

РГАСНТИ 44.09.29

ISSN 2409-5516

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА

ОБЩЕСТВЕННО-ДЕЛОВОЙ
НАУЧНЫЙ ЖУРНАЛ

№4(170), апрель 2022



Тема номера

НОВЫЙ ЭНЕРГОРЫНОК – НОВЫЕ ПРАВИЛА



«Россети» –
вместе
в будущее

26–28
АПРЕЛЯ 2022

КЛЮЧЕВАЯ
ПЛОЩАДКА
СФЕРЫ ТЭК



РОССИЙСКИЙ
МЕЖДУНАРОДНЫЙ
РМЭФ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ
ФОРУМ

XXIX МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА
 **ЭНЕРГЕТИКА И
ЭЛЕКТРОТЕХНИКА**



18+

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

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

EXPOFORUM

ENERGETIKA-RETEC.RU
energo@restec.ru
+7 (812) 303 88 68

РЕСТЭК®
выставочное объединение



Содержание

5 Слово редакторов

От первого лица

- 6 **А. Новак.** Российский и мировой ТЭК: вызовы и перспективы

Нефть

- 16 **А. Громов, А. Титов.** Можно ли заменить российскую нефть на мировом рынке?

Цифра

- 32 **Д. Хитрых.** Вопросы программного обеспечения для российской нефтегазовой отрасли в период санкций
46 **Л. Масленникова, А. Ямбарышева, А. Митряйкина.** Драйверы и проблемы развития рынка криптовалют

Энергопереход

- 58 **Ф. Веселов, А. Соляник.** Экономика производства водорода с учетом экспорта и российского рынка
68 **В. Федоров.** Политические и экономические аспекты концепции «зеленого» энергоперехода
82 **Д. Холкин.** Планирование энергосистем будущего

Тепло

- 94 **В. Стенников, О. Хамисов, А. Пеньковский, А. Кравец.** Расчет узловых цен на тепловую энергию на основе метода неопределенных множителей Лагранжа



Contents

5 Editor's Column

In the first person

- 6 **A. Novak.** Russian and global fuel and energy complex: challenges and prospects

Oil

- 16 **A. Gromov, A. Titov.** Is it possible to replace Russian oil on the world market?

Digitalization

- 32 **D. Khitrykh.** Software issues for the russian oil and gas industry during the sanctions period
46 **L. Maslennikova, A. Yambarysheva, A. Mitryaikina.** Drivers and problems of the cryptocurrency market development

Energy Transition

- 58 **F. Veselov, A. Solyanik.** Economics of hydrogen production, taking into account exports and the russian market
68 **V. Fedorov.** Political and economic aspects of the green energy transition concept
82 **D. Kholkin.** Planning for the energy systems of the future

Thermal energy

- 94 **V. Stennikov, O. Khamisov, A. Penkovsky, A. Kravets.** Calculation of nodal prices for thermal energy based on the method of indefinite Lagrange multipliers

УЧРЕДИТЕЛИ

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

ФГБУ «Российское энергетическое агентство» Министерства энергетики Российской Федерации, 129085, г. Москва, проспект Мира, д.105, стр. 1

ИЗДАТЕЛЬ

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Российское энергетическое агентство» Министерства энергетики Российской Федерации, 129085, г. Москва, проспект Мира, д. 105, стр. 1

НАУЧНО-РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ

В.В. Бушуев – акад. РАЕН и РИЗ, д. т. н., председатель совета, ген. директор ИЭС
А.М. Мастеланов – акад. РАЕН, д. э. н., г. н. с. Центра энергетической политики ИПНГ РАН
Д.А. Соловьев – к. ф.-м. н., ответственный секретарь совета
А.Н. Дмитриевский – акад. РАН, д. г.-м. н., научный руководитель ИПНГ РАН
А.И. Кулапин – д. х. н., ген. директор РЭА Минэнерго России
В.А. Крюков – акад. РАН, д. э. н., директор ИЗОПП СО РАН

Е.А. Телегина – член-корр. РАН, д. э. н., декан факультета РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина
А.И. Громов – к. г. н., директор по энергетическому направлению ФИЦФ
С.П. Филиппов – акад. РАН, д. э. н., директор ИНЭИ РАН
А.Б. Яновский – д. э. н., к. т. н., помощник руководителя администрации президента РФ
П.Ю. Сорокин – заместитель министра энергетики России
О.В. Жданев – к. ф.-м. н., руководитель дирекции технологий ТЭК ФГБУ «РЭА»

Главный редактор
Анна Горшкова

Научный редактор
Виталий Бушуев

Обозреватель
Арсений Погосян

Корректор
Роман Павловский

Фотограф
Иван Федоренко

Дизайн и верстка
Роман Павловский

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

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

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

Журнал «Энергетическая политика» входит в Перечень рецензируемых научных изданий ВАК
При перепечатке ссылка на издание обязательна

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

Редакция не несет ответственности за содержание рекламных материалов

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

Тираж 1000 экземпляров
Периодичность выхода 12 раз в год
Цена свободная

Отпечатано в «ПБ «Модуль», 115162, Москва, Мытная улица, дом 48, цоколь пом. 2, ком. 1,3
Подписано в печать: 05.04.2022
Время подписания в печать по графику: 13:00
фактическое: 13:00

16+



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



Анна ГОРШКОВА
Главный редактор журнала
«Энергетическая политика»

Этот мир придуман не нами

Есть очень старая советская песня со словами: «этот мир придуман не нами». Текущую ситуацию на мировых энергетических рынках невозможно было придумать и просчитать заранее. Специальная операция на Украине, санкции, обвальное падение цен, нарушение логистики поставок и основных ценовых принципов: каждый день приходят новые вводные и новые правила игры, которые пересматриваются на следующий день.

Ясно уже одно – мы видим начало создания принципиально новой системы мирового энергетического рынка, в которой политические, этнические, социальные и культурные факторы начинают преобладать над экономикой.

Европа переводит в турборежим скорость процессов диверсификации источ-

ников энергии, но не за счет ВИЭ и газа, а за счет угля и атомных электростанций. Климатическая повестка остается за скобками, уступая место проблемам стоимости антироссийских санкций для экономики и граждан ЕС.

Россия в срочном порядке ищет способы оптимизации валютных расчетов и новых покупателей на свои энергоресурсы, пусть логистически и политически неудобных. Теперь главной целью становится не лидерство на мировом энергетическом рынке, а умение выжить в самой непростой экономической и политической ситуации.

США и Китай пытаются выжать максимальное количество выгод из этого не поддающегося экономической логике расклада.



Александр НОВАК

Заместитель председателя Правительства РФ

DOI 10.46920/2409-5516_2022_4170_7

Российский и мировой ТЭК: вызовы и перспективы

Экономические санкции в отношении России, которые были объявлены рядом недружественных государств, оказывают беспрецедентное влияние на мировую экономику и ее ключевые отрасли, в том числе на энергетику. Ситуация развивается по принципу бумеранга – негативные последствия во многом затронули именно те страны, которые стали инициаторами санкционных ограничений. По всем ключевым секторам на мировых энергетических рынках с конца февраля усилилась волатильность. Перспективы развития могут оказаться самыми неблагоприятными для западных потребителей. При этом для российского ТЭК текущие вызовы могут стать новыми возможностями в технологическом развитии, инвестиционном и международном партнерстве.



Мировые энергетические рынки в условиях антироссийских санкций

Высокая волатильность и небывалый взлет цен на энергетические ресурсы стали молниеносной реакцией на неопределенность, вызванную антироссийскими санкциями со стороны недружественных стран. В результате в марте за считанные часы до рекордных значений поднялись цены на все основные энергоносители.

На пике стоимость газа достигала почти 4000 долларов за кубометр, нефть приближалась к отметке 140 долларов за баррель, уголь торговался по 460 долларов за тонну. И эксперты уверены, что

это не предел. Сегодня мировые энергетические рынки продолжают находиться в неопределенном состоянии.

Первыми на фоне исторических ценовых максимумов о прекращении закупок российских нефти и газа заявили США и Великобритания. В апреле Сенат США проголосовал за полный отказ от импорта энергоносителей из России.

В то же время, несмотря на заверения официальных лиц этих стран в последние годы о снижении зависимости от российских энергоресурсов, статистика говорит о прямо противоположной тенденции. Если в США поставки газа из России не осуществляются, то доля российского газа в общем импорте Великобритании с нулевых показателей в 2017 году выросла до более чем 6%

по итогам 2021 года. Доля российской нефти в импорте США составляет порядка 8 %, в импорте Великобритании – 6 %. США только на неделе с 19 по 25 марта нарастили поставки нефти из России на 43 % по сравнению с неделей ранее. Доля российского дизеля в общем объеме импорта Великобритании с 2011 по 2019 годы, по данным Евростата, выросла с 16 до 34 %. Кроме того, увеличились поставки угля из России в Великобританию: если в 2016 году они составляли 27 % всего угольного импорта, то в 2021 году этот показатель увеличился до 43 %. При этом уже к концу текущего года страна планирует полностью отказаться от российского угля.

Одновременно с Сенатом США ввести полное эмбарго на импорт нефти, угля, ядерного топлива и газа из России потребовал Европарламент. В очередной пакет санкций ЕС против РФ уже включен запрет на импорт угля с августа текущего года. Польша заявила о намерениях отказаться от угля из России к маю. Германия планирует стать почти независимой от нефти из России к концу 2022 года. Ряд стран призывают ЕС к скоординированным действиям по ограничению импорта российской нефти.

Напомню, что доля поставок нефти в страны ЕС из России достигает 30 %, газа – 40 %. По оценке Аналитического центра ТЭК «РЭА» Минэнерго РФ, доля российского угля в общем импорте Европы составляет примерно треть от всех закупок. В резолюции Европарламента о запрете на импорт российских энергоресурсов отмечается, что решение должно сопровождаться планом действий, направленных на гарантию безопасности энергетического снабжения ЕС. Однако ключевые игроки отрасли сходятся во мнении, что полно-

Перевод платежей за газ в национальную валюту с российской стороны логичен и вызван объективными причинами – желанием со 100%-й гарантией получить оплату за поставленный товар



Газовоз «Гранд Анива»
Источник: oilexp.ru

стью заместить российскую нефть и газ в перспективе 5–10 лет вряд ли удастся.

Снизить зависимость от российского газа в Европе попытались при помощи угля, цена на который также выросла. Стремительный возврат к угольной генерации происходит на фоне заявлений стран ЕС о декарбонизации экономики и выходе на углеродную нейтральность к 2050 году. По данным Международного энергетического агентства, глобальный объем выбросов углекислого газа в 2021 году в среднем увеличился на 6 % и достиг рекордных 36,3 млрд тонн. Одними из лидеров стали США и ЕС с показателями примерно в 7 %. Основной причиной роста выбросов стало как раз использование угля. При этом сегодня, в кризисной ситуации, европейцы вынуждены прибегать к наиболее несовременным источникам энергии. Например, жители Германии на фоне стремительного роста цен на природный газ начали массово запасаться дровами.

В результате созданной самими же европейцами турбулентности на рынке энергоресурсов, политикам ЕС приходится экстренно заниматься поиском альтернатив российским источникам энергии.

Отказ от российских энергоносителей предлагается обеспечить при помощи диверсификации газовых поставок, ускорения перехода на возобновляемые виды газа, замены газа в системах обогрева на другие виды топлива и генерации электроэнер-

гии из иных источников. Все эти меры, как считают в ЕК, позволят сократить спрос на российский газ на две трети (67 %) уже до конца текущего года. Достичь энергонезависимости планируется и за счет увеличения доли ВИЭ. При этом в марте в Европе отмечалось падение выработки электроэнергии за счет ветрогенерации. Например, на неделе с 14 по 20 марта ВЭС обеспечили в среднем 17 % выработки электроэнергии по ЕС, а уже 29 марта этот показатель упал до 7,5 % – минимального значения с конца декабря. То есть о стабильности ВИЭ пока говорить не приходится.

Одновременно некоторые европейские политики рассматривают возможность полного отказа от закупок российского газа из-за нежелания оплачивать поставки в рублях. Подчеркну, что перевод платежей за газ в национальную валюту с российской стороны логичен и вызван объективными причинами – желанием со 100%-ой гарантией получить оплату за поставленный товар. Такую уверенность России дает предложенная нами схема расчетов в отличие от действующей до недавнего времени. При этом для покупателей условия остаются максимально комфортными. С переводом расчетов за газ в рубли уже согласилось несколько покупателей, ждем решения от остальных импортеров.

Что касается возможных альтернативных экспортерах углеводородов взамен России, на роль ведущих поставщиков

ВЭС в Дании

Источник: topphoto / depositphotos.com



Для потребителей российского газа новые условия оплаты остаются максимально комфортными. С переводом расчетов в рубли уже согласились несколько покупателей, ждем решения от остальных

газа в Европу не первый год претендуют американские производители СПГ, которые нацелились занять значительную долю европейского рынка. В конце марта США заключили соглашение с ЕС на поставку не менее 15 млрд кубометров СПГ в 2022 году. Планируется, что поставки СПГ в регион из США в будущем вырастут.

Но здесь есть ряд важных нюансов. Отсутствие необходимой инфраструктуры для приема СПГ не позволит нарастить поставки быстро. Объем российского газа на европейском рынке в прошлом году превысил порядка 156 млрд кубометров, что в 10 с лишним раз больше объемов, заявленных США. Кроме того, стоимость сжиженного газа значительно выше трубопроводного из России. Немаловажным остается фактор надежности. Мы помним, как прошлой осенью из-за более высоких цен на азиатском рынке Европа недосчиталась существенного объема СПГ.

Помимо США, ЕС рассматривает в качестве возможных импортеров углеводородов производителей из Катара, Алжира, Саудовской Аравии, Кувейта. При этом в ОПЕК уже заявили, что страны альянса не смогут компенсировать снижение поставок российской нефти на мировой рынок. Если говорить о возможных поставщиках угля в Европу, то ставка может быть сделана на страны Южной Америки и Южной Африки, но, по мнению экспертов, им будет сложно обеспечить приемлемую цену из-за значительных логистических издержек и высокого спроса.

Таким образом, разумная альтернатива источникам энергии из России сегодня едва ли существует. С учетом доли России на рынке становится очевидно, что без российских энергоресурсов говорить о гарантии энергобезопасности Европы

Объем российского газа на рынке ЕС в 2021 г. превысил порядка 156 млрд м³, что в 10 раз больше объемов поставок СПГ, заявленных США. При этом цена на СПГ выше «сетевого» газа из РФ

невозможно. Поэтому теперь судьба европейской промышленности и комфорт граждан ЕС всецело зависят от рациональности решений руководителей стран Евросоюза.

Подчеркну, что в сложившейся ситуации даже не действия, а только заявления о прекращении поставок энергоресурсов из России приводят к всплеску цен на мировых рынках. Если же мир столкнется не с гипотетическими, а с физическими крупными ограничениями, цены на основные виды топлива могут значительно превысить уже достигнутые исторические максимумы.

При этом уже на текущем этапе в США, Канаде, Европе и других регионах планеты мы видим беспрецедентный рост цен на топливо, электроэнергию и массовое недовольство людей действиями властей. Например, в США разразился топливный кризис. В марте средняя цена за галлон (3,8 литра) бензина там составляла выше 4 долларов, а в некоторых штатах она поднималась до 6 долларов, рекордных отметок достигла стоимость моторных топлив и в Европе. По данным ранее проведенных опросов, при цене свыше 5 долларов три четверти американцев будут вынуждены пересмотреть свой образ жизни. При этом власти США прямо заявляют, что в настоящее время не могут повлиять на рост цен, а местное Минэнерго прогнозирует рекордные с 2014 года цены на бензин и дизель этим летом.

Стоимость услуг ЖКХ в США и Европе за последние месяцы уже значительно выросла и в ближайшее время может еще повыситься. Галопирующий рост цен также зафиксирован на бензин и дизель. Подорожал ряд категорий продовольственных товаров, наблюдается дефицит некоторых видов продуктов.

В Германии продовольственные ритейлеры объявили о повышении цен

США столкнулись с резким ростом цен на бензин

Источник: felixtm / depositphotos.com



Обвал фондового рынка

Источник: novosti-novorosiportal.blogspot.com

на товары на 20–50 %. Кроме того, для экономии горючего в стране снижается предельно допустимая скорость на магистралях, а гражданам предлагается опустить температуру обогрева помещений зимой вплоть до +15 °С. Согласно опросу Национальной статистической службы Великобритании, каждый третий британец теперь вынужден экономить на питании и электроэнергии. В Канаде 54 % жителей стали меньше ездить на личных автомобилях из-за резкого роста цен на бензин. Французские власти призывают граждан и промышленность свести к минимуму отопление, ограничить работу кондиционеров и освещение. Все это требуется, чтобы избежать массовых отключений тепла и света будущей зимой. Аналогичные новости в последние недели приходят практически из всех стран Европы.

Представители ключевых отраслей европейской промышленности направили письмо в Еврокомиссию с требованием стабилизировать энергетические рынки. Ассоциация немецких профсоюзов полагает, что введение эмбарго на поставки энергоресурсов из России приведет к серьезным экономическим и социальным последствиям по всей Европе, нанесет непоправимый ущерб производственным цепочкам и снизит уровень

занятости населения. Ряд компаний уже сокращают производство, другие его полностью останавливают. Таким образом, десятки тысяч сотрудников предприятий оказываются безработными. То есть уже сейчас за санкционную политику Запада вынуждены расплачиваться граждане и промышленность.

Экономисты предупреждают, что санкции будут продолжать работать против тех стран, которые их вводят. В первую очередь они приведут к разгону и без того высокой инфляции. В Соединенных Штатах рост потребительских цен за последний год достиг сорокалетнего максимума в 7,9 %. Европейский центральный

В результате созданной самими же европейцами турбулентности на рынке энергоресурсов, политикам ЕС приходится экстренно заниматься поиском альтернатив российским источникам энергии

банк в марте повысил прогноз инфляции в зоне евро по итогам 2022 года до 5,1 % (в декабре он оценивал ее в 3,2 %). Некоторые эксперты предсказывают рост инфляции до 7 %. Все это в целом приведет к замедлению темпов роста мировой экономики.

Кроме того, дефицит и рост цен на топливо и электричество, спровоцированная инфляция могут привести к дальнейшему увеличению стоимости жизни в странах ЕС и США, а также массовой безработице.

на 3 %, до 225 млн тонн, но это стало следствием удовлетворения нужд внутреннего рынка. Введено в эксплуатацию 11 новых месторождений. Идет работа в рамках соглашения ОПЕК+, исполнению которого привержены все участники сделки.

Добыча природного газа по итогам 2021 года достигла рекордных в новейшей истории значений в 763 млрд кубометров, что на 10 % выше показателя 2020 года. Рекордные показатели были и по экспорту газа – в 2021 году он вырос на 3 %



Ванкорское нефтегазовое месторождение

Источник: pro-fsa.ru

Настоящее и будущее ТЭК России в условиях санкционного давления

В последние 8 лет отрасли российского ТЭК столкнулись с рядом вызовов. Это и санкции, которые были введены в 2014 году, и последствия пандемии COVID-19, и попытка дискриминации российских углеводородных ресурсов в пользу новых источников энергии. Подчеркну, что нам удалось достойно пройти эти периоды, в короткие сроки адаптироваться к новым условиям и вернуться к росту.

По итогам 2021 года добыча нефти составила 525 млн тонн, что выше показателя 2020 года на 2 %. Экспорт нефти снизился

к 2020 году. Самый большой прирост обеспечили его крупнейшие потребители: Германия (+10,5 %), Турция (+63 %), Италия (+20,3 %).

Добыча угля достигла почти 440 млн тонн, что на 9 % больше уровня 2020 года. Экспорт угля вырос на 6 % и составил 223 млн тонн. Выработка электроэнергии в России по итогам 2021 года составила 1131 млрд кВт-ч, что почти на 6,5 % выше уровня 2020 года.

Сегодня отрасли ТЭК продолжают бесперебойную работу. Энергоресурсами полностью обеспечен внутренний рынок, а также экспортные поставки. Особое внимание уделяется ценовой политике на внутреннем рынке. В прошлом году, благодаря работе демпферного механизма, динамика цен

на топливо находилась примерно на уровне инфляции. В текущем году в отдельные периоды мы видим снижение цен на топливо. Предусматривается дальнейшее развитие нефтегазохимии, для этого принят пакет законов.

Продолжается программа газификации и догазификации регионов России. Как и планировалось, программа догазификации будет завершена до конца 2022 года, газификации – до 2030 года. Расширяется рынок газомоторного топлива.

В угольной промышленности продолжается работа по реструктуризации и завершению программы переселения семей с подработанных территорий. Всего до 2024 года планируется переселить 6518 семей.

В электроэнергетике сокращаются сроки и упрощаются этапы технологического присоединения к сетям, увеличивается надежность энергоснабжения, привлекаются инвестиции в сферу теплоснабжения, увеличивается пропускная способность Байкало-Амурской и Транссибирской железнодорожных магистралей. Как и предыдущее года, под особым контролем останется прохождение осенне-зимних периодов.

В контексте дефицита энергоресурсов усиливается роль атомной энергетики. Многие страны, которые ранее выступали против атомной генерации, намерены вернуться к этому источнику энергии. При этом «Росатом» остается лидером на этом рынке и продолжает работу над всеми зарубежными проектами. В частности, в Турции идет строительство АЭС «Аккую», которая состоит из четырех энергоблоков с российскими реакторами с повышенной безопасностью и улучшенными технико-экономическими характеристиками. Первый энергоблок будет введен в эксплуатацию уже в 2023 году. Продолжается реализация проекта АЭС «Пакш-2» в Венгрии.

При этом перед нами стоят новые вызовы, на которые предстоит отвечать совместно с органами государственной власти и компаниями ТЭК. Сегодня на первый план выходит технологическое развитие и импортозамещение.

Отмечу, что санкции относительно участия иностранных компаний и поставок высокотехнологичного оборудования для ТЭК были введены еще в 2014 году. С тех пор правительством были приняты меры, направленные на импортозамещение.

За этот период примерно в два раза снизилась зависимость от поставок оборудования из других стран. Доля отечественных катализаторов основных процессов нефтепереработки и нефтехимии выросла более чем в два раза (по нефтепереработке – в 2,3 раза: с 31,8 % в 2014 году до 72,1 % в 2021 году, по нефтехимии – в 2,2 раза: с 34,2 % в 2014 году до 73,5 % в 2021 году). Доля отечественных крупнотоннажных полимеров увеличилась до 92,9 % (83,2 % в 2014 году) в общем объеме их потребления.

Продолжается работа над технологиями моделирования месторождений, механизированной добычи, геофизических



АЭС «Кундалакам»

Источник: «Росатом»

исследований скважин и бурения, а также в области водородных технологий. Отдельное внимание уделяется современным технологиям нефтепереработки: этот сектор подвергся значительной санкционной атаке. И мы не отказываемся от планов реализации программы модернизации российских нефтеперерабатывающих заводов.

В импортозамещении энергетического оборудования также наблюдается положительная динамика. Доля произведенных в России паровых турбин в общем объеме эксплуатируемого оборудования составляет 88 %, трансформаторов – 54 %, выключателей – 73 %. Относительно невысоким пока остается показатель по газовым турбинам – 40 %.

В соответствии с действующим механизмом привлечения инвестиций в модернизацию тепловых электростанций предусмотрена максимальная – до 100 % – локализация производства и использования основного энергетического оборудования. Отечественные заводы-изготовители могут производить аналоги практически для всех выключателей иностранного производства. Предусматриваются ценовые преференции при закупках у российских производителей интеллектуальных систем управления электросетевым хозяйством, включая АСУ ТП, их электронных и программных компонентов.

В то же время мы понимаем, что на отрасль оказывают влияние финансовые и инвестиционные ограничения. В связи с этим правительство оперативно приняло ряд мер. Под руководством председателя правительства в оперативном режиме работает правительственная комиссия по повышению устойчивости развития российской экономики в условиях санкций, круглосуточно функционирует штаб в Минэнерго России. Подготовлен ряд законов в области поддержки отраслей экономики.

Ведется мониторинг финансово-экономического состояния системообразующих организаций ТЭК. Предусматривается как точечная помощь, так и комплексные мероприятия общего характера для изменения логистических цепочек и пополнения оборотных средств. В частности, на кредитную программу для системообразующих организаций топливно-энергетического комплекса будет направлено 7 млрд рублей. Таким образом, для поддержания деятельности организации смогут получить займы по льготной ставке до 11 % годовых.

Обеспечивается максимальная свобода хозяйственной деятельности внутри страны. Сокращено количество проверок, расширены меры налогового стимулирования, ускорены и упрощены бюджетные процедуры. Приостановлено действие бюджетных правил, теперь все нефтегазовые доходы направляются на поддержание и развитие экономики и социальной сферы. Упрощены процедуры по госзакупкам и закупкам компаний с госучастием.

Создан «зеленый коридор» для импорта, что означает отмену ввозных таможенных и приостановку антидемпинговых пошлин, снятие регуляторных ограничений,

введение параллельного импорта, оптимизацию таможенных процедур. В этой части введен запрет на возврат и реэкспорт ранее ввезенного оборудования в ключевых секторах, в том числе ТЭК. При этом дополнительно выделено 20 млрд рублей на предоставление льготных займов промышленным предприятиям, которые занимаются разработкой перспективных технологий и импортозамещением.

Отдельное внимание уделяется работе с иностранными компаниями. Ряд предприятий под политическим давлением заявили о приостановке своей деятельности в России и прекращении инвестиций. Отмечу, что мы находимся в постоянном контакте с иностранными партнерами. Видим, что их желание покинуть российский рынок, как правило, не добровольное. Надеемся, что в большинстве случаев экономические интересы и здравый смысл все же возобладают. Но в любом случае мы будем ставить в приоритет обеспечение дальнейшего функционирования предприятий и занятость наших граждан.

В качестве отраслевых мер поддержки мы предлагаем возможность переноса сроков строительства и ввода в эксплуатацию объектов генерации, введение моратория на штрафы за несвоевременный ввод объектов генерации и сетей в эксплуатацию из-за нарушения логистических цепочек, пересмотр уровня штрафов и пеней за несвоевременную оплату поставленной электроэнергии, перенос штрафов по модерни-

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



Танкер «Владимир Мономах»
Источник: *ursa-tm.ru*

зации НПЗ, расчет НДПИ по фактической стоимости продажи нефти, корректировку демпфирующего механизма. Перечень предложений дорабатывается и пополняется в режиме реального времени.

Что касается экспортного потенциала в отраслях ТЭК, Россия является крупнейшим поставщиком – российская доля в обеспечении мирового рынка энергоресурсов составляет порядка 20 %. В настоящее время поставки энергоносителей по ранее заключенным контрактам осуществляются на стабильном уровне.

Одновременно Россия уже несколько лет ведет политику диверсификации экспорта углеводородов в сторону Азиатско-Тихоокеанского региона, с которым сегодня связаны самые значительные перспективы роста мирового потребления энергоресурсов.

На ТЭК приходится более чем треть от общего торгово-экономического оборота между Россией и Китаем. Наша страна занимает второе место после Саудовской Аравии по поставкам нефти в КНР – в 2021 году этот объем составил 70,1 млн тонн.

В 2019 году первая очередь нефтепроводной системы «Восточная Сибирь – Тихий океан» (ВСТО-1), крупнейший экспортный маршрут «Транснефти», вышла на полную мощность в 80 млн тонн, а вторая очередь (ВСТО-2) – на 50 млн тонн. Нефтепровод был построен для транспортировки нефти месторождений Восточной и Западной Сибири на нефтеперерабатывающие предпри-

ятия Дальнего Востока и рынки стран АТР.

В настоящее время Россия поставляет по соглашению с компанией CNPC в Китай по отводу от нефтепровода от 30 млн тонн нефти в год. Договоры сроком на 20 лет о поставках по этому маршруту 15 млн тонн в год были заключены «Роснефтью» и «Транснефтью» в 2009 году, поставки начались с 2011 года. В феврале 2022 года «Роснефть» и CNPC подписали новое соглашение о поставках 100 млн тонн нефти в Китай через Казахстан в течение 10 лет для НПЗ на северо-западе КНР.

На газовом рынке поставки в азиатском направлении будут увеличиваться как за счет трубопроводного газа, так и за счет СПГ. «Газпром» в 2021 году по «Силе Сибири» поставил в КНР около 10 млрд кубометров газа, мощность газопровода будет постепенно расти и достигнет максимального объема в 38 млрд кубометров к 2024–2025 году. При этом за счет дальневосточного экспорта общие поставки трубопроводного газа в Китай достигнут 48 млрд кубометров и могут быть увеличены в будущем за счет строительства «Силы Сибири-2» (дополнительно 50 млрд кубометров газа).

Россия продолжит продвигать в глобальном контексте расширение использования природного газа в том числе и в виде СПГ как наиболее чистого ископаемого топлива, надежного и доступного источника энергии, который способен обеспечить в переходный период глобальной энергетической трансформации стабильную работу энергетических систем.

Наличие прочного фундамента ТЭК, который был заложен в последние годы, диверсифицированной ресурсной базы, широкой энергетической инфраструктуры позволяет России в кратчайшие сроки адаптироваться к новым реалиям и продолжать развивать энергетический потенциал.

При этом подчеркну, что кризис, который произошел на мировых энергетических, а затем производственных, продовольственных рынках и рынке труда в результате введения санкций против России, еще раз подтверждает статус нашей страны как лидера мировой энергетической отрасли и ведущего участника экономической системы планеты. Без учета интересов Российской Федерации, равноправного диалога и нахождения компромиссов невозможно стабильное развитие отраслей ТЭК, а значит, и экономики во всем мире.

Можно ли заменить российскую нефть на мировом рынке? Is it possible to replace russian oil on the world market?

Алексей ГРОМОВ

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

Alexey GROMOV

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

Александр ТИТОВ

Руководитель исследований нефтяного рынка
фонда «Институт энергетики и финансов»
e-mail: a_titov@fief.ru

Alexander TITOV

Head of Oil Market Research,
Institute for Energy and Finance
e-mail: a_titov@fief.ru

Добыча нефти в ХМАО

Источник: muhasibat.az



Аннотация. В статье проводится анализ влияния недавно принятых санкций так называемых «недружественных стран» в отношении поставок российской нефти и нефтепродуктов, а также приводится оценка реального потенциала их замещения на мировом нефтяном рынке.

Ключевые слова: нефть и нефтепродукты, санкции, стратегические запасы нефти, добыча и экспорт нефти, ОПЕК+, Иран, США, Венесуэла.

Abstract. The article analyzes the impact of the recently adopted sanctions of the so-called unfriendly countries on the supply of Russian oil and petroleum products. It also provides an assessment of the real potential of their replacement on the global oil market.

Keywords: oil and petroleum products, sanctions, SPR, oil production and exports, OPEC+, Iran, US, Venezuela.

//

К настоящему времени принятые санкции пока не оказали существенного влияния на физические объемы производства нефти и нефтепродуктов



Нефтехранилища в порту, Япония
Источник: vestikavkaza.ru

Влияние санкций на российскую нефтяную отрасль: пока держимся

Признание Российской Федерацией независимости ЛНР и ДНР, а также проведение специальной военной операции (СВО) на территории Украины с 24 февраля 2022 г. привело к резкому усилению санкционного давления со стороны так называемых «недружественных стран»¹ на российскую нефтяную отрасль. Это уже начало отражаться на объемах контрактных поставок российской нефти, ценах на российские сорта и текущем энергетическом балансе.

¹ Под т. н. «недружественными странами» в статье понимаются те страны, полный список которых приведен в Распоряжении Правительства России от 5 марта 2022 г. № 430-р

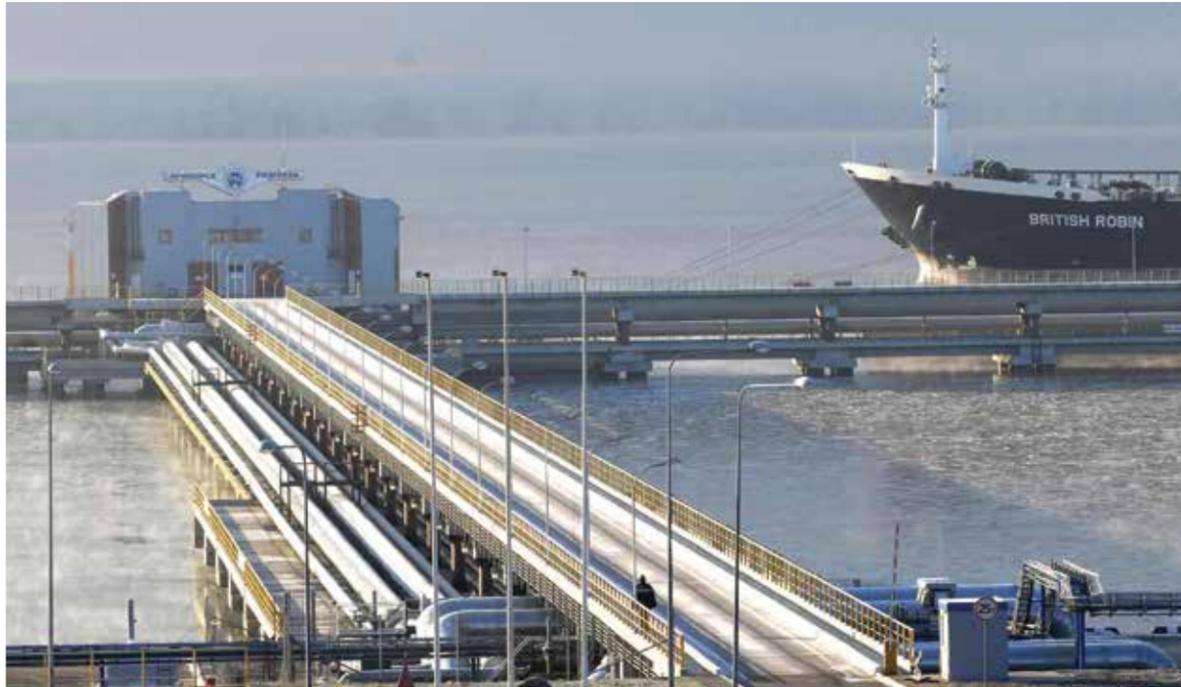
Санкции и ограничения на закупку российской нефти и нефтепродуктов

По состоянию на 25 марта США, Канада, Австралия и Великобритания ввели прямые ограничения на импорт российских энергоресурсов, в том числе нефти и нефтепродуктов:

08.03.2022 – США ввели запрет на импорт сырой нефти и некоторых видов нефтепродуктов, сжиженного природного газа и угля (за исключением урана)²;

08.03.2022 – Великобритания планирует постепенно отказаться от импорта российской нефти и нефтепродуктов к концу 2022 г. а также изучить возможность

² URL: <https://www.whitehouse.gov/briefing-room/statements-releases/2022/03/08/fact-sheet-united-states-bans-imports-of-russian-oil-liquefied-natural-gas-and-coal/>



Нефтеналивной терминал, Приморск

Источник: oilexp.ru

прекращения импорта российского природного газа³;

10.03.2022 – Канада ввела запрет на импорт нефти, нефтепродуктов, попутного нефтяного газа и иных газообразных углеводородов с территории Российской Федерации (за исключением поставок, которые были законтракованы до момента вступления в силу данного запрета)⁴;

11.03.2022 – Австралия ввела запрет на импорт нефти, нефтепродуктов, газа и угля из России, который вступит через

³ URL: <https://www.theguardian.com/world/2022/mar/08/no-10-plans-cut-russian-fossil-fuels-use>

⁴ URL: <https://www.international.gc.ca/world-monde/international-relations-relations-internationales/sanctions/russia-russie.aspx?lang=eng#a1>

Затруднения с контрактацией поставок российской нефти могут сохраниться, по крайней мере, на ближайшие несколько месяцев, особенно если санкционное давление на Россию продолжит усиливаться

45 дней с момента его введения (для получения уже оплаченных партий нефти из России)⁵.

