% к 2030 году⁴⁶.

3. Добровольный спрос на электроэнергию, производимую на основе ВИЭ. Его создают те потребители, которые хотят покупать более дорогую электроэнергию от ВИЭ целенаправленно и исключительно по собственной инициативе для достижения своих экономических, экологических, социальных и иных целей. Добровольный спрос можно рассматривать как некий рыночный сигнал (сколько «зелёной» электроэнергии нужно потребителям, в каких местах, какие технологии наиболее предпочтительны для потребителей), а также как мощный драйвер роста (добровольные контракты на постройку новых генерирующих объектов в объёме 34 МВт ежедневно в мире⁴⁷).

⁴⁶ Источник: данные PWC.

⁴⁷ World Energy Outlook. IEA, 2019.

3. Роль и место Группы РусГидро в развитии ВИЭ

Оператором большинства российских ГЭС и малых ГЭС является Группа РусГидро⁴⁸. Компания является крупнейшей в России и одной из крупнейших в мире по установленной мощности (рис. 5), вырабатывает порядка 13% электроэнергии в России, является крупнейшим производителем электрической и тепловой энергии в Дальневосточном федеральном округе (90% выработки электроэнергии).

Рисунок 5. Анализ установленной мощности гидрогенерирующих компаний мира (ГВт)

Ключевые итоги деятельности Группы РусГидро в 2016-2019 гг. приведены в следующих таблицах.

Таблица 1.

Финансовые результаты Группы РусГидро в 2016-2018 гг. по РСБУ⁴⁹

Наименование показателя	2016 год	2017 год	Рост, %	2018 год	Рост, %
Выручка, млрд руб.	391,3	380,9	-2,7%	400,4	+5,1%
EBITDA, млрд руб.	100,3	104,2	+3,8%	109,7	+5,3%
Чистая прибыль, млрд руб.	39,8	24,8	-37,7% ⁵⁰	31,8	+28,5%
Рентабельность	10,2%	6,5%		5,9%	

Группа РусГидро является российским лидером в производстве электроэнергии на базе возобновляемых источников, развивающим кроме гидрогенерации (включая малые ГЭС), также и солнечную, ветровую, геотермальную, приливную генерацию. В состав компании входят геотермальные электростанции на Камчатке, единственная в России Кислогубская приливная электростанция.

Следует также отметить, что планы Группы РусГидро по развитию возобновляемых источников энергии в первую очередь сосредоточены на Дальнем Востоке в децентрализованном секторе энергообеспечения. Прежде всего, это населенные пункты в Якутии и на Камчатке, не подключенные к централизованной системе энергоснабжения. На сегодняшний день реализован ряд пилотных проектов солнечных и ветровых электростанций. Совместно с японскими компаниями реализован проект строительства ветро-дизельного комплекса в п. Тикси Республики Саха (Якутия). Важность этого проекта

⁴⁸ Контролирующим акционером ПАО «РусГидро» является государство в лице Федерального агентства по управлению государственным имуществом (владеет 61,20% акций), остальные акции (38,80%) принадлежат миноритарным акционерам, в числе которых Банк ВТБ (ПАО), ПАО «Интер РАО» и другие.

⁴⁹ Годовые отчеты Группы РусГидро за 2016-2018 годы.

⁵⁰ Снижение чистой прибыли в основном обусловлено эффектом от признания убытков от обесценения основных средств.

состоит в комплексном решении, которое включает в себя модернизацию всей системы энергоснабжения, включая строительство новой современной дизельной станции, системы хранения энергии и ветроустановок, объединенных общей автоматизированной системой управления.

Реализация проектов ВИЭ (в том числе строительство малых ГЭС) в Дальневосточном федеральном округе имеет наибольшие перспективы в децентрализованном секторе энергообеспечения, где объекты ВИЭ могут выступать в качестве инструментов экономии дизельного топлива. В качестве приоритетного источника средств для возврата инвестиций должны рассматриваться эффекты экономии топлива, ремонтов и иных постоянных затрат в существующей регулируемой выручке эксплуатирующей организации на срок окупаемости, учитывающий доходность и возвратность капитала инвестора. Подобный подход позволит использовать все возможные резервы снижения затрат с учетом ограничений по росту тарифов для конечного потребителя.

Компания обладает уникальными для Российской Федерации базовыми компетенциями, необходимыми для развития использования ВИЭ, как в части инжиниринга, так и в части эксплуатации ВИЭ-электростанций, сбыта электроэнергии, произведенной с использованием ВИЭ.

Компания является инициатором инноваций в сфере возобновляемой энергетики и имеет приоритетную ориентацию на технологическое обновление, стимулирование научно-технических разработок и практическое внедрение новых технологий генерации, использующих ВИЭ. В 2009 году компания стала инициатором создания Технического комитета стандартизации по ВИЭ⁵¹, деятельность которого направлена на стандартизацию решений в области ВИЭ, адаптации международных стандартов с целью закрепления лучших практик в качестве базовых, снижения техногенных рисков и использовании ВИЭ в РФ.

В составе проектных институтов Группы РусГидро - АО «Научно исследовательский институт энергетических сооружений» (АО «НИИЭС») - специализируется в области инноваций и использования ВИЭ, выполняя исследовательские и проектные работы как для ПАО «РусГидро», так и сторонних заказчиков.

Возобновляемую энергетику, в особенности гидроэнергетику необходимо рассматривать в долгосрочной перспективе как наиболее экологически приемлемый и экономически целесообразный способ обеспечения энергетической безопасности в России и в мире. В этой связи неиспользованный потенциал ВИЭ следует рассматривать как резерв экономического роста мировой экономики и экономик отдельных государств. Растущие экономические потребности во многих государствах (в том числе и в России) создают основу для дальнейшего развития и реализации проектов в области гидроэнергетики и других секторах ВИЭ.

Рассмотрим перспективы деятельности Группы РусГидро на рынке ВИЭ:

1. Для реализации масштабных планов по росту стоимости компании необходимо получение и развитие новых компетенций, в том числе, в области управления бизнес-процессами и структурирования организационных структур, способных обеспечивать координацию действий по управлению проектами и объектами на всей территории страны, включая проектирование и строительства новых объектов ВИЭ. Наличие указанных компетенций является основным фактором, влияющим на рост ключевых финансово-экономических параметров компании и успешную деятельность на международном рынке.

2. Международные проекты использования ВИЭ позволят стать измерителем конкурентоспособности ПАО «РусГидро» и существенно нарастить компетенции в

⁵¹ Приказ Федерального Агентства по техническому регулированию от 02.04.2010г № 987 «О создании технического комитета по стандартизации «Процессы, оборудование и энергетические системы на основе возобновляемых источников энергии»

отмеченных аспектах, обеспечить повышение эффективности деятельности компании в целом, в том числе и на территории России.

3. При наличии преференций для компаний в РФ, которые используют ВИЭ-генерацию, у Группы РусГидро появляются широкие возможности в сфере развития профильного бизнеса, расширения и диверсификации перечня проектов и активов, управления рисками в рамках учета ключевых вызовов рынка в законодательстве об электроэнергетики, включая правила рынков электроэнергии и мощности, позволяя создать основу сбалансированного развития и роста стоимости компании.

4. Проекты ВИЭ являются высокотехнологичной областью, сектором внедрения инноваций, что требует формирования конкурентоспособных и эффективных инжиниринговых структур, предоставляющих услуги инжиниринга как ПАО «РусГидро», так и сторонним организациям.

5. Высокий потенциал развития использования ВИЭ на розничном рынке, наличие собственного сбытового бизнеса открывает для компании возможности выхода на этот рынок, в том числе, с учетом системы распределенной генерации.

6. Компания обладает маневренными мощностями генерации, что позволяет ей реализовать проекты строительства крупных сетевых объектов ВИЭ генерации в регионах присутствия основного бизнеса, в то время как действия конкурентов будут ограничиваться уровнем развития инфраструктуры.

Проекты создания ВИЭ-электростанций подвержены следующим основным категориями рисков:

- риски неблагоприятной нормативно – правовой базы (негативного изменения благоприятной).
- технологические риски (неотработанность технологий взаимодействия ВИЭ-электростанций с энергосистемой); Риски девелопмента;
- риски строительства;
- эксплуатационные риски;
- риски, связанные с финансированием проекта;
- риски платежеспособности;
- риски, связанные с резервированием мощностей и диспетчеризацией;
- политические риски;
- социальные риски.