Еврокомиссия 8 марта представила основы плана полного отказа от импорта российских угля, нефти и газа до 2030 г. (REPower EU)⁶. В дальнейшем вопрос введения санкционных ограничений на поставки нефти и нефтепродуктов из России обсуждался на Саммитах ЕС 11 марта (Версаль) и 25 марта (Брюссель), но пока страны ЕС не достигли единого решения по данному вопросу, ограничившись заявлениями о поддержке линии на скорейшее избавление ЕС от зависимости от российского газа, нефти и угля. Ожидается, что всеобъемлющий и амбициозный план по практической имплементации данного решения будет представлен Еврокомиссией в конце мая текущего года.

Объемы поставок: трудности с контрактацией новых партий российской нефти

К настоящему времени уже принятые санкции пока еще не оказали существенно-

⁵ URL: <https://www.theguardian.com/world/2022/mar/11/australia-to-join-us-and-uk-in-banning-russian-oil-imports>

⁶ URL: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_22_1511

го влияния на текущие физические объемы производства и отгрузки нефти и нефтепродуктов.

По данным ЦДУ ТЭК, среднесуточная добыча нефти в России за период 1–14 марта увеличилась на 0,54 % до 1,517 млн т (+8 тыс. т/сут. м/м). Железнодорожные отгрузки нефтепродуктов на экспорт за период 1–12 марта сократились, но пока всего на 2,4 % до 250 тыс. т/сут. (г/г).

Вице-премьер РФ Александр Новак 10 марта заявил, а 23 марта еще раз подтвердил, выступая на правительственном часе в Госдуме, что объемы экспортных поставок российской нефти на март полностью законтракованы (это было сделано до начала специальной военной операции на Украине) и отгрузки в рамках этих контрактов идут по графику, однако контрактация экспортных поставок российской нефти на апрель и май затруднена. JPMorgan и Vortexa также указывают на то, что контрактные объемы поставок российского сорта Urals на март, действительно, не претерпели существенных изменений. Вместе с тем, информационные агентства Bloomberg и Reuters сообщают, что спотовые продажи российской нефти, которые обычно осуществляются через

Данные по числу танкеров в зонах российского экспорта нефти показывают существенное снижение их количества в марте 2022 г., причем не только в европейской части, но и на Дальнем Востоке

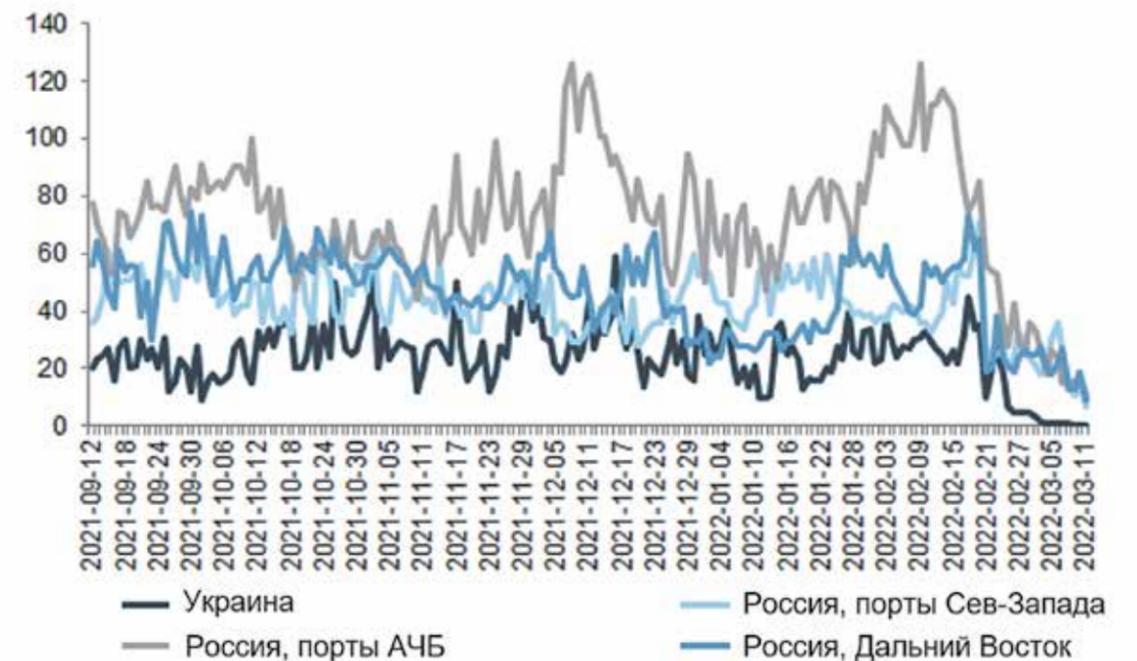
открытые аукционы, пока не находят покупателей, особенно среди европейских компаний.

Мы полагаем, что затруднения с контрактацией поставок российской нефти могут сохраниться, по крайней мере, на ближайшие несколько месяцев, особенно если санкционное давление на Россию продолжит усиливаться.

Данные по числу танкеров в зонах российского экспорта нефти и нефтепродуктов показывают существенное снижение их количества в марте 2022 г., причем не только в европейской части России, но и на Дальнем Востоке (рис. 1).

Рис. 1. Число нефтеналивных танкеров в районе портов РФ и Украины

Источник: ИЭФ по данным Goldman Sachs



Скидки на российскую нефть в Азии начинают догонять скидки в Европе. Это указывает на сложности ее перенаправления в страны АТР и возможное желание потребителей еще больше «продавить» цену

Цены: практика беспрецедентных дисконтов сохраняется

Также санкции сказались на ценах на российские сорта нефти. Так, 23 марта дисконт Urals по отношению к североморскому Brent достиг беспрецедентных \$31,3/барр. Таким образом, цена Urals 23 марта составила около \$87,3/барр., что ниже уровня февраля 2022 г. (рис. 2).

Отметим, что скидки на сорта российской нефти, преимущественно поставляемые в Азию, начинают догонять скидки, наблюдаемые в Европе. Это указывает

на сложности перенаправления российских поставок в страны АТР (логистические, страховые, финансовые и т. д.), а также на возможное желание азиатских потребителей еще больше «продавить» цену вниз на поставляемую российскую нефть.

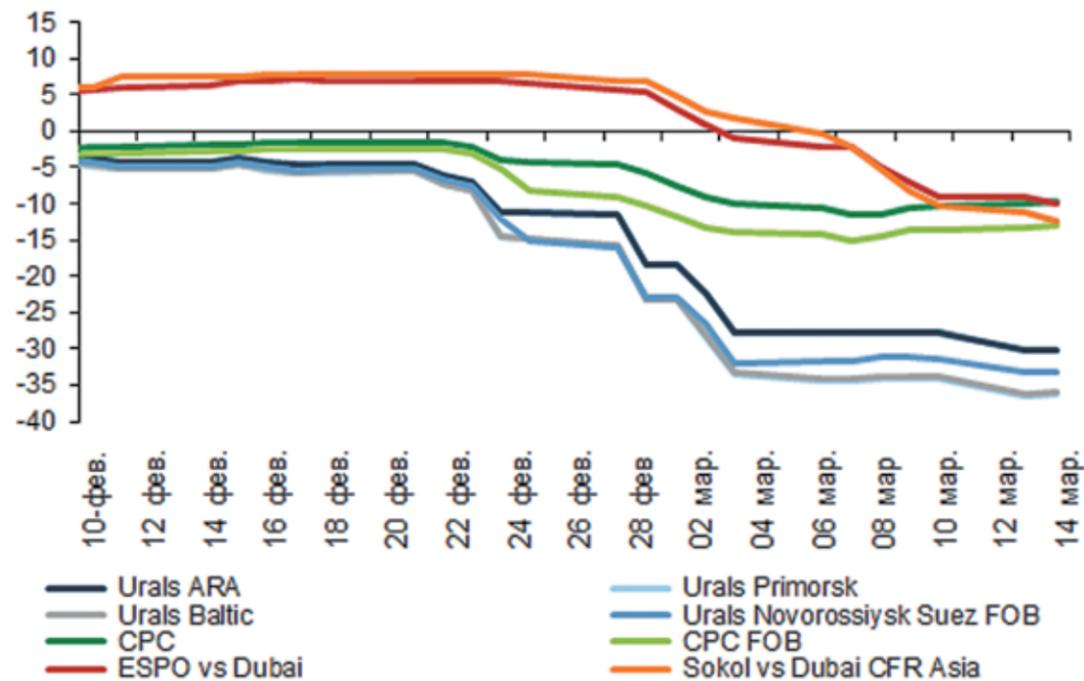
Текущий баланс российской нефти и нефтепродуктов в условиях санкционного давления

Текущий баланс российского рынка нефти и нефтепродуктов выглядит следующим образом (таблица 1).

Таким образом, под прямым запретом со стороны США, Канады, Австралии и к концу года Великобритании находится около 220 тыс. барр./сут. экспорта сырой нефти (4,4 % от общего российского экспорта нефти) и 440 тыс. барр./сут. нефтепродуктов (15,2 % от общего объема российского экспорта нефтепродуктов).

В случае же возможного присоединения к запрету стран Евросоюза под санкциями может оказаться уже 2,7 млн барр./сут. российской нефти и 2 млн барр./сут. нефтепродуктов из России.

Рис. 2. Спреды между российскими и мировыми сортами нефти



Сырая нефть	млн барр./сут.	Источник данных и период
Добыча	11,46	Янв.-фев. 2022 г., включая конденсат
Экспорт	4,97	Минэнерго России, янв.-фев. 2022 г.
ЕС-27	2,5	Eurostat, 4 кв. 2021 г.
в т. ч. по трубе	0,8	«Транснефть»
США	0,16	EIA, 4 кв. 2021 г.
Великобритания	0,06	ФТС России, 2021 г.
Китай	1,31	ФТС России, 2021 г.
в т. ч. по трубе	0,5	Goldman Sachs
Прочие	1,26	По остаточному принципу
Переработка	6,28	Минэнерго России, янв.-фев. 2022 г.
Нефтепродукты	млн барр./сут.	Источник данных и период
Внутренний спрос	3,7	Goldman Sachs, 1 кв. 2022 г.
Экспорт	2,89	ФТС России, 2021 г.
ЕС-27	1,54	ФТС России, 2021 г.
США	0,39	EIA, 4 кв. 2021 г.
Великобритания	0,05	ФТС России, 2021 г.
Китай	0,14	ФТС России, 2021 г.
Прочие	0,77	По остаточному принципу

Таблица 1. Оценочный баланс российской нефти и нефтепродуктов

Источник: ИЭФ по данным EIA, Goldman Sachs, Минэнерго России, ФТС России, Евростат

Однако Европейский союз пока не вводит санкции ввиду высокой зависимости от импорта жидких углеводородов из России. Около 30 % общего потребления нефти и нефтепродуктов в ЕС покрывается за счет импорта из России, а импорт дизельного топлива из стран, не входящих в ЕС, достиг сезонного пика (>70 %) в марте 2022 г. (среднегодовой показатель в 2020–2021 гг. ~55 %).

В равной степени европейский рынок важен и для России, поскольку исторически он был основным направлением экспорта российской нефти: из примерно 7,8 млн барр./сут. экспорта нефти и нефтепродуктов из России, по нашим расчетам, на ЕС-27 приходится около 4 млн барр./сут. (52 %). При этом 0,7–0,8 млн барр./сут. нефти идет по нефтепроводу «Дружба», поставки по которому физически нельзя перенаправить в другие регионы.

Нефтепровод «Дружба» от границы Беларуси до станции Унеча

Источник: «Гомельтранснефть»



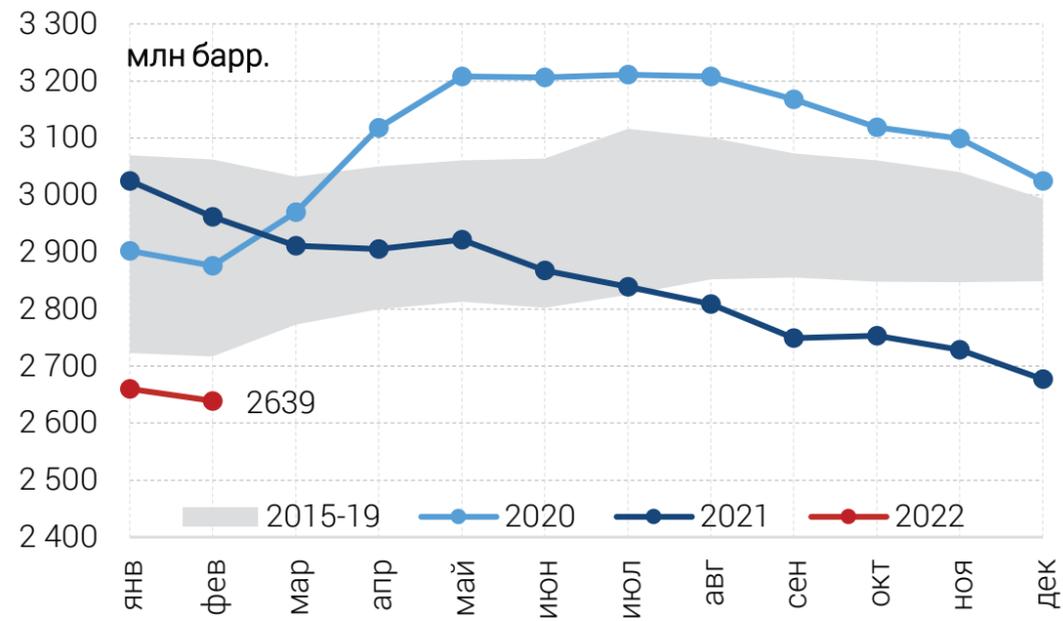


Рис. 3. Коммерческие запасы нефти и нефтепродуктов в развитых странах

Источник: ИЭФ по данным EIA, МЭА, ОПЕК

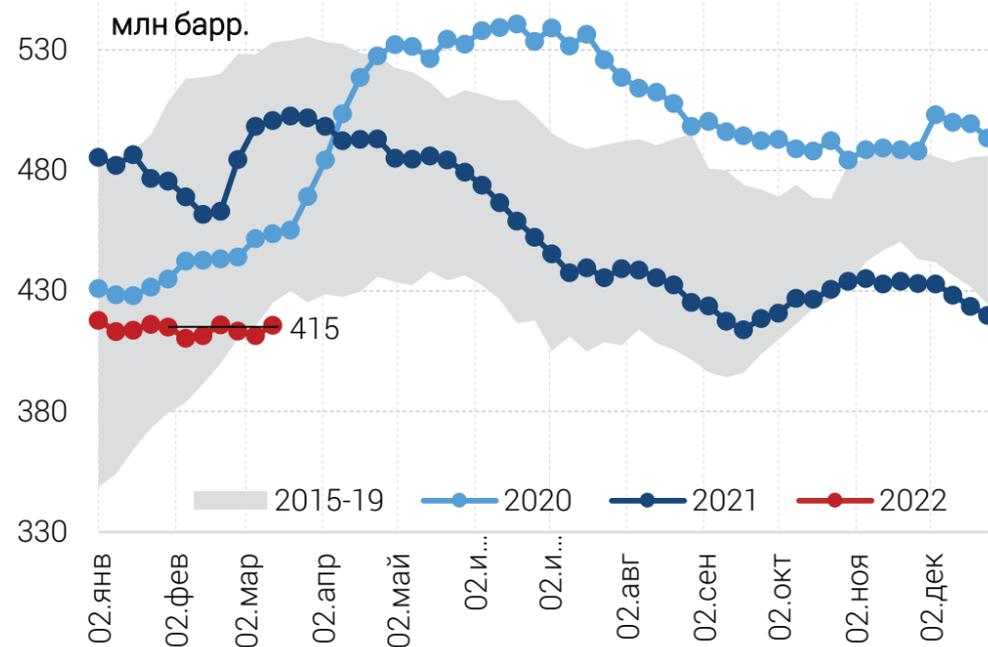


Рис. 4. Коммерческие запасы сырой нефти в США

Источник: ИЭФ по данным EIA

Оценка имеющегося потенциала замещения российской нефти и нефтепродуктов

Прежде всего отметим, что еще до обострения ситуации на Украине мировой нефтяной рынок находился в состоянии дефицита нефти и рекордно низких запасов нефти и нефтепродуктов в странах ОЭСР.

Так, в феврале 2022 г. коммерческие запасы нефти и нефтепродуктов в странах ОЭСР сократились до 2,64 млрд барр. (-0,8 % м/м и -10,9 % г/г) – рис. 3.

Еженедельные данные по коммерческим запасам нефти в США показывают, что запасы нефти в 1 квартале 2022 г. не росли, несмотря на то, что в предыдущие годы наблюдался сезонный рост. В результате, к 11 марта они остались на уровне 415 млн барр., что ниже минимального уровня за 2015–2021 гг. (рис. 4).

Кроме того, остановка скважин и сокращение инвестиций и бурения в условиях пандемии привели к тому, что ключевые производители нефти в 2021 г. и начале 2022 г. систематически не успевают за восстанавливающимся спросом.

Соответственно, в настоящее время на рынке отсутствуют значительные свободные мощности по добыче нефти, и быстро заместить даже 1–2 млн барр./сут. нефти и нефтепродуктов из России возможно только путем:

1. Распродажи части стратегических резервов (SPR) нефти и нефтепродуктов стран ОЭСР.
2. Дополнительного ослабления квот на увеличение добычи в рамках соглашения ОПЕК+.
3. Снятия нефтяных санкций с Ирана и Венесуэлы.
4. Нарастивания добычи сланцевой нефти в США.

Стратегические резервы ОЭСР достаточны лишь для краткосрочной стабилизации рынка

Мы полагаем, что именно высвобождение части стратегических запасов нефти и нефтепродуктов в развитых странах может стать основным способом для замещения российской нефтяного экспор-

та и стабилизации ситуации на мировом рынке нефти, но лишь в краткосрочной перспективе.

Стратегические запасы нефти и нефтепродуктов стран ОЭСР в целом достаточно велики. Так, по оценке МЭА, в декабре 2021 г. правительства развитых стран контролировали около 1,17 млрд баррелей нефти и 0,31 млрд баррелей нефтепродуктов. Указанные объемы нефти и нефтепродуктов в случае их использования способны обеспечить примерно 33 дня спроса на жидкие углеводороды в развитых странах даже при полном отсутствии предложения нефти на рынке, а в сочетании с коммерческими запасами уровень



Йеменские хуситы регулярно обстреливают нефтедобывающие объекты Saudi Aramco
Источник: cbbc.com

обеспеченности стран ОЭСР составляет уже порядка 90 дней.

Стратегические запасы нефти в Европе (без учета Турции), включают 204 млн баррелей нефти и 277 млн баррелей нефтепродуктов. Соответственно, даже в случае полного отказа от российского импорта нефтеналивных грузов, этих запасов теоретически может быть достаточно примерно на 80–100 дней функционирования европейской экономики без российской нефти и нефтепродуктов.

В начале марта министры МЭА на внеочередном заседании приняли решение высвободить 62,7 млн баррелей из стратегических резервов более чем 30 стран-членов организации, в том числе 45,7 млн

баррелей нефти и 16,9 млн баррелей нефтепродуктов. При этом 43,1 млн баррелей нефти будет выпущено на рынок из запасов самих стран-членов МЭА (или специализированных уполномоченных агентств), остальные объемы будут обеспечены за счет снижения норм обязательного резервирования нефти и нефтепродуктов на НПЗ стран-членов МЭА.

Больше всего нефти и нефтепродуктов на рынок из своих стратегических резервов обязались поставить США (30 млн барр.), Япония (7,5 млн барр.) и Южная Корея (4,42 млн барр.). Поставки из стратеги-

ческих нефтяных резервов стран ОЭСР для замещения различных объемов российского нефтяного экспорта вплоть до конца 2022 года, которые показывают, что в краткосрочной перспективе имеющиеся стратегические запасы нефти и нефтепродуктов потенциально способны заместить российские поставки на рынки западных стран (рис. 5).

Однако приведенные сценарии не учитывают наличие большого количества «узких мест» при их возможной реализации, связанных с замещением определенных сортов нефти и, особенно, видов нефте-

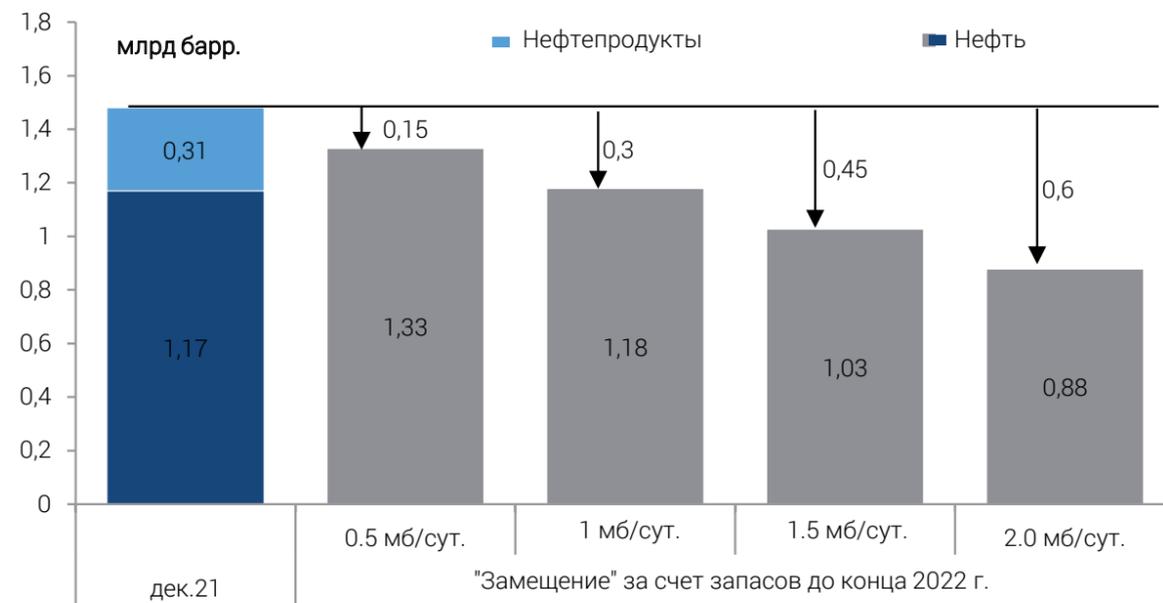


Рис. 5. Стратегические запасы нефти и нефтепродуктов в странах ОЭСР в разных сценариях замещения российской нефти и нефтепродуктов

ских запасов европейских стран в совокупности составят 17,714 млн баррелей нефти. В частности, Германия высвободит 3,215 млн, Великобритания – 2,2 млн, Италия – 2,041 млн, Испания – 2 млн баррелей.

Вместе с тем, очевидно, что уже принятые решения могут оказать лишь краткосрочный поддерживающий эффект для рынка, поскольку, например, для компенсации хотя бы 0,5 млн баррелей в сутки поставок жидких углеводородов из России до конца 2022 г. необходимо высвободить не менее 150 млн баррелей нефти из стратегических резервов стран ОЭСР.

Ниже представлены различные возможные сценарии использования стратеги-

продуктов, а также необходимость последующего восполнения использованных нефтяных резервов.

Возможности ОПЕК+ по оперативному увеличению добычи сильно переоценены

Другим источником «замещения» российских поставок нефти потенциально могут стать страны ОПЕК, также входящие в периметр соглашения ОПЕК+.

Министры энергетики стран G7 11 марта 2022 г. призвали входящие в ОПЕК государства увеличить объемы добычи нефти,

чтобы сдержать рост цен на энергоносители. Однако ОПЕК+ продолжает придерживаться действующего соглашения о ежемесячном увеличении добычи на 400 тыс. барр./сут. 2 марта эти планы были вновь подтверждены.

По данным ОПЕК, в феврале 2022 г. добыча сырой нефти (без учета NGL) в странах ОПЕК составила 28 млн барр./сут. При этом суммарная добыча стран ОПЕК, входящих в периметр соглашения ОПЕК+, в феврале 2022 г. была на 668 тыс. барр./сут. меньше, чем было разрешено соглашением (24,14 млн барр./сут. при плановых 24,81 млн барр./сут.).

Таким образом, фактическое увеличение добычи странами ОПЕК вновь оказалось ниже заявленных в сделке квот. Наибольшее отставание от плана наблюдалось у Нигерии (–284 тыс. барр./сут.), Анголы (–246 тыс. барр./сут.) и Ирака (–57 тыс. барр./сут.) – рис. 6.

В результате, среди членов ОПЕК есть «отстающие страны», которые систематически добывают меньше установленной для них квоты по увеличению добычи, но при этом другие страны не компенсируют эти объемы, хотя потенциально располагают соответствующими возможно-

Под запретом США, Канады, Австралии и Великобритании находится около 220 тыс. б/с экспорта нефти (4,4% от российского экспорта) и 440 тыс. б/с. нефтепродуктов (15,2% от российского экспорта)

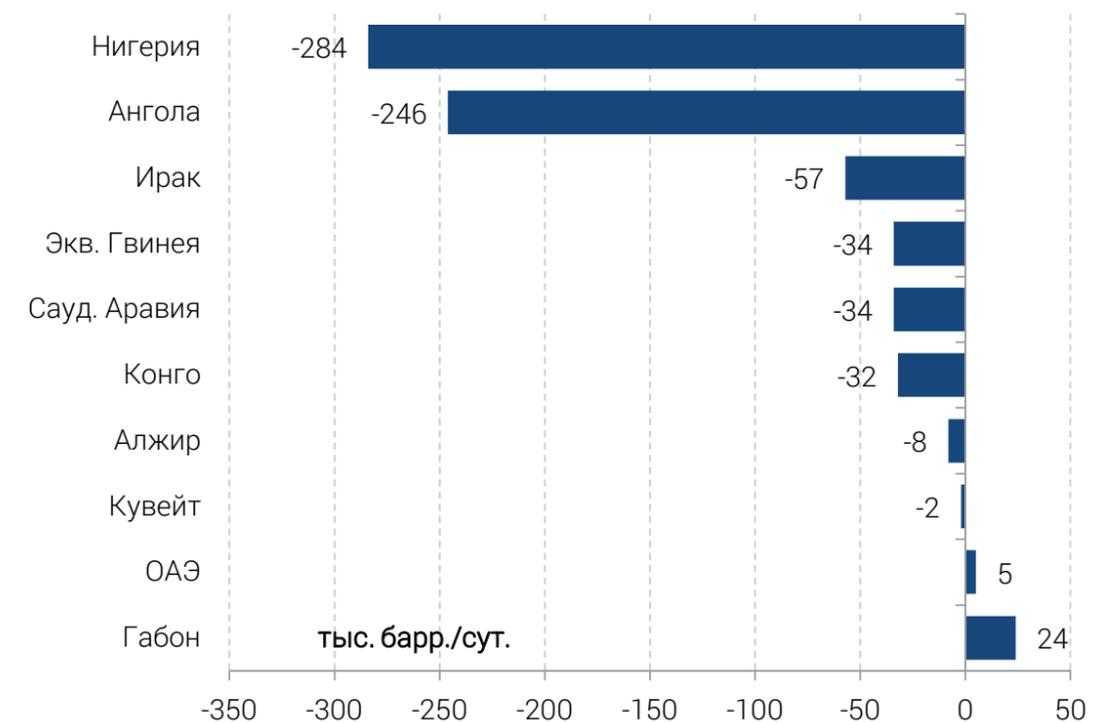
стями по дополнительному наращиванию добычи сверх установленных квот.

В настоящее время, по оценкам большинства энергетических агентств и консалтинговых компаний, только Саудовская Аравия, ОАЭ и, отчасти, Кувейт обладают свободными добычными мощностями, которые могут быть введены в течение 30 дней и частично компенсировать поставки нефти из России.

Так, по оценке Goldman Sachs, в начале года добычные мощности Саудовской Аравии оценивались на уровне 11,5 млн барр./сут (из них 1,3 млн барр./сут свобод-

Рис. 6. Отклонения добычи сырой нефти в странах ОПЕК от разрешенной квоты, февраль 2022 г.

Источник: ИЭФ по данным ОПЕК



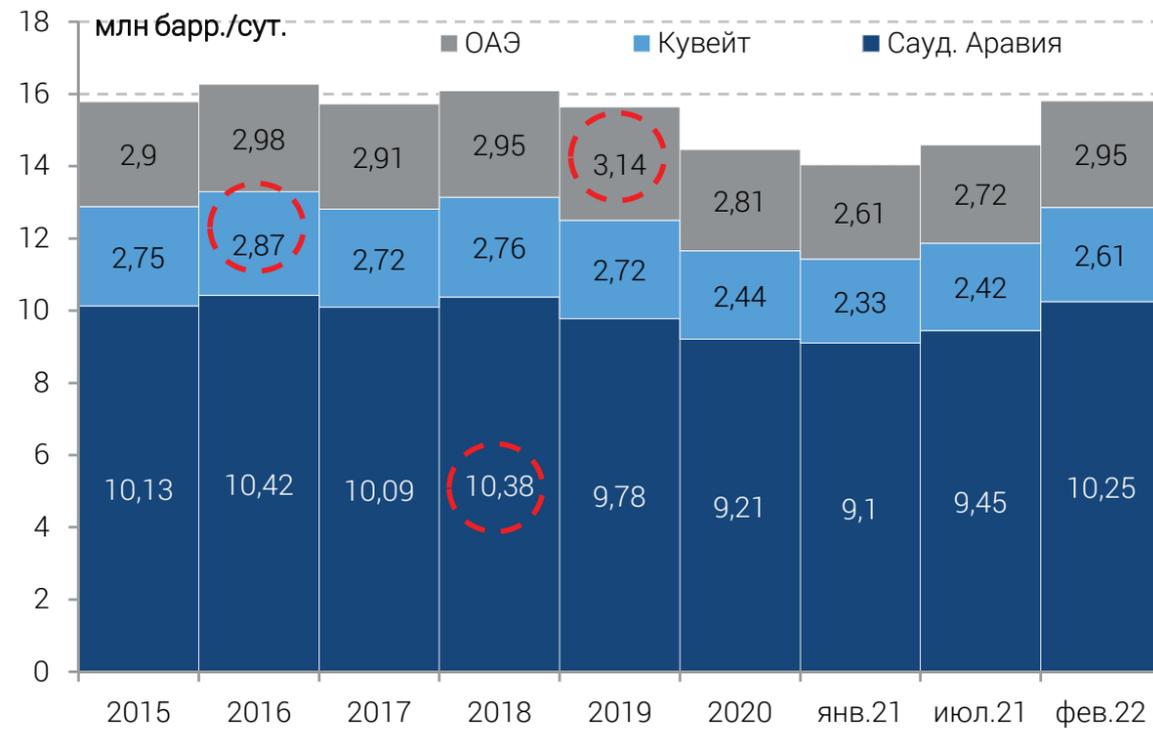


Рис. 7. Добыча сырой нефти (без NGL) в Саудовской Аравии, ОАЭ и Кувейте

Источник:
ИЭФ по данным EIA

ных мощностей), ОАЭ – 4,1 млн барр./сут. (из них 1,15 свободных), Кувейта – 2,86 млн барр./сут. (из них 0,25 свободных).

Однако анализ уровня добычи этих трех стран в феврале 2022 г. показал, что она фактически приблизилась к максимальному показателю в 16 млн барр./сут., который наблюдался еще до начала действия соглашения ОПЕК+ в 2016 г. (рис. 7). Уровень мощностей в Саудовской Аравии – это вопрос, который часто вызывает существенные разногласия у разных экспертов. В апреле 2020 г., когда сделка на несколько недель была разорвана, страна резко уве-

личила добычу до 11,6 млн барр./сут. Однако, по-прежнему, неясно, был ли это запуск резервных скважин или распродажа запасов, поскольку уже в мае 2020 г. добыча в стране резко упала до 8,6 млн барр./сут.

Кроме того, дополнительные сложности саудовской нефтедобыче сегодня создают повстанцы-хуситы из Йемена, которые в последние недели подвергли объекты нефтедобычи в Саудовской Аравии довольно болезненным ракетным ударам.