При рассмотрении вопроса о целесообразности инвестирования в тот или иной проект Группа РусГидро принимает во внимание и оценивает все перечисленные категории рисков, связанных со строительством и эксплуатацией объектов ВИЭ. Компания, строящая и эксплуатирующая электроэнергетические активы, прилагает усилия для хеджирования возникающих в этих процессах рисков за счет перекладывания возможно большей их части на следующих контрагентов:

- подрядчиков - через механизмы ЕРС и ЕРСМ-контрактов;
- покупателей электроэнергии/мощности - через систему долгосрочных контрактов на поставку;
- кредитующих организаций - через систему гарантий мировых финансовых институтов и страховых агентств;
- страховые компании - через систему страхования рисков.
- поставщиков оборудования - через гарантию и услуги сервисного обслуживания.

Действенным инструментом привлечения инвестиций в гидроэнергетику может стать механизм государственно-частного партнерства, предусматривающий не только возможность привлечения государства в качестве соинвестора в реализации стратегически важных проектов в сфере развития энергетики, но и налоговые преференции, льготные кредиты под государственные гарантии и субсидирование процентной ставки по аналогии с ипотекой.

Механизм государственной поддержки использования ВИЭ на оптовом рынке электрической энергии и мощности России посредством договоров на поставку мощности (ДПМ) позволил повысить инвестиционную привлекательность отрасли ВИЭ и создать собственное производство оборудования ВИЭ соответствующего мировому уровню – солнечную энергетику и ветроэнергетику.

4. Развитие технологий генераций на основе малых ГЭС в России и в мире

В настоящее время осуществляется активная реализация проектов строительства как малой гидрогенерации практически во всех регионах мира: как развитых, так и развивающихся. В рамках механизма поддержки ВИЭ до 2024 г. государством отобрано около 5300 МВт солнечных и ветровых станций и только 168 МВт МГЭС на сумму около 30 млрд. рублей. ПАО «РусГидро» реализует 4 проекта МГЭС мощностью 71 МВт (Усть-Джегутинская МГЭС, Барсучковская МГЭС, Красногорская МГЭС, Верхнебалкарская МГЭС), средняя стоимость проектов превышает предельные значения конкурсных отборов в 150-160 млн. руб./МВт.

Сравнение проектов ГЭС и МГЭС в России и в мире по таким параметрам как удельная стоимость, коэффициент использования установленной мощности (далее – КИУМ) и долгосрочная стоимость электроэнергии необходимо как для корректной оценки «успешности» реализации проектов нового строительства в РФ, так и для анализа общей конкурентоспособности гидрогенерации.

За период с 2010 по 2018 г. удельная стоимость проектов ГЭС в мире увеличилась с 1232 долл./кВт до 1492 долл./кВт (с 80 тыс. руб./кВт до 96,9 тыс. руб./кВт). Разброс удельных в среднем находится в диапазоне от 1000 долл./кВт до 2500 долл./кВт (с 65 тыс. руб./кВт до 162 тыс. руб./кВт). Удельная стоимость проектов гидрогенерации мощностью менее 10 МВт в мире имеет значительный диапазон значений, при этом среднее значение изменяется от 1150 долл./кВт в Китае до 4800 долл./кВт в Европе. В среднем проекты ГЭС мощностью менее 10 МВт имеют большую удельную стоимость чем ГЭС в среднем⁵².

В среднем, КИУМ проектов ГЭС, ввод которых произошел в период между 2014 и 2018 г варьировался от 34% в Европе до 62% в Южной Америке (за исключением Бразилии). В среднем почти во всех регионах мира (кроме Бразилии и «Прочей» Азии) для проектов, введенных в 2014-2018 гг. КИУМ вырос по сравнению с проектами, введенными в 2010-2013 гг.

Для проектов ГЭС, мощностью менее 10 МВт, КИУМ объектов, введенных в период 2014-2018 гг. по сравнению аналогичным показателем 2010-2013 гг. практически не изменился, составляя в среднем 45-50%. В Индии и Китае можно выделить большое количество объектов с КИУМ менее 30%, что, вероятно, может быть связано с активной реализацией в этих странах проектов с режимом работы по водотоку.

Стоимость проектов ГЭС, как и их КИУМ, рассмотренные по отдельности, не дают полного представления о долгосрочной стоимости электроэнергии объектов (LCOE) и их конкурентоспособности как вида генерации. Ниже представлена оценка LCOE проектов ГЭС нового строительства в разных регионах мира.

Для проектов ГЭС нового строительства для большинства регионов мира показатель долгосрочной стоимости электроэнергии средневзвешенно составляет 0,04-0,09 долл./кВт*ч (2,6-5,85 руб./кВт*ч). При этом, для станций, мощность которых превышает 1 ГВт, этот показатель в среднем меньше 0,05 долл./кВт*ч (3,3 руб./кВт*ч). Для станций мощностью менее 200 МВт, долгосрочная стоимость электроэнергии (LCOE) в среднем больше 0,1 долл./кВт*ч (6,5 руб./кВт*ч), за исключением стран Южной Америки (кроме Бразилии). Малое количество ГЭС имеет LCOE более 0,2 долл./кВт*ч (13 руб./кВт*ч), что, прежде всего,

⁵² Данные отчета «Renewable power generation costs in 2018», IRENA

связано со стремлением инвесторов реализовать с наиболее выгодными природными условиями.

Для проектов ГЭС мощностью до 10 МВт LCOE составляет 0,06-0,09 долл./кВт*ч (3,9-5,85 руб./кВт*ч), что свидетельствует о том, что проекты малой гидрогенерации сравнимы по LCOE с проектами ГЭС мощностью более 10 МВт. Необходимо отметить, что большинство проектов МГЭС с указанной стоимостью реализуется в Индии, Китае и иных азиатских странах. Это позволяет сделать вывод о том, что в этих регионах эффект масштаба не имеет значительного влияния на увеличение себестоимости генерации, а применяемые технологии позволяют производить энергию с очень низкой стоимостью. Отдельно от остальных регионов мира можно выделить долгосрочную стоимость энергии в Европе, где для объектов, введенных в 2014-2018 гг. LCOE составил 0,19 долл/кВт*ч (12,3 руб./кВт*ч)⁵³.

Несмотря на то, что анализ данных в отношении проектов гидрогенерации позволяет сделать вывод о конкурентоспособности проектов гидроэнергетики в мире независимо от их мощности, значительная вариация данных как по регионам, так и по мощностному ряду не позволяет определить универсальные показатели по стоимости, КИУМ и LCOE. Тем не менее в отношении представленных данных можно выделить следующие зависимости:

- с увеличением мощности электростанции снижается стоимость;
- у станций с высокой удельной стоимостью, как правило, более высокий КИУМ;
- деривационные станции имеют меньшую удельную стоимость, но более низкий КИУМ.

В последние годы в РФ количество реализованных проектов гидрогенерации незначительно, основные данные представлены в таблице 2:

Таблица 2.

Данные в отношении отдельных проектов МГЭС ПАО РусГидро» и АО «НордГидро» с учетом затрат на схему выдачи мощности⁵⁴

№ п/п	Наименование ⁵⁵	Мощность МВт	Кап. затраты млн. руб. без НДС	Удельные КЗ, млн. руб./МВт	Удельные КЗ, млн. долл./МВт
1	Каллиокоски (2014)	1,0	470	482,1	7,4
2	Рюмякоски (2013 на месте существующей станции)	0,6	300	476,2	7,3
3	Верхнебалкарская МГЭС (П2019)	10,0	3 088	308,8	4,8
4	Барсучковская МГЭС (П2019)	5,3	1 293	246,2	3,8
5	Красногорские МГЭС 1-2 (П2022)	49,8	11 548	231,9	3,6
6	Усть-Джегутинская МГЭС (П2019)	5,6	1 240	221,5	3,4
7	Ляскеля (2011)	4,8	1 000	208,3	3,2
8	Белопорожские МГЭС 1-2 (П2019) ⁵⁶	50,0	12000	240,0	3,7
9	Нижне-Бурейская ГЭС (П2019) ⁵⁷	320,0	44 850	140,2	2,2

⁵³ Данные отчета «Renewable power generation costs in 2018», IRENA

⁵⁴ Для объектов АО «НордГидро» приведена экспертная оценка, объекты ПАО «РусГидро» - в соответствии с актуальными данными инвестиционной программы (в скобках указан фактический или планируемый год ввода)

⁵⁵ Для строящихся объектах в скобках приведен плановый год ввода

⁵⁶ По данным из открытых источников^ <http://tv-karelia.ru/na-stroyashhihsya-beloporozhskih-ges-perekryili-ruslo-reki-kem/>

⁵⁷ Нижне-Бурейская ГЭС не является малой, данные в отношении объекта приведены для сравнения

В целом приведенные выше данные в отношении проектов МГЭС (даже если не принимать во внимание стоимость схемы выдачи мощности, составляющую до 30% от проектной) на территории РФ соответствуют отмеченным выше тенденциям и критериям, в числе параметрам Международного агентства по возобновляемой энергетике (IRENA). Несмотря на то, что средняя стоимость МГЭС мощностью до 50 МВт в мире в среднем составляет 1,5 млн. долл./МВт (не более 100 млн. руб./МВт), сравнение может быть искажено значительным количеством высоконапорных деривационных ГЭС в Индии, Китае, Южной Америке и Юго-Восточной Азии. Более того, диапазон стоимости реализованных в мире проектов ГЭС мощностью до 50 МВт имеет плотное распределение на интервале до 5 тыс. долл./кВт (325 тыс. руб./кВт), тем не менее десятки проектов соответствующих ГЭС с удельной стоимостью большей, чем указанная в отношении данных по РФ - были реализованы.

До настоящего времени проекты гидрогенерации позволяют достигать наименьшей долгосрочной стоимости электрической энергии (LCOE) среди всех видов возобновляемой генерации. В то же время, международная статистика последних лет показывает значительное снижение стоимости LCOE солнечной и ветровой генерации. При условии сохранения существующих тенденций цена энергии гидрогенерации в течение следующих 10 лет может в среднем может превысить стоимость производства энергии на СЭС и ВЭС (как минимум, для части регионов мира).

В рамках анализа конкурентоспособности проектов МГЭС в долгосрочной перспективе проведем сравнение с вариантами: работа на ОРЭМ без поддержки, конкуренция с ВЭС и конкуренция с СЭС.

Таблица 3.

Требования в отношении увеличения конкурентоспособности проектов МГЭС.

Наименование	Единица измерения	Текущие показатели	Требуемый результат (стоимость кВт*ч по ОРЭМ)	Требуемый результат (стоимость кВт*ч ниже чем у ВЭС)	Требуемый результат (стоимость кВт*ч ниже чем у СЭС)
Мощность МГЭС	МВт	5-50	без ограничений	без ограничений	5-50
Фактические капитальные затраты в ценах соответствующих лет (средние)	млн. руб./МВт	270	100	180	270
Фактические операционные затраты (средние)	млн. руб./МВт	4,0	0,5	2,0	2,0
Фактический КУИМ	%	29-35%	50%	45%	45%
Фактический срок строительства	лет	5-7	менее 5 лет	менее 5 лет	менее 5 лет
Стоимость собственного капитала	%	11,50%	10%	10,00%	11,50%
Стоимость заемного капитала	%	10%	6%	6%	8%
Налог на имущество	%	2,2%	отсутствует	отсутствует	2,2%
LCOE проектов МГЭС (на 50 лет)	руб./кВт*ч	13	2,7	6,0	10,5

Анализ представленных выше данных показывает, что, как и во многих странах мира, в России строительство ГЭС без поддержки к существующим ценам на энергию

экономически нецелесообразно: снижение удельных капитальных вложений до уровня 70 млн. руб./МВт возможно только для проектов, значительно больших по мощности, чем 50 МВт (например, фактическая удельная стоимость проекта Нижне-Бурейской ГЭС мощностью 320 МВт составила 140 млн. руб./МВт).

Наиболее реальным сценарием обеспечения долгосрочной конкурентоспособности является обеспечение LCOE, превышающее, но сравнимое с проектами ветровой генерации. При условии, что с появлением требований к ВЭС в отношении гарантированной мощности (например, с обязательной установкой накопителя) удельные капитальные затраты по проектам ветрогенерации вырастут, LCOE проектов МГЭС может получить дополнительные преимущества.

В существующем механизме поддержки проектов ВИЭ до 2024 года, в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 28.05.2013 №449 «О механизме стимулирования использования возобновляемых источников энергии на оптовом рынке электрической энергии и мощности», мощность гидрогенерации была ограничена 25МВт, несмотря на то что в соответствии со ст. 3 Федерального закона от 26.03.2003 №35-ФЗ «Об электроэнергетике» энергия вод, за исключением случаев использования такой энергии на гидроаккумулирующих электроэнергетических станциях, является возобновляемым источником энергии. В настоящее время объемы генерации ВИЭ до 2024 года в рамках постановления Правительства Российской Федерации от 28.05.2013 №449 фактически выбраны, началось обсуждение новых механизмов поддержки ВИЭ после 2024 года.

Реализация отобранных по итогам конкурса проектов МГЭС ПАО «РусГидро» и анализ механизма «ДПМ ВИЭ» в рамках постановления Правительства Российской Федерации от 28.05.2013 №449 выявили проблемные вопросы, а также позволили сформировать предложения в отношении мероприятий по развитию ВИЭ в Российской Федерации.

Среди проблем, связанных с реализацией проектов МГЭС, можно выделить:

- высокую удельную стоимость строительства (по сравнению с солнечными и ветровыми станциями);
- длительный срок строительства, увеличение которого не всегда зависит от работы застройщика и проектировщика;
- низкую вариативность в плане размещения объекта с учетом гидропотенциала конкретного створа и влияния на стоимость схемы выдачи мощности.

Перечисленные вопросы не имеют прямого отношения к перспективам развития гидроэнергетики как источника дешевой и возобновляемой энергии и могут быть решены в рамках формирования предложений в механизм поддержки ВИЭ после 2024 года и в рамках улучшения операционной деятельности инвесторов в соответствующие проекты.

Основными преимуществами проектов ГЭС, которые позволяют сделать обоснованный вывод о необходимости их продвижения на различных площадках и увеличения доли ВИЭ в энергобалансе России, являются:

- дешевая себестоимость производства энергии на ГЭС по сравнению с солнечными и ветровыми электростанциями в настоящее время и в долгосрочной перспективе при условии, что мощность гидроэлектростанции превышает 100 МВт.

В соответствии с международной статистикой себестоимость производства электроэнергии на ГЭС мощностью более 100 МВт составляет 4 – 5 руб./кВт.ч (в рублевом эквиваленте), в то время как для ВЭС: 6 – 7 руб./кВт.ч, для СЭС: 9 – 11 руб./кВт.ч.⁵⁸

⁵⁸ На основании статистического исследования 92 реализованных проектов ГЭС, проведенного американским исследовательским университетом Oak Ridge National Laboratory по заказу Департамента энергетики США в 2015 году (<https://info.ornl.gov/sites/publications/files/Pub58666.pdf>), а также исследования НП «Совет рынка»

ГЭС является более предсказуемым и управляемым источником генерации в отличие от СЭС и ВЭС.

Учитывая изложенное, можно сформулировать следующие предложения:

- поддерживать развитие генерации на основе ВИЭ после 2024 года и включить проекты гидрогенерации в периметр проектов ВИЭ в соответствии с ст. 3 Федерального закона от 26.03.2003 №35-ФЗ «Об электроэнергетике»;
- в рамках поддержки развития ВИЭ после 2024 года упразднить имевшее место в постановлении Правительства Российской Федерации от 28.05.2013 №449 ограничение мощности ГЭС в размере 25 МВт.
- увеличить сроки реализации проектов строительства малых ГЭС до 7 – 10 лет;
- возможность провести отборы строительства малых ГЭС в программе заключения договоров на поставку мощности ВИЭ (далее - ДПМ ВИЭ) в два этапа;
- оптимизировать требования к малым ГЭС на этапах проектирования, строительства и эксплуатации с учетом степени их влияния на энергетическую безопасность региона, с целью сокращения сроков реализации проектов, а также повышения экономической эффективности операционной деятельности малых ГЭС;
- расширить перечень возобновляемых источников энергии в Федеральном законе от 26.03.2003 №35-ФЗ «Об электроэнергетике» за счет гидроаккумулирующих станций;
- создать меры поддержки оптовым рынком энергии и мощности в том числе проектов реконструкции существующих гидротехнических сооружений, включая проекты ГТС незавершенного строительства и выведенные из эксплуатации; использовать одноставочный тариф для конкурсов ДПМ ВИЭ.

5. Выводы и рекомендации по повышению эффективности дальнейшего развития ВИЭ и переходу у новой технологической платформы развития энергетики

В настоящее время продолжается процесс перехода к новой технологической платформе развития энергетики, ключевое место в которой займет возобновляемая энергетика с долей в энергобалансе в 37-40% уже к 2040 году. В России имеется научно-технический задел в области ВИЭ, необходимый для развития указанного сектора энергетики и ликвидации отставания от мировых лидеров (особенно в части ветроэнергетики и солнечной энергетики). Развитие возобновляемой энергетики в странах происходит вне зависимости от наличия углеводородов и их добычи.