Таким образом, если предположить, что королевство действительно может нарастить добычу до 11 млн барр./сут. (база отсчета добычи этой страны в рамках соглашения ОПЕК+), то вероятные суммарные свободные добычные мощности Саудовской Аравии, Кувейта и ОАЭ составляют не 2,7 млн барр./сут, а всего лишь 1,5 млн барр./сут.

Также отметим, что увеличение добычи со стороны Саудовской Аравии или ОАЭ в одностороннем порядке потенциально нарушает механизм сотрудничества стран-участниц соглашения ОПЕК+, что может привести к его полному разрыву, а этот сценарий на данный момент представляется крайне нежелательным, в первую очередь, для Саудовской Аравии.

В случае возможного присоединения к запрету на закупки российской нефти стран Евросоюза под санкциями может оказаться уже 2,7 млн б/с российской нефти и 2 млн б/с нефтепродуктов

Таким образом, возможности ключевых стран ОПЕК+ (без учета России) из числа государств, на которые не наложены те или иные санкционные ограничения, по оперативному наращиванию добычи сильно переоценены. И мы полагаем, что страны ОПЕК+ предпочтут сохранить соглашение и работать над постепенным увеличением собственной добычи, а не рисковать своими долгосрочными интересами в угоду текущему геополитическому моменту.

Иран: велик ли потенциал наращивания добычи и есть ли шансы на снятие санкций?

Как известно, в 2018 г. США вышли из числа участников соглашения о «ядерной сделке» и вновь ввели нефтяные санкции против Ирана.

В 2021 г. средний уровень добычи нефти в Иране составил 2,47 млн барр./сут. При условии возобновления «ядерной сделки» добыча в той стране потенциально может вырасти до 3,2–3,8 млн барр./сут., но произойдет это отнюдь не сразу, а в течение 3–8 месяцев с момента снятия санкционных ограничений.

Из 7,8 млн б/с экспорта нефти и нефтепродуктов из России на ЕС приходится 4 млн б/с (52%). При этом 0,7–0,8 млн б/с нефти идет по «Дружбе». Эти поставки нельзя направить в другие регионы

Сейчас экспорт нефти из Ирана оценивается в 0,6–0,7 млн барр./сут., из которых примерно половина идет по так называемым теневым схемам. Мы полагаем, что в случае снятия санкций экспорт может вырасти до 1,5 млн барр./сут. Но даже если соглашение о «ядерной сделке» будет достигнуто в ближайшие недели, то заметный рост экспорта из Ирана произойдет не ранее 3 квартала 2022 г., поскольку потребуются время на практическую имплементацию соглашения и решение различных вопросов, связанных с сертификацией таких поставок. Даже выгрузка газового кон-

Газовое месторождение «Парс» в Иране

Источник: novostienergetiki.ru



денсата (по разным оценкам 40–135 млн баррелей) из иранских плавучих хранилищ будет идти относительно медленно из-за необходимых проверок судов и конкуренции со стороны российской нефти, предлагаемой со скидкой.

Вместе с тем, вероятность быстрого снятия санкций с Ирана невелика, учитывая жесткую позицию руководства этой страны, которая, по сути, требует окончательного снятия санкций на безвозвратной основе, т. е., фактически, на условиях Ирана, что противоречит политической позиции широких правящих кругов в США.

Венесуэла: возможен ли нефтяной ренессанс?

До ужесточения санкций и дефолта в ноябре 2017 г. Венесуэла добывала около 1,95 млн барр./сут. Затем производство нефти начало резко сокращаться, достигнув 0,35 млн барр./сут. в сентябре 2020 г. Рост добычи нефти в 2021 г. был обеспечен возможностью привлекать небольшие буровые компании и поставками нефти из Ирана для разбавления сверхтяжелой нефти. В результате, добыча в начале 2022 г. достигла 0,7 млн барр./сут. (рис. 8).

Потенциальный быстрый рост добычи нефти в Венесуэле возможен лишь в слу-

Больше всего нефти из стратегических резервов обязались поставить США (30 млн барр.), Япония (7,5 млн барр.) и Южная Корея (4,42 млн барр.). Поставки из запасов ЕС составят 17,714 млн барр.

чае снятия нефтяных санкций США с этой страны, однако по состоянию на 25 марта никакого прогресса в этом вопросе не наблюдается.

Вместе с тем, даже в случае снятия санкций с Венесуэлы рост добычи в стране будет ограничен из-за естественного истощения месторождений, недостаточного инвестирования и дефицита квалифицированных кадров. Мы полагаем, что добыча может вырасти не более чем на 0,5 млн барр./сут. по сравнению с текущим уровнем в течение шести месяцев. Мы оцениваем потенциальный рост еще на 0,5 млн барр./сут. до 1,7 млн барр./сут. как маловероятный, поскольку для него недостаточно снятия санкций, требуется приток инвести-



Добыча нефти в Венесуэле

Источник: primerinforme.com

ций, технологий и кадров, который может занять существенное время.

США: каковы пределы повышения эффективности добычи сланцевой нефти в текущих экономических условиях?

По мартовской оценке EIA, средний уровень добычи жидких углеводородов (нефть+NGL+биотопливо) в США в 2022 г. вырастет на 1,5 млн барр./сут. (г/г). Но если сравнить февраль с декабрем 2022 г., то рост будет более существенным: +1,8–

2 млн барр./сут. до 21,3–21,5 млн барр./сут. к концу года.

Однако эти возможности могут быть ограничены ввиду нескольких факторов:

1. Рост цен на нефтесервисные услуги (сырье, песок, химикаты, рабочая сила, грузоперевозки, сталь) на фоне восстановления спроса на нефть.
2. Достижение определенного предела по росту эффективности операций бурения и заканчивания (т. е. гидроразрыв пласта) скважин на сланцевых пелях.
3. Рост требований инвесторов и акционеров к публичным независимым нефтегазовым компаниям, занимающимся добычей сланцевой нефти, по допустимому уровню долга и объему выплаты дивидендов, что отвлекает часть свободного денежного потока таких компаний.
4. Почти весь рост добычи нефти в США во 2 половине 2021 г. и 1 квартале 2022 г. – это рост в бассейне Permian. Остальные бассейны, в т. ч. Bakken в Северной Дакоте/Монтане и Eagle Ford в Южной Техасе, почти не увеличили добычу за указанный период.

Только Саудовская Аравия, ОАЭ и, отчасти, Кувейт обладают свободными добычными мощностями, которые могут быть введены в течение 30 дней и частично компенсировать поставки нефти из России

Рис. 8. Добыча сырой нефти в Венесуэле

Источник: ИЭФ по данным Goldman Sachs, МЭА, EIA



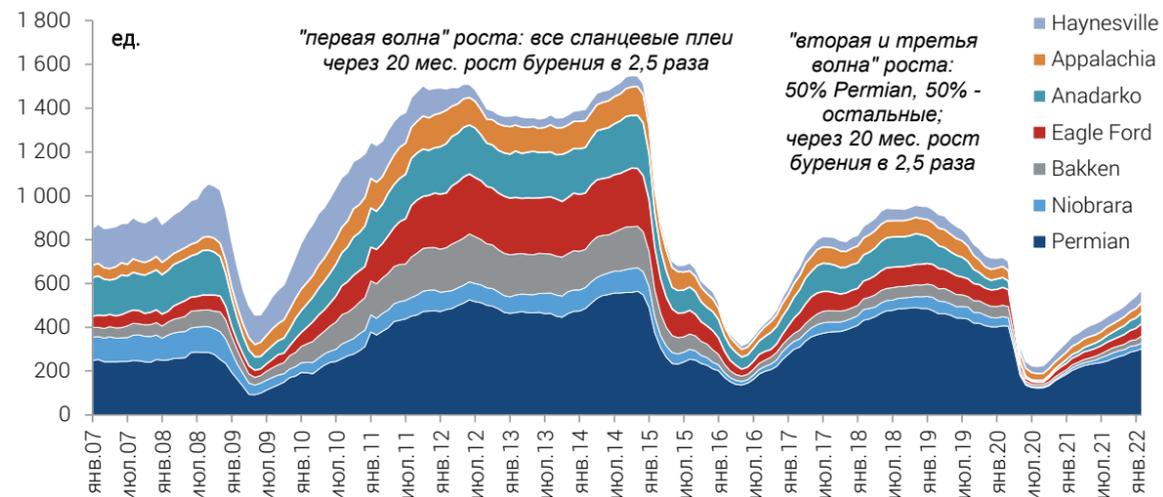


Рис. 9. Динамика активных буровых установок на нефть на сланцевых пляжах в США, янв.2007 – янв.2022 гг.

Источник:
ИЭФ по данным EIA

Ситуация в сланцевой нефтедобыче в США до начала острой фазы украинского кризиса характеризовалась снижением эластичности добычи нефти по отношению к ее цене. Так, по оценке Goldman Sachs, за последние два года она снизилась примерно вдвое: с 40 % в 2019 г. (т. е. повышение цены на 50 % увеличивало предложение примерно на 20 % в течение одного года) до 20 % – в январе 2022 г.

Замедленная реакция добычи в США на рост нефтяных цен объясняется осторожным характером запуска масштабных проектов по разбурированию и гидроразрыву пласта. Это обусловлено ростом требований инвесторов и акционеров к публичным «сланцевым» компаниям по допустимому уровню долга и объему выплаты дивидендов, что отвлекает часть свободного денежного потока компаний.

Сложности саудовской нефтедобыче сегодня создают повстанцы-хуситы из Йемена, которые подвергли объекты нефтедобычи в Саудовской Аравии довольно болезненным ракетным ударам

Это подтверждается и динамикой такого показателя как совокупный уровень реинвестирования доходов от продажи сланцевых углеводородов, который в 3 квартале 2021 г. составил 37 %, что намного ниже 79 % за тот же период в 2020 г. и среднего значения 2016–2019 гг. (88 %).

Вместе с тем, текущий уровень цен на нефть и политическая риторика руководства страны, по сути, призывающая к наращиванию добычи в США с учетом принятого властями решения об отказе от российской нефти, стимулируют американские сланцевые компании к росту инвестиционной и буровой активности в отрасли (рис. 9). Безусловно, это может дать эффект к концу года в объеме дополнительного прироста добычи еще примерно на 1 млн барр./сут. (к ранее ожидаемому приросту на 0,8 млн барр./сут. в 2022 году). Однако даже такой дополнительный прирост добычи в США возможен при условии полной загрузки бригад, обеспечивающих ГРП на сланцевых пляжах, что представляется непростой задачей и может привести к инфляции издержек в отрасли, по оценкам Goldman Sachs, до 30 % в текущем году.

Таким образом, весьма вероятно, что прирост добычи нефти в США к декабрю 2022 г., может составить до +1,8 млн барр./сут. Но даже при таком сценарии развития событий прироста добычи сланцевой нефти в США будет недостаточно для компенсации даже санкционных объемов российской нефти в условиях

продолжающегося восстановительного роста спроса на нефть в мировой экономике. Между тем дополнительный прирост спроса на нефть в мире оценивается в достаточно широком диапазоне от 3,2 млн барр./сут. (МЭА, март 2022) до 4,2 млн барр./сут. (ОПЕК, февраль 2022 г.).

Таким образом, совокупный максимальный потенциал Ирана, США и Венесуэлы по наращиванию добычи нефти к концу года мы предварительно оцениваем в пределах 2,3–2,9 млн барр./сут., из них примерно 2 млн барр./сут. – это то, что пока не учитывается в основных прогнозах, т. е. может быть названо «дополнительной» добычей. При этом ключевое значение будет иметь снятие санкций с Ирана, что требует от США скорейшего заключения «ядерной сделки».

Вместо заключения

В целом, мы пока не ожидаем долгосрочного и значительного сокращения экспорта российской нефти в текущем году, однако произойдут существенные изменения географии ее поставок, условий контрактов и уровня цен на нее.

Процесс замещения российской нефти и нефтепродуктов, которые уже попали под санкции США, требует значительного времени (6–9 месяцев), перенастройки международной логистики поставок нефтеналивных грузов, а также устранения

АО «Транснефть-Север»
Источник: komiinform.ru



Прирост добычи нефти в США к декабрю 2022 г., может составить до +1,8 млн б/с. Но при таком сценарии прироста добычи сланцевой нефти в США будет недостаточно для замещения российской нефти

значительного количества «узких» мест в отдельных сегментах мирового рынка нефти (сорта нефти, типы нефтепродуктов и т. д.). Но если специальная операция затянется, то риски отказа от российского экспорта со стороны Евросоюза существенно возрастают.

Для России процесс перенаправления поставок нефтеналивных грузов на другие рынки также очень непростой. Мы предполагаем, что компании обеспечат переориентацию части своих поставок на азиатских покупателей, готовых покупать российскую нефть с большим дисконтом и обсуждать оплату таких поставок в национальных валютах (Индия и Китай, например), а также, по-видимому, будут совместно со своими партнерами работать над новыми схемами страхования своих грузов и возможными изменениями в условиях контрактов (например, переход от контрактов типа FOB к контрактам типа CIF).

Российский флот способен самостоятельно обеспечивать только 62 % морских перевозок российской нефти и 17 % – нефтепродуктов, однако перенаправление поставок российской нефти из Европы в АТР приведет к удвоению среднего времени доставки нефтеналивных грузов: с 15 до 29 дней.

Вопрос потенциального перенаправления экспортных поставок российских нефтепродуктов на азиатские рынки решить намного труднее. Большинство российских НПЗ расположены в европейской части России, и ключевые нефтепродуктопроводы «Север» и «Юг» нацелены на европейский рынок. Попытка перенаправить эти объемы на рынки АТР может существенно снизить маржинальность таких поставок. Но главное – на азиатском рынке отсутствуют рыночные ниши такого масштаба.

Вопросы программного обеспечения для российской нефтегазовой отрасли в период санкций

Software issues for the Russian oil and gas industry during the sanctions period

Денис ХИТРЫХ

Директор Центра исследований и разработок, директор по маркетингу, MBA, к. т. н., АО «КАДФЕМ Си-Ай-Эс»
e-mail: denis.khitrykh@cadfem-cis.ru

Denis KHITRYKH

PhD, MBA, Director of Research and Development Center, Marketing Director, CADFEM CIS
e-mail: denis.khitrykh@cadfem-cis.ru

Инжиниринговый центр МФТИ

Источник: mipt.ru



Аннотация. В данной статье рассматриваются основные зарубежные поставщики специализированного программного обеспечения для нефтегазовой отрасли, а также отечественные производители, разрабатывающие аналогичное программное обеспечение в рамках процесса импортозамещения. Проведен анализ наиболее критичных направлений импортозамещения ПО в нефтегазовой отрасли. По его результатам ключевыми проблемными направлениями стали 2D и 3D геологическое моделирование, интерпретация геофизических исследований скважин, сопровождение эксплуатационного бурения, моделирование нефтехимических процессов и транспорт многофазных потоков. По этим сегментам ПО практически отсутствует или не соответствует требуемым характеристикам. Предложены возможные пути решения вышеуказанных проблем.

Ключевые слова: нефтегазовая отрасль, зависимость от импорта, импортозамещение, зарубежные поставщики, барьеры цифровой экономики, компьютерное моделирование.

Abstract. This article observes the main foreign suppliers of specialized software for the oil and gas industry, as well as domestic manufacturers developing similar software within the framework of the import substitution process. An analysis of the most critical areas of software import substitution in the oil and gas industry is carried out. According to its results, the key problem areas are 2D and 3D geological modeling, interpretation of production well logging, production drill monitoring, modeling of petrochemical processes and multiphase flows transport. There is practically no software for these segments or (if any) it does not meet the required characteristics. Possible solutions to the above problems are suggested.

Keywords: oil and gas, import dependence, import substitution, foreign suppliers, barriers to digital economy, simulation.



Антироссийские санкции показали, как важно обладать полной самостоятельностью в части оборудования и программного обеспечения в сфере ТЭК

Введение

Процесс импортозамещения в IT в целом и на объектах критической информационной инфраструктуры (КИИ) в частности, активно продолжается уже несколько лет. Но до сих пор Россия импортирует значительно больше IT-технологий, чем экспортирует. В силу глобальности рынка программного обеспечения у нас не сформировались

такие крупные софтверные компании, как SAP, Microsoft или Oracle. Эти три крупных поставщика программного обеспечения на российский рынок не только ведут собственную разработку ПО, но и активно покупают готовые продукты и команды разработчиков. SAP разрабатывает и внедряет корпоративные IT-системы, Oracle создает системы управления базами данных и ресурсами предприятия, предоставляет облачные сервисы и сдает в аренду серверное оборудование.

Среди клиентов SAP – «Газпром», «ЛУКОЙЛ», «Роснефть», «НОВАТЭК», «Росатом», «Северсталь» и др. Все они до последнего времени активно сотрудничали, а многие продолжают сотрудничать и в настоящее время с этими софтверными компаниями. Так, например, компания «Северсталь» – одна из крупнейших в мире вертикально интегрированных сталелитейных и горнодобывающих компаний – в конце 2021 года завершила переход на цифровую платформу SAP S/4HANA, к которой на текущий момент подключены 26 предприятий «Северстали» в 35 географических локациях. АО «Атомэнергопром» (входит в «Росатом») в декабре 2021 года объявило тендер на закупку около 4 тыс. лицензий на ис-



Операторная Комсомольского НПЗ

Источник: ООО «РН-Комсомольский НПЗ»

пользование ПО SAP класса ERP (Enterprise Resource Planning – система управления предприятием).

В марте текущего года на фоне спецоперации на Украине компании SAP, Oracle, Microsoft и IBM сообщили о прекращении работы в России. Возможно, что этим исход зарубежных IT-гигантов из России не ограничится.

Частично аналоги SAP, Oracle и Microsoft в России уже есть, но экстренное замещение импортного ПО может обойтись российским компаниям в десятки и даже сотни миллиардов рублей. Наиболее полноценными аналогами зарубежных систем в части СУБД является российская

Postgres Pro, в части интегрированной системы управления предприятием – Галактика ERP и 1С: ERP, а также Astra Linux в части клиентской операционной системы.

Санкции в отношении России актуализируют сегодня задачу обеспечения экономической безопасности для сохранения эффективного функционирования производственной базы национального стратегического экспортного сектора. И нефтегазовая отрасль, и ТЭК в целом входят в число приоритетных отраслей, для которых предусматривается особое внимание структур госуправления. Минпромторгом России при участии профильных министерств, ведущих нефтегазодобывающих и машиностроительных компаний сформирован многолетний отраслевой план импортозамещения в нефтегазовой отрасли. В данном плане указано более 50 позиций по укрупненным видам нефтегазового оборудования, техническим и программным средствам [1]. Также для консолидации усилий по направлениям импортозамещения в 2019 году Минэнерго России совместно с Минпромторгом России создали Центр компетенций технологического развития ТЭК (ЦКТР ТЭК) на базе ФГБУ «РЭА» Минэнерго России.

Президент РФ 30 марта 2022 года подписал указ № 166 «О мерах по обеспечению

Санкции в отношении России актуализируют задачу обеспечения безопасности для сохранения эффективной работы производственной базы национального стратегического экспортного сектора

технологической независимости и безопасности критической информационной инфраструктуры Российской Федерации», запрещающий госзаказчикам закупать иностранное программное обеспечение для критической инфраструктуры без согласования с профильным ведомством.

Антироссийские санкции показали, как важно обладать полной самостоятельностью и суверенитетом по части оборудования и программного обеспечения, особенно в сфере ТЭК. В этой сфере нужны не только консолидированный спрос, но и концентрация научных, инженерных, технологических и производственных компетенций российских предприятий и разработчиков специализированного программного обеспечения.

В настоящее время в России существует ряд разработчиков программного обеспечения, которые за счет частных и смешанных инвестиций создают и развивают продукты для нефтегазовой отрасли. Однако возвращать отечественный рынок нефтегазового оборудования и программного обеспечения, который успешно захватили иностранные поставщики до введения санкций, безусловно, непросто. Технологии ушли далеко вперед, за многие годы выстроены эффективные схемы работы с импортными поставщиками, которые

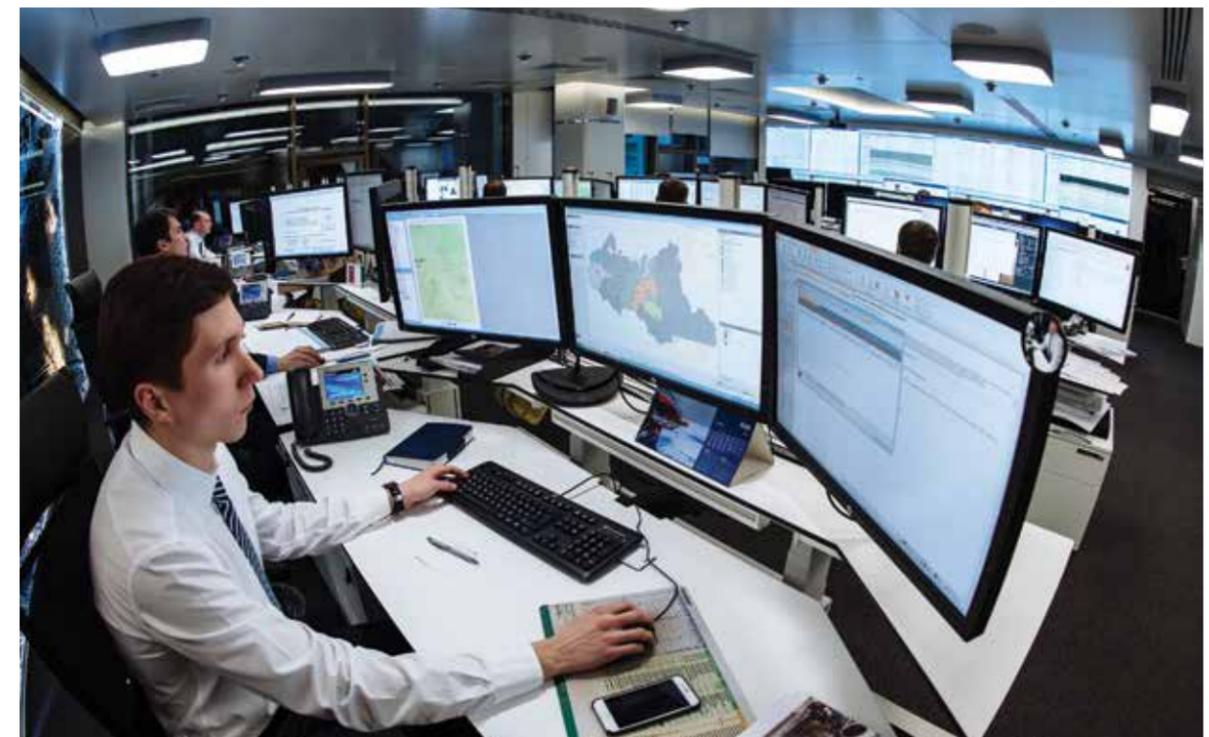
Самые сложные для импортозамещения направления в ПО – в области разведки, разработки и эксплуатации шельфовых нефтегазовых месторождений и трудноизвлекаемых запасов

не только поставляют высокотехнологическое оборудование и наукоемкое программное обеспечение, но и оказывают услуги по авторской поддержке и кастомизации программных продуктов, а в отдельных случаях даже локализируют свои производства.

По оценкам экспертов, уровень технологического отставания по многим видам используемой техники и ПО составляет 15–20 лет. Если говорить о самых сложных для импортозамещения направлениях, то основные проблемы связаны с отсутствием конкурентоспособного программного обеспечения в области разведки

Центр управления бурением «ГеоНавигатор»

Источник: «Газпром нефть НТЦ»



и разработки морских месторождений, эксплуатации шельфовых месторождений и трудноизвлекаемых запасов (на долю которых приходится не менее 17 % запасов нефти России), обеспечения процессов добычи, транспортировки и переработки углеводородного сырья, а также системы автоматизации объектов нефтегазовой инфраструктуры, на импорт которых приходится от 40 до 90 % продукции.

По мнению вице-премьера РФ Александра Новака, общий объем дополнительной добычи трудноизвлекаемых запасов достигнет 45 миллионов тонн к 2030 году. Это, в свою очередь, будет способствовать дополнительным доходам для бюджетной системы в 200–250 миллиардов рублей в год и создаст тысячи новых рабочих мест [2]. Учитывая это, вопрос интенсификации процессов импортозамещения становится как никогда актуальным.

Сегодня уже все крупнейшие российские нефтегазовые компании, такие как НК

«Роснефть», «Газпром», «Газпром нефть», «ЛУКОЙЛ», «Сургутнефтегаз», «Татнефть», «СИБУР», «Зарубежнефть» и другие, включили программу импортозамещения в цифровой сфере в стратегии развития своих бизнес-сегментов, активно сотрудничают с IT-компаниями и создают собственные центры компетенций. Однако, несмотря на важность проблемы, процесс импортозамещения в нефтегазовой отрасли идет крайне медленно, так как до сих пор не устранены барьеры, препятствующие реализации потенциала нефтегазовой отрасли страны: нет сформированного отраслевого спроса на решения и технологии; отсутствует эффективная площадка для диалога между отраслью и потенциальными производителями технологий; отсутствуют единые отраслевые требования к испытаниям и технологиям; отсутствуют стимулы и меры государственной поддержки для перехода на отечественное программное обеспечение; мало внимания уделяется



Гидроразрыв пласта

Источник: newshoppingcorner.wordpress.com

Таблица 1. Импортозависимость ПО в различных сегментах нефтегазовой отрасли

Источник: Центр компетенций технологического развития ТЭК ФГБУ «РЭА»

Поиск	Разведка	Разработка	Бурение	Проектирование	Транспорт	Переработка	Автоматизация
Обработка сейсмике	Интерпретация ГИС	Интерпретация гидродинамических исследований скважин	Геологическое сопровождение бурения	Интегрированное моделирование	Диспетчеризация и моделирование процесса перекачки	Управление технологическим процессом	Программная платформа IoT
Интерпретация сейсмике	Корреляция	PVT-моделирование	Геомеханическое моделирование	Проектирование обустройства	Управление процессами перекачки	Цифровое бизнес-моделирование переработки и сбыта	Платформы для тренажерных комплексов
Бассейновое моделирование	Геологическое 2D- и 3D-моделирование	Гидродинамическое моделирование	Учет, мониторинг и анализ бурения скважин	Моделирование установившихся потоков	—	Управление процессами производств	ПО для видеоаналитики с элементами искусственного интеллекта
Оценка перспективных участков	—	Симулятор гидроразрыва пласта (ГРП)	Буровой комплекс 2.0	Моделирование неустановившихся потоков	—	Управление процессами розничных продаж	Виртуальные обучающие симуляторы
—	—	Композиционное моделирование	—	—	—	Управление обеспечивающими процессами	—
—	—	Экономический расчет	—	—	—	—	—

■ — отечественное ПО с полным функционалом;

■ — неполный функционал/необходимы меры поддержки для вывода на рынок

■ — неполный функционал

импортозамещению в сфере аппаратного обеспечения и пр. [4].

ФГБУ «Российское энергетическое агентство» Минэнерго России проведен анализ уровня зависимости от зарубежного специализированного ПО в различных сегментах бизнеса нефтегазовой отрасли. По его результатам ключевыми проблемными направлениями являются интерпретация данных 3D-сейсмике, геологическое и гидродинамическое моделирование, телеметрия и пр. По оценкам экспертов, геологоразведка и нефтедобыча в России на 60–80 % зависит от импорта программного обеспечения и автоматизированных систем управления технологическими процессами.

Из данных таблицы 1 следует, что программное обеспечение для автоматизации, управления основными технологическими процессами и цифровых решений в сегменте переработки сырья практически отсутствует либо не удовлетворяет потребностям заказчика. Намного лучше ситуация обстоит с программным обеспечением для моделирования, оптимизации и контроля операций гидроразрыва пласта (ГРП), которое широко востребовано как на российском, так и зарубежных рынках. Это связано с увеличивающейся с каждым годом долей трудноизвлекаемых запасов

(ТриЗ) нефти и газа в структуре запасов. Наиболее популярными в мире симуляторами ГРП являются Frac Pro, Meyer и Dynardo optiSLang, работающем в связке с Ansys и multiPlas [5]. Все это ПО разработано в США и Германии, в России же собственное ПО для моделирования ГРП отсутствовало.

В 2017 году компания «Роснефть» создала первый в Евразии промышленный симулятор гидравлического разрыва пласта «РН-ГРИД», который обеспечил технологическую независимость компании в области компьютерного моделирования, обязательного для применения технологии

Программное обеспечение для управления основными технологическими процессами и для цифровых решений в переработке практически отсутствует либо не удовлетворяет потребностям заказчика

ГРП. Таким образом, «Роснефть» в кратчайшие сроки среагировала на санкционные барьеры, ограничивающие продажи российским компаниям программного обеспечения для моделирования гидроразрыва пласта (ГРП) [6].

В начале 2020 года была завершена валидация моделей, апробация и опытно-промышленная эксплуатация симулятора «Кибер ГРП», разработанного научно-проектным консорциумом в составе Инжинирингового центра МФТИ, Сколковского института науки и технологий, Института гидродинамики М. А. Лаврентьева СО РАН и Научно-технического центра «Газпром нефти» [7]. В базовой конфигурации симулятора «Кибер ГРП» доступны модели Cell-based P3D и Planar 3D, учитывающие ключевые физические эффекты процесса формирования трещины ГРП: осаждение, дрейф, заклинивание пропанта, влияние пороупругих эффектов на утечки жидкости в пласт, теплообмен жидкости ГРП с пластом, эффекты, возникающие при проведении кислотного ГРП и т. д.

Использование импортного программного обеспечения ставит под угрозу информационную, экономическую и энергетическую безопасность страны, что стало особенно очевидно в рамках принятия США и ЕС беспрецедентных по масштабу санкций в отношении российской экономики.

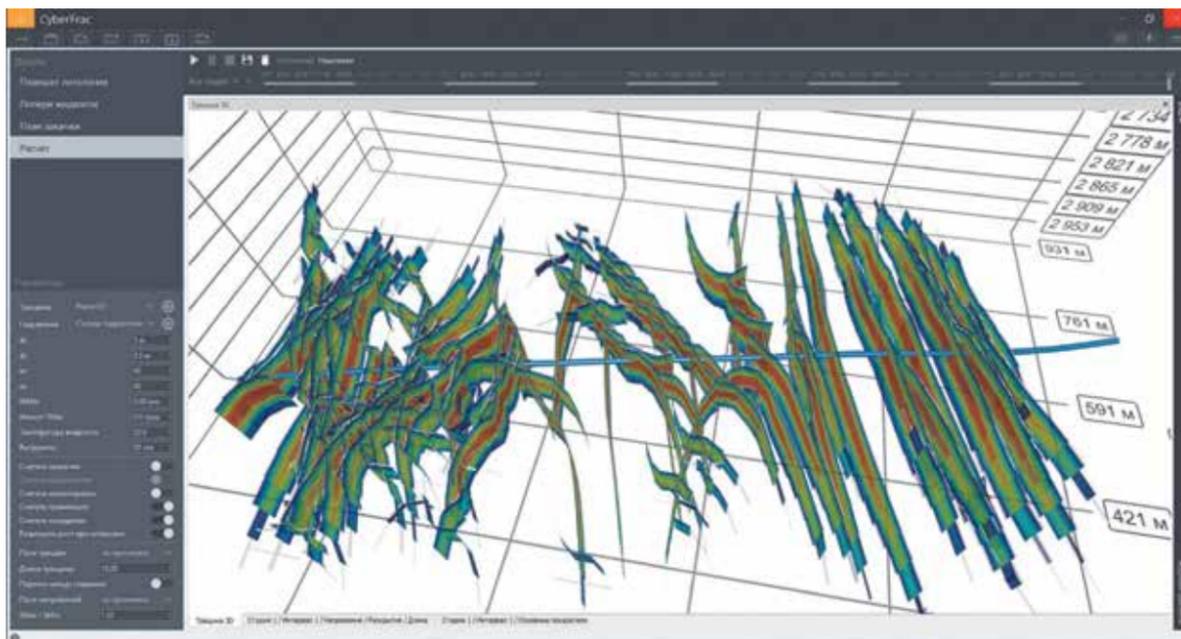
Среди отечественных решений в области геологического моделирования следует выделить Geoplat Pro-G компании «ГридПоинт Дайнамикс» и модуль ПК tNavigator» компании «Рок Флоу Динамикс»

По результатам проведенной работы Минэнерго России был сформирован список приоритетных направлений импортозамещения специализированного ПО в нефтегазовой отрасли [4].

Импортозамещение в нефтегазовой промышленности

Ведущими странами в области производства оборудования, комплектующих и программного обеспечения для нефтегазовой отрасли являются США, Япония, Канада, Германия, Великобритания, Норвегия и Франция. Именно на эти страны

Рис. 1. Симулятор гидроразрыва пласта «Кибер ГРП». Моделирование МГРП в трещиноватых коллекторах



Источник:
Инжиниринговый центр МФТИ

Блок	Зарубежное ПО	Отечественное ПО
Сейсмика	Petrel, RMS, SeisFacies/SeisEarth	ПАНГЕЯ Geoplat Pro-S
ГИС	Petrel, Interactive	ПРАЙМ, ПАНГЕЯ
Геология	Petrel, RMS	Geoplat Pro-G tNavigator
Гидродинамика	ECLIPSE/INTERSECT Tempest MORE	РН-КИН
Бурение и сервис	COMPASS/WELLPLAN	-
Мониторинг разработки	ResView	РН-КИМ, РН-Добыча
Моделирование многофазных потоков	PIPESIM, OLGA, PROSPER, GAP, METTE, PIPEPHASE, PIPEFLOW	Гидросистема
Моделирование химико-технологических процессов	CHEMCAD, Aspen HYSYS, Petro-SIM	GIBBS

Таблица 2. Специализированное программное обеспечение для нефтегазовой отрасли

приходится подавляющая часть высокотехнологичного импорта в Россию. На сегодняшний день на российском рынке доминируют такие иностранные компании, как Schlumberger (США), Halliburton (США), Baker Hughes (США), Honeywell International, Inc. (США), Aspen Technology, Inc. (США), Aker Solutions (Норвегия), Roxar (Норвегия), TechnipFMC (Великобритания), Schneider Electric (Франция) [3]. В таблице 2 представлены основные программные средства зарубежных производителей, используемые на всем жизненном цикле нефти и газа, начиная с геологоразведочных работ и добычи углеводородного сырья, и заканчивая переработкой и транспортировкой нефти и газа [12].