Возобновляемая энергетика является активно развивающимся бизнесом в мире: сейчас – около 180 млрд. евро, к 2035 - до 650 млрд. евро с мультипликативным эффектом в сфере НИОКР и производства.

При этом Россия имеет существенный валовой и технический потенциал ресурсов ВИЭ. В частности, в нашей стране существует весь необходимый промышленный потенциал для реализации стратегического развития всех секторов возобновляемой энергетики, включая энергетическое машиностроение, проектные институты, энергоремонтные организации. Вместе с тем в настоящее время существенная часть указанного потенциала используется для развития зарубежных рынков.

Во многом технологическая структура российской энергетики на период после 2035 года будет определяться инвестиционными решениями, принимаемыми в ближайшие 5-8 лет (с учетом длительности инвестиционных циклов в отрасли). При этом процессы изменения структуры отрасли будут происходить полностью за счет ввода новых генерирующих объектов (без учета вывода в эксплуатации действующих тепловых электростанций), ключевая доля которых будет включать объекты ВИЭ. Экономические параметры деятельности возобновляемой и тепловой энергетики в различных странах зависят от способов государственной поддержки указанных секторов, поэтому сравнение их некорректно.

Осуществляя регулирования цен на электроэнергию в секторе ВИЭ, государство фактически в нормативном порядке перераспределяет общественные затраты и результаты, делая акцент на поддержку компаний, производящих электроэнергию на ВИЭ-генераторах.

Изменение энергобаланса пользу увеличения доли мощностей ВИЭ в нем позволит заместить на оптовом рынке электроэнергии тепловые электростанции с высокими переменными затратами. При этом стоимость сэкономленного топлива на 2025 г. (с учётом прогнозируемых тарифов по ценовым, неценовым зонам и изолированным энергосистемам) составит около 75 млрд. руб. в год, на 2030 г. Годовая экономия может составить около 230 млрд. руб.⁵⁹

Переменные затраты производителей электроэнергии с помощью ВИЭ не будут увеличиваться на величину топливной составляющей, в отличие от производителей энергии на тепловых станциях, где рост затрат на топливо будет соответствовать рыночным тенденциям повышения цен. Указанный разрыв будет увеличиваться, что приведет к снижению цен на электроэнергию на оптовом рынке от ВИЭ-генераторов.

Повышение эффективности сектора ВИЭ в России во многом будет зависеть от разработки и реализации системных мер по его государственной поддержке, которая включает, в первую очередь, систему законодательных актов, определяющих вес спектр экономического развития возобновляемых источников энергии. В частности, речь идет о внесении соответствующих изменений в правила оптового и розничных рынков электроэнергии и рынка мощности, о компенсации стоимости технологического присоединения объектов к сетям, об установлении надбавки на цену электроэнергии, вырабатываемой ВИЭ и ряд других изменений.

Существующий механизм поддержки ВИЭ на оптовом рынке электроэнергии и мощности имеет следующие недостатки:

- создает дополнительную нагрузку и перекрестное субсидирование на рынке электроэнергии и мощности: обычные потребители финансируют ВИЭ, ничего не получая взамен;
- не создает стимулов для дальнейшего повышения эффективности оборудования (гарантированная оплата через мощность);
- не создает стимулов поиска иных источников финансирования и иных рынков сбыта (в частности, не стимулирует экспорт);
- ограниченная конкуренция на конкурсных отборах мощности;
- не учитывает возможных технических ограничений в рамках энергосистемы;
- не все виды ВИЭ развиваются в ожидаемых объемах и темпах, неоднократно требовалась «перестановка» объемов, уточнение капитальных затрат, формул расчета цены;
- запланированных объемов, по мнению инвесторов, оказалось недостаточно для полноценной локализации производства оборудования.

Также применение более дорогих технологий может заметно повысить общую эффективность генерации ВИЭ, что не учитывается в существующей модели поддержки.

⁵⁹ World Energy Outlook. IEA, 2019

Предлагаются следующие меры для совершенствования механизма поддержки на оптовом рынке электроэнергии и мощности компаний, работающих в секторе ВИЭ:

- осуществление экспорта оборудования, технологий или объектов ВИЭ;
- строительство объектов ВИЭ в зонах децентрализованного энергоснабжения в РФ;
- реализация полезных проектов ВИЭ в России (оптимизация затрат на локальное энергоснабжение);
- предоставление регулировочных мощностей (для компенсации нестабильности ВИЭ);
- минимизация одноставочной цены на электроэнергию.

При этом в долгосрочной перспективе в России важно сохранить промышленную и фискальную поддержку сектора ВИЭ.

Таким образом, в настоящее время мир находится в процессе кардинальной перестройки мировой энергетической системы, спровоцированной одновременной реализацией сразу нескольких факторов. Важнейшими стимулами, задающими формат и направление этой динамики, являются истощение дешевых углеводородов и рост их стоимости, бурное экспоненциальное развитие ВИЭ, ставшее возможным за счет кратного снижения удельной стоимости технологий. В свою очередь они стимулируют тренды, связанные с глубокой децентрализацией генерации, появлением категории просьюмеров, ростом качества электроэнергии. Дополнительным примыкающим трендом, обеспечивающим расширение сетки вызовов, становится урбанизация и формирование новых городских агломераций, рост числа потребителей электроэнергии (на фоне роста населения), «товаризация энергии» (формирование запаса для продажи и транспортировки, использование систем накопления энергии).

Также очевидна тесная взаимосвязь вызова по формированию новой глобальной архитектуры мировой энергосистемы с обеспечением энергетической безопасности. Соответственно пересекается и преломление ключевых вызовов через призму потребностей стран BRICS и России. Важно обеспечить повышение доступности электроэнергии в отдаленных регионах, в том числе находящихся в сложных климатических условиях, активном формировании городских агломераций и росте требований к стабильности поставок энергии, на фоне роста энергопотребления на человека при сохранении высокой доли индустриальных отраслей.

При этом очевидно, что влияние столь масштабных трансформаций в одной из основополагающих секторов российской экономики неизбежно повлечет огромное количество изменений в социально-экономической сфере, в частности можно выделить следующие предварительные направления: рост числа промышленных производителей энергии (просьюмеров); снижение инвестиций в традиционную генерацию (включая модернизацию) и обеспечение вывода мощностей; изменение системы тарифообразования в изолированных регионах; дерегулирование розничного рынка электроэнергии, рыночное формирование цен и долгосрочный тренд на снижение энерготарифов; улучшение экологической ситуации; обеспечение устойчивого энергоснабжения потребителей на территориях субъектов РФ.

Список использованной литературы

1. Великороссов В.В., Генкин Е.В., Захаров А.К. Инновационные стратегические подходы к структурной модернизации энергетики в России / Научно-практический журнал "Экономика и управление: проблемы, решения". 2019. Т. 5. № 3 (87). С. 112-120.
2. Великороссов В.В., Захаров А.К., Козлов В.А., Сулимова Е.А. Перспективы развития гидроэнергетики в Российской Федерации в современных экономических условиях (на

- примере ПАО "РусГидро") / Глобальные энергетические и экономические тренды / Под ред. С.В.Жукова. - М.: ИМЭМО РАН, 2019, с. 153-160.
3. Генкин Е.В. Интеграция персонала как фактор обеспечения конкурентоспособности организации//В книге: РАЗВИТИЕ ИНТЕГРАЦИОННЫХ ПРОЦЕССОВ В ЭКОНОМИКЕ РОССИИ Москва, 2018. С. 120-123.
 4. Годовые отчеты ПАО «РусГидро» за 2015-2018 годы.
 5. Захаров А.К. Инновационная концепция устойчивого развития российской энергетики. - М.: Энергоатомиздат, 2004. – 176 с. -ISBN 5-283-01284-0.
 6. Козлов В.В., Захаров А.К. Инновационное развитие электроэнергетики России и ее роль в обеспечении энергетической безопасности страны (на примере развития атомной энергетики) / Инновации и инвестиции. 2015. №1 С.2-6
 7. Новые энергетические технологии. Исследование №2. Ассоциация НП «Совет рынка» 2017. 150 с.
 8. Прогноз долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2036 года (утвержден на заседании Правительства Российской Федерации 22.11.2018).
 9. Проект Энергетической стратегии России до 2035 года.
 10. Справочник по ресурсам возобновляемых источников энергии России и местным видам топлива /показатели по территориям/. Под ред. П.П.Безруких – М., «ИАЦ Энергия», 2017, 272 с.
 11. Указ Президента РФ от 31.12.2015 № 683 «О Стратегии национальной безопасности Российской Федерации».
 12. Disruptive technologies: Advances that will transform life, business, and the global economy. McKinsey Global Institute. 2013. 176 p.
 13. Electricity storage and renewables: costs and markets to 2030. The International Renewable Energy Agency (IRENA). 2017.
 14. State Models to Incentivize and Streamline Small Hydropower Development, National Renewable Energy Laboratory, Technical report, October 2017
 15. Technology Roadmap. Energy storage. The International Energy Agency (IEA). 2014.
 16. World Energy Outlook. IEA, 2008 – 2019.
 17. Интернет-сайт ПАО «РусГидро»: www.rushydro.ru
 18. Интернет-сайт Мирового энергетического совета: www.worldenergy.org

Роль и перспективы развития возобновляемых источников энергии в энергетическом балансе России

Энергетика России

Энергетика России - это отрасль российской экономики. Традиционной и исторически самой значимой отраслью для нашей страны является топливная энергетика. Помимо этого, в 1920-30-е годы XX века новой волной развития энергетики СССР явилось масштабное строительство районных тепловых и гидроэлектростанций. В 1950-е годы в энергетической области наблюдался прогресс, связанный с научными разработками в секторе атомной энергии и строительством АЭС. Позднее началось освоение гидропотенциала рек Сибири и ископаемых Западной Сибири.

Россия обладает колоссальными запасами энергетических ископаемых, а также потенциалом возобновляемых источников.

В рейтинге стран по запасам нефти Россия разместилась на 8 строчке с показателем 80 млрд. баррелей.

Таблица 1.

Список стран по доказанным запасам нефти

Страна	Запасы, млрд. барр. (2019 г.)
Венесуэла	300
Саудовская Аравия	266
Канада	169
Иран	158
Ирак	142
Кувейт	101
ОАЭ	97
Россия	80

Источник: Statistical Review of World Energy in 2017.

Наша страна возглавляет рейтинг стран по запасам природного газа.

Таблица 2.

Список стран по запасам природного газа

Страна	Запасы, трлн. кубометров (конец 2017 г.)
Россия	35
Иран	33,2
Катар	24,9
Туркменистан	19,5
США	8,7
Саудовская Аравия	8
Венесуэла	6,4
ОАЭ	5,9
Китай	5,5
Ирак	3,5

Источник: Statistical Review of World Energy in 2017.

Электроэнергетический сектор России

Энергетика - стратегическая отрасль Российской Федерации, одна из главных составляющих ВВП страны.

Электроэнергетика является базовой инфраструктурной отраслью России. Она не только обеспечивает Россию энергией, но и экспортируется за рубеж. В мире за Россией закрепилось 4 место по объему генерации электроэнергии. Опережают нас лишь Китай, США и Индия.

По экспорту электроэнергии за пределы страны мы так же занимаем 4 место.

Колыбелью российской электроэнергетики является Санкт-Петербург. Именно там, в середине 19 века проводилась активная исследовательская работа в области электротехники, а затем впервые в России началась интеграция электричества в городскую среду.

Первая в России электростанция появилась в Санкт - Петербурге в 1879 году, имея предназначение освещать Литейный мост, а в 1954 году в Обнинске запустили первую в мире атомную электростанцию.

Глобальная электрификация страны была осуществлена благодаря плану ГОЭЛРО, утвержденному в 1920 году. Его реализация привела к мощнейшему технологическому прорыву.

После распада СССР в период до 2000 года в России резко снизились инвестиции в электроэнергетику. Также наблюдалась и консервация станций, уже находящихся в стадии строительства.

1992 год стал знаковым для электроэнергетики России. РАО ЕЭС были переданы имущество и акции гидро- и тепловых электростанций, система диспетчерского управления, магистральные линии электропередачи, пакеты акций региональных энергетических компаний и отраслевых научно-проектных и строительных организаций. Исключение составили четыре энергосистемы - Иркутская и Новосибирская области, республика Башкирия и Татарстан.

После 2000 года ряд советских проектов электроэнергетики обрел второе дыхание. Прежде всего, гидроэлектростанции. В 2003 году на полную мощность заработала Загорская ГАЭС (1200 МВт). В 2009 году было завершено строительство Бурейской ГЭС (2010 МВт). Начали функционировать и станции, возведение которых началось в постсоветский период: Аушигерская ГЭС (60 МВт), Кашхатау ГЭС (65 МВт), Юмагузинская ГЭС (45 МВт), Толмачевский каскад (45 МВт), Гельбахская ГЭС (44 МВт).

Потребление электрической энергии

Фактическое потребление электроэнергии в Российской Федерации в 2018 г. составило 1076,2 млрд. кВт·ч (по ЕЭС России 1055,6 — млрд. кВт·ч), что выше факта 2017 г. на 1,6% (по ЕЭС России — на 1,5%).

Производство электрической энергии

В 2018 г. выработка электроэнергии электростанциями России, включая производство электроэнергии на электростанциях промышленных предприятий, составила 1091,7 млрд. кВт·ч (по ЕЭС России — 1070,9 млрд. кВт·ч).

Увеличение к объему производства электроэнергии в 2018 г. составило 1,7%, в том числе:

- ТЭС — 630,7 млрд. кВт·ч (падение на 1,3%);
- ГЭС — 193,7 млрд. кВт·ч (увеличение на 3,3%);
- АЭС — 204,3 млрд. кВт·ч (увеличение на 0,7%);
- Электростанции промышленных предприятий — 62,0 млрд. кВт·ч (увеличение на 2,9%);
- СЭС — 0,8 млрд. кВт·ч (увеличение на 35,7%);
- ВЭС — 0,2 млрд. кВт·ч (увеличение на 69,2%).

Таблица 3.

Баланс электрической энергии за 2018 г., млрд. кВтч

	2017	2018	Изменение, % к 2017
Выработка электроэнергии, всего	1 073,7	1 091,7	+1,7
в т.ч.:			
ТЭС	622,4	630,7	+1,3
ГЭС	187,4	193,7	+3,3
АЭС	202,9	204,3	+0,7
ВИЭ	0,69	0,98	+42,0
Электростанции промышленных предприятий	60,3	62,0	+2,9
Потребление электроэнергии	1 059,7	1 076,2	+1,6
Сальдо перетоков электроэнергии, «+» - прием, «-» - выдача	-14,0	-15,5	

Источник: Энергоринок. Министерство энергетики РФ, 2017.

Структура и показатели использования установленной мощности

В 2018 г. число часов и коэффициент использования установленной мощности (доля календарного времени) по типам генерации следующие:

- ТЭС — около 4 075 часов (46,5% календарного времени);
- АЭС — 6 869 часов (78,4% календарного времени);
- ГЭС — 3 791 часов (43,3% календарного времени);
- ВЭС — 1 602 часов (18,3% календарного времени);
- СЭС — 1 283 часов (14,6% календарного времени).

Существенно, на 409 часов снизилось использование установленной мощности АЭС, а использование установленной мощности ВЭС наоборот увеличилось на 304 часа.

Таблица 4.

**Структура установленной мощности электростанций
объединенных энергосистем и ЕЭС России на 01.01.2019**

	ТЭС		ГЭС		ВЭС		СЭС		АЭС	
	МВт	%	МВт	%	МВт	%	МВт	%	МВт	%
ЕЭС РОССИИ	164 586,6	67,7	48 506,3	19,9	183,9	0,08	834,2	0,3	29 132,2	12,0
ОЭС Средней Волги	16 349,3	59,3	6 990,5	25,3	85,0	0,3	95,0	0,3	4 072,0	14,8
ОЭС Урала	50 017,5	93,3	1 871,2	3,5	1,6	0,0	239,0	0,5	1 485,0	2,8
ОЭС С-З	15 648,6	63,7	2 950,3	12,0	5,3	0,02	-	-	5 947,6	24,2
ОЭС Юга	13 025,8	55,3	5 942,8	25,3	92	0,4	445,0	1,9	4 030,3	17,1

Источник: Энергоринок // Министерство энергетики РФ, 2017.

Таблица 5.

Коэффициенты использования установленной мощности электростанций

по ЕЭС России и отдельным ОЭС в 2017 и 2018 годах, %	2017					2018				
	ТЭС	ГЭС	АЭС	ВЭС	СЭС	ТЭС	ГЭС	АЭС	ВЭС	СЭС
ЕЭС России	46,29	42,32	83,08	14,82	14,67	46,51	43,27	78,41	18,29	14,65
ОЭС Центра	38,78	27,89	84,24	-	-	38,67	24,08	79,71	-	-
ОЭС Средней Волги	34,32	42,48	91,31	9,72	2,21	39,92	40,70	90,93	28,59	11,99
ОЭС Урала	55,41	40,07	78,42	5,29	13,87	55,50	36,76	67,94	7,04	13,68
ОЭС С-З	43,04	54,83	73,14	1,68	-	44,51	51,46	66,84	5,90	-
ОЭС Юга	52,80	41,89	88,20	15,85	15,04	49,87	42,31	84,71	15,54	15,42
ОЭС Сибири	46,45	42,41	-	-	14,32	44,09	45,98	-	-	13,53
ОЭС Востока	48,02	40,10	-	-	-	49,87	37,21	-	-	-

Источник: Энергорынок. Министерство энергетики РФ, 2017.