На сегодняшний день практически для каждого разрабатываемого участка построены геологические модели, а сам процесс создания геологических моделей перестал быть чем-то уникальным

3D геолого-гидродинамическое моделирование

Современные трехмерные сейсмогеологические модели нефтегазовых месторождений представляют собой детальные трехмерные цифровые двойники участков, которые включают в себя результаты комплексных исследований всех геологических аспектов месторождений: данные геофизических исследований скважин; данные о геологии и седиментологии отложений; данные палеонтологических, минералогических и литологических исследований; результаты интерпретации данных сейсморазведки и прочее [8]. В отечественной нефтепромысловой практике повсеместно используются пакеты геологического моделирования ведущих мировых производителей Petrel (Schlumberger, США), RMS (Roxar, Норвегия – входит в состав группы компаний Emerson, США). Несколько реже распространена продукция канадской Computer Modeling Group Ltd. и норвежской SPT Group (более известной как разработчик ПО для моделирования течения многофазных потоков в трубопроводах – OLGA 2000). Их назначение – создание полномасштабных геологических моделей для подсчета запасов и проектирования разработки месторождений нефти и газа. Сегодня практически для каждого разрабатываемого участка построены геологические модели, а сам процесс созда-

ния геологических моделей перестал быть чем-то уникальным. При этом развитие ПО для трехмерного геологического моделирования идет по пути интеграции геологического, геомеханического, гидродинамического и бассейнового моделирования [9].

Среди отечественных решений в области геологического моделирования следует выделить Geoplat Pro-G компании «Грид-Поинт Дайнамикс» и модуль ПК tNavigator «Дизайнер геологии» компании «Рок Флоу Динамикс». Российская компания «Грид-Поинт Дайнамикс» разрабатывает единую программную платформу Geoplat-Pro, которая кроме геологического симулятора включает в себя также такие программные комплексы, как Geoplat Pro-S – интерпретации сейсмических данных совместно с результатами промысловых исследований и Geoplat Pro-RS – гидродинамическое моделирование и разработка месторождений.

Основными для российских нефтегазовых компаний программными продуктами для гидродинамического моделирования являются ECLIPSE/INTERSECT (Schlumberger, США) и Tempest MORE (Emerson/Roxar, США/Норвегия). Семейство симуляторов ECLIPSE используется для моделирования динамического поведения всех типов коллекторов и флюидов. ECLIPSE покрывает полный спектр задач моделирования пласта, включая конечно-разностные модели для черной нефти, сухого газа, композиционного состава газоконденсата и термодинамические модели тяжелой нефти. INTERSECT – полнофункциональный гидродинамический симулятор, созданный для улучшения эффективности планирования разработки месторождений и для минимизации рисков при оценке месторождений со сложной геологией и трудноизвлекаемыми запасами. Tempest – мо-

Основными для российских нефтегазовых компаний программами для гидродинамического моделирования являются ECLIPSE/INTERSECT (Schlumberger, США) и Tempest MORE (Emerson/Roxar, США/Норвегия)



Цифровой двойник Digital Twin
Источник: pro-arctic.ru

дульный пакет, предназначенный для детального трехмерного гидродинамического моделирования месторождений природных углеводородов.

Компания «Роснефть», реализуя политику импортозамещения, финансирует проекты по разработке программных систем геологического и гидродинамического моделирования нефтегазоносного пласта. На данный момент «Роснефть» располагает собственной полноценной линейкой программных комплексов для сегмента разведки и добычи: РН-КИН – комплексное решение для управления разработкой нефтегазовых месторождений; РН-КИМ – гидродинамический симулятор залежей углеводородов для создания, расчета и анализа цифровых трехмерных моделей месторождений; РН-ГЕОСИМ – программный комплекс для геологического моделирования и анализа месторождений углеводородов с использованием 3D-моделей; РН-СИГМА – программный комплекс для геомеханического моделирования при бурении и др.

В целом отечественные программные комплексы для геологического и гидродинамического моделирования копируют функционал зарубежного ПО с доработками и изменениями, необходимыми для работы с учетом российских требований и сложившихся традиций в отрасли, и в перспективе могут полностью заменить такие зарубежные бренды, как Schlumberger, Emerson и прочие.

Разработка и освоение месторождений

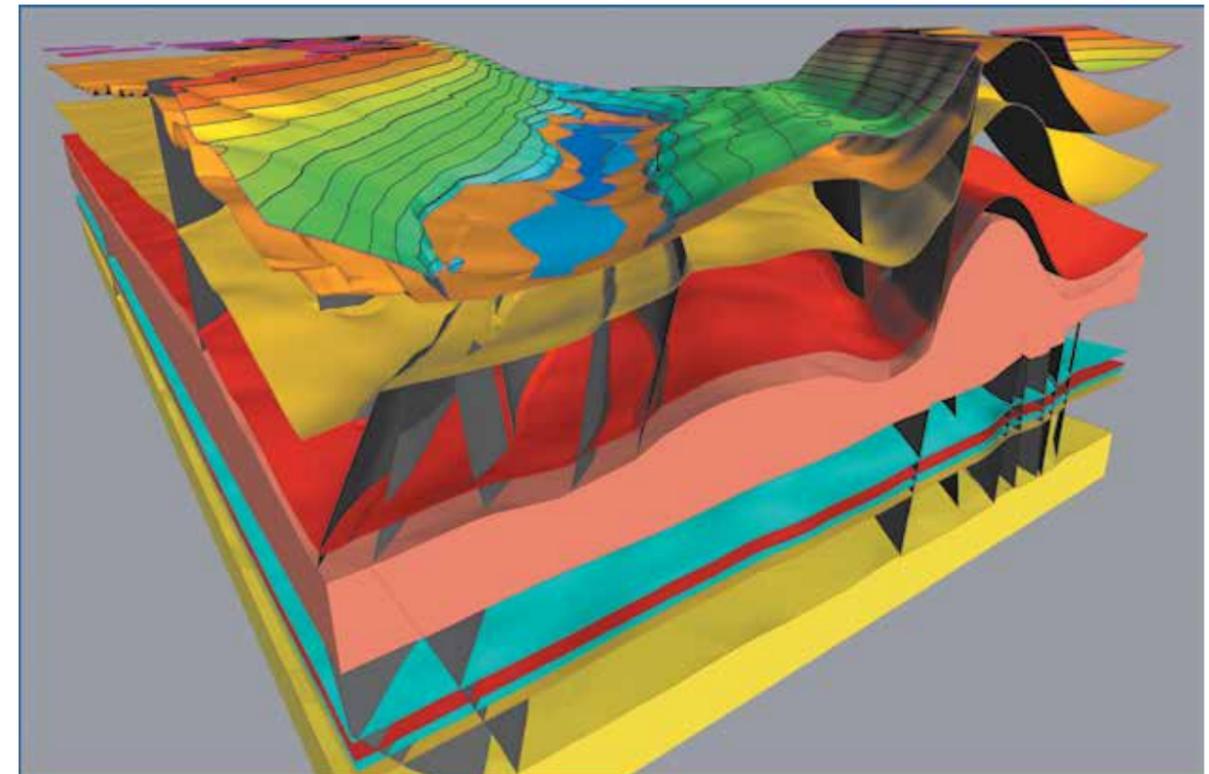
Процесс моделирования месторождений нефти и газа предполагает последовательное выполнение интерпретации сейсмической и геофизической информации, построение трехмерной цифровой геологической и гидродинамической моделей, моделирование фильтрационных процессов в пласте, прогнозирование процесса разработки, а также выполнение экономических расчетов по результатам моделирования. Моделирование процесса добычи нефти и газа сегодня выполняется не только при проектировании разработки месторождений, но и используется при удаленном мониторинге разработки месторождения.

В отличие от традиционного подхода, при котором применяются только отдельные инструменты геолого-гидродинамического, нефтепромыслового и экономического моделирования месторождения, интегрированная модель месторождения (ИММ) позволяет рассмотреть процессы добычи, транспортировки и подготовки углеводородов в виде еди-

Моделирование процесса добычи нефти и газа сегодня выполняется не только при проектировании разработки месторождений, но и при удаленном мониторинге разработки месторождения

ной системы. В такой системе каждый элемент обменивается данными друг с другом, в результате чего повышается точность расчетов. Несомненными лидерами с наибольшим опытом разработки и внедрения программного обеспечения для интегрированного моделирования месторождений нефти и газа являются такие компании, как Schlumberger (ПО IAM), Emerson (ПО Paradigm и Roxar) и Petroleum Experts (ПО IPM/RESOLVE), которые сегодня занимают основную долю российского

Рис. 2. Интегрированная трёхмерная структурная модель, полученная на основе данных сейсморазведки



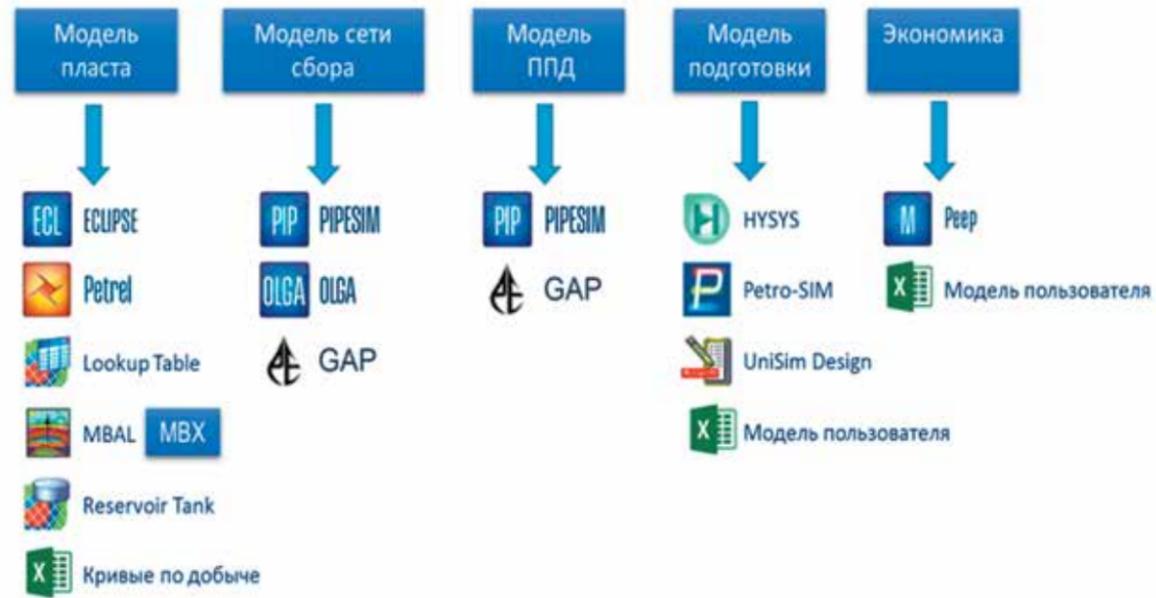


Рис. 3. Интегрированная модель месторождения компании Schlumberger

рынка. Программное обеспечение этих компаний разработано по модульному принципу. В зависимости от задачи меняется архитектура интегрированной модели.

Программное обеспечение IAM позволяет связывать отдельные специализированные модели (пласта, сети сбора, переработки и экономики) в единую модель для принятия решений на уровне предприятия. Такое решение может быть использовано в рамках выбора концепции разработки месторождения, подготовки проектной документации, или ежедневных технологических операций по оптимизации добычи [11].

Наиболее известными российскими разработками в области моделирования месторождений нефти и газа являются: ПАНГЕЯ (АО «ПАНГЕЯ») – интегрированная компьютерная система построения геолого-геофизических моделей месторождений нефти и газа; ПРАЙМ (НПЦ «ГеоТЭК») – программное обеспечение для обработки, анализа и хранения геолого-геофизических данных и прочие.

Несмотря на то, что зарубежное ПО доминирует в практике работы крупнейших отечественных нефтяных компаний, некоторые из них в кооперации с отечественными НИИ и профильными вузами разрабатывают собственное программное обеспечение с целью оптимизации отдельных этапов процесса моделирования, анализа данных и т. п.

Моделирование многофазных потоков и химико-технологических процессов

Одной из самых важных инженерных задач в нефтегазовой отрасли является проектирование скважин и трубопроводов с целью обеспечения безопасной транспортировки добываемого флюида от пласта до этапа технологической обработки. Наибольшее распространение при проектировании современных систем добычи получили следующие программные комплексы: PIPESIM и OLGA (Schlumberger, США), PROSPER и GAP (Petroleum Experts, Великобритания),

Постоянными российскими разработками в области моделирования месторождений нефти и газа являются: «Пангея» и ПРАЙМ (НПЦ «ГеоТЭК») – программное обеспечение для обработки, анализа и хранения геолого-геофизических данных

Несмотря на то, что зарубежное ПО доминирует в практике работы крупнейших отечественных нефтяных компаний, некоторые из них в кооперации с НИИ разрабатывают собственное ПО

METTE (Emerson, США) и PIPEPHASE (AVEVA, Великобритания).

Пакет METTE – это интегрированный симулятор, осуществляющий расчет производительности скважин и поверхностных сетей трубопроводов с привязкой к гидродинамическим моделям пласта, моделям материального баланса и промышленным базам данных. PIPESIM – программный пакет для моделирования, проектирования и анализа работ наземной инфраструктуры и трубопроводных систем. Модули PIPESIM используются для аналитических исследо-

ваний, таких как моделирование скважины, оптимизация механизированной добычи, моделирование трубопроводов и технологического оборудования, планирование разработки месторождения. PIPESIM часто применяется для выявления ситуаций, которые в дальнейшем требуют более детального подхода к моделированию неустановившегося течения, с использованием ПО OLGA. К таким случаям можно отнести остановку/запуск скважин, вывод скважин на режим, удаление гидратов, очистку скважин и трубопроводов. Совместно PIPESIM и OLGA предлагают наиболее комплексное решение задач моделирования течения многофазных потоков. GAP – программа, предназначенная для оптимизации нефте- и газосборных сетей. GAP позволяет моделировать системы добычи для нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений, а также системы нагнетания газа и воды. PIPEPHASE – это программа моделирования стационарных многофазных потоков жидкостей в трубопроводах. Можно использовать как для анализа зависимости ключевых параметров одиночной скважины, так и для долгосрочного планирования разработки всего место-

Сейсмостанция «Эллисс-3»

Источник: geosignal.ru



Анализ подсказывает, что необходимо вести речь не просто о процессе импортозамещения, а об организации управления замещением отечественными аналогами на основе системного подхода

рождения. Наиболее близким отечественным аналогом подобного ПО является ПК «Гидросистема», разрабатываемый НТП «Трубопровод», однако по функциональным возможностям он уступает соответствующему зарубежному программному обеспечению.

Отдельного внимания с точки зрения импортозамещения заслуживает программное обеспечение для моделирования химико-технологических процессов в нефтегазовой отрасли, так как лидирующие позиции на этом рынке занима-

ют продукты, разработанные фирмами США: программный комплекс CHEMCAD (ChemStations, США), представляющий собой эффективный инструмент для компьютерного моделирования химико-технологических процессов при разработке, модернизации и оптимизации химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств, а также Aspen HYSYS (Aspen Technology, США) и Petro-SIM (KBC/Yokogawa, Великобритания). Наиболее близким аналогом, пригодным для указанных выше целей моделирования, является российское ПО GIBBS [14]. Данный программный продукт может быть дополнительно успешно использован совместно с ПО HYSYS или Petro-SIM [15].

Управление процессом импортозамещения

Проведенный анализ позволяет сделать вывод о том, что необходимо вести речь не просто о процессе импортозамещения, а об организации управления замещением импортного программного обеспечения отечественными аналогами

на основе системного подхода. Периодически в СМИ декларируется импортозамещение на уровне 90 и более процентов по разным направлениям и компаниям, но при этом никто не задается вопросом, как, собственно, это посчитано. В этой связи целесообразно использовать следующие универсальные меры, позволяющие организовать данный процесс:

1. Организация отраслевого некоммерческого консорциума или ассоциации, объединяющей отечественных разработчиков специализированного ПО для поиска, разведки, разработки месторождения, транспортировки сырья, производства нефтепродуктов и пр. В функции этого консорциума должно также входить налаживание взаимодействия с профильными министерствами и ведущими нефтегазовыми компаниями.
2. Разработка отечественной цифровой платформы специализированного программного обеспечения для интеграции вычислительных модулей и вертикальных приложений, разрабатываемых отдельными

организациями (НИИ, проектные организации, вузы).

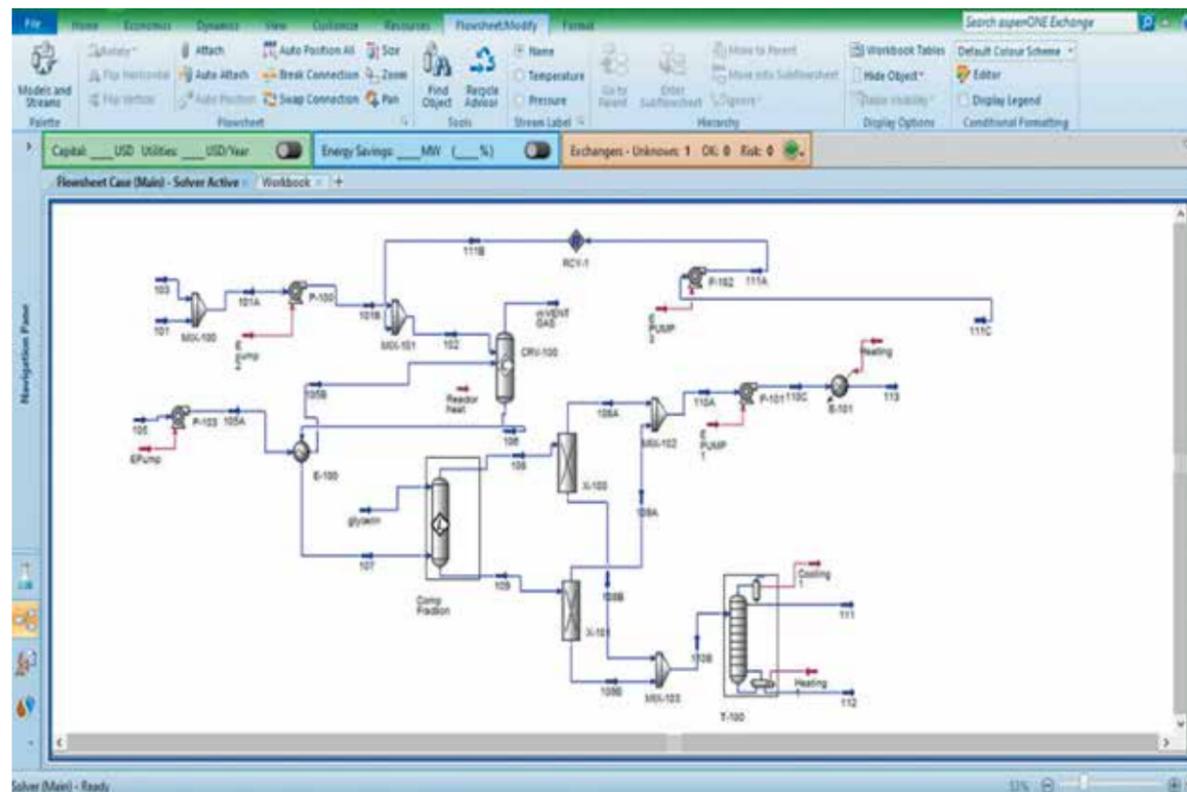
3. Реинжиниринг наиболее востребованного и уникального ПО, не имеющего аналога в России.
4. Реализация системы стандартизации и сертификации программного обеспечения для нефтегазовой отрасли на основе существующих и разрабатываемых ГОСТ.
5. Усовершенствование механизмов государственного финансирования и льготного кредитования применительно к нефтегазовой отрасли России в целом и к IT-компаниям в частности.
6. Привлечение кредитных и инвестиционных организаций для финансирования проектов по разработке и внедрению перспективного или критичного ПО путем использования механизмов частного государственного партнерства.

Необходимо отметить, что вышеперечисленные меры и предложения не являются исчерпывающими и требуют детальной проработки и обоснований.

Использованные источники

1. Интервью с Д. В. Мантуровым. В нефтегазовом секторе есть поле для консолидации // Коммерсантъ Business Guide. № 86, 2015.
2. Будущее российской нефти в эпоху энергоперехода. – URL: <https://energypolicy.ru/budushhee-rossijskoj-nefti-v-epohu-energoperedoda/business/2021/14/24/> (дата обращения 03.04.2022).
3. Иванов М. Импортозамещение в нефтегазовой промышленности // Нефтегаз. № 6 (13), 2019.
4. Цифровая трансформация нефтегазовой отрасли: барьеры и пути их преодоления. – URL: <https://neftegas.info/gasindustry/-07-2020/tsifrovaya-transformatsiya-neftegazovoy-otrasli-barery-i-puti-ikh-preodoleniya/> (дата обращения 03.04.2022).
5. Ranjan A., Eckardt S., Will J., Simulation of Fracture Design Generation, Production Characteristics and Temperature Development of a Hot Dry Rock Geothermal Reservoir, in: Weimar Optimization and Stochastic Days 2016, Weimar, 2016.
6. «Роснефть» создала первый в Евразии промышленный симулятор ГРП. – URL: <https://www.rosneft.ru/press/news/item/187995/> (дата обращения 03.04.2022).
7. «Кибер ГРП» – программная платформа для моделирования, оптимизации и контроля операций гидроразрыва пласта. – URL: <https://ntc.gazprom-neft.ru/research-and-development/papers/56218/> (дата обращения 03.04.2022).
8. Закревский К. Е., Попов В. Л. История развития трехмерного геологического моделирования как метода изучения залежей // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. Т. 332, № 5, 2021. С. 89–100.
9. Petrel 20 years. – URL: <https://books.google.ru/books?id=GWN9DwAAQBAJ> (дата обращения 03.04.2022).
10. Власов А. И., Можиль А. Ф. Обзор технологий: от цифрового к интеллектуальному месторождению // Пронефть. Профессионально о нефти. № 3(9), 2018. С. 68–74.
11. IAM – интегрированный подход к планированию разработки и управлению месторождением. – URL: <https://software.slb.ru/products/iam/> (дата обращения 03.04.2022).
12. Тихонов А. О проблемных вопросах импортозамещения программного обеспечения // Нефтегазовая вертикаль. № 5, 2015. С. 42–45.
13. Жданев О. В., Оленева О. Н. Развитие специализированного программного обеспечения для нефтегазовой отрасли России // Газовая промышленность. № 7 (803), 2020. С. 22–29.
14. GIBBS – функции. – URL: <http://www.gibbsim.ru/node/16> (дата обращения: 03.04.2022).
15. Манихин О. Ю., Ожерельев Д. А., Медведев М. В., Георгиевская Н. Р. Комплексное моделирование технологических процессов промышленной подготовки углеводородного сырья с применением отечественного программного обеспечения // Газовая промышленность. № 7 (771), 2018. – URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/kompleksnoe-modelirovanie-tehnologicheskikh-protsessov-promyslovoy-podgotovki-uglevodorodnogo-syrya-s-primeneniem-otchestvennogo> (дата обращения: 04.04.2022).

Рис. 4. Интерфейс программного комплекса Aspen HYSYS



Драйверы и проблемы развития рынка криптовалют

Drivers and problems of the cryptocurrency market development

Людмила МАСЛЕННИКОВА
Доцент РГУ нефти и газа (НИУ)
имени И.М. Губкина
e-mail: Lmaslennikova@list.ru

Lyudmila MASLENNIKOVA
Associate Professor of Gubkin Russian State University
of Oil and Gas (NRU)
e-mail: Lmaslennikova@list.ru

Алевтина ЯМБАРЫШЕВА
Ассистент РГУ нефти и газа (НИУ)
имени И.М. Губкина
e-mail: Lmaslennikova@list.ru

Alevtina YAMBARYSHEVA
Assistant of Gubkin Russian State University
of Oil and Gas (NIU)
e-mail: Lmaslennikova@list.ru

Анастасия МИТРАЙКИНА
Магистрант РГУ нефти и газа (НИУ)
имени И.М. Губкина
e-mail: Lmaslennikova@list.ru

Anastasia MITRYAIKINA
Master's student of Gubkin Russian State University
of Oil and Gas (NRU)
e-mail: Lmaslennikova@list.ru

Майнинговая ферма в США

Источник: cryptospy.ru



Аннотация. В данной статье анализируются перспективы реализации нераспределенных энергетических мощностей для эмиссии криптовалюты, а также особенности государственного регулирования данного сектора экономики. Криптовалюта является одним из драйверов цифровизации экономики, поэтому стоит обратить внимание на законодательную базу, которая будет обеспечивать развитие рынка криптовалют в легитимном поле. Особое внимание уделено преодолению такого отрицательного фактора, как высокая энергоёмкость майнинга. Рассматриваются зарубежный и отечественный опыт легитимизации процесса майнинга за счет использования нераспределенной генерации в отраслях энергетического комплекса.

Ключевые слова: криптовалюта, нераспределённая энергия, майнинг, законодательная база.

Abstract. This paper analyzes the prospects for the implementation of distributed energy capacities for the issuance of cryptocurrencies, as well as the features of state regulation of this sector of the economy. Cryptocurrency is one of the drivers of digitalization of the economy, so it is worth paying close attention to the legislative framework that will ensure the development of the cryptocurrency market in a legitimate field, special attention is paid to overcoming such a negative factor as the high energy intensity of mining. The foreign and domestic experience of legitimizing the mining process through the use of unallocated generation in the branches of the energy complex is considered.

Keywords: cryptocurrency, undistributed energy, mining, legislative framework.



Криптовалюты используют несколько криптографических методов, включая хэш-функции, криптографию с открытым ключом и цифровые подписи

Рынку криптовалют чуть более 10 лет, его ликвидность еще достаточно низкая, по сравнению, например, с валютным рынком. Ежедневный оборот валютного рынка в 2019 году превысил 6,6 трлн долларов, а оборот фондового рынка – 80 трлн долларов, в то время, как капитализация криптовалют не превышает 340 млрд долларов. Это в 200 раз меньше, чем оборот фондового рынка.

Термин «криптовалюта» является комбинацией слов «криптография» и «ва-

люта». Криптовалюта – это цифровая платежная система, при проверке транзакций в которой не участвуют банки. Это система с равноправными участниками, позволяющая любому пользователю, находящемуся в любом месте, отправлять и получать платежи. Криптовалютные платежи существуют исключительно в цифровом виде в онлайн-базе данных, описывающей конкретные транзакции. Они не подразумевают операций с физическими деньгами, имеющими хождение и возможности обмена в реальном мире. При переводе средств в криптовалюте, транзакции записываются в публичный реестр. Криптовалюта хранится в цифровых кошельках. Криптография обеспечивает защиту средств от кражи и проникновения с помощью шифрования.

Криптовалюты используют несколько передовых криптографических методов, включая хэш-функции, криптографию с открытым ключом и цифровые подписи. Эти методы используются главным образом для обеспечения безопасности данных, благодаря технологии блокчейн, а также для аутентификации транзакций. Специализированная форма криптографии, известная как ECDSA, то есть алгоритм для создания цифровой подписи, определенной в группе точек эллиптической кривой, используется в Биткойне и других крипто-

валютных системах как средство обеспечения дополнительной безопасности и гарантии того, что средствами могут пользоваться только их законные владельцы.

Криптовалюта обладает рядом преимуществ. Во-первых, криптовалюта свободна от ограничений, ее можно использовать беспрепятственно. Централизованные платежные сервисы в свою очередь могут замораживать учетные записи или препятствовать совершению транзакций. Во-вторых, устройство сети делает ее устойчивой к хакерским атакам. В-третьих, она является дешевым и быстрым способом оплаты. Человек на другом конце света может получить от вас средства в считанные секунды. Комиссия за транзакцию значительно меньше, чем комиссия за международный денежный перевод.

Первой криптовалютой стал биткойн. На сегодняшний день реальное имя создателя биткойна неизвестно. Он или группа разработчиков скрывается под ником Сатоши Накамото. В 2008 году Сатоши опубликовал 9-страничный документ, подробно описывающий технологию системы Биткойна. Спустя несколько месяцев, в 2009 году, было выпущено программное обеспечение.

Биткойн послужил отправной точкой для создания других криптовалют. Некоторые из них были основаны на идентичном программном обеспечении, другие использовали иной подход.

Блокчейн-платформа Ethereum была разработана в 2015 году. Она имеет собственную криптовалюту Ether (ETH) или Ethereum. Это самая популярная криптовалюта после биткойна.

Litecoin – эта валюта больше всего похожа на биткойн, но в ней более оперативно развиваются нововведения, такие как быстрые платежи и процессы.

Большинство цифровых валют работает на основе технологии блокчейн, которая является своеобразной базой данных. Технически она не особо сложна, это просто набор ячеек в электронной таблице



Памятник Сатоши Накамото
Источник: leofinance.io

Ripple – это система с распределенным реестром, основанная в 2012 году. Ripple можно использовать для отслеживания различных видов транзакций, не только криптовалютных. Компания-разработчик платформы Ripple работала с различными банками и финансовыми учреждениями.

Криптовалюты, отличные от биткойна, называют общим термином «альткойны», чтобы отличать от оригинала.

Поддающее большинство цифровых валют работает на основе технологии блокчейн, которая является своеобразной базой данных. Технически она не особо сложна, это просто набор ячеек в электронной таблице. У этой базы данных есть некоторые особенности. Во-первых, данные блокчейна нельзя изменить. Это значит, что вы можете только добавить новую информацию. Во-вторых, каждая запись (называемая блоком) в базе данных криптографически связана с предыдущей записью. Проще говоря, каждая новая запись должна содержать своего рода цифровой отпечаток (хеш) последней записи.

Блокчейн и криптовалюты уже активно используются во многих странах и областях деятельности человека. Несомненно, спекулятивные сделки по инвестированию в криптовалюту как в актив являются одним из самых распространенных вариантов использования в настоящее время.

Для достижения целей исследования использовались методы анализа и синтеза,

экономико-статистического и системного анализа. Информационной базой исследования послужили публикации зарубежных и отечественных экспертов, официальная статистика.

По данным портала Digiconomist, сеть биткойна потребляет 77,78 ТВт·ч в год. Это можно сравнить с электропотреблением Чили, Казахстана или Бельгии. Углеродный след мирового майнинга равен 36,95 млн тонн и сопоставим с выбросами Новой Зеландии.

Биткойн-майнеры больше всего заинтересованы в наличии дешевых источников электроэнергии, и Техас практически идеально подходит для их потребностей: здесь нет ограничений на добычу криптовалют, энергосистема дерегулирована, а главное, существует множество недорогих источников энергии.

Начиная с 2018 года майнинговые фермы биткойна стали активно использовать энергию от сжигания попутного нефтяного газа. Например, компания Upstream, основанная инженером Стивом Барбуром, успешно применяет ее в работе со 140 майнинговыми фермами по всей Северной Америке. Данный факт открывает новые уникальные возможности для нефтегазовой индустрии по использованию нераспределенной энергии. С одной стороны, майнеры получают доступ к дешевой энергии, а с другой, энергетические компании могут с выгодой для себя снижать угле-

Криптовалюты

Источник: WorldSpectrum / pixabay.com



Регуляторная база рынков криптовалют весьма разнообразна – от полного запрета (Китай) или жесткого регулирования и налоговых ограничений (ЕС) до режима полного благоприятствования (США)

родный след при добыче нефти. Согласно недавней статистике, в США ежедневно бесцельно расходуется около 1,5 млрд кубических футов (42 млн кубометров) природного газа.

Рынок криптовалют на основе технологии блокчейн сейчас развивается практически повсеместно. При этом регуляторная база данного сегмента финансовых рынков весьма разнообразна – от жесткого регулирования и налоговых ограничений до режима полного благоприятствования. Наиболее хорошо с новой формой всемирной финансовой системы научились работать власти США. В Соединенных Штатах майнеры могут решать спорные вопросы с привлечением госструктур. Есть возможность использования криптовалют в качестве платежного средства. В США запустили первые фьючерсные контракты, создав биткойн-ETF, т. е. первый в США биржевой фонд, основанный на биткойн-фьючерсах Чикагской товарной биржи. При этом регуляторы со всей строгостью подошли к налогообложению транзакций блокчейна. В середине июля 2020 года Налоговое управление США (IRS) заключило контракт с криптобиржей Coinbase для отслеживания всех транзакций. Таким образом, на сегодняшний день США являются безусловными лидерами по объему майнинговых операций.

Второе место по объему майнинговых операций до 2021 года занимал Китай, однако после введения в стране полного запрета на данный вид деятельности большинство ферм было перенесено в Казахстан. Так, неожиданно для руководства Казахстана, республика превратилась в один из крупнейших центров майнинга, доля которого на мировом рынке в одночасье достигла 18,1%. Это привело к резкому не-

Майнинг на ПНГ может стать одним из способов решения проблемы отсутствия возможности транспортировки сырья: майнеры используют электроэнергию непосредственно на месторождениях

запланированному росту энергопотребления, темпы которого за несколько месяцев достигли 7%. Летом 2021 года президент Казахстана был вынужден подписать закон о введении дополнительного налогообложения предприятий, занимающихся добычей криптовалют – 1 тенге (\$0,0023 по актуальному курсу на 29 июня) за 1 кВт·ч электроэнергии.

В Австралии криптовалюты считают формой собственности, их владельцы выплачивают налог на прирост капитала.