Выработка электроэнергии в России в 2018 году составила 1091,6 млрд. кВт•ч, что на 1,7 % больше, чем в 2017 году.

Таблица 6.

Динамика производства электроэнергии

Год	Производство электроэнергии, млрд. кВт/ч
2007	1 015, 33
2008	1 040, 38
2009	991, 98
2010	1 038, 03
2011	1 054, 8
2012	1 069, 3
2013	1 059
2014	1 064
2015	1 067
2016	1 090,97
2017	1 091
2018	1091,6

Источник: Statistical Review of World Energy in 2017.

Структура сектора электроэнергетики России

Энергетическая система России делится на 70 региональных энергосистем, которые, в свою очередь, образуют 7 объединенных энергетических систем, стабильное взаимодействие которых контролирует Системный оператор Единой энергетической сети. Все энергосистемы соединены межсистемными высоковольтными линиями электропередачи напряжением 220-500 кВ и выше, работая в синхронном режиме.

В общей сложности в России насчитывается более 1500 электростанций, 51 из которых - особо крупные гидро- и теплоэлектростанции (установленная мощность более 1 ГВт, они генерируют около половины всей электроэнергии

страны), 10 атомных электростанций, составляющих более 10% в общем миксе (от англ. «energy mix») генерируемой электроэнергии.

Важно отметить, что в сравнении с такими мировыми державами, как Китай и США, где основой электроэнергетического сектора являются угольные станции, структура генерации российской электроэнергетики может быть охарактеризована как «зеленая», во многом, конечно, благодаря серьезному гидропотенциалу страны и, как следствие, большому количеству гидроэлектростанций.

Помимо этого, сегодня Россия постепенно снижает использование угля и параллельно наращивает использование газа для генерации электроэнергии.

Порядка 90% всех генерирующих мощностей ЕЭС России находятся во владении топ-12 крупнейших компаний по показателю установленной мощности:

- РусГидро;
- Газпром энергохолдинг;
- Интер РАО;
- Росэнергоатом;
- ЕвроСибЭнерго;
- Т Плюс;
- Юнипро;
- СГК;
- Энел;
- Татэнерго;
- Фортум;
- Квадра.

*Актуальная ситуация в электроэнергетике России:
преимущества, особенности, проблемы*

Выше были рассмотрены история развития и структура сектора, а также основные статистические показатели, теперь обратимся к существующим положительным и негативным сторонам отрасли.

Итак, что на сегодняшний день максимально осложняет развитие сферы? И в чем, напротив, преимущества электроэнергетики РФ?

Глобально вызовы для развития российского ТЭК можно охарактеризовать следующим образом:

ВНЕШНИЕ ВЫЗОВЫ

ВЫСОКАЯ ВОЛАТИЛЬНОСТЬ НЕФТЯНЫХ ЦЕН

БУРНОЕ РАЗВИТИЕ ТЕХНОЛОГИЙ, стремительно меняющее рынки

РЕЗКИЙ РОСТ КОНКУРЕНЦИИ на рынках, в том числе межтопливной

СЕКТОРАЛЬНЫЕ САНКЦИИ И КОСВЕННАЯ ДИСКРИМИНАЦИЯ РОССИЙСКИХ КОМПАНИЙ ТЭК на внешних рынках

ВНУТРЕННИЕ ВЫЗОВЫ

УХУДШЕНИЕ МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ ТЭК по мере истощения действующих месторождений

РОСТ ЗАТРАТ И РИСКОВ ДОБЫЧНЫХ ПРОЕКТОВ из-за необходимости освоения новых, удаленных нефтегазовых провинций с неразвитой инфраструктурой

ВЫСОКИЙ ИЗНОС И НЕДОСТАТОЧНЫЕ ТЕМПЫ ОБНОВЛЕНИЯ ОСНОВНЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ФОНДОВ ТЭК

РОСТ ПОТРЕБНОСТИ В ВЫСОКОКВАЛИФИЦИРОВАННЫХ КАДРАХ

Рисунок 1. Ключевые вызовы, оказывающие влияние на развитие российского ТЭК
Источник: Министерство энергетики Российской Федерации 2018.

Что касается уже непосредственно электроэнергетики, одной из основных особенностей деятельности предприятий в отрасли, отличающей ее от других, несомненно,

является «сложная структура субъектов, осуществляющих свою деятельность в отрасли».⁶⁰ Эти субъекты различаются между собой по видам деятельности, а также по принадлежащей государству доли акционерного капитала.

Два типа факторов снижают эффективность энергосбытовой деятельности: внутренние и внешние.

К внутренним факторам относятся: высокие затраты, устаревшее оборудование, дефицит оборотных средств. К внешним факторам: инфляция, падение спроса, высокое налогообложение, отсутствие платежной дисциплины. Обе категории факторов ставят предприятия в сложное экономическое положение.

Помимо этого, на результаты деятельности энергосбытовых компаний влияют климатические условия, складывающиеся в регионе. Для обеспечения эффективной работы предприятия нужно учитывать указанные выше внешние и внутренние факторы - для разработки мероприятий с целью снижения их негативного воздействия. Именно поэтому поиск некапиталоемких организационно-управленческих мероприятий, позволяющих вывести предприятие на необходимый уровень рентабельности, а также обеспечить высокую эффективность его хозяйственной деятельности и устойчивое развитие - актуальная задача на сегодняшний день.

Другие неблагоприятные для реформирования электроэнергетики факторы это: суровые климатические условия, которые приводят к повышенным затратам энергии; большая территория нашей страны; разнообразие природно-климатических и социально-экономических условий различных ее регионов; повышенные транспортные расходы, в том числе и на энергию; напряженная социальная обстановка.

К благоприятным факторам, которыми нужно воспользоваться, относят, например, высокий уровень обеспеченности страны топливно-энергетическими ресурсами (что открывает широкие возможности для экспорта), низкие регулируемые цены (тарифы) на электроэнергию внутри страны.

Показатель энергоэффективности

как важнейшая характеристика успешного проекта в электроэнергетике

В контексте обсуждения актуальной ситуации в области электроэнергетики России, вполне логично подробнее рассмотреть такое понятие, как эффективность в электроэнергетике.

Энергетическая эффективность - характеристика, отражающая отношение полезного эффекта от использования энергетических ресурсов к затратам энергетических ресурсов, произведенным в целях получения такого эффекта, применительно к продукции, технологическому процессу, юридическому лицу, индивидуальному предпринимателю.⁶¹

Достижение предприятием электрогенерации эффективности – необходимое условие выживания в конкурентной рыночной среде. Проблема эффективности производства возникла давно и обусловлена, прежде всего, нарастающим неравенством цен на промышленные средства производства и продукцию топливной промышленности; ситуация особенно обострилась после проведенных реформ, связанных с монополизмом в сфере распределения и передачи электроэнергии. Проблема тесно связана с макро и микро экономическими проблемами: установление цены на средства производства, экономические

⁶⁰Кухтинов М.Г. Организационно-экономический механизм повышения эффективности производства на предприятиях электроэнергетики.- Диссертация на соискание ученой степени кандидата экономических наук. - С. -15.

⁶¹Федеральный закон от 23.11.2009 № 261-ФЗ (ред. от 10.07.2012) «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации».

взаимоотношения между секторами электроэнергетики (генерация, передача, сбыт, распределение) и народного хозяйства России, энергетическая безопасность страны.

Экономическую эффективность энергетики производства можно рассмотреть с двух сторон: удельные издержки производства (то есть себестоимость продукции) и производительность ресурсов. К производительности ресурсов можно отнести фондоотдачу, показатели использования мощностей производства, удельный расход топлива на производство электроэнергии и производительность труда. Себестоимость или удельные издержки могут быть представлены как общий показатель экономичности, в виде денежного выражения. На ТЭС, формирующих основу электроэнергетики России, порядка 97% издержек - это топливные затраты, ремонт, оплата труда и амортизация. Затраты на топливо составляют от 60 до 90% себестоимости производства, а зависят они от вида топлива и цены на него, режима работы электростанции и ее КПД. Величину амортизации определяют такие параметры как: доля оборудования, по которому начисление амортизации прекращено; балансовая стоимость основных фондов производства и сроки полезного использования этих фондов. От степени износа оборудования и пути формирования ремонтного фонда зависят затраты на ремонт. Численность персонала, а также фонд оплаты труда определяют затраты на оплату труда, составляющие довольно скромную долю себестоимости электроэнергии.

Какие факторы влияют на показатель энергоэффективности? Как его повысить? Это, безусловно, и факторы внешней, и внутренней среды. Классифицировать их можно следующим образом:

Таблица 7.

Факторы, влияющие на показатель энергоэффективности

Группа	Факторы
Внешняя среда	
Экономические	-инфляция; -неравенство цен товаров/услуг/работ; -инвестиционная привлекательность страны; -условия налогообложения; -средняя зарплата в стране; -механизм действия рынков мощности и электроэнергии; -конкурентная среда на рынках электроэнергии
Политические	-приоритет государственных программ по развитию электроэнергетики; -корреляция деятельности компаний электрогенерации и смежных отраслей, общества, инвесторов
Технические	-изменение величины спроса на электроэнергию; -баланс топливно-энергетического комплекса региона
Социальные	-количество проживающих в стране; -настроения общества, наличие/отсутствие социальных и иных конфликтов
Внутренняя среда	

Группа	Факторы
Экономические	-тарифная политика (минимизация издержек топливообеспечения, сокращение потерь энергии, экономия на работах по ремонту, численная оптимизация персонала, передача на аутсорсинг нерентабельных активов)
Технологические	-режим и объем производства; -КПД ЭС; -удельный расход материалов и сырья; -используемое топливо
Инвестиционные	-качество, в котором находятся промышленно-производственные фонды -структура и состав промышленно-производственных фондов -проведение инновационно-инвестиционной политики -способ формирования фонда по ремонту -длительность эксплуатационного цикла
Кадровые	-качественно-количественный состав персонала -производительность труда -система оплаты труда

Источник: Гришанов В.В. Формирование государственной тарифной политики в электроэнергетике.

// Современные исследования социальных проблем. – 2012.

Данная совокупность факторов не исчерпывает, конечно же, всего многообразия причин и следствий, но позволяет приобрести довольно целостное представление относительно основных причин, которые формируют электроэнергетическую эффективность производства в России. Она позволяет рассматривать любую ситуацию в качестве некоего объекта с большим диапазоном внутренних и внешних причинно-следственных связей, являясь действенным механизмом, способным повысить качество принимаемых стратегических и оперативных управленческих решений.

Современное состояние ветроэнергетики

За 2017 – начало 2018 года в мире было построено около 52,6 ГВт ветровых энергоустановок (далее - ВЭУ). Так, в начале 2018 года общая установленная мощность ВЭУ в мире превысила 539 ГВт. Традиционно лидером отрасли ВИЭ остается Китай, где суммарная установленная мощность ВЭУ составляет 188 ГВт.

Ветроэнергетический потенциал России

Потенциал ветроэнергетического рынка в России огромен, он составляет 16 500 квт.ч/год, страна обладает самыми большими в мире как техническим, так и экономическим потенциалом энергии ветра. Максимальный потенциал ветра сосредоточен на юге европейской полосы страны и на севере России. Общая установленная мощность ВЭС в России на март 2018 г. составляет около 135 МВт.

Конкурсная модель отбора проектов на основе ВИЭ на оптовом рынке была в России принята еще в 2013 году. Главный критерий на конкурсе отбора мощности - величина предельного объема капитальных затрат. Государственная поддержка на рынке мощности до 2024 года в России представлена в так называемом механизме ДПМ (договор по предоставлению мощности) - контракт на 15 лет, по которому инвестор гарантировано

получает прибыль от объекта ВИЭ. Выполнение регламента ДПМ гарантирует возврат капитала. Помимо этого, инвестор получит прибыль за продажу электроэнергии по рыночным ценам. Объем финансирования программы ДПМ к 2035 году будет составлять около 2,4 трлн. руб. (4,5 ГВт генерации ВИЭ). Программа, по мнению многих экспертов, требует изменений: Минэкономразвития предлагает отбирать объекты ВИЭ после 2024 г. по конечной стоимости электроэнергии, а не объему капитальных затрат.

Возможность имплементации ветропарков в России

Несмотря на тот факт, что скорость ветра не равномерна на всей территории России, а наивысшие скорости наблюдаются на территориях, которые слабо заселены, следовательно, там нет необходимости в высоком уровне генерации, не всегда есть должное техническое обеспечение, логистика не проста, Россия обладает самыми большими в мире техническим и экономическим потенциалом энергии ветра. Даже сегодня в связи с огромными углеводородными запасами, а также социально - экономической неготовностью некоторых регионов для проектов на базе ВИЭ, есть и очень благоприятные места для их имплементации. Это могут быть регионы с экономически невыгодной логистикой углеводородного топлива, но не только. В работе в качестве примера местности для развития ВИЭ рассматривается полуостров Крым, экономически, политически и стратегически интересная локация для создания и развития новых проектов.

В 2019 году Крым способен самостоятельно покрыть свои энергетические потребности, Крымская ветроэнергетика – крупнейшая в России, но ее проблема - устаревшее оборудование, в связи, с чем себестоимость электроэнергии чрезмерно высока. Для решения этих проблем и развития ВИЭ в целом и энергии ветра, в частности, утверждена федеральная целевая программа, а также разработана программа восстановления ветроэнергосистемы на полуострове. К 2024 году в Крыму должны быть введены в эксплуатацию 4 проекта ветроэнергетики суммарной мощностью 419, 5 МВт.

При сравнении дизельной генерации и ВИЭ в аспекте издержек, объекты, генерирующие электроэнергию из ВИЭ, не функционирующие на ОРЭМ, вопреки ожиданиям, выгоднее. Следовательно, целесообразно использовать ВИЭ на территориях России, изолированных от централизованной энергосистемы. Но это, если речь идет о проектах малого масштаба, если, же рассматривать ВИЭ в масштабе страны, сегодня в среднем стоимость Российского проекта в 2,5 раза превышает стоимость зарубежного конкурента. Помимо этого, сегодня стоимость проекта электроэнергии на базе ВИЭ в несколько раз превышает и стоимость проекта - аналога на базе углеводородов, несмотря на то, что цена выработки электроэнергии (LCOE) ВИЭ в РФ (без учета НДС) ниже, чем выработки на базе ГТЭС, хотя LCOE проектов ветроэнергетики в России превышает стоимость мировых аналогов в 4-7 раз. Связано это, в первую очередь, с некорректно выстроенным механизмом поддержки ВИЭ государством =>есть необходимость корректировки существующей системы: отбор объектов ВИЭ после 2024 г. по конечной стоимости электроэнергии, а не объему капитальных затрат - выбор проектов на основе цены электричества даст возможность определять реальные расходы потребителей, инвесторы, в свою очередь, смогут оценивать и прогнозировать денежный поток своих проектов.

В заключение хочется отметить, что помимо очевидной экологической значимости, для России критично важно диверсифицировать энергетический сектор в сторону неуглеводородных ресурсов с целью снижения экономической зависимости страны от экспорта нефти и газа. Для конкуренции на мировой арене стоит задуматься об инвестициях в НИОКР систем накопления энергии и предлагать в проектах ВИЭ не только оборудование, но и строительство + обслуживание станций, привлекая финансирование. Уже сегодня экономически целесообразно использовать ВИЭ на территориях России, изолированных от централизованной энергосистемы. Говоря о крупномасштабных проектах, в нашей стране есть регионы, прекрасно отвечающие всем условиям имплементации проекта на базе ветра,

для их рентабельности необходимо грамотно откорректировать систему господдержки и придерживаться планов ввода генерирующих мощностей, постепенно повышая долю ВИЭ в энергобалансе России. При реализации данных рекомендаций развитие сферы возобновляемых источников энергии в России сможет идти стремительно и соответствовать не только актуальной ситуации, но и мировым стандартам.

Список использованной литературы

Нормативные акты и документы

1. Энергетическая стратегия России на период до 2035 года.
2. Постановление Правительства Российской Федерации от 23.01.2015 № 47 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам стимулирования использования возобновляемых источников энергии на розничных рынках электрической энергии».
3. Приказ ФАС России от 30.09.2015 №900/15 (ред. от 15.03.2018) «Об утверждении Методических указаний по установлению цен (тарифов) и (или) предельных (минимальных и (или) максимальных) уровней цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность), произведенную на функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии квалифицированных генерирующих объектах и приобретаемую в целях компенсации потерь в электрических сетях».
4. Постановление Правительства РФ от 28.05.2013 № 449 (ред. от 27.09.2018) "О механизме стимулирования использования возобновляемых источников энергии на оптовом рынке электрической энергии и мощности" (вместе с "Правилами определения цены на мощность генерирующих объектов, функционирующих на основе возобновляемых источников энергии").
5. Федеральный закон от 23.11.2009 № 261-ФЗ (ред. от 10.07.2012) «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации».