Особое место криптоденьги заняли в Венесуэле. С их помощью местные жители пытаются справиться с инфляцией.

Лицензированием майнинга занимается Национальный комитет по цифровым активам.

В Иране добычу криптовалют считают частью промышленной деятельности. Для работы майнерам необходимо получать лицензии, их выдачей занимается Министерство промышленности.

Даже в Афганистане до смены власти в 2021 году биткоин активно использовался в качестве альтернативы международным платежным системам, которые не работали в стране в связи с санкционным режимом.

Налоговые каникулы на доход от криптовалют введены в Сингапуре, Малайзии, Португалии, Словении, Люксембурге, Белоруссии, Германии и Мальте.

На шаг впереди всех оказалась Швейцария, там предложили гражданам оплачивать налоги в биткоинах. Во Франции бизнес с цифровыми активами является легальным. При этом европейское законодательство старается все же оградить ЕС от отмывания денег. В частности, регуляторы ЕС потребовали от криптобирж предоставлять открытый доступ к централизованному реестру бенефициаров. В результате, базирующаяся в Европе криптобиржа Deribit быстро сменила адрес регистрации на Панаму.

Оборудование для криптовалюты

Источник: cryptonew.ru



Уборка пыли на митинговой ферме в Китае

Источник: ru.coinnewstelegraph.com

С момента зарождения криптоиндустрии майнеры стараются минимизировать ущерб для окружающей среды. Согласно опросу Центра альтернативных финансов Кембриджского университета, 76% майнеров используют возобновляемые источники энергии: солнце, ветер и воду.

На первый взгляд, нефтяники и майнеры криптовалют находятся на противоположных концах профессионального и социального спектра, но их миры быстро нашли точки соприкосновения, благодаря которым электроэнергетика может принести существенный и конструктивный вклад в эффективное развитие крипторынка.

Нефтяные компании получили возможность выгодной утилизации попутного нефтяного газа путем создания небольших электростанций, а майнеры – доступ к дешевой энергии. В 2020 году «Газпром нефть» запустила проект по полезному использованию попутного газа на месторождении им. Александра Жагина в ХМАО. Компания подключила к электростанции на ПНГ мобильную майнинговую ферму (контейнер с вычислительным оборудованием), обеспечив майнерам возможность использовать генерируемую электроэнергию для добычи (майнинга) криптовалют.

В рамках пилотного проекта «Газпром нефть» поставила энергию из перерабо-

танного ПНГ на мобильную криптоферму компании Vekus по льготному тарифу (ниже 3 руб. за кВт·ч), что значительно дешевле электроэнергии из сети для промышленных потребителей.

Электростанции на ПНГ мощностью до 1 МВт·ч хватит для работы 300 ASIC-майнеров Antminers S19 Pro и добычи 0,2 BTC в день; одновременной зарядки 10 Tesla Model X и питания двигателей двух головных вагонов метро «Яуза».

В 1972 году в Стокгольме состоялась первая конференция ООН по проблемам окружающей среды. Страны-участники выработали 26 принципов безопасного развития мира, в том числе рациональный

Невостребованных мощностей сибирских гидроэлектростанций в 7 раз больше, чем сегодня тратится на производство двух самых популярных криптовалют – биткоина и эфириума – во всем мире

расход невозполнимых ресурсов, ограничение выбросов токсичных веществ и парниковых газов.

После принятия Стокгольмской декларации нефтедобывающие компании начали снижать объем сжигаемого ПНГ. К 1990 году частичный или полный запрет на сжигание попутного газа действовал в Норвегии, Канаде и 33 штатах США. По данным Всемирного банка, с 1996 по 2018 год объем сжигаемого попутного газа сократился на 37 %.

В некоторых случаях переработка ПНГ нерентабельна. Нефтяным компаниям выгоднее заплатить штраф за сжигание попутного газа на удаленных месторождениях, чем транспортировать его на тысячи километров.

Майнинг на ПНГ может стать одним из способов решения проблемы отсутствия возможности транспортировки сырья: майнеры используют электроэнергию непосредственно на месторождениях. В настоящий момент майнингом на попутном газе занимаются несколько проектов за рубежом:

1. Американский стартап Crusoe Energy устанавливает майнинговые фермы возле месторождений в Северной Дакоте. В Crusoe Energy ожидают, что подключение ASIC-устройств к газовым генераторам в США сократит выбросы углекислого газа при майнинге на 20 тысяч тонн в год.
2. Канадская майнинговая компания Upstream создает мобильные майнинговые фермы, оснащает их газотурбинными генераторами и поставляет на нефтяные месторождения Канады и США. В 2019 году владелец нефтепромыслов в канадской провинции Альберта установил биткоин-фермы Upstream и перешел на 100 % переработку ПНГ.
3. Американская майнинговая компания EZ Blockchain производит мобильные биткоин-фермы из грузовых контейнеров. EZ Blockchain устанавливает в них ASIC-майнеры и оснащает контейнеры электрогенераторами. Компания считает, что такие фермы можно использовать у источников дешевой электроэнергии по всему миру, в том числе на отдаленных нефтегазовых месторождениях.



Серверная
Источник: blickpixel / pixabay.com

Еще одним энергоресурсом для майнинговых ферм может стать атомная энергия. Атомные электростанции работают 24 часа в сутки, семь дней в неделю, создавая большой профицит мощности. Подключение к этой энергии майнинговых ферм не только позволяет сохранить гарантированные нагрузки на АЭС, но и дает возможность предприятиям извлекать дополнительную выгоду.

Аналогичным образом можно решить вопрос профицита мощностей в гидроэнергетике. В этой связи интересная судьба у гидроэлектростанции в Механиквилле (штат Нью-Йорк). Это одна из самых старых американских ГЭС, построенная в 1897 году. В 1980-х годах ее планировали закрыть, но вместо этого компания Albany Engineering Corp взяла гидроэлектростанцию в аренду на 40 лет и превратила в музейный комплекс, а теперь начала использовать для майнинга биткоинов.

Глава компании купил с рук оборудование для майнинга и разместил его в здании ГЭС. По его словам, это «лучший способ генерации биткоина», потому что гидроэнергия полностью возобновляема и экологически чиста.

Минприроды РФ предлагает использовать для производства криптовалют только возобновляемые источники энергии, в первую очередь, избыточные мощности гидроэлектростанций в Сибири и на Дальнем Востоке.

Две главные статьи расходов профессионального майнера криптовалюты – покупка оборудования, так называемой фермы, и расходы на электричество. Гидрогенерация с этой точки зрения не только экологичный источник электроэнергии, но еще и один из самых экономически эффективных. Владельцы российских электростанций, мощности которых не находят спроса, уже начали предлагать избыточную электроэнергию в аренду с инфраструктурой. Наибольший интерес у майнеров вызвало предложение «Евросибэнерго», которая предложила майнерам использовать больше резервных 70-ти площадок с готовой инфраструктурой и недорогой электроэнергией, оставшихся после закрытия нескольких производств.

Невостребованных мощностей сибирских ГЭС в 7 раз больше, чем сегодня тратится на производство двух самых популярных криптовалют – биткоина и эфириума – во всем мире.

Майнеры – уникальные потребители энергии, они предлагают гибкую и легкую нагрузку, обеспечивают выплаты в ликвидной криптовалюте, не зависят от местоположения, требуя только интернета

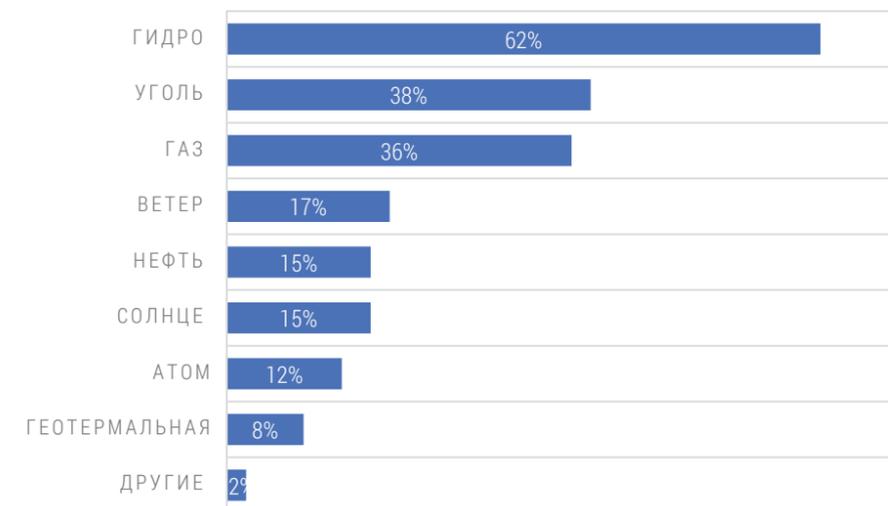
По данным опроса, проведенного Центром альтернативных финансов Кембриджского университета (CCAF), 76 % майнеров криптовалют на алгоритме консенсуса PoW используют ресурсы возобновляемой энергетики, но «зеленая» электроэнергия составляет только 39 % в совокупном потреблении.

62 % майнеров назвали в качестве основного источника энергии гидроэлектростанции. Следом расположились станции, работающие на угле и природном газе – 38 и 36 % соответственно (рис. 1).

Согласно опросу, китайские майнеры в равной степени полагались на гидроэнергию и уголь – их назвали 65 % респондентов. Специалисты CCAF полагают, что это связано с сосредоточением майнинговых мощностей в провинциях Сычуань и Юньнань (избыток гидроэнергии), а также Синьцзян и Внутренняя Монголия (угольная генерация).

Рис. 1. Доли источников энергии, используемой для майнинга

Источник: Центр альтернативных финансов Кембриджского университета (CCAF), 2021 г.



Регион	Удельный вес ВИЭ по регионам	Майнинг биткоина по регионам	Удельный вес ВИЭ в майнинге биткоина
АТР	26 %	77 %	20 %
Европа	30 %	10 %	3 %
Латинская Америка и Карибский регион	20 %	1 %	0 %
Ближний Восток и Африка	-	4 %	-
Северная Америка	63 %	8 %	5 %
Всего		100 %	29 %

Таблица 1. Доли возобновляемых энергоресурсов в майнинге биткоина

Источник: Центр альтернативных финансов Кембриджского университета (CCAF), 2021 г.

Аналитики CCAF обратили внимание, что в Северной Америке для майнинга используется самый широкий спектр источников электроэнергии, в первую очередь, газ (41 %). Последнее в CCAF связали с развитием в Техасе и Северной Дакоте проектов по использованию энергии попутного газа для добычи биткоина.

Специалисты CCAF напомнили, что ранее запустили интерактивную карту на основе Cambridge Bitcoin Electricity Consumption Index (CBECI) для отслеживания энергопотребления сети биткоина. Ее данные в сочетании с результатами опро-

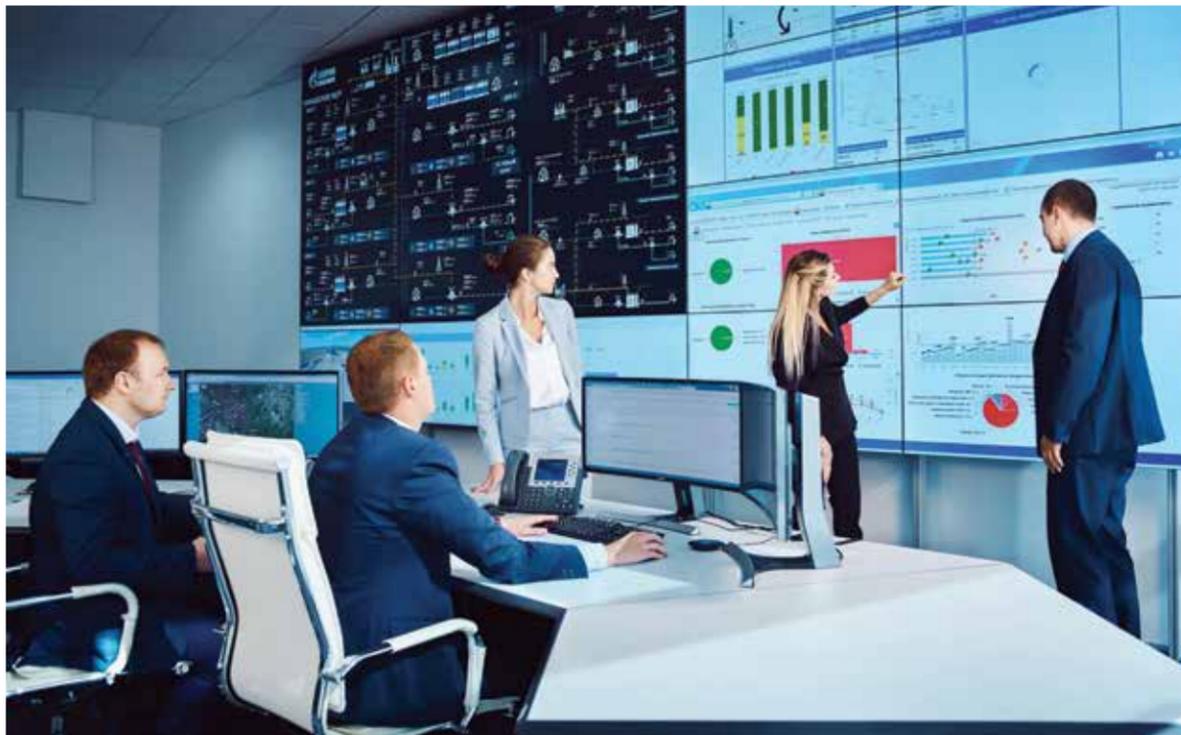
са дают альтернативный подход к оценке энергетического баланса майнеров.

Согласно этой методологии, около 29 % мирового майнинга первой криптовалюты питается от возобновляемых источников энергии. Самый высокий показатель у Северной Америки (63 %), однако на майнинг биткоина по региону приходится только 8 % (таблица 1).

Согласно CBECI, годовое потребление электроэнергии биткоин-майнерами оценивается в 64 ТВт·ч. Критики криптовалюты неоднократно утверждали, что энергоемкая индустрия майнинга наносит вред экологии.

Центр управления добычей в «Газпромнефть-Хантосе»

Источник: «Газпром нефть»



Ранее исследователи из Гавайского университета рассчитали, что только за 2017 год углеводородные выбросы от добычи биткоина составили 69 млн тонн. Однако датские ученые пришли к выводу, что общепринятые подсчеты завышают показатель почти на 70 %, не учитывая использование возобновляемой энергии.

Биткоин-майнеры – уникальные потребители энергии, поскольку они предлагают очень гибкую и легкую нагрузку, обеспе-

Россия обладает ресурсами по созданию своих криптовалютных бирж. В сентябре 2021 года наша страна заняла третье место в мире по техническим мощностям, которые используются при работе с криптовалютой. Россия имеет профицит энерго мощностей, особенно за счет ГЭС в Иркутской области и Красноярском крае. Крупным промышленным первопроходцем в этом направлении стала «Газпром нефть» – первая нефтедобывающая компания, которая сама предложила майнерам подключиться к электро-



Саяно-Шушенская ГЭС

Источник: Alexey Goosev / flickr.com

чивают выплаты в глобально ликвидной криптовалюте и не зависят от местоположения, требуя только подключения к интернету. Комбинация этих качеств представляет собой исключительный актив.

Объединение майнеров с разработчиками проектов по возобновляемым источникам энергии может повысить доходность для инвесторов, переведя проекты солнечной и ветровой энергетики в категорию прибыльных. Таким образом крипто-майнинг становится катализатором процесса перехода от ископаемого топлива к возобновляемым источникам энергии. Этот проект действительно может привести человечество к решению глобальной проблемы изменения климата.

станциям на попутном газе. В результате, за месяц тестового майнинга участники проекта «Газпром нефти» утилизировали 49,5 тысяч м³ попутного газа, использовали 170 млн кВт·ч и добыли 1,8 BTC.

К электростанциям на нефтяных месторождениях можно подключать любые вычислительные комплексы: суперкомпьютеры, рендер-фермы и дата-центры. При таком подходе нефтяники будут с пользой избавляться от попутного газа, IT-гиганты и майнинговые компании – получать привлекательную в цене электроэнергию. При этом майнинг не требует строительства ЛЭП и транспортной инфраструктуры.

После вступления в силу с 1 января 2021 года закона «О цифровых и финан-

совых активах» (ЦФА) цифровые активы в случае их декларирования признаются имуществом. Налогооблагаемая база при операциях будет исчисляться как разница между ценой покупки и продажи цифрового имущества.

В то же время, полной свободы хождения электронных денег на территории России нет. Более того, закон о ЦФА запрещает использовать криптовалюту для проведения каких-либо платежных операций в стране, нет в нем ясного ответа и на вопрос о том, что, собственно, представляют эти электронные деньги.

Технология блокчейна крайне энергозатратна и уже подводит ряд регионов

базы для развития криптовалюты на территории России.

Майнинг находит поддержку среди чиновников энергетического сектора. Так, вице-премьер РФ Александр Новак в марте на правительственном часе в Государственной думе отметил, что легализация майнинга позволит вывести из тени существенный пласт полуподпольного бизнеса. «Я абсолютно поддерживаю идею, которая касается легализации этого вида деятельности. Это важно для нашей энергетической системы. Для этого у нас есть возможности по предоставлению электрических мощностей, у нас есть свободные мощности в генерации. Сегодня этим занимаются путем использования «серых схем». Нагружаются электросети, которые не рассчитаны на энергопотребление в таком объеме, при этом не платятся налоги. Поэтому, я считаю, что это, безусловно, должно быть легализовано. Но здесь важно разработать изменения в законодательство», – сказал он.

В Минэкономразвития РФ предложили разрешить добычу криптовалют в регионах с устойчивым профицитом генерации электроэнергии. Также в ведомстве предлагают ввести приемлемые тарифы на использование электроэнергии для компаний, занимающихся майнингом. Эти меры позволят избежать рисков нехватки мощностей для снабжения жилья и промышленности на остальных территориях, считают в министерстве.

За подключение майнинг-ферм и центров обработки данных к энергосетям необходимо установить пониженные тарифы, как и на само электричество, предлагают в Минэкономразвития. Также в ведомстве считают, что майнинг следует признать коммерческой деятельностью и взимать налоги по факту обмена криптовалют в рубль по примеру системы в Японии и Германии.

Для выявления незаконных майнеров в Минэкономразвития предложили ввести порог на использование электроэнергии физ. лицами. Превышение этого порога будет сигналом о подпольном осуществлении майнинга потребителями и установление для них более высокого тарифа, как для бизнеса.

Ранее Банк России выступил за сокращение вовлеченности россиян в обращение криптовалюты. Регулятор предлагает

Еще одним энергоресурсом для майнинговых ферм может стать атомная энергия. Атомные электростанции работают 24 часа в сутки, 7 дней в неделю, создавая большой профицит мощности

запретить выпуск, обращение и обмен криптовалютой, а также организацию этих операций. ЦБ также считает необходимым запретить майнинг цифровых активов и начать мониторить вложения россиян в криптовалюту на зарубежных торговых платформах.

Между тем, депутаты Госдумы и правительство, понимая, что развитие криптовалюты – объективный вектор инновационного развития мировой экономики (Россия остается ее частью) предложили пакет мер поддержки IT-отрасли, включающий максимальное упрощение процесса регистрации, подачи отчетной документации, преференции по налогообложению домашнего и промышленного майнинга, объявленного отдельными видами экономической деятельности.

В конце января 2022 г. стало известно, что вице-премьер Дмитрий Чернышенко утвердил дорожную карту, в которой предлагается регулирование криптовалют, а не их запрет, идентификация клиентов, ответственность за незаконный оборот цифровых активов, а также разработка методики оценки стоимости криптовалют.

В разработке дорожной карты участвовали представители Минфина, Минэкономразвития, Генпрокуратуры, Росфинмониторинга, ФСБ, МВД, ФНС, Минцифры и Банка России.

26 января 2022 г. президент России Владимир Путин призвал правительство и ЦБ прийти к единому мнению относительно регулирования цифровых активов. Глава государства заявил, что знаком с дискуссией, касающейся регулирования криптовалют.

18 февраля 2022 Банк России подготовил законопроект о запрете выпуска и организации обращения частной цифровой валюты в стране. В проекте закона предусмотрен запрет на организацию выпуска криптовалюты и ее обращения, а также на распространение информации об этом. Также проект запрещает банкам и другим участникам финансового рынка владеть частными цифровыми валютами.

При этом, Минфин начал общественные обсуждения по двум законопроектам о регулировании криптовалют. Ведомство сообщило о начале разработки проектов законов «О цифровой валюте» и «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с принятием федерального закона «О цифровой валюте».

Стимулом для развития рынка криптовалют в России могут стать санкции США, Евросоюза и других стран, введенных в конце февраля-начале марта против российских банков, десятков компаний финансового, оборонного и космического секторов в связи с проведением специальной операции на территории Украины. Однако на фоне запрета работы мировых платежных систем с российскими банками, расчеты в криптовалюте могут стать определенным выходом из ситуации.

Использованные источники

1. Генкин А. С., Михеев А. А. *Блокчейн: Как это работает и что ждет нас завтра.* – М.: Альпина Паблишер, 2018. – 592 с.
2. Мачихин Д. *Блокчейн изменит правовой мир* // URL: cointelegraph.com/blockchain-legal
3. Рябых А., Русова С. *Как заработать на криптовалютах и блокчейне. Объясняем на пальцах.* – М.: Питер, 2019. – 256 с.
4. Табернакулов А., Койфманн Я. *Блокчейн на практике.* – М.: Альпина Паблишер, 2019. – 259 с.
5. Цихилов А. *Блокчейн. Принципы и основы.* – М.: Альпина Паблишер, 2019. – 192 с.
6. Башир И. *Блокчейн: архитектура, криптовалюты, инструменты разработки, смарт-контракты.* – М.: ДМК-Пресс, 2019. – 538 с.
7. Винья П., Кейси М. *Эпоха криптовалют. Как биткойн и блокчейн меняют мировой экономический порядок.* – М.: Манн, Иванов и Фербер, 2018. – 432 с.
8. Полански А. *Эра криптовалюты.* – М.: АСТ, 2018. – 320 с.
9. Хосп Д. *О криптовалюте просто. Биткойн, эфириум, блокчейн, децентрализация, майнинг, ICO & Co.* – М.: Питер, 2019. – 256 с.
10. Карпиловский Д. *Биткойн, блокчейн и как заработать на криптовалютах.* – М.: АСТ, 2018. – 256 с.



Майнинг-ферма в Китае
Источник: tacticinvest.ru

России под энергокризис. В середине октября 2021 г. губернатор Иркутской области Игорь Кобзев сообщал, что энергопотребление среди населения в регионе с начала 2021 года увеличилось на 159 % из-за «подпольных майнеров».

Российский ЦБ в вопросах цифровых валют довольно консервативен. Он рекомендовал банкам блокировать карты, которые связаны с криптовалютными обменниками. Кроме того, глава Центробанка Эльвира Набиуллина указала, что Банк России не готов допустить к торгам основанный на биткоин-фьючерсах биржевой фонд ETF. Тем не менее, по поручению правительства Минфин и Центробанк уже ведут работу по подготовке нормативной

Экономика производства водорода с учетом экспорта и российского рынка

Economics of hydrogen production, taking into account exports and the russian market

Федор ВЕСЕЛОВ

Заместитель директора ИНЭИ РАН, к. э. н.
e-mail: erifedor@mail.ru

Fedor VESELOV

Deputy Director, Energy Research Institute of RAS
e-mail: erifedor@mail.ru

Андрей СОЛЯНИК

Научный сотрудник
отдела научных основ развития систем
энергетики ИНЭИ РАН, к. э. н.
e-mail: andsolyanik@yandex.ru

Andrey SOLYANIK

Research fellow, Department of scientific
basics of energy system development,
Energy Research Institute of RAS
e-mail: andsolyanik@yandex.ru

Парогазовая установка на водородном топливе

Источник: industry24h.com



Аннотация. В статье на основе актуальных технико-экономических показателей выполнен анализ удельных затрат на производство водорода в России (LCOH) на основе разных энергоносителей (метана и электроэнергии от разных источников) на перспективу 10–15 лет. Оценена конкурентоспособность экспортных поставок «метанового» и «электролизного» водорода на европейский и азиатский рынки с учетом неопределенности затрат на его транспорт и хранение. Рассмотрены вопросы эффективности использования водорода как ресурса для производства безуглеродной электроэнергии – по показателю удельной стоимости электроэнергии (LCOE) оценена конкурентоспособность «водородных» электростанций в сравнении с традиционными низко- и безуглеродными технологиями.
Ключевые слова: водород, безуглеродные электростанции, электролиз, конкурентоспособность, электроэнергетика, стоимость производства.

Abstract. Based on current technical and economic indicators, the article analyzes the levelized costs for the hydrogen production in Russia (LCOH) based on different energy carriers (methane and electricity from different sources) for a 10–15 year perspective. The competitiveness of export deliveries of «methane» and «electrolysis» hydrogen to the European and Asian markets is assessed, taking into account the uncertainty of the costs of its transportation and storage. The issues of the efficiency of using hydrogen as a resource for the production of carbon-free electricity are also considered – in terms of the levelized cost of electricity (LCOE), the competitiveness of «hydrogen» power plants in comparison with traditional low-carbon and carbon-free technologies is assessed.

Keywords: hydrogen, non-carbon power plants, electrolysis, competitiveness, electric power industry, levelized costs.

//

Водород станет важным инструментом декарбонизации, особенно в сталелитейном или нефтехимическом производстве, судоходстве и авиации

Ожидания и возможности

В настоящее время в мире отмечается растущий интерес к возможностям использования водорода как безуглеродной альтернативы традиционным видам топлива. По данным Международного энергетического агентства [1], уже около 40 стран утвердили стратегии или дорожные карты

для развития технологий производства, хранения, транспорта и конечного использования водорода. Применение водорода может стать одним из важнейших инструментов декарбонизации, особенно в таких видах деятельности, таких как сталелитейное или нефтехимическое производство, судоходство и авиация, где потенциал иных методов декарбонизации (например, электрификации) явно ограничен с технической точки зрения. Еще одним полем для использования водородных технологий может стать создание крупных систем аккумулирования электрической энергии, особенно для целей сезонного регулирования. Такие накопители, в теории, могут обеспечить достаточный объем гибкости (резервирования) в электроэнергетических системах с ростом масштабов вовлечения возобновляемой генерации.

Российская Федерация также инициировала разработку стратегии развития водородной энергетики. Согласно действующей Энергетической стратегии России [2], целевые объемы экспорта водорода на зарубежные рынки составят 2 млн т в 2035 г. В Концепции развития водородной энергетики в Российской Федерации [3] прогноз объемов экспорта российского

водорода приведен диапазоном: 2–12 млн т к 2035 г. с ростом до 15–50 млн т к 2050 г. Накопленный прирост мирового спроса на водород в период до 2050 г. в этом же документе оценивается в 40–170 млн т. Таким образом, согласно Концепции развития водородной энергетики в РФ, российский водород должен обеспечить до 30 % мирового прироста спроса к 2050 году. При этом в меньшей мере определены контуры и целевые параметры для внутреннего рынка водорода, который для устойчивой работы новой энергетической отрасли должен быть сопоставим с внешним.

Реализация принятых планов по водородной энергетике сопряжена с рядом серьезных рисков. Технологии производства водорода с использованием природного газа или электроэнергии являются очень энергоемкими. Достижение целевых показателей только по экспорту водорода потребует уже к 2035 году существенно увеличить объемы производства электроэнергии, а к 2050 году – по сути, создать новую электроэнергетику для водородных нужд (таблица 1), в дополнение к задачам обеспечения растущих потребностей экономики с учетом углубления ее электрификации. При ориентации на метановые технологии энергообеспечение водородной энергетики может стать не менее серьезным вызовом и для газовой отрасли.

Конкурентоспособность российского водорода на внешнем рынке будет обеспечена только при условии заметно более низкой стоимости его производства, создающей достаточный запас маржи для того, чтобы компенсировать немалые затраты на его безопасную транспортировку (включая всю сопутствующую инфраструктуру). Транспортная составляющая является существенной в цепочке затрат любых экспортруемых российских энергоресурсов,



Солнечная станция Panda Green Energy. Датун, провинция Шаньси, Китай
Источник: Chinalmages / depositphotos.com

и водород здесь не станет исключением. На внутреннем же рынке использование водорода как энергоносителя, замещающего органическое топливо, потребует двойного преобразования в цикле «энергия/топливо – водород – энергия» с соответствующими потерями в энергетической эффективности и дополнительными затратами для потребителей конечной энергетической продукции.

В данной статье представлены количественные оценки приведенной стоимости производства водорода и его использования в электроэнергетике для условий нашей страны. Оценки, выполненные ИНЭИ РАН, учитывают характерные для России технико-экономические показатели безуглеродных электростанций разного типа (атомные, гидро-, ветровые и солнечные электростанции), выработка которых мо-

Таблица 1. Энергетические затраты на производство целевых объемов водорода в России до 2050 г.

	2035 г.	2050 г.
Плановый экспорт водорода из РФ, млн т	2–12	15–50 ²
Требуемый расход электроэнергии на производство водорода, ТВт·ч	102–612	765–2550
то же в % от выработки ЕЭС России в 2020 г.	10–58 %	72–241 %
либо		
Требуемый расход газа на производство водорода, млрд м ³	11,4–68,4	85,5–285
то же в % от добычи газа в РФ в 2020 г.	1,6–10 %	12–41 %

Источники: плановый экспорт по [2], [3], расход энергоносителей – оценки ИНЭИ РАН

$$LCOH = \frac{\sum_{t=1}^T CAPEX_t \cdot (1+d)^{-t} + \sum_{t=1}^T REPL_t \cdot (1+d)^{-t} + \sum_{t=1}^T OPEX_t \cdot (1+d)^{-t} + \sum_{t=1}^T V_t \cdot EFR \cdot P_t \cdot (1+d)^{-t}}{\sum_{t=1}^T V_t \cdot (1+d)^{-t}} \quad (1),$$

где t – порядковый номер года в жизненном цикле проекта ($t \in [1; T]$); d – ставка дисконтирования; $CAPEX$ – первоначальные инвестиции в сооружение «водородной фабрики»; $REPL$ – инвестиции в замену стэков электролизера (для паровой конверсии метана данный показатель не учитывается); $OPEX$ – условно-постоянные операционные затраты; EFR – удельный расход энергоносителя (природного газа или электроэнергии) на единицу произведенного водорода; P – цена единицы потребляемого энергоносителя; V – годовой объем производства водорода (в весовых или объемных единицах измерения).

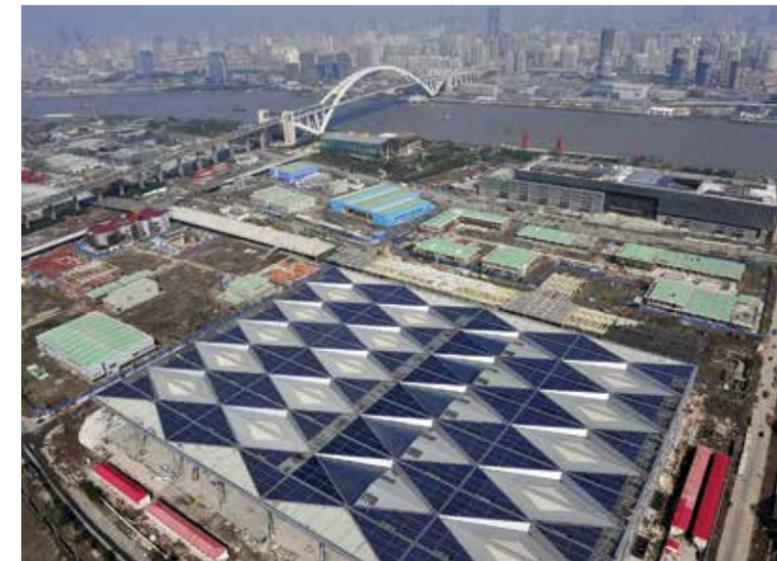
жет использоваться в качестве ресурса для производства водорода [4]. Кроме того, был детально исследован спектр имеющихся в зарубежной литературе оценок технико-экономических показателей самих технологий производства водорода (электролиз, паровая конверсия метана с улавливанием и хранением CO_2), определены достоверные интервалы для включения в финансовую модель оценки стоимости производства водорода.

Показатели и критерии сравнения технологий водородной энергетики

В работе рассматриваются два метода производства водорода, соответствующие современным стандартам ESG – электролиз и паровая конверсия метана с функцией улавливания и хранения CO_2 . При этом для электролиза анализируются две технологии – щелочные электролизеры и электролизеры с твердополимерной мембраной (PEM); данные технологии различаются с точки зрения режимов их загрузки. Щелочные электролизеры требуют стабильного профиля нагрузки, без резких ее колебаний, что делает их оптимальным выбором для использования в тандеме с базовой генерацией – атомными или гидроэлектростанциями. PEM-электролизеры допускают эксплуатацию в переменном режиме нагрузки, что позволяет использовать их для потребления выработки ветровых или солнечных электростанций.

Расчеты приведенной стоимости производства водорода (levelized cost of hydrogen, LCOH) опираются на формулу из трех составляющих, дисконтированных на всем жизненном горизонте технологии [5]: капитальных затрат (CAPEX), затрат на входящий энергоноситель и условно-

постоянных операционных затрат (OPEX). Экономический смысл показателя LCOH заключается в том, что он отражает минимальный уровень цены водорода, который гарантирует безубыточность инвестиций



Солнечная электростанция. Шанхай, Китай
Источник: Chinalmages / depositphotos.com

в «водородную фабрику»¹ (т. е. нулевое значение NPV проекта).

Важно отметить, что в адаптированном варианте формулы LCOH (1) явным образом учтены затраты на замену стэков (stacks) электролизера по мере их деградации. Учет данного фактора качественно повышает достоверность оценки LCOH, а, следовательно, и принимаемых инвестиционных решений.

¹ Здесь и ниже под «водородной фабрикой» подразумевается весь комплекс оборудования, необходимого для производства водорода (включая т. н. «обвязку» электролизеров: электротехнические устройства, устройства контроля содержания примесей, системы водоподготовки и химобработки (для электролиза) и т. д.).

График потребления	Тип электролизной установки				ПКМ с улавливанием и захоронением CO ₂
	Alkaline (ALK)		Proton exchange membrane (PEM)		
	2020–2025 гг.	2030–2035 гг.	2020–2025 гг.	2030–2035 гг.	
График потребления	базовый		переменный		базовый
CAPEX долл. 2020 г. /кВт ²	1000	600	1220	600	9,8 долл./кг H ₂ в год
Срок строительства, лет	3	3	3	3	3
ОРЕХ,% от CAPEX	2	2	2	2	0,35 долл./кг H ₂
Стоимость замены стэков,% от CAPEX	25	25	20	20	-
Срок службы стэка, лет	8	11	6	8	-
Срок службы системы, лет	20	20	20	20	30
Потребление энергоносителя	51,2 кВт·ч/кг H ₂	49,8 кВт·ч/кг H ₂	54,6 кВт·ч/кг H ₂	50,5 кВт·ч/кг H ₂	6,15 м ³ /кг H ₂

Таблица 2. Техно-экономические показатели основных технологий производства водорода, принятые для расчетов

² Здесь и далее расчеты и сопоставления выполнены в постоянных ценах – долларах 2020 г. (без учета влияния инфляционного фактора).

Важным допущением, сделанным в работе, является предположение, что электролизер работает в связке с выделенным безуглеродным источником генерации. Как следствие, коэффициент использования установленной мощности (КИУМ) электролизера совпадает с КИУМ снабжающего его источника генерации. Кроме того, такой способ электроснабжения позволяет рассматривать в качестве цены электроэнергии Р показатель приведенной стоимости производства единицы электроэнергии (levelized cost of electricity, LCOE) соответствующего источника генерации, рассчитываемый по схожей с (1) формуле в виде отношения дисконтированных значений суммы капитальных, топливных и условно-постоянных

затрат электростанции и полезного отпуска электроэнергии за весь жизненный цикл.

Исходные данные, принятые для расчетов стоимости производства водорода, представлены в таблице 2. При их формировании учитывалась информация из нескольких источников [6–15]. Стоимость используемой электроэнергии принята на основе LCOE типовых российских электростанций (АЭС, ГЭС и ВИЭ) [4]. Расчеты LCOH для технологии паровой конверсии метана с улавливанием и хранением CO₂ были выполнены на основе технико-экономических характеристик, указанных в таблице 2, полученных на основе [6] и других экспертных оценок.

Оценка стоимости производства водорода в России в сравнении с экспортными рынками

Результаты расчета стоимости производства водорода в России отражают сравнительную эффективность различных технологий производства в условиях нашей страны (рис. 1). Как видно, в настоящее время наименее затратным способом производства водорода является паровая конверсия метана – при существующей цене газа даже с учетом дорогостоящих систем

Конкурентоспособность российского водорода будет обеспечена при условии низкой стоимости его производства, создающей достаточный запас маржи для компенсации затрат на его транспортировку

улавливания и захоронения CO₂ дисконтированные затраты на производство водорода составляют около 1,7 долл./кг. К 2030–2035 гг. ожидается незначительное снижение LCOH до уровня 1,6 долл./кг за счет некоторого удешевления установок по улавливанию CO₂ и повышения их КПД (при сохранении роста внутренних цен газа не выше инфляции).

Несколько более дорогостоящим будет производство водорода методом электролиза за счет электроэнергии от базовой генерации – АЭС или ГЭС. В первом случае, приведенная стоимость водорода составляет около 3,2 долл./кг при фактически достигнутых технико-экономических показателях электролизеров и атомной генерации, а на перспективу 2030–2035 гг. LCOH может быть снижен до 2,3 долл./кг (за счет улучшения характеристик электролизеров и более низкого LCOE АЭС при удешевлении энергоблоков нового поколения).

Водород, получаемый с помощью ГЭС, несколько уступает «атомному» по ценовому критерию, что обусловлено разницей КИУМ данных видов генерации (средний КИУМ гидроэлектростанций в ЕЭС России составляет около 50 %), в то время как для АЭС он равен 85–90 %. В результате, на текущий момент показатель LCOH для водорода, получаемого с помощью гидроэнергии, оценивается в 3,5 долл./кг, с возможностью снижения к 2030–2035 гг. до уровня 3 долл./кг.

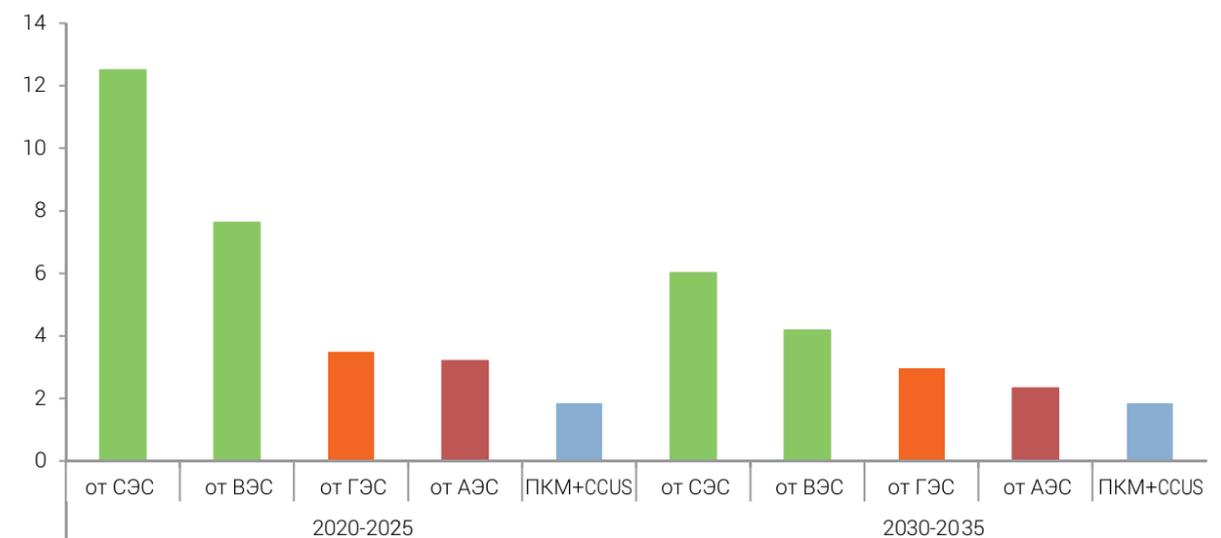
При текущей цене газа даже с учетом дорогостоящих систем улавливания CO₂ дисконтированные затраты на производство водорода составляют 1,7 долл./кг. К 2035 гг. ожидается их снижение до 1,6 долл./кг

Электролиз от ветровой и солнечной генерации многократно уступает остальным методам производства по экономической эффективности. К 2030–2035 году ожидается заметное улучшение стоимостных показателей «зеленого» водорода от ВЭС и СЭС (за удешевления как электролизеров, так и самих ВИЭ-установок). Однако даже в обозримой перспективе удельная дисконтированная стоимость 1 кг водорода останется в 2,5–3,5 раза выше, чем для «голубого» водорода (метод ПКМ плюс улавливание и захоронение CO₂) и в 1,7–2,7 раза выше, чем для электролиза от АЭС.

Помимо оценки стоимости производства водорода в России, аналогичные оценки были выполнены и в отношении ключевых экспортных рынков (Европа и Япония) с учетом показателей таблицы 1

Рис. 1. Приведенная стоимость производства водорода (LCOH) в России на основе электроэнергии и метана, долл./кг

Источник: расчеты ИНЭИ РАН



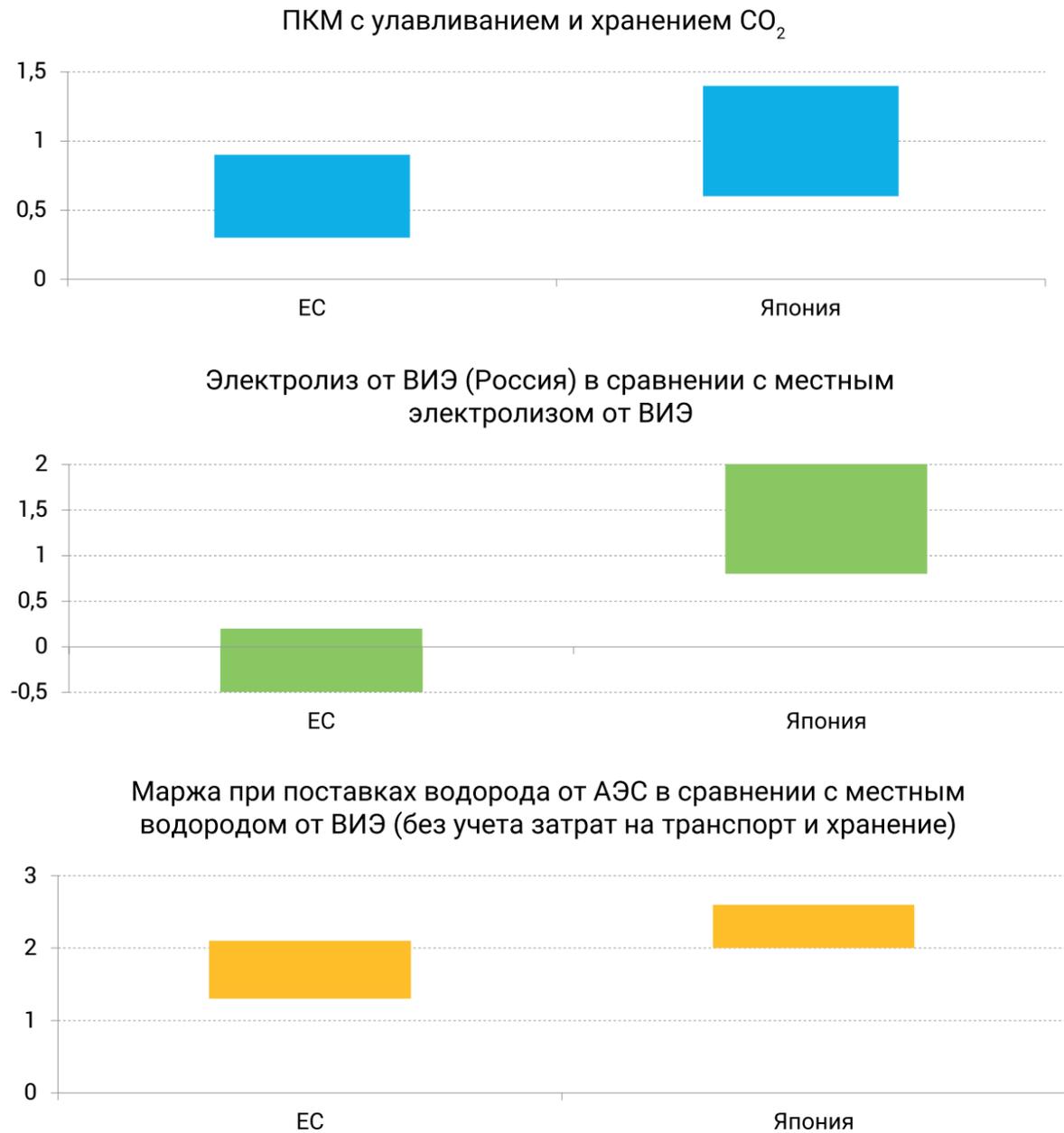


Рис. 2. Разница стоимости производства водорода в России и за рубежом (без учета затрат на транспорт и хранение), долл./кг

Источник:
расчеты ИНЭИ РАН

и актуальных данных МЭА о характеристиках безуглеродных электростанций в этих регионах мира.

Межрегиональное сопоставление стоимости производства водорода позволяет судить об экономической привлекательности (конкурентоспособности) его экспорта из России в рыночных условиях (т. е. без предложения государством-импортером специальных «закупочных» цен, гарантирующих окупаемость проекта по производству и экспорту водорода). При этом корректно сравнивать друг с другом однотипные водородные технологии (или «метановые», или «электролизные»). Однако, следует отметить, что оценка транспортных затрат для экспорта водорода в настоящее время остается неопределенной из-за наличия технологических барьеров в этой сфере. Как было отмечено выше, для устойчивой конкурентоспособности российского водорода полученные оценки экспортной маржи должны, как минимум, превышать величину транспортных издержек. Соответствующие результаты расчетов показаны на рис. 2.

Экспортная маржа для российского «голубого» водорода (ПКМ с улавливанием и хранением CO₂) составляет около 0,3–0,9 долл./кг при поставках в Европу и около 0,6–1,4 долл./кг для поставок в Японию (границы диапазонов соответствуют разным уровням цен газа в Европе и Японии). Несмотря на кратную разницу стоимости газа в России и на внешних рынках, расхождение в стоимости производства водорода методом ПКМ оказалось достаточно умеренным – причиной является высокая (до 40–50 %) доля капитальных затрат конверсионной технологии, особенно в части, связанной с внедрением систем улавливания и хранения CO₂.

Для водорода, полученного электролизом с использованием энергии ВИЭ, разность оценок LCOH составляет -0,5–0,2 долл./кг при экспорте в Европу и около 0,8–2,1 долл./кг при экспорте в Японию (границы диапазонов определяются стоимостью производства водорода от разных технологий ВИЭ – солнца, наземных и морских ветроустановок). Таким образом, европейский водород, получаемый с помощью выработки ВИЭ, является более дешевой альтернативой экспортным поставкам из России (более высокий КИУМ ветроэнергетики, характерный для многих стран Западной и Северной Европы, а так-

же более низкая стоимость фондирования в целом «перевешивают» эффект низкого CAPEX в условиях России).

Наибольшая же экспортная маржа характерна для водорода, производимого с использованием электроэнергии российских АЭС. Учитывая относительно низкую приведенную стоимость (LCOE) киловатт-часа АЭС в России, экспортная маржа такого водорода может достигать 1,3–2,1 долл./кг при поставках в Европу и 2–2,6 долл./кг при поставках в Японию. Однако принципиально важным является вопрос, готовы ли будут страны-импортеры рассматривать атомную генерацию как приемлемый (с точки зрения политики



Хранение водорода
Источник: energosmi.ru

декарбонизации) источник получения водорода.

В целом, маржинальность экспорта водорода на восточном направлении оказывается заметно выше, чем на западном, вне зависимости от выбора технологии производства водорода.

Оценка стоимости производства электроэнергии из водорода

Другой важной метрикой, связанной с водородными технологиями, является стоимость «обратной конвертации» водорода, произведенного каким-либо

Для водорода, полученного электролизом с использованием ВИЭ, разность оценок LCOE составляет -0,5 – 0,2 долл./кг при экспорте в Европу и около 0,8 – 2,1 долл./кг при экспорте в Японию

низко- или безуглеродным методом, в электроэнергию. Рассматривались две основные технологии такой «конвертации» – парогазовая установка на водородном топливе или электростанция на базе топливных ячеек (ТЭ-РЕМ). Расчеты LCOE для таких технологий были выполнены на перспективу 2030–2035 гг. с учетом прогнозируемого удешевления водородных технологий и некоторое повышение их КПД.

Как видно из рис. 3, стоимость электроэнергии, полученной из водорода,кратно превышает стоимость электроэнергии из традиционных источников генерации. В то время как производство с помощью классической ПГУ обеспечивает LCOE на уровне 45 долл./МВт·ч, производство электроэнергии с помощью водородной ПГУ будет стоить 135–230

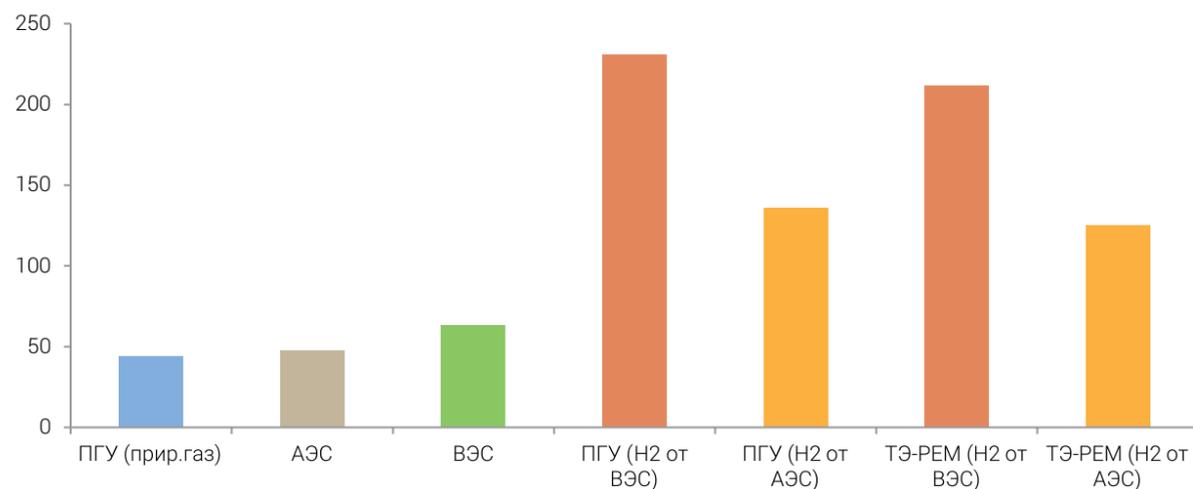
долл./МВт·ч, в зависимости от источника получения водорода. Для топливных ячеек на основе технологии PEM цифры LCOE будут чуть ниже (125 и 210 долл./МВт·ч соответственно). Более того – другие виды безуглеродной генерации (атомные и ветряные электростанции) также обеспечивают кратно более низкий уровень цены производства (50 и 65 долл./МВт·ч соответственно).

Таким образом, даже с учетом ожидаемого существенного удешевления водородных технологий, экономическая эффективность использования данного энергоресурса в электроэнергетике крайне сомнительна. Отметим, что вышеприведенные расчеты не учитывали затраты на компрессию, хранение и транспортировку водорода до электростанции – при включении этих составляющих, экономика водородного цикла становится еще менее конкурентоспособной.

Заключение

В данном исследовании мы оценили стоимость производства водорода в России на перспективу до 2030–2035 гг. с учетом страновой специфики – капитальных затрат разных видов генерации, цен топлива, процентных ставок и т. д. Мы также сделали аналогичные оценки для основных мировых рынков водорода – Европы и Японии. Анализ позволяет сделать некоторые важные выводы.

Рис. 3. Приведенная стоимость производства электроэнергии (LCOE) из водорода в России в 2030–2035 гг., долл./МВт·ч



Источник:
расчеты ИНЭИ РАН

Во-первых, водород, полученный методом электролиза, не способен конкурировать с водородом, полученным методом ПКМ с улавливанием CO₂. В России и Японии атомные электростанции способны обеспечить относительно более дешевый водород на основе электролиза, но все же на 10 и 35 % дороже (соответственно), чем производство водорода с помощью ПКМ.

Во-вторых, различия в стоимости производства водорода между Россией, Европой и Японией при использовании одинаковых входных энергоносителей весьма слабые. Это особенно актуально для Европы, где водород на основе риформинга всего на 0,3–0,85 долл./кг дороже, чем в России, а варианты на основе возобновляемых источников – даже дешевле. При сравнении российского атомного водорода с европейским водородом от ВИЭ получается запас до 1,3–2 долл. США/кг. Но ядерный водород пока еще не признан в полной мере «зеленым» водородом. В случае с Японией разница в стоимости по сравнению с Россией более заметна. Для водорода от ВИЭ,

например, она достигает 0,8–2,1 долл./кг и даже до 2,6 долл./кг, если рассматривать экспорт водорода от российских АЭС.

Таким образом, для коммерческой привлекательности экспортных инвестпроектов потребуются введение специальных механизмов господдержки, которые компенсируют невысокую экспортную маржу и снижают транспортные издержки, стимулируя к выходу на развивающийся мировой рынок водорода.

В-третьих, «возврат» водорода в электроэнергетику через его сжигание в ПГУ или использование в топливных элементах также является кратно более дорогим вариантом энергоснабжения по сравнению с традиционными низкоуглеродными методами производства электроэнергии. Даже с учетом ожидаемого существенного удешевления водородных технологий, производство электроэнергии с их помощью будет кратно более дорогим не только по сравнению с классической ПГУ на природном газе, но и с основными безуглеродными типами электростанций, включая АЭС, ВЭС и ГЭС.

Использованные источники

1. IEA. *Global hydrogen review. October 2021*. URL: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/5bd46d7b-906a-4429-abda-e9c507a62341/GlobalHydrogenReview2021.pdf>
2. Распоряжение Правительства РФ от 9 июня 2020 г. № 1523-р «Об утверждении Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035 года».
3. Распоряжение Правительства РФ от 5 августа 2021 г. № 2162-р «Об утверждении Концепции развития водородной энергетики в Российской Федерации».
4. Veselov F., Pankrushina T., Khorshev A. *Comparative economic analysis of technological priorities for low-carbon transformation of electric power industry in Russia and the EU // Energy Policy*. 2021. Vol. 156. P. 112409. DOI: 10.1016/j.enpol.2021.112409
5. Janssen J.L.C., Weeda M., Detz R.J., van der Zwaan B. *Country-specific cost projections for renewable hydrogen production through off-grid electricity systems. Applied Energy* 309 (2022) 118398. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.118398>
6. IEA. *The future of hydrogen. July 2019*. URL: <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>
7. Hydrogen Council. *Path to hydrogen competitiveness: a cost perspective. January 2020*. URL: <https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2020/01/Path-to-Hydrogen-Competitiveness-Full-Study-1.pdf>
8. IRENA. *Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolyzers to Meet the 1,5°C Climate Goal. Abu Dhabi, 2020*. ISBN: 978-92-9260-295-6.
9. Mayyas, A. et al. (2019), *Manufacturing cost analysis for proton exchange membrane water electrolyzers*, Technical Report NREL/TP-6A20-72740, National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, United States. URL: <https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/72740.pdf>
10. Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking (FCHJU). *Study on early business cases for H2 in energy storage and more broadly power to H2 applications. Final Report, June 2017*. URL: https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/P2H_Full_Study_FCHJU.pdf
11. NOW GmbH. *Studie IndWEDe. Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland: Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und Wärme. Berlin, 2018*. URL: <https://www.dvw-info.de/wp-content/uploads/2019/06/NOW-Elektrolysestudie-2018.pdf>
12. The Department for Business, Energy & Industrial Strategy (BEIS). *Hydrogen Production Cost 2021. August 2021*.
13. Bertuccioli, L., Chan, A., Hart, D., Lehner, F., Madden, B., Standen, E. *Development of Water Electrolysis in the European Union. Fuel Cells Hydrogen Joint Undertakings, Lausanne (2014)*. URL: [https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/FCHJUElectrolysisStudy_FullReport%20\(ID%20199214\).pdf](https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/FCHJUElectrolysisStudy_FullReport%20(ID%20199214).pdf)
14. Schmidt O., Gambhir A., Staffell I., Hawkes A., Nelson J., Few S. *Future costs and performance of water electrolysis: an expert elicitation study. Int. J. Hydrogen Energy*, 42 (2017), pp. 30470-30492. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.10.045>
15. Proost J. *State-of-the art CAPEX data for water electrolyzers, and their impact on renewable hydrogen price settings. Int J Hydrogen Energy*, 44 (9) (2019), pp. 4406-4413. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.07.164>

Политические и экономические аспекты концепции «зеленого» энергоперехода

Political and economic aspects of the green energy transition concept

Валерий ФЕДОРОВ

Ведущий научный сотрудник МГУ имени

М.В. Ломоносова, к. г. н.

e-mail: fedorov.msu@mail.ru

Valery FEDOROV

Leading Researcher, Candidate of Geographical Sciences

Lomonosov Moscow State University

e-mail: fedorov.msu@mail.ru

Наибольший вклад в парниковый эффект приносит водяной пар

Источник: [pellinni / depositphotos.com](https://www.depositphotos.com/11111111/pellinni)



Аннотация. Реализация проекта «зеленого» энергоперехода не окажет влияния на глобальный климат Земли. Изменение глобального климата определяется естественными факторами, основным из которых является уменьшение наклона оси вращения Земли, приводящее к усилению интенсивности меридионального переноса радиационного тепла. Концепция «зеленого» энергоперехода является климатическим фрагментом западной политики доминирования, направленной на сдерживание использования ископаемых энергетических ресурсов России и, тем самым, на противодействие ее социально-экономическому развитию.

Ключевые слова: глобальный климат, политика в области климата, Климатическая доктрина, ископаемые энергоресурсы, причины изменений климата.

Abstract. It is shown that the implementation of the «green» energy transition project will not affect the global climate of the Earth. Global climate change is determined by natural factors, the main of which is a decrease in the inclination of the Earth's axis of rotation, which leads to an increase in the intensity of the meridional transfer of radiative heat. The concept of a «green» energy transition is a climate fragment of the Western dominance policy aimed at curbing the use of Russia's fossil energy resources and, thereby, counteracting its socio-economic development. *Keywords:* global climate, climate policy, Climate doctrine, fossil energy resources, causes of climate change.

//

**Водяной пар удерживает
около 76–80 %
длинноволновой
радиации, CO₂
(суммарно природного
и антропогенного
происхождения) –
от 4 до 20 %**

Введение

Основу политики перехода к «зеленой» энергетике составляют широко распространенные представления о том, что основной причиной изменения глобального климата является парниковый эффект, связанный, главным образом, с эмиссией парниковых газов, вызванной деятельностью человека. Сжигание углеводородов приводит к увеличению содержания двуокиси углерода в атмосфере. Следствием

этого, по мнению Межправительственной группы экспертов по изменению климата (МГЭИК), является увеличение парникового эффекта, которым и определяется наблюдаемое потепление климата Земли. На противодействие потеплению климата направлено Парижское соглашение по климату и концепция «зеленого» энергоперехода. Эти представления внедрены и в Климатическую доктрину Российской Федерации, которой определяется внутренняя и внешняя политика страны в области климата.

Климат – это обобщенная характеристика состояния природной среды, включающая набор осредненных по времени для некоторого района (или Земли) гидрометеорологических, почвенно-биологических и других показателей. В связи с тем, что развитие человека и общества тесно связано с окружающей природной средой, проблемы ее состояния носят уже экономический, экологический и социальный характер. Изменения климата наблюдаются во всех уголках планеты, потому эта проблема приобретает международную значимость. Решение вопросов, связанных с изменениями глобального климата, последствиями его изменений и адаптации к ним возможно только при участии органов государственной власти и государственного управления, а также общественных организаций. Таким образом,



Остров Бруни в Тасмании, Австралия

Источник: YAYImages / depositphotos.com

эта научная область становится и сферой общественных и политических интересов.

Политика России в области климата и ее научное обоснование

Основу климатической политики России составляет Климатическая доктрина (2009 г.). В ней отмечается, что изменение климата представляет собой комплексную междисциплинарную проблему, охватывающую экономические, экологические и социальные аспекты устойчивого развития Российской Федерации [2].

Правовую основу Климатической доктрины составляют Конституция РФ, федеральные законы, нормативные правовые акты Президента РФ и Правительства РФ, Рамочная конвенция ООН об изменении климата (1992 г.) и другие международные договоры России, в том числе по проблемам окружающей среды и устойчивого развития.

Климатическая доктрина базируется на фундаментальных и прикладных научных знаниях в области климата и в смежных науках. Научное обоснование Климатической доктрины «включает признание способности антропогенного фактора ока-

зывать воздействия на климатическую систему, приводящие к значимым, в первую очередь неблагоприятным и опасным для человека и окружающей среды, последствиям» [2]. Это научное обоснование не является доказанным [3, 5, 8, 10]. Кроме того, в природе нет климатической системы. Есть природная система или окружающая нас природная среда, обобщенной характеристикой состояния которой, является климат. По сути, это простой набор осредненных статистических показателей: температуры, атмосферного давления, влажности и др. Этот набор может быть систематизирован, но он не обладает свойством эмергентности, характерным для системы.

Около 1 % CO₂ имеет антропогенное происхождение, в то время как изменения почти 99 % содержащегося в атмосфере CO₂ на 97,6 % связана с многолетней изменчивостью инсоляционной контрастности

Годовой приход коротковолновой солнечной радиации на верхнюю границу атмосферы или поверхность Земли в среднем составляет $5,49 \cdot 10^{24}$ Дж, что превосходит все мировые ресурсы ВИЭ

Известно, что основные факторы глобального климата – это солнечная радиация и парниковый эффект планеты.

Солнечная радиация является основным источником энергии, определяющим радиационный и тепловой баланс Земли (рис. 1).

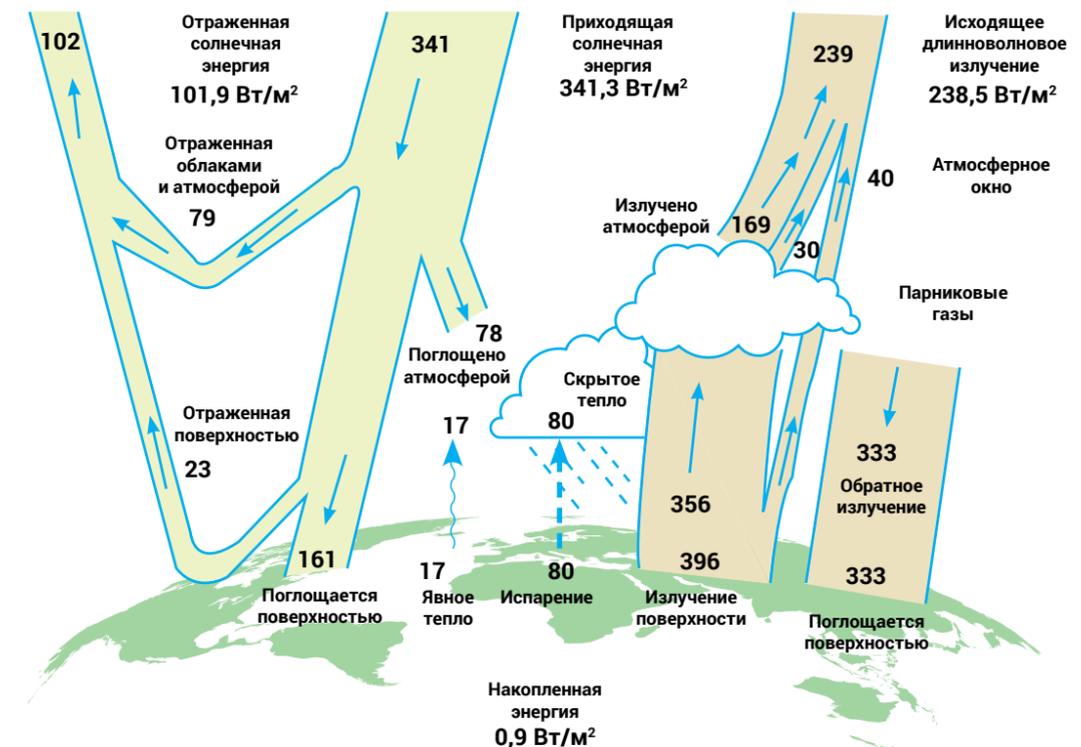
Солнце излучает энергию, которая обеспечивает Землю теплом и светом. Лучистая энергия Солнца является основным источником энергии гидрометеорологических, биохимических и многих других процессов, происходящих в атмосфере, гидросфере, биосфере, криосфере и в поверхностном слое литосферы, а также важнейшим

фактором развития жизни на Земле, обеспечивающим необходимые термические условия и фотосинтез. Как отмечал А. И. Войков, «Солнце – единственный источник тепла, достаточно сильный для того, чтобы оказывать значительное влияние на температуру поверхности земли и воздуха». Годовой приход коротковолновой солнечной радиации на верхнюю границу атмосферы (ВГА) или на поверхность Земли без учета атмосферы в среднем составляет $5,49 \cdot 10^{24}$ Дж (или 1367 Вт/м^2)¹, что превосходит все мировые запасы невозобновляемых энергоресурсов. Этот приход во времени не является постоянным, он подвержен межгодовым и многолетним изменениям, связанным как с изменением активности Солнца, так и, в первую очередь, с изменением орбитальных характеристик Земли и наклона оси ее вращения, влияющих на облучение. Также варьирует распределение приходящей солнечной радиации по широтам и сезонам.

¹ Значение 341 Вт/м^2 (рис. 1) на входе (на верхней границе атмосферы или на поверхности Земли без учета атмосферы) получается делением значения солнечной постоянной (для рис. 1 – 1364 Вт/м^2) на 4, так как солнечная постоянная – это лучистая энергия, приходящая на единицу площади диска Земли (при расстоянии в 1 а. е.). Площадь же сферы в 4 раза больше площади ее большого круга.

Рис. 1. Составляющие радиационного баланса Земли

Источник: [12]



Мероприятия Парижского соглашения по сокращению выбросов могут уменьшить содержание двуокиси углерода антропогенного происхождения на 1/100 от 0,04% в общем содержании CO₂ в атмосфере

Парниковый эффект проявляется в удержании тепла, получаемого нашей планетой от Солнца. Любая планета обдающая атмосферой имеет и парниковый эффект. Известно, что основным парниковым газом на Земле является водяной пар. Его содержание в среднем составляет около 2 % и может достигать 4 % в единице объема воздуха. Содержание двуокиси углерода (CO₂) всего 0,04 % (или 400 ppm – миллионных частей в единице объема воздуха), при этом около 1 % от данного количества приходится на двуокись углерода, связанную с деятельностью человека (то есть, 0,0004 % общего содержания в атмосфере по объему). Водяной пар удерживает приблизительно 76–80 % длинноволновой радиации, CO₂ (суммарно природного и антропогенного происхождения) – от 4 [1] до 20 % [6]. Поскольку CO₂ антропогенного генезиса составляет около 1 % от всего содержания CO₂ в атмосфере, то по содержанию и удержанию тепла водяной пар на два-три порядка превосходит парниковые возможности CO₂, связанного с деятельностью человека. Направленные на борьбу с потеплением мероприятия по сокращению выбросов CO₂, предусмотренные Парижским соглашением, могут уменьшить содержание двуокиси углерода антропогенного происхождения приблизительно на 1/100 от 0,04 % в общем содержании CO₂ в атмосфере. Поскольку 99 % общего содержания CO₂ имеет естественное происхождение, то сокращение антропогенной составляющей на 0,0004 % не будет иметь климатического эффекта, а экологический эффект будет минимальным. Ощутимо он может проявиться только в мегаполисах. Содержание другого парникового газа – метана – составляет всего несколько миллиардных частей в единице объема воздуха

(0,00018 %), то есть приблизительно в 220 раз меньше общего содержания CO₂.