Учебные материалы и монографии

6. Акопов А.С. Проблемы управления субъектом ТЭК в современных условиях: Монография. — М.: ЦЭМИ РАН. — 2004.
7. Веселов Ф.В. Реформирование электроэнергетики и проблемы развития генерирующих мощностей. — М.: Институт энергетических исследований РАН. — 2015.
8. Кухтинов М.Г. Организационно-экономический механизм повышения эффективности производства на предприятиях электроэнергетики.- Диссертация на соискание ученой степени кандидата экономических наук. - С. -15.

Статьи и публикации

9. Агеева Е.В., Гладышева Т.Л., Мягкова Е.С., Полудницын П.Ю., Сердюкова Е.А., Чемоданов В.И. Перспективное развитие ЕЭС России до 2022 г. // Журнал ЭЛЕКТРО № 4. — 2014.
10. Гительман Л., Ратников Б. Реформа электроэнергетики: оценка эффективности и корректировка курса // «Энергорынок». — 2009. — № 1.
11. Гришанов В.В. Формирование государственной тарифной политики в электроэнергетике. // Современные исследования социальных проблем. — 2012.
12. Жданова О. А. Оценка деятельности электроэнергетических паевых инвестиционных фондов на российском рынке // Молодой ученый. — 2015. — № 4.

13. Жилина И.Ю. Перспективы развития возобновляемых источников энергии в ЕС // Социальные и гуманитарные науки: Отечественная и зарубежная литература. Сер. 2, Экономика: Реферативный журнал. 2018. № 3.
14. Министерство энергетики Российской Федерации. URL: <https://minenergo.gov.ru/>
15. Перфильева О.Е., Басов Е.В. (МГИМО (У) МИД России, РФ, Москва) Датский опыт в сфере применения «зеленых» технологий. – 2014.
16. Родин А.В. Факторы, влияющие на формирование тарифной политики в электроэнергетике, и социально-экономические последствия ее реализации. // Вестник Мурманского государственного технического университета. – 2011.
17. Сидоров Андрей Андреевич Использование возобновляемых источников энергии как средство достижения устойчивого развития России // Гуманитарные, социально-экономические и общественные науки. 2015. № 6-2.
18. Сорокин А.Н. Специфика предприятий энергетической отрасли как объекта инвестиций // Российское предпринимательство. - 2011. - № 11. - Вып. 1 (195).
19. Чайка Л.В. Проблемы развития и институционального реформирования энергоснабжающего комплекса России. // Экономические и социальные перемены: факты, тенденции, прогноз. — 2009.
20. Чарышкина А. В. Особенность экономики в энергетической отрасли // Молодой ученый. — 2017. — № 12.
21. Черныш Ю.В. Мировой опыт реформирования электроэнергетики. // Управление экономическими системами: электронный научный журнал. — 2013.
22. Шавров Э.Н. Об очевидных причинах и результатах реформ в электроэнергетическом секторе самых развитых стран мира. // Энергетик. – 2007. — № 2.
23. Энергорынок // Министерство энергетики РФ. – 2017. - URL: <https://minenergo.gov.ru/node/538>
24. Эрк А. Ф., Судаченко В. Н., Тимофеев Е. В., Размук В. А. Энергосбережение, использование возобновляемых источников энергии // Технологии и технические средства механизированного производства продукции растениеводства и животноводства. 2018. №2 (95).
25. Эрк А.Ф., Судаченко В.Н., Тимофеев Е.В. Интеллектуальные энергосберегающие технологии с использованием возобновляемых источников энергии // Технологии и технические средства механизированного производства продукции растениеводства и животноводства. 2019. № 1 (98).

Источники на иностранном языке

26. Statistical Review of World Energy in 2017. // British Petroleum//– 2018. – URL: <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>

Об авторах

Аршинов Григорий Андреевич - аспирант РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Великороссов Владимир Викторович - профессор, д.э.н., заведующий кафедрой Организационно-управленческих инноваций ФБГОУ ВО «РЭУ имени Г.В. Плеханова», e-mail: corp.innovation@rea.ru

Генкин Евгений Викторович - к.э.н., доцент кафедры Организационно-управленческих инноваций ФБГОУ ВО «РЭУ имени Г.В. Плеханова», e-mail: corp.innovation@rea.ru

Голованова Александра Евгеньевна - доцент, к.э.н., доцент кафедры международного нефте газового бизнеса, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, e-mail: aegolovanova@yandex.ru

Еремин Сергей Владимирович - д.э.н., профессор кафедры маркетинга энергетических продуктов РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, e-mail: eremin.s@gubkin.ru

Захаров Александр Константинович – к.э.н., доцент кафедры организационно-управленческих инноваций ФБГОУ ВО «РЭУ имени Г.В. Плеханова», начальник Управления анализа, методологии и сопровождения стратегических сделок ПАО «РусГидро», e-mail: zakharovak@rushydro.ru,

Камянская Анна Романовна - аспирант РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, e-mail: anyakamyanskaya@yandex.ru

Конопляник Андрей Александрович - д.э.н., профессор, Советник Генерального директора, ООО «Газпром экспорт», Соруководитель Рабочей группы 2 «Внутренние рынки» Консультативного совета Россия-ЕС по газу, профессор кафедры «Международный нефтегазовый бизнес», РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина e-mail: andrey@konoplyanik.ru, a.konoplyanik@gazpromexport.com

Мастепанов Алексей Михайлович – д.э.н., академик РАЕН, руководитель Аналитического центра энергетической политики и безопасности ИПНГ РАН, член Совета директоров Института энергетической стратегии, профессор РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, e-mail: amastepanov@mail.ru

Миловидов Константин Николаевич - д.э.н., профессор, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, e-mail: milovidov_kn@mail.ru

Попадько Артем Михайлович - магистрант РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, e-mail: apopadko@gmail.com

Полаева Гозель Байгельдыевна – к.э.н., доцент кафедры стратегического управления ТЭК РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, e-mail: gozel_polayeva@mail.ru

Рева Александр Романович – м.н.с. Центра энергетических исследований ИМЭМО РАН им. Е.М. Примакова.

Ромашкина Валерия Анатольевна - к.э.н., доцент кафедры мировой экономики РЭУ им. Г.В. Плеханова, e-mail: valeria.romashkina@gmail.com

Рыков Юрий Германович – канд. физ.-мат. наук, заведующий сектором «Моделирование» Энергетического департамента Фонда Институт Энергетики и Финансов, ст. научн. сотр. Института прикладной математики им. М.В. Келдыша РАН, e-mail: y_rykov@fief.ru, rykov@keldysh.ru

Синицын Михаил Владимирович – н.с. Центра энергетических исследований ИМЭМО РАН им. Е.М. Примакова, e-mail: sinitsyn@imemo.ru

Телегина Елена Александровна – член-корреспондент РАН, д.э.н., профессор, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, e-mail: meb@gubkin.ru

Халидов Ибрагим Арбиевич - к.э.н., докторант кафедры международного нефтегазового бизнеса РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, e-mail: khalidov.i@mail.ru

Халова Гюльнар Османовна – д.э.н., профессор, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, e-mail: khalovag@yandex.ru

Штопаков Игорь Евгеньевич - к.э.н., доцент кафедры стратегического управления ТЭК РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, e-mail: shtopakov.i@gubkin.ru

Шуркалин Александр Константинович – д.э.н., профессор Московского государственного технического университета имени Н.Э. Баумана, e-mail: iraschurkalina@yandex.ru

Юрченко Наталья Юрьевна – к.э.н., доцент кафедры стратегического управления ТЭК Российского государственного университета нефти и газа имени И. М. Губкина, e-mail: sinat_ibm@mail.ru

Научное издание

Мировая экономика и энергетика: драйверы перемен

*Под редакцией
Жукова Станислава Вячеславовича*

Материалы конференции

ISBN 978-5-9535-0571-0

Подписано в печать 26.02.2020.
Формат 60×84/8. Печать офсетная.
Объем 20,5 п.л., 10,7 а.л. Тираж 200 экз. Заказ № 06/2020

Издательство ИМЭМО РАН
Адрес: 117997, Москва, Профсоюзная ул., 23