Действительно, Земля – планета водная. Мировой океан занимает 2/3 ее площади и является основным источником водяного пара в атмосфере. В горных и полярных районах Земли развиты ледники, а в Северном Ледовитом и Южном океанах распространены морские льды. На нашей планете существуют две гигантские ледниковые шапки (Антарктида и Гренландия), представляющие собой образования из H₂O, находящейся в твердой фазе. Также вода в твердой фазе находится в многолетнемерзлых породах и слое сезонного промерзания. На снимках из космоса видно, что Земля покрыта облаками, состоящими в основном из водяного пара. В зимнее время значительная часть земной поверхности в обоих полушариях покрывается снегом, а водные объекты – льдом. Вода присутствует на Земле в трех фазовых состояниях. Переход из одного состояния в другое сопровождается процессами выделения или поглощения тепла. Таким образом, роль воды, льда и водяного пара в природной системе Земли (с учетом известного гидрологического цикла – круговорот воды в природе), в процессах теплообмена и климатообразования не сопоставима с ролью CO₂, образующегося в результате деятельности человека. Содержание других парниковых газов (метан и пр.) еще на три порядка меньше, чем

Циклон в Северном полушарии. Вид из космоса
Источник: *Shad.off / depositphotos.com*



ВЭС

Источник: *Todd McClintic / pxhere.com*

содержание двуокиси углерода (суммарно естественного и антропогенного происхождения). Климат – это обобщенная характеристика состояния природной среды. Он тесно связан с присутствием и круговоротом в природе воды [8, 10].

При отсутствии солнечного излучения температура на Земле была бы близка к температуре окружающего ее пространства – к абсолютному нулю или -273 °С. В настоящее время среднегодовая приповерхностная температура воздуха (ПТВ) на Земле составляет около +15 °С. В случае отсутствия у нашей планеты атмосферы (при существующем притоке лучистой энергии) ее температура была бы ниже существующей приблизительно на 39° [5, 10] и составила бы -24 °С.

Таким образом, температурный режим Земли, в основном, определяется двумя природными факторами: приходящей от Солнца радиацией и парниковым эффектом планеты (при этом главным парниковым газом является водяной пар). Учитывая, что температура окружающего Землю пространства составляет -273 °С и среднегодовая приповерхностная температура воздуха около +15 °С, приходящей от Солнца радиацией определяется приблизительно 86 % тепла (249°), а парниковым эффектом планеты – 14 % (39°). Можно предположить, что глобальное потепление климата вызвано, прежде всего, изменением таких факторов, как солнечная радиация и парниковый эффект, который

связан с содержанием водяного пара в атмосфере.

Определено, что повышение температуры поверхности океана и приповерхностной температуры воздуха определяются уменьшением наклона оси вращения Земли [9, 10]. При уменьшении наклона оси вращения увеличивается поступление солнечной радиации в экваториальную область и сокращается ее поступление в полярные районы [4]. Это приводит к увеличению меридионального градиента инсоляции, которым регулируется меридиональный перенос радиационного тепла из экваториальной области в полярные районы [9, 10].

Ранее, на основе высокоточных астрономических эфемерид выполнены расчеты инсоляции Земли с большим пространственным и временным разрешением [10].

Поскольку 99% общего содержания CO₂ имеет естественное происхождение, сокращение антропогенной составляющей не будет иметь климатического эффекта, а экологический эффект будет минимальным

Факторы	Земля / Мировой океан	Северное полушарие	Южное полушарие
Приповерхностная температура воздуха (ПТВ)			
ИК	80,7 %	73,4 %	83,1 %
ИК и КМО	88,3 %	86,4 %	84 %
Температура поверхности океана (ТПО)			
ИК	79,7 %	69,3 %	84,1 %
ИК и КМО	88,5 %	86,6 %	85,9 %

Примечание: КМО – климатическая мультидекадная осцилляция с периодом около 60 лет, известная в Северной Атлантике как *Atlantic multidecadal oscillation* – АМО

Таблица 1. Многолетние изменения температуры поверхности океана и приповерхностной температуры воздуха, объясняемые регрессионной моделью

Источник: [10]

Дальнейший анализ показал, что многолетние изменения температуры поверхности океана и приповерхностной температуры воздуха характеризуются тесными положительными корреляционными связями с многолетними изменениями инсоляционной контрастности и отрицательными с многолетними изменениями угла наклона оси. Инсоляционная контрастность полушарий рассчитывается как разность инсоляции области источника тепла (0–45°) и инсоляции области его стока (45–90°). Инсоляционная контрастность, таким образом, обобщенно по областям источника и стока радиационного тепла отражает изменения меридионального градиента инсоляции.

Угол наклона оси вращения за период с 1900 по 2016 гг. уменьшился на 0,015°. Инсоляционная контрастность за этот период увеличилась на 0,7 Вт/м². Увеличение температуры поверхности океана и приповерхностной температуры воздуха составило приблизительно на 1 и 0,9 °С соответственно. Выполненные по уравнению регрессии (по ансамблю линейных и полиномиальных решений) расчеты показали, что многолетние изменения температур в основном связаны с многолетними из-

менениями годовой инсоляционной контрастности (таблица 1).

Также многолетними изменениями инсоляционной контрастности в регрессионной модели объясняется:

- более 90 % многолетних изменений уровня Мирового океана [10];
- 76 % изменения среднегодовой площади морских льдов в Северном полушарии, 76 % минимальной площади морских льдов и 74,2 % сезонной амплитуды их площади [10];
- 95,1 % многолетних изменений среднегодовой площади морских льдов, 93,2 % максимальной площади и 89,2 % минимальной площади морских льдов в Северном Ледовитом океане [10];
- в среднем 95,9 % многолетних изменений суммарного баланса массы льда в ледниковых районах Северного полушария [7];
- 96,7 % многолетних изменений содержания двуоксида углерода в атмосфере.

Таким образом, определяются естественные причины тенденций изменения современного глобального климата. Основной из них является изменение наклона оси вращения Земли, регулирующее распределение приходящей к нашей планете солнечной радиации по широтам и сезонам, а также интенсивность меридионального теплообмена (работы «тепловой машины первого рода») [11]. Однако, в Климатической доктрине в качестве основной и единственной причины изменения климата указан антропогенный фактор, влияние которого в действительности на климат многократно уступает влиянию естественных факторов [2].

Физический механизм найденной тесной связи многолетних изменений темпера-

туры поверхности океана и приповерхностной температуры воздуха, содержания CO₂ в атмосфере, площади морских льдов в Северном полушарии и суммарного баланса массы горных ледников в ледниковых районах с инсоляционной контрастностью, в обобщенном виде, сводится к следующему: связанное с уменьшением угла наклона увеличение инсоляционной контрастности, управляющее меридиональным переносом радиационного тепла или интенсивностью работы «тепловой машины первого рода», приводит к увеличению переноса тепла (циркуляционными процессами в атмосфере и вихревыми образованиями) из низких широт в высокие.

Следует учесть, что площади областей стока тепла в полушариях приблизительно в 2,7 раза меньше площади областей его источников. Поэтому, переносимое из низких широт в высокие широты радиационное тепло распределяется по меньшей площади, и его удельные характеристики возрастают. В результате меридионального переноса в областях стока тепло увеличиваются (явное тепло). Это приводит к увеличению испарения, повышению содержания водяного пара в атмосфере и усилению парникового эффекта. В результате происходит дополнительный рост тем-

Температурный режим Земли, в основном, определяется двумя природными факторами: приходящей от Солнца радиацией и парниковым эффектом (при этом главным парниковым газом является водяной пар)

пературы (по спирали). Этот процесс, постоянно повторяясь, усиливает потепление климата в Северном полушарии и приводит к сокращению площади морских льдов, горных ледников и деградации мерзлоты. Кроме того, в результате конденсации из-за адвекции теплых воздушных масс в высокие широты выделяется скрытое тепло, которое вносит дополнительный вклад в схему радиационного теплообмена в атмосфере (рис. 2).

Три нижних блока в схеме отражают механизм усиления процесса глобального потепления климата. Также следует учитывать положительные обратные связи –

Рис. 2. Принципиальная схема радиационного теплообмена в атмосфере



Содержание такого парникового газа как метан составляет всего несколько миллиардных частей в единице объема воздуха (0,00018%), то есть в 220 раз меньше общего содержания CO₂

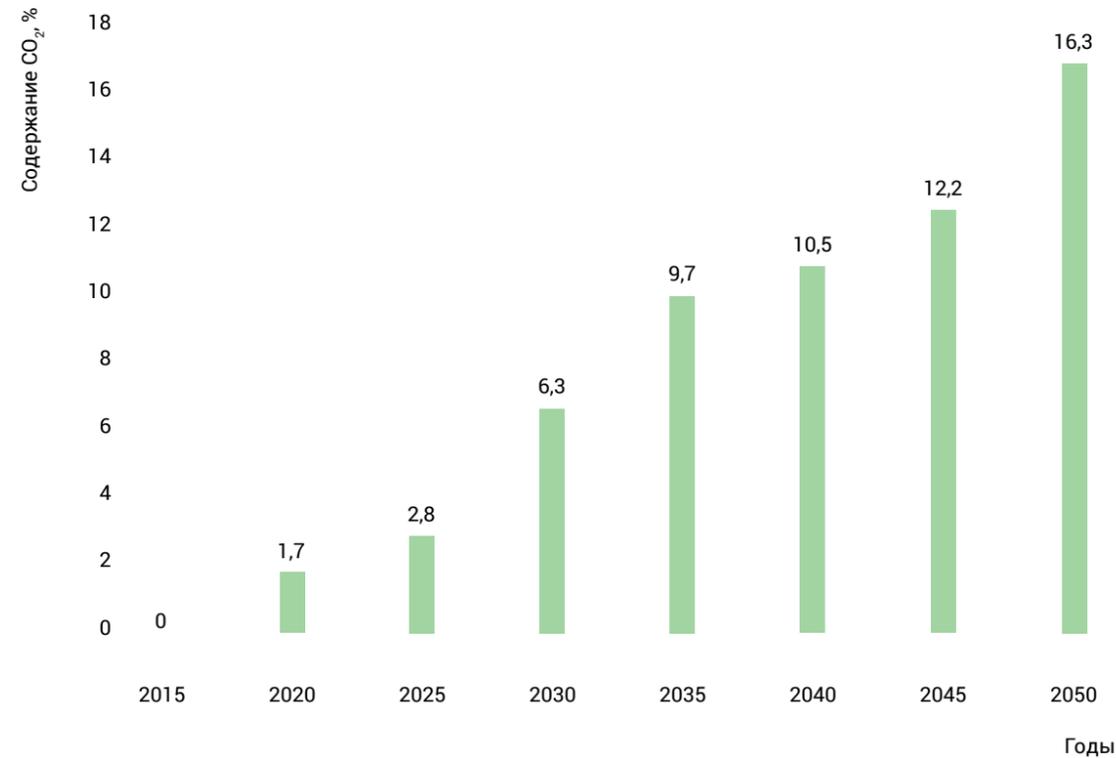


Рис. 3. Прогнозируемое изменение содержания CO₂ относительно 2015 г.

уменьшение альбедо из-за многолетнего сокращения площади морских льдов, горных ледников и усиление парникового эффекта из-за дегазации многолетнемерзлых пород в связи с потеплением климата.

Этим механизмом определяется повышение глобальной температуры, сокращение горных ледников и площади распространения морских льдов, деградация мерзлоты, повышение уровня Мирового океана, увеличение аридных площадей и засушливых периодов, увеличение содержания двуокиси углерода в атмосфере.

Следует отметить, что из-за различий в полушариях (Северное полушарие более континентальное, Южное полушарие – более океаническое) эволюция климата в них несколько отличается. Во-первых, вихревых образований (тропических и внетропических циклонов основных агентов меридионального переноса радиационного тепла) в Северном полушарии значительно больше, чем в Южном полушарии, в котором подстилающая поверхность более однородна. В Северном полушарии ежегодно регистрируется 60–80, в Южном полушарии 6–10 тропических циклонов. Энергия среднего тропического циклона оценивается в 10¹⁵ Вт

(ПВт). Во-вторых, в Южном полушарии меридиональный перенос тепла заметно блокируется зональной циркуляцией («ревущие сороковые») в атмосфере и циркумантарктическим течением в Южном океане. Поэтому процессы потепления более заметно проявляются в Северном полушарии. Изложенная аргументация естественных причин изменения глобального климата составляет содержание, разработанной на географическом факультете МГУ имени М. В. Ломоносова солярной теории изменения климата [10]. Увеличение содержания CO₂ в атмосфере

Для Земли в целом к 2100 г. ожидается рост аномалии приповерхностной температуры воздуха (относительно 2020 г.) на 1,03 °С, для Северного полушария – на 1,31 °С, для Южного – на 0,74 °С

является не причиной, а следствием потепления климата [3, 5, 10]. С увеличением температуры поверхности океана (которое определяется уменьшением наклона оси и усилением меридионального переноса радиационного тепла) растворимость двуокиси углерода в воде уменьшается и его содержание в атмосфере увеличивается.

Корреляционный анализ многолетней изменчивости содержания CO₂, инсоляционной контрастности и угла наклона оси вращения показывает, что связь между этими переменными близка к линейной.

увеличение содержания CO₂ составит около 16,3 % независимо от финансовых и иных усилий по реализации концепции перехода на безуглеродную энергетику (рис. 3).

Это определяется тем, что только около 1 % CO₂ в атмосфере имеет антропогенное происхождение, в то время как многолетняя изменчивость почти 99 % содержащегося в атмосфере CO₂ на 97,6 % связана с многолетней изменчивостью инсоляционной контрастности. В случае реализации проекта энергетического перехода содержание CO₂ в атмосфере к 2050 году можно сократить



Памирская магистраль, Таджикистан

Источник: reddit.com

Значение коэффициента корреляции содержания CO₂ в атмосфере и инсоляционной контрастности составляет 0,988, содержания CO₂ в атмосфере и угла наклона –0,989. Выполненные по уравнению регрессии (по ансамблю линейных и полиномиальных решений) расчеты показали, что 97,6 % многолетних изменений содержания двуокиси углерода в атмосфере определяются многолетними изменениями годовой инсоляционной контрастности. По рассчитанному прогнозу содержание CO₂ в 2050 году составит 466 ppm. Содержание CO₂ в атмосфере относительно 2015 года по естественным причинам увеличится на 65,5 ppm. Таким образом, ожидаемое

с прогнозируемых 466 ppm до 465,3 ppm, так как в увеличении на 65,5 ppm антропогенный вклад определяется величиной 0,655 ppm (1 %). При этом расходы на реализацию проекта «зеленого» энергоперехода, по разным данным будут составлять от 100 до 150 триллионов долларов США. Это стоимость доступного человечеству сокращения содержания CO₂ в атмосфере на 0,655 ppm или миллионных долей в единице объема воздуха. Напомним, что ppm (parts per million) – это единица концентрации в миллионных долях по объему.

Таким образом, изменения глобального климата определяются естественными причинами и проект «зеленого» энергопе-



Солнечная плантация в пустыне Моджаве.
Калифорния, США

Источник:

SimplyADLC / depositphotos.com

рехода не окажет никакого влияния на естественный ход его эволюции. Для Земли в целом к 2100 г. ожидается рост аномалии приповерхностной температуры воздуха (относительно 2020 г.) на 1,03 °С, для Северного полушария – на 1,31 °С, для Южного – на 0,74 °С. Соответствующие абсолютные значения аномалии (относительно среднего за период с 1961 по 1990 гг.) в 2100 г. составят 1,63, 2,06 и 1,20 °С. Таким образом, аномалия приповерхностной температуры Земли в целом увеличится к 2100 г. относительно 2020 г. в 2,71 раза, в Северном полушарии – в 2,76, в Южном – в 2,42. Следствием повышения температуры поверхности океана и приповерхностной температуры воздуха, как отмечалось выше, является повышение содержания двуокиси углерода в атмосфере. Таким образом, концепция перехода на безуглеродную энергетику не имеет климатического смысла и эконо-

мически не оправдана. Уменьшение содержания двуокиси углерода объединенными усилиями стран-участниц Парижского соглашения по климату возможно приблизительно на 0,0004 % от общего объемного содержания его в атмосфере, что может оказать некоторое положительное влияние только на экологию крупных городов, в которых сосредоточены производственные объекты. Вероятно, можно найти экономически более эффективные технические решения экологических проблем загрязнения атмосферы мегаполисов. Кроме того, «зеленый» энергопереход не подразумевает экологического смысла относительно таких компонентов окружающей природной среды как гидросфера, литосфера и криосфера (водные и земельные ресурсы), экологические проблемы в которых являются очевидными (например, загрязнение рек, озер, морей и океанов).

Таблица 2. Ранжированное по странам распределение разведанных ископаемых энергоресурсов

№ п/п	Нефть	Газ	Уголь
1	Венесуэла	Россия	США
2	Саудовская Аравия	Иран	Россия
3	Канада	Катар	Австралия
4	Иран	США	Китай
5	Ирак	Саудовская Аравия	Индия
6	Кувейт	Туркмения	Германия
7	ОАЭ	ОАЭ	Индонезия
8	Россия	Венесуэла	Украина
9	Ливия	Нигерия	Польша
10	Нигерия	Алжир	Казахстан

Экономические основы концепции «зеленого» энергоперехода

Основу политических заявлений, проектов и решений, как правило, составляет экономическая целесообразность. Реальная цель «зеленого» энергоперехода не борьба с глобальным потеплением. Фактически этот проект является фрагментом западной политики, направленной на сдерживание использования энергоресурсов России и, тем самым, противодействие ее экономическому развитию. Известно, что Россия обладает значительными запасами ископаемых энергоресурсов (нефти, газа, угля). В то же время, европейские страны имеют весьма ограниченные разведанные запасы ископаемых энергоресурсов, которые являются необходимым условием для экономического развития (таблица 2).

Значительными запасами нефти и газа в Европе обладает только Россия. В европейских странах (Германия, Украина и Польша) сосредоточены только запасы каменного угля. Предусмотренная проектом «зеленого» энергоперехода диверсификация в энергетической генерации экономически выгодна странам Запада, поскольку она создает с одной стороны возможности для

ВЭС на море, Франция

Источник: Amandine26 / depositphotos.com



Расходы на реализацию проекта энергоперехода будут составлять от 100 до 150 трлн долларов. Это стоимость доступного человечеству сокращения содержания CO₂ в атмосфере на 0,655 ppm

определенной энергетической независимости западных стран, во-вторых, сдерживает развитие потенциала энергетических ископаемых ресурсов России и ее экономики. Тем не менее, начавшаяся в Европе фаза перехода на альтернативные источники энергии из-за отсутствия собственных резервов ископаемых энергоресурсов (таблица 2) стала причиной наблюдаемого энергетического кризиса в Европе.

В настоящее время национальная политика в области климата основана на принятии на веру западных представлений, сформулированных в Парижском соглашении по климату и концепции «зеленого» энергоперехода. Это, вероятно, связано,

в том числе с намерениями извлечения экономической выгоды Россией в международной торговле углеродными квотами. Эти высказывания основаны на объективном предположении высокой поглощаемости двуокиси углерода лесными массивами (запасы леса в России составляют 815 млн гектар, это 20 % мировых запасов и первое место среди стран мира), болотами (1 млн км², это 37 % площади болот мира и 5,9 % территории страны), Северным Ледовитым океаном. Однако, не считая того, что антропогенный CO₂ является не причиной, а следствием изменения климата, отечественные оценки поглощения вряд ли будут приняты.



Грозовые тучи над морем
Источник: *mimadeo / depositphotos.com*

Человечество не может повлиять на изменение глобального климата переходом на безуглеродную энергетику, поскольку эти изменения определяются естественными причинами и находятся за пределами энергетических возможностей человечества. К естественным изменениям климата экономически и социально следует адаптироваться заблаговременно, что возможно только на основе прогнозов, базирующихся на реальных естественных факторах этих изменений. Экологические проблемы можно и нужно решать. При этом, связанные с деятельностью человека проблемы загрязнения атмосферы, водных и земельных ресурсов можно решать более эффективно, если отделить вопросы изменения глобального кли-

мата, не связанные с деятельностью человека, от экологических проблем, являющихся следствием антропогенного фактора.

Рекомендуемые МГЭИК сценарные прогнозы, ориентированные в соответствии с представлениями Запада на содержание CO₂ (увеличение содержания которого является не причиной, а следствием изменения климата) в атмосфере, приводят к неопределенности. Тем не менее, реальные, определенные и аргументированные прогнозы изменения состояния природной среды крайне необходимы для разработки стратегических планов социально-экономического развития нашей страны.

Заключение

Проект «зеленого» перехода направлен против энергетических преимуществ нашей страны, под предлогом борьбы с глобальным потеплением климата. Изменения климата и увеличение содержания двуокиси углерода в атмосфере объясняются естественными причинами. Экологические проблемы, связанные с изменением климата и с деятельностью человека следует решать в рамках национальных экологических программ в соответствии с экономическими возможностями стран (с международной координацией) применительно ко всем компонентам природной среды. Прогнозирование изменений климата и связанных с ними последствий должно базироваться на естественных факторах, основным из которых в настоящее время является уменьшение наклона оси вращения Земли, из-за которого происходит усиление интенсивности меридионального переноса радиационного тепла.

Учитывая полученные в нашей стране новые доказательства естественных причин изменения климата, представляется важным внесение соответствующих изменений в Климатическую доктрину РФ (в которой ведущим фактором признается усиление парникового эффекта из-за увеличения эмиссии CO₂, связанного с деятельностью человека). Это будет способствовать укреплению независимости и суверенитета Российской Федерации.

Работа выполнена в соответствии с государственной темой «Эволюция, современное состояние и прогноз развития береговой зоны Российской Арктики» (121051100167-1).



Леса вносят серьезную лепту
в борьбу с изменениями климата

Источник:
antur@hotmail.com / depositphotos.com

Использованные источники

1. Галин В.Я. Параметризация радиационных процессов в атмосферной модели ИВМ РАН // Известия РАН. Физика атмосферы и океана. Т. 34, № 3, 1998. С. 380–389.
2. Климатическая доктрина Российской Федерации. URL: <http://kremlin.ru/events/president/news/6365> (дата обращения 11.03.22).
3. Кондратьев К.Я., Демирчян К.С. Климат Земли и «Протокол Киото» // Вестник РАН. Т. 71, № 11, 2001. С. 1002–1009.
4. Миланкович М. Математическая климатология и астрономическая теория колебаний климата. М.–Л.: ГОНТИ, 1939. 208 с.
5. Монин А.С., Шишков Ю.А. Климат как проблема физики // Успехи физических наук. Т. 170, № 4, 2000. С. 419–445.
6. Смирнов Б.М. Проблемы глобальной энергетики атмосферы // Теплофизика высоких температур, Т. 59, № 4, 2021. С. 589–599. DOI: 10.31857/S0040364421030121
7. Федоров В.М. Изменения ледовых ресурсов отдельных ледниковых районов северного полушария в XX в. // Водные ресурсы. Т. 42, № 1, 2015. С. 3–12. DOI: 10.7868/S0321059614060066
8. Федоров В.М. Политика в области климата и вопросы национальной безопасности Российской Федерации // Политика и общество. № 12, 2017. С. 80–89. DOI: 10.7256/2454-0684.2017.12.24888
9. Федоров В.М. Проблема меридионального переноса тепла в астрономической теории климата // Геофизические процессы и биосфера. Т. 18, № 3, 2019. С. 117–128. DOI:10.21455/GPB2019.3-8.
10. Федоров В.М. Эволюция современного глобального климата Земли и ее возможные причины // Геориск. Т. XIV, № 4, 2020. С. 16–29. DOI: 10.25296/1997-8669-2020-14-4-16-29.
11. Шулейкин В.В. Физика моря. М.: АН СССР, 1953. 990 с.
12. Trenberth K.E., Fasullo J.T. Changes in the flow of energy through the Earth's climate system. Meteorologische Zeitschrift, 2009. Vol. 18, No. 4. Pp. 369–377.

Планирование энергосистем будущего

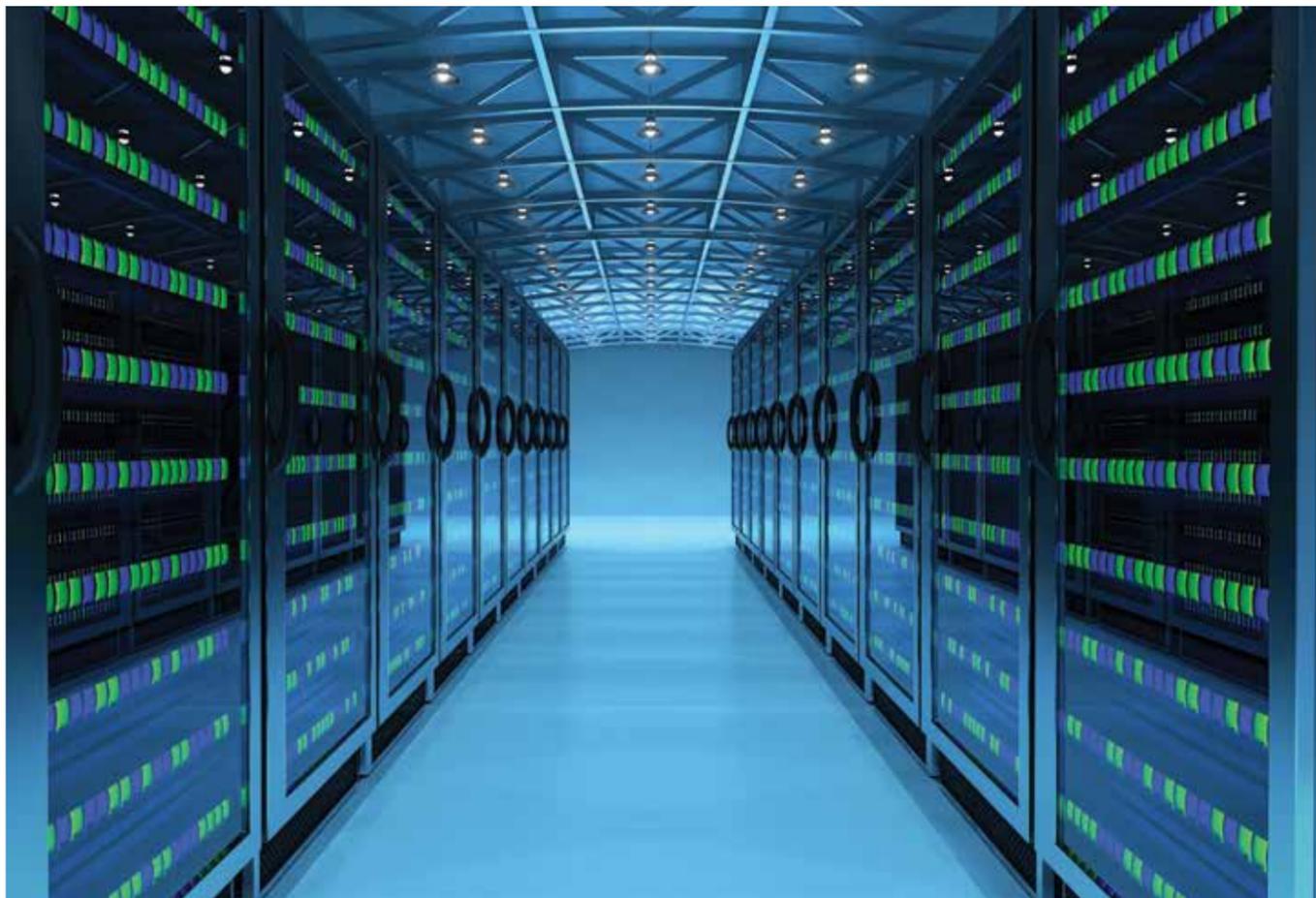
Planning for the energy systems of the future

Дмитрий ХОЛКИН
 Директор Инфраструктурного центра
 «Энерджинет»
 e-mail: dvh@internetofenergy.ru

Dmitry KHOLKIN
 Deputy leader (co-head) of the working group,
 Director of the EnergyNet Infrastructure Centre
 e-mail: dvh@internetofenergy.ru

Дата-центр «Амазон»

Источник: datacenters.com



Аннотация. В статье сделан обзор некоторых новых методических, инструментальных, организационных подходов к планированию развития энергетики. Проведен анализ различных уровней энергетического планирования и определена особая сложность территориального уровня планирования, возникающая в современных условиях. Предложены направления использования в России новых подходов к энергетическому планированию. *Ключевые слова:* энергетическое планирование, новая энергетика, водородный кластер, полисферность, мультисубъектность.

Abstract. An overview of some new methodological, instrumental, organizational approaches to energy systems development planning is given. The analysis of various levels of energy systems development planning is carried out and the special complexity of the territorial level of planning arising in modern conditions is determined. The directions of using new approaches to energy systems development planning in Russia are proposed.

Keywords: energy planning, new energy, hydrogen cluster, polysphericity, multisubjectivity.



Только 54 % опрошенных стран Африки к югу от Сахары официально утвердили планы электрификации, соответствующие стандартам Всемирного банка

Как мы уже писали в статье «Энергетический переход в контексте «Форсайта столетия» [1], климатическая повестка ускорила переход к новому энергетическому укладу. От простой декарбонизации, направленной на замещение топливной генерации на возобновляемые источники энергии, мир переходит к более сложным, более комплексным решениям, требующим иного подхода к организации энергетических систем и комплексов. Базовыми принципами данного подхода является обеспечение, соорганизация и соразвитие. При этом изменению подлежат не только инженерно-технические и организационные решения, но и подходы, методы и инструменты планирования развития энергетики. В данной статье мы сделаем обзор



Здание Массачусетского технологического института
 Источник: Phillip Greenspun / subiofac.files.wordpress.com

некоторых интересных практик в данной сфере деятельности и обсудим целесообразность их использования в России.

Центр энергетических систем будущего

Недавно энергетическая инициатива Массачусетского технологического института (MIT) для разрешения климатического кризиса и определения роли энергетических систем в нем создала новый исследовательский консорциум – Центр энергетических систем будущего [2]. В комплексных усилиях консорциума участвуют исследователи из всех подразделений MIT,



Бугульчанская СЭС

Источник: «Фортум»

которые стараются помочь мировому сообществу достичь своей цели по нулевым выбросам углерода. Центр исследует уско-ряющийся энергетический переход и сотрудничает с промышленными лидерами в реформировании мировых энергетических систем.

Центр энергетических систем будущего исследует новые технологии, политику, демографию и экономику, которые меняют сегодня ландшафт энергетического спроса и предложения. Центр проводит интегративный анализ всей энергетической системы и реализует целостный подход, необходимый для понимания межсекторального воздействия энергетического перехода.

По сравнению с достижениями современных технологических компаний (Google, Amazon и др.), традиционные практики планирования электрификации на развивающихся рынках подобны динозаврам

Центр энергетических систем будущего сочетает в себе глубокие знания Массачусетского технологического института с передовыми инструментами системного анализа для изучения того, как достижения в области технологий и системной экономики могут реагировать на различные политические и общественные сценарии.

Основное внимание центра сосредоточено на комплексном анализе всей энергетической системы. Такой анализ должен обеспечивать понимание сложных многоотраслевых преобразований в трех основных энергоемких секторах экономики – в транспорте, промышленности и строительстве зданий. При этом данные сферы должны сочетаться с основными безуглеродными технологиями: электричеством, хранением энергии, низкоуглеродным топливом и управлением выбросов углерода.

«Глубокая декарбонизация нашей энергетической системы требует общеэкономического взгляда на технологические варианты, потоки энергии, потоки материалов, выбросы в течение жизненного цикла, затраты, политику и социально-экономические последствия, – говорит Рэндалл Филд, исполнительный директор Центра. – Системный подход необходим для того, чтобы междисциплинарные группы могли совместно работать над преодолен-

ем экзистенциального кризиса изменения климата».

С помощью технико-экономических и системно-ориентированных исследований Центр будет работать, например, над следующими темами:

1. Повышение зависимости от переменных возобновляемых источников энергии, таких как ветер и солнечная энергия, усиление электрификации транспорта, промышленности и ЖКХ, которые потребуют расширения управления спросом и других решений для балансировки спроса и предложения электроэнергии в этих областях.
2. Развертывание накопителей энергии в масштабе сети и преобразование электроэнергии в низкоуглеродное топливо (водород и синтетическое жидкое топливо), что аналогичным образом будет необходимо для уравнивания спроса и предложения. В свою очередь, эти процессы могут сыграть жизненно важную роль в переходе на чистую энергию сегментов, трудно поддающихся «обезуглероживанию»: транспорта, промышленности и ЖКХ.

Ульяновский ветропарк

Источник: «Фортум»



Цифровые системы непрерывного планирования электрификации обещают значительные социальные выгоды, но влекут за собой высокие затраты и туманные перспективы получения доходов

3. Управление выбросами углерода (улавливание двуокиси углерода из точечных промышленных источников, а также из воздуха и океанов, ее утилизация и/или преобразование в ценные продукты, ее транспортировка и хранение) будет играть решающую роль в достижении углеродной нейтральности промышленности, электроэнергией и топливом как в плане снижения эмиссии, так и в плане решений по снижению содержания CO₂ в атмосфере.

В качестве исследовательского консорциума центр сотрудничает с промыш-

Почти 80% промышленных компаний со средним доходом в \$75 млн в год ежемесячно сталкиваются с перебоями в работе, что приводит к ежегодным убыткам в размере \$1,2 млн на компанию

ленными экспертами и лидерами, как со стороны потребителей, так и со стороны поставщиков технологий, чтобы получить информацию, которая поможет исследователям предвидеть проблемы и возможности развёртывания технологий в масштабе общей декарбонизации. На сегодняшний день членами консорциума являются AECI, Analog Devices, Chevron, ConocoPhillips, Coppec, Dominion, Duke Energy, Enerjisa, Eneva, Eni, Equinor, Eversource, Exelon, ExxonMobil, Ferrovial, Iberdrola, IHI, National Grid, Raizen, Repsol, Rio Tinto, Shell, Tata Power, Исследовательский институт Toyota и Washington Gas.

«Google» электрификации

Исследователи из MIT считают [3], что пришло время перехода к новым практикам планирования развития энергетических инфраструктур. По сравнению с достижениями современных технологических компаний (Google, Amazon и другие) традиционные практики планирования электрификации на развивающихся рынках подобны динозаврам юрского периода. Только 54% опрошенных стран Африки к югу от Сахары официально утвердили планы электрификации, соответствующие стандартам Всемирного банка. При этом разрабатываемые генеральные планы электрификации представляют собой статичные документы, которые быстро устаревают в связи с изменением демографических тенденций и технологических изменений. Обновляются эти планы не чаще, чем раз в пять лет. Представьте, если бы Google обновлял результаты поиска только каждые пять лет!

Используя опыт развития цифровых практик, а также возможности технологий

машинного обучения и создания цифровых двойников, сегодня уже можно говорить о переходе к новой парадигме планирования электрификации, которая включает в себя следующие аспекты:

- 1. Использование моделей планирования.** Цифровые системы планирования берут исходные данные о существующей сети, профилях спроса отдельных потребителей и каталогах оборудования, чтобы предоставить рекомендации по оптимальным с точки зрения затрат проектам развития сетевой инфраструктуры, создания микрогридов и автономных систем. Кроме того, они могут сформировать подробные ведомости материалов и затрат, необходимых для составления бизнес-планов. Хотя человеческий фактор играет важную роль в планировании, его предпочтения все же можно в определенной степени систематизировать в моделях планирования.
- 2. Переход к планированию в почти реальном времени.** Вместо того, чтобы ждать пять или более лет, пока будут сверстаны и утверждены новые планы, цифровые системы планирования могут включать новые данные и обратную связь от специалистов практически в режиме реального времени. Непредвиденные изменения в графиках

Дата-центр Google. Серверная комната
Источник: goodfon.ru



Дата-центр Google
Источник: idesignarch.com

развёртывания электрификации, тенденциях урбанизации, потребительском спросе и стоимости топлива и оборудования сделают традиционные планы неработоспособными. Цифровые системы для непрерывного планирования могут легко адаптироваться и своевременно предлагать новые планы.

- 3. Обеспечение легкого масштабирования.** После того, как симуляции и цифровые двойники станут доступными, предельные затраты на применение цифровых систем планирования для новых территорий и объектов станут незначительными. При масштабировании они могут сэкономить значительное количество человеко-часов на выполнение рутинных задач и позволят специалистам по планированию сосредоточиться на важных действиях. По мере того, как эти системы планирования со временем улучшаются, обновления могут быть мгновенно доступны на многих территориях.
- 4. Выработка рекомендаций в условиях неопределенности.** Некоторые выводы цифровых систем планирования могут оказаться неопределенными из-за недостаточности информации, относящейся к спросу и состоянию существующей сети.

В этом случае системы планирования будут давать рекомендации о том, на чем сосредоточить усилия по сбору данных или где инвестировать в гибкую инфраструктуру, например такую, как микрогриды.

- 5. Формирование новых онлайн-рынков.** Цифровые системы планирования электрификации станут естественной платформой для проведения тендеров на заключение проектных контрактов. Они также могут служить идеальными платформами рынка данных для организации закупок дата-сетов, заполняющих цифровые двойники и системы машинного обучения.
- 6. Сопровождение развития систем энергоснабжения.** Обеспечение доступа к энергии – это только начальная цель цифровых систем планирования электрификации. Есть еще миллиарды людей с подключением к сети, которые имеют ненадежный доступ. Даже после того, как будет обеспечен всеобщий доступ к энергии, описанные цифровые системы смогут использоваться для облегчения планирования укрепления сети и оптимальной интеграции распределенных энергетических ресурсов (DER).
Системы непрерывного планирования, состоящие из цифровых двойников, машинного обучения, моделей оптимизации и онлайн-рынков, могут перенести практики планирования электрификации в XXI век. Тем не менее, если бы построить такую систему было легко, это уже было бы сделано. Одним из основных препятствий является поиск устойчивой бизнес-модели.

Сократить простои и снизить затраты на новую инфраструктуру можно за счет управления энергопотреблением на базе микрогридов, которое стало возможным благодаря интеллектуальному ПО

Цифровые системы непрерывного планирования электрификации обещают значительные социальные выгоды, но влекут за собой высокие затраты и туманные перспективы получения доходов. Задачи моделирования сложны, а получение данных может быть дорогостоящим, что делает затраты на исследования и разработки нетривиальными. Кроме того, бенефициары таких систем, как правило, сильно ограничены в ресурсах, географически рассредоточены и распределены во времени. Ограниченное использование систем непрерывного планирования электрификации отражает неготовность рынка. В качестве глобаль-



ЛЭП в США

Источник: *altonmaterials.com*

ных общественных благ создание этих систем может быть обеспечено на правительственном, многонациональном и глобальном уровнях. Это также может быть достигнуто за счет благотворительного финансирования и, возможно, за счет каких-то других нетрадиционных бизнес-моделей.

Устойчивость сети в XXI веке

Климатические изменения задают более жесткие требования к сетевой инфраструктуре и способствуют появлению новых подходов к энергетическому развитию. Этот вопрос подробно разбирается в вышедшем недавно докладе «Микрогрид: немедленное

решение для климата» американского партнерства Microgrid Knowledge [4].

Климатические бедствия многократно за последнее десятилетие нарушали работу электросети, подчеркивая уязвимость и хрупкость энергетической системы США. По данным Power Outage US, агрегатора данных об отключении электроэнергии, в 2020 году в США было 1,33 миллиарда часов простоев, что на 73 % больше, чем в 2019 году. Отключения сети варьируются от года к году в зависимости от погоды, но разумно предположить, что в будущем их число продолжит расти, учитывая, что климатические бедствия, как ожидается, будут усиливаться.

Сбои в подаче электроэнергии приводят к экономическим трудностям, вызывая снижение продаж, порчу продукции, упущенные возможности для бизнеса, задержки производства и доставки, а также потерю рабочего времени для сотрудников. Опрос, проведенный S&C Electric и Frost & Sullivan в 2021 году, показал, что 80 % коммерческих и промышленных компаний со средним доходом в \$75 миллионов в год ежемесячно сталкиваются с перебоями в работе, что приводит к ежегодным убыткам в размере \$1,2 миллиона на компанию. И эти отключения не обязательно должны быть длительными, чтобы быть дорогостоящими. Более половины опрошенных компаний заявили, что очень важно, чтобы подача электроэнергии была восстановлена в течение одной минуты.

Все это происходит на фоне роста потребности в электроэнергии в результате продолжающейся электрификации отраслей экономики. Соединенные Штаты работают над электрификацией транспортного сектора и, в меньшей степени, электрификацией зданий и промышленных процессов. По данным Национальной лаборатории возобновляемых источников энергии, эти изменения, являющиеся частью усилий страны по обезуглероживанию, удвоят потребность в генерирующих мощностях к 2050 году.

Можно сократить простои и снизить затраты на новую инфраструктуру за счет усовершенствованного управления энергопотреблением на базе микрогридов, которое стало возможным благодаря интеллектуальному программному обеспечению и распределенным энергетическим ресурсам (DER). Эти решения добавляют как гибкость, так и контроль над потоками

энергии на местном уровне и в сети, чему способствуют автоматические рыночные сигналы. Это позволяет как потребителям, так и производителям воспользоваться тем фактом, что выбросы и цены на энергию сильно зависят от времени и места использования энергии.

Как правило, когда спрос высок, цены на энергоносители растут. Выбросы также могут увеличиваться в периоды спроса, если энергетические компании вынуждены использовать свои самые загрязняющие ресурсы для удовлетворения неотложной потребности в электроэнергии. Альтернативой являются распределенные энергетические ресурсы, такие как микрогриды, солнечная энергия, накопители энергии. Поскольку они децентрализованы, их можно найти рядом с предприятиями, домами и зданиями, разбросанными по всей сети, —

Автомобиль на электрзарядке. Москва, Россия

Источник: *Виолетта Локтева*

и их можно строить для обслуживания сети в местах, недоступных для крупных электростанций. Эти ресурсы также быстро реагируют на мгновенное изменение условий в сети.

Микрогриды и DER порождают более активных клиентов. Эти потребители контролируют свою собственную энергию, как потребляемую, так и производимую, а иногда получают доход и помогают более крупной сети в этом процессе. При правильном их учете в процессе планирования модернизации сети эти распределенные энергетические системы на основе программного обеспечения могут помочь избежать дорогостоящего строительства опор, проводов и электростанций. Это одна из причин, почему больше кирпичей и раствора для электросети не всегда является адекватным ответом в цифровую эпоху.

Последствия электрификации транспорта

Еще одним фактором, существенно изменяющим ландшафт энергетической инфраструктуры и создающим серьезные проблемы при планировании развития сети, является масштабная электрификация личного автотранспорта (EV). Компания Boston Consulting Group провела исследование по затратам на развитие сети в данном случае [5].

В рамках исследования была разработана подробная модель доходов, затрат и влияния розничных ставок для «референтной» коммунальной компании с 2–3 миллионами клиентов. В зависимости от моделей зарядки электротранспорта потребуются инвестировать от \$1700 до \$5800 в модернизацию электросетей на каждый электромобиль до 2030 года. Учитывая, что эти вложения будут в значительной степени покрываться за счет сетевых тарифов, стоимость инвестиций в итоге будет транслирована на потребителей. Максимально тарифы могут вырасти на 1,4 цента за кВт·ч, или на 12 %, по сравнению с предполагаемой базовой ставкой в 11 центов за кВт·ч.

Задача коммунальных служб состоит в том, чтобы разработать стратегию, которая поддерживает EV, но минимизирует затраты для клиентов. Например, оптимизация как времени, так и местоположения заправки электромобилей позволит снизить примерно на 70 % затраты на развитие сетевой инфраструктуры.

Основные рекомендации по оптимизации затрат:

1. Разработать программу, которая позволит развивать сеть для удовлетворения спроса на электроэнергию по разумной цене. Для этого необходимо определить локации, где ожидается существенный спрос на инфраструктуру для зарядки EV. Затем необходимо разделить сегменты сети на требующих минимальные обновления и нуждающихся в существенной модернизации. На основе этого понимания необходимо разработать план развития сегментов сети, нуждающихся в серьезной модернизации.
2. Внедрять новые технологии, позволяющие ограничить нагрузку, которую EV создают в сети:
 - передовые технологии учета электроэнергии, которые позволяют взимать различные тарифы за электроэнергию в зависимости от времени и места зарядки;
 - системы реагирования на контролируемый спрос, которые автоматически переносят зарядку на нужное время и в нужных местах на основе ценовых сигналов из сети. Эти системы могут, например, активно управлять тем, что определенным зарядным устройствам разрешено заряжать электромобили только в определенные моменты времени;
 - активное управление традиционными источниками потребления электроэнергии, такими как кондиционирование воздуха, отопление и вентиляция;

В зависимости от модели зарядки электромобиля инвестиции в модернизацию электросетей составят \$1700–5800 на каждый электромобиль до 2030 г. Это будет покрываться за счет сетевых тарифов



Ракета SpaceX

Источник: *rajournal.com.ua*

- использование аккумуляторных батарей на зарядных станциях. Эти системы позволяют заряжать батареи в нерабочее время, чтобы клиенты могли использовать батареи вместо сети для зарядки электромобилей в пиковые периоды.
3. Формировать поведение клиентов при зарядке. Разработка тарифов, стимулирующих зарядку EV в периоды с низким уровнем нагрузки и препятствующих этому в тех частях сети, где уже ограничена пропускная способность. Необходимо определить, какие расходы должны быть распределены по базе тарифных ставок, а какие должны нести конкретные клиенты.

Водородный кластер в Техасе

Многообещающей и одновременно сложной задачей является развитие энергетики на базе водорода в качестве универсального и экологичного энергоносителя и сырья для некоторых производственных процессов. При её решении возникает необходимость согласованного планирования развития не только энергетики, но и других секторов экономики.

Например, по информации платформы бизнес-аналитики Recharge [6] проект Hydrogen City мощностью 60 ГВт, анонсированный местным стартапом Green

Hydrogen International (GHI), будет базироваться на энергии ветра и солнца, а также использовать соляные каверны для хранения водорода. По выходу проекта на полную мощность здесь будет производиться более 2,5 млн тонн зеленого водорода в год, который будет использоваться в том числе для производства чистого ракетного топлива для SpaceX Илона Маска.

В настоящее время SpaceX разрабатывает новый тип ракетного двигателя под названием SpaceXRaptor, который будет использовать жидкий метан и жидкий кислород, а не топливо на основе керосина, которое компания использовала до сих пор. Для этого двигателя GHI и планирует производить синтетическое топливо на основе «зеленого» водорода и собираемого в атмосфере CO₂.

Кроме этого, GHI изучает следующие варианты конечного использования своего водорода:

- чистое авиационное топливо;
- «зеленый» аммиак для производства удобрений или экспорта в Азию;
- замещение природного газа на электростанциях.

Особую пикантность проекту добавляет то, что он разворачивается в штате, являющимся крупнейшим в США поставщиком нефти. Наличие такого большого водородного завода рядом с масштабными проектами по бурению нефтяных скважин в Техасе сформирует разительный контраст [7].

Спасение обледенелых ветрогенераторов во время сильных морозов в Техасе
Источник: *repen.ru*



Необходимо определить локации, где ожидается большой спрос на инфраструктуру для зарядки EV, разделить сеть на требующих минимальные обновления и нуждающихся в существенной модернизации

Новые подходы к энергетическому планированию в России

Приведенные в обзоре примеры демонстрируют, что по мере появления в энергетике реальных инноваций возникает вопрос об изменении подхода к энергетическому планированию. Дело в том, что качественно новые технологии и практики не просто обеспечивают рост технологического совершенства существующих элементов в энергетической системе, но и изменяют их функциональные свойства, а в некоторых случаях добавляют новые элементы, реализующие другие функции. К примеру, накопление энергии позволяет развести режимы производства и потребления энергии, что раньше было практически невозможно. Появление накопителей энергии в энергетической системе (особенно, вблизи к потребителям) позволяет по-другому осуществлять её развитие. Поэтому надо внимательно изучать новые подходы к энергетическому планированию, возникающие в мире, примерять их на себя, а также разрабатывать свои оригинальные методы и инструменты.

Необходимо как минимум различать три уровня планирования: объектовый, региональный, национальный отраслевой. Наш опыт работы с инновационными проектами в рамках Национальной технологической инициативы, такими как создание бизнес-практики цифровой трансформации распределительных электрических сетей или организации микрогридов в изолированных территориях, и анализ материалов на зарубежных примерах говорит о том, что в настоящее время особая актуальность

возникает в подходах, методах и инструментах энергетического планирования территориального уровня. Мы пришли к такому выводу, проводя аналитические исследования по различным аспектам развития водородной экономики в России. Проиллюстрируем его на примере задачи создания водородных кластеров.

В концепции развития водородной энергетики Российской Федерации, утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 5 августа 2021 г. № 2162-р, указано, что одним из ключевых механизмов развития водородной отрасли являются водородные кластеры, способствующие одновременно созданию



Отгрузка СПГ в рамках проекта «Сахалин-2»
Источник: «Газпром»

экспортно-ориентированного производства водорода и формированию и развитию практик применения водорода в России. Планируется создание не менее трех водородных кластеров.

Эта задача решается относительно тривиально. Планирование микроэкономики таких проектов кластера осуществляется известными методами и инструментами. Определенную сложность представляет планирование производственной цепочки и необходимой кооперации со множеством субъектов, так как мы в данном случае имеем дело с инновационными техническими решениями, для которых еще отсутствуют необходимые нормы проектирования и технические стандарты, подтвержденные

многими годами опыта. Однако и с этими сложностями удастся справиться команде проекта при поддержке экспертов и инженерных консультантов. Другое дело, что полноценный водородный кластер должен представлять собой образец водородного экономического уклада, а для этого нужно сделать гораздо больше, чем один или несколько проектов водородной инфраструктуры. Для получения положительных экономических эффектов важно развернуть работу по развитию практик использования водорода в различных секторах экономики.

В рамках национального отраслевого планирования эти кросс-секторальные эффекты становятся более очевидными постольку поскольку, используемые здесь методы и инструменты макроэкономического анализа, формирования межотраслевых балансов, теории больших систем позволяют обнаружить системные зависимости между разными сферами экономической деятельности. Кроме того, национальный масштаб планирования позволяет лучше решать задачи формирования критически важных технологий и компетенций, создания производственных объектов и инфраструктуры новой отрасли. Именно на этом уровне лучше всего программировать исследования и разработки, планировать пилотные проекты, организовывать разработку технических стандартов и норм рыночного регулирования, системно заниматься подготовкой кадров и международным сотрудничеством. Конечно, нужно проводить системные исследования, направленные на изучение влияния новых технологий и практик на энергетические системы, и развивать с учетом этого методологию энергетического планирования, но нельзя сказать, что в данном вопросе мы встречаемся с новой сложностью. Эта сложность возникает на уровне ниже, когда отраслевые планы проецируются на конкретные территории. Именно здесь водородный кластер, отражаемый в отраслевых планах как одна из множества узловых точек схемы большой системы, превращается в самостоятельный предмет планирования.

На территориальном уровне планирования, особенно с учетом процессов децентрализации энергоснабжения и электрификации новых сегментов экономики (например, транспорта) мы встречаемся со сложностью двух типов: полисферность и мультисубъектность предмета планирования.

В случае создания водородного кластера, как уже отмечалось, речь идет не только о строительстве объектов производства водорода и необходимой инфраструктуры, но и о формировании и масштабировании практик использования водорода в различных секторах экономики: транспорте, промышленности, энергетике, ЖКХ. Это задает полисферность планирования. Как в случае с техасским примером из нашего обзора, без формирования такого крупного потребителя водорода в регионе, как SpaceX, а также без целенаправленного формирования спроса на водород в других секторах экономики, запланированный проект Hydrogen City не имеет экономического смысла. А это значит, что планы реализации различных проектов должны быть жестко синхронизированы, технические решения согласованы, а экономические модели должны описывать общие экономические эффекты и их распределение между участниками водородного кластера.

Следствием полисферности является то, что в становлении водородного уклада оказывается задействовано много различных субъектов: лидеров проектов, потребителей, держателей инфраструктур, руководителей региональных и муниципальных администраций, просто жителей на территории кластера. Залогом успеха реализации всего комплекса проектов и планов является учет разнообразных интересов этих субъектов. Это задает мультисубъектность энергетического планирования в масштабе регионов, городов и поселений.

Еще в 2015 году при планировании дорожной карты Национальной техно-

логической инициативы «Энерджинет» мы прогнозировали появление методов и инструментов энергетического планирования нового типа, обеспечивающих согласование, синхронизацию и общую оптимизацию комплекса тесно связанных между собой планов развития различных сфер экономики, разрабатываемых и реализуемых различными участниками с учетом интереса множества субъектов. Сейчас мы видим, что в мире стали появляться такие решения. Очевидно, что в России в рамках работ по модернизации распределительных электрических сетей, созданию заправочной инфраструктуры для электротранспорта, формированию водородных кластеров, формированию систем энергоснабжения удаленных и изолированных регионов, строительству энергетической инфраструктуры для районов новой застройки и для новых городов (например, Экополиса на Сахалине) новые подходы, методы и инструменты энергетического планирования будут востребованы. Проблема их формирования и распространения состоит в отсутствии института, целенаправленно занимающегося системным обеспечением развития новой энергетики. Здесь представляется очень важным кейс по созданию в MIT Центра энергетических систем будущего. В России также необходимо создать аналогичный центр, который будет заниматься системными исследованиями и разработками в сфере новой энергетики, формированием и развитием новой методологии энергетического планирования, системным обеспечением разработки и реализации комплексных пилотных проектов, обучением специалистов.

Использованные источники

1. Холкин Д.В., Чаусов И.С. Энергетический переход в контексте «Форсайта столетия» // Энергетическая политика. №1(167), 2022. С. 70–81.
2. MIT Energy Initiative launches the Future Energy Systems Center. URL: <https://climate.mit.edu/posts/mit-energy-initiative-launches-future-energy-systems-center>
3. Imagining the «Google» of electrification: how digital twins and computational systems for continuous planning can reinvent century-old practices. URL: <https://www.energyforgrowth.org/memo/imagining-the-google-of-electrification-how-digital-twins-and-computational-systems-for-continuous-planning-can-reinvent-century-old-practices/>
4. Microgrids: An Immediate Climate Solution. URL: <https://microgridknowledge.com/wp-content/uploads/2021/11/Think-Microgrid-Climate-Vision-Report.pdf>
5. The Costs of Revving Up the Grid for Electric Vehicles. URL: <https://www.bcg.com/en-us/publications/2019/costs-revving-up-the-grid-for-electric-vehicles>
6. World's largest green hydrogen project unveiled in Texas, with plan to produce clean rocket fuel for Elon Musk. URL: <https://www.rechargenews.com/energy-transition/world-s-largest-green-hydrogen-project-unveiled-in-texas-with-plan-to-produce-clean-rocket-fuel-for-elon-musk/2-1-1178689>
7. World's largest hydrogen plant says it's going to power SpaceX launches. URL: <https://futurism.com/the-byte/hydrogen-plant-spacex>

Расчет узловых цен на тепловую энергию на основе метода неопределенных множителей Лагранжа

Calculation of nodal prices for thermal energy based on the method of indefinite Lagrange multipliers

Валерий СТЕННИКОВ
Директор ИСЭМ СО РАН,
чл.-корр. РАН, профессор
e-mail: sva@isem.irk.ru

Valery STENNIKOV
Corr. RAS, professor, director of ISEM SB RAS
e-mail: sva@isem.irk.ru

Олег ХАМИСОВ
Заведующий отделом прикладной
математики ИСЭМ СО РАН, д. ф.-м. н.
e-mail: globopt@mail.ru

Oleg KHAMISOV
Doctor of Physics and Mathematics Sc., Head of the
Department of Applied Mathematics, ISEM SB RAS
e-mail: globopt@mail.ru

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

Andrey PENKOVSKY
Doctor of Tech. Science,
Senior Researcher of the Laboratory of Heat Supply
Systems, Institute of Energy Management,
Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences
e-mail: penkoffsky@isem.irk.ru

Анжелика КРАВЕЦ
Аспирант, инженер-исследователь
лаборатории теплоснабжающих систем
ИСЭМ СО РАН
e-mail: kravets@isem.irk.ru

Anzhelika KRAVETS
Postgraduate Student, Research Engineer,
Laboratory of Heat Supply Systems, ISEM SB RAS
e-mail: kravets@isem.irk.ru

Аннотация. Работа посвящена вопросу расчета узловых цен на тепловую энергию в теплоснабжающих системах. Рассматриваются постановка задачи, математическая модель и методика расчета дифференцированных цен на тепловую энергию для всех потребителей системы теплоснабжения с учетом разной стоимости производства тепла источниками оптимального потокораспределения, различного подключения потребителей к тепловой сети (удаленности от источника). В качестве основного инструмента для расчета узловых цен на тепловую энергию используется метод неопределенных множителей Лагранжа. *Ключевые слова:* *узловые цены, метод множителей Лагранжа, оптимизация режимов теплоснабжающей системы.*

Abstract. The paper is devoted to the issue of calculating nodal prices for heat energy in heat supply systems. The problem statement, mathematical model and methodology for calculating differentiated prices for heat energy for all consumers in heat supply system are considered, taking into account the different cost of heat production by sources and optimal flow distribution in heat network. The method of indefinite Lagrange multipliers used as the main tool for calculating nodal prices for thermal energy.

Keywords: *nodal prices, Lagrange multiplier method, optimization of heat supply system modes.*



Новая модель рынка тепловой энергии предусматривает объединение всех функций ТСС по выработке, транспорту и сбыту энергии в рамках ЕТО

Введение

Структурные преобразования в теплоснабжении России, связанные с процессами либерализации в энергетике в 90-х г. XX в., привели к новым экономическим отношениям между производителями и потребителями тепловой энергии и созданию рынка тепловой энергии. При этом фактически отсутствовала нормативно-правовая база, которая бы регулировала отношения, возникающие в процессе производства, передачи и потребления тепловой энергии.

Лишь только спустя 20 лет после распада СССР был принят основной Федеральный закон «О теплоснабжении»¹ (за исключением отдельных нормативных актов). Его принятие было связано с коренными изменениями в политической, социально-экономической жизни страны, непосредственно затрагивающими решение такой важнейшей задачи как обеспечение надежного и бесперебойного снабжения тепловой энергией потребителей на территории России и созданию единой модели организации рынка тепловой энергии.

Новая модель рынка тепловой энергии предусматривает объединение всех функций теплоснабжающей системы (ТСС) по выработке, транспорту и сбыту тепловой энергии в рамках Единой теплоснабжающей организации (ЕТО). Контроль организационной структуры по теплогенерации над теплосетевыми компаниями оправдан с точки зрения поддержания системной надежности и снижения технических и экономических рисков, а также для устойчивого развития ТСС в целом. В такой структуре вся деятельность по организации теплоснабжения потребителей передается Единой теплоснабжающей организации, в управлении которой должны находиться ИТ, магистральные, распределительные и квартальные тепловые сети. Слияние основных активов и процессов управления

¹ Федеральный закон «О теплоснабжении» от 27.07.2010 г. № 190-ФЗ.



Балаклавская ТЭС

Источник: «РЭА»

по теплоснабжению формирует структуру Единой теплоснабжающей организации как единственного продавца на рынке тепловой энергии в виде естественного монополиста.

Согласно действующему законодательству, рынки тепловой энергии в России являются регулируемыми естественными монополиями, в которых цена на тепловую энергию рассчитывается исходя из фактически понесенных суммарных затрат на производство и транспортировку тепловой энергии. При этом потребители платят за тепловую энергию по среднему тарифу. Однако такой подход не учитывает тот факт, что все потребители тепловой энергии находятся в разных условиях и реальная стоимость поставляемой тепловой энергии не одинакова. Такой подход не отражает формирующиеся конкурентные отношения между производителями (по-

ставщиками) и потребителями тепловой энергии.

Для повышения эффективности функционирования и развития ТСС в условиях рынка необходимо осуществить переход к поузловому (дифференцированному) расчету цен на тепловую энергию, что позволит учесть реальные затраты на покрытие тепловой нагрузки каждого конкретного потребителя. Такой подход (узловой расчет цен) достаточно хорошо зарекомендовал себя в электроэнергетике [1–4]. В основе расчета узловых цен лежит оптимизация установившихся режимов энергетических систем по критерию минимума суммарных затрат на выработку электроэнергии. Цены на энергию определяются для каждого узла электроэнергетической системы как двойственные оценки или множители Лагранжа к уравнениям баланса активной мощности в узлах.

В системах централизованного теплоснабжения расчет узловых цен [5–7] базируется на расчете теплогидравлических режимов в теплоснабжающей системе с учетом различной стоимости выработки тепла источниками, реального потокораспределения, размещения потребителей на местности и их объединение в тепловой сети (удаленности от источников), ее структуры и параметров. К недостатку данного подхода следует отнести отсутствие учета рыночной (маржинальной) специфики ценообразования на тепловую энергию.

В настоящей работе предлагается использовать подход для расчета узловых

цен на тепловую энергию на основе оптимизации режимов ТСС с дальнейшим ее сведением к условиям оптимальности на основе функции Лагранжа. При этом полученные в процессе расчета неопределенные множители Лагранжа будут интерпретироваться как узловые (маржинальные) цены на тепловую энергию.

Расчет узловых цен на тепловую энергию в ТСС

При математическом моделировании ТСС, функционирование которой организовано в формате Единой теплоснабжающей организации, объединяющей в своем составе как источники тепла, так и тепловые сети, будем исходить из того, что она моделируется гидравлической цепью (ГЦ), представляющей собой ориентированный граф, состоящий из m узлов и n ветвей (дуг) [8]. Данная структура гидравлической цепи описывается полной матрицей соединений (инцидентности) \bar{A} , в которой число строк совпадает с числом узлов, а число столбцов с числом ветвей.

Элементы a_{ji} матрицы \bar{A} определяют следующими условиями:

$$a_{ji} = \begin{cases} 0, & \text{если ветвь } i \text{ не имеет связи с узлом } j; \\ +1, & \text{если ветвь } i \text{ исходит из узла } j; \\ -1, & \text{если ветвь } i \text{ входит в узел } j. \end{cases} \quad (1)$$

Гидравлическая цепь представляет собой совокупность упорядоченных мно-

Черепетская ГРЭС

Источник: «Интер РАО»



Для повышения эффективности работы ТСС необходимо осуществить переход к поузловому расчету цен на тепловую энергию, что позволит учесть реальные затраты на покрытие тепловой нагрузки

жеств: узлов – $J = \{j : j = 1, \dots, m\}$ состоящего из подмножеств $J_{\text{ит}}$ – источников, $J_{\text{п}}$ – потребителей и J_0 – простых узлов разветвления на схеме, а также ветвей – $I = \{i : i = 1, \dots, n\}$, отображающих заданные попарные связи между узлами.

Расчет узловых цен на тепловую энергию основан на использовании условий оптимальности для задачи оптимизации режимов ТСС и, прежде всего, её двойственных переменных (неопределенных множителей Лагранжа) [9, 10]. Известно [8], что применение условий оптимальности на основе метода неопределенных множителей Лагранжа для решения задачи поиска оптимальных режимов в ТСС по энергетическому критерию (минимум суммарных потерь на преодоление трения в ТСС с соблюдением материального баланса в узлах и замыкающего соотношения) позволяет

Контроль организационной структуры по теплогенерации над теплосетевыми компаниями оправдан с точки зрения поддержания системной надежности и снижения технических и экономических рисков

определить значения переменных целевой функции, а также оптимальные значения неопределенных множителей Лагранжа, которые интерпретируются как узловые давления в ТСС. Чтобы перейти к определению узловых цен на тепловую энергию, достаточно сформулировать задачу поиска оптимальных режимов в ТСС по экономическому критерию так, как это формулируется, например в [1–4], а именно поиск минимальных суммарных затрат на производство и транспортировку тепловой энергии в ТСС:

$$Z^{\text{TOTAL}} = \sum_{j \in J_{\text{ИТ}}} Z_j^{\text{ИТ}}(Q_j^{\text{ИТ}}) + Z^{\text{ТС}} \rightarrow \min, \quad (2)$$

$$\mathbf{Ax} = \mathbf{Q}, \quad (3)$$

$$\mathbf{h} = \mathbf{S}\mathbf{X}\mathbf{x}, \quad (4)$$

где Z^{TOTAL} – суммарные затраты на производство и транспортировку тепловой энергии потребителям, руб.; $Z_j^{\text{ИТ}}(Q_j^{\text{ИТ}})$ – затраты на производство тепловой энергии j -тым источником тепловой энергии, руб.; $Z^{\text{ТС}}$ – затраты на транспортировку тепловой энергии, руб.; \mathbf{A} – матрица инцидентий ($m-1$) линейно независимых узлов и n ветвей; $\mathbf{x} = (x_1, \dots, x_n)^T$ – вектор расхода тепловой энергии на i -той ветви, т/ч; $\mathbf{Q} = (Q_1, \dots, Q_{m-1})^T$ – вектор расхода тепловой энергии в j -том узле, т/ч; $\mathbf{h} = (h_1, \dots, h_n)^T$ – вектор потерь давления на i -той ветви, м. вод. ст.; $\mathbf{S} = \text{diag}(s_1, \dots, s_n)$ – диагональная матрица гидравлических сопротивлений, м·ч²/т²; $\mathbf{X} = \text{diag}(|x_1|, \dots, |x_n|)$ – диагональная матрица модулей расходов тепловой энергии на ветвях, т/ч.

В общем случае затраты на производство тепловой энергии источниками моделируются квадратичной зависимостью относительно их объемов производства тепловой энергии [11], руб.:

Чтобы перейти к определению узловых цен на тепловую энергию, достаточно сформулировать задачу поиска оптимальных режимов в ТСС по экономическому критерию



ТЭЦ «Алабуга»

Источник: commons.wikimedia.org

$$Z_j^{\text{ИТ}}(Q_j^{\text{ИТ}}) = \alpha_j \cdot (Q_j^{\text{ИТ}})^2 + \beta_j \cdot Q_j^{\text{ИТ}} + \gamma_j, \quad j \in J_{\text{ИТ}}, \quad (5)$$

где α_j , (руб./((Гкал/ч)²)), β_j , (руб./((Гкал/ч))), γ_j , (руб.) – коэффициенты аппроксимации затратной характеристики ИТ.

Ввиду положительного характера коэффициентов α_j , β_j , и γ_j , функция издержек представляет собой сильно выпуклую, монотонно возрастающую функцию, принимающую положительные значения при $Q_j^{\text{ИТ}} \geq 0$.

Затраты в тепловые сети определяются по следующей зависимости [12]:

$$Z^{\text{ТС}} = F_1 + \frac{1}{3} \cdot F_2 \cdot \sum_{i \in I} x_i \cdot h_i, \quad (6)$$

где $F_1 = n_r^{-1} \cdot f_c \cdot \sum_{i \in I} [a_i + b_i \cdot \chi_i^{0.19u_i} \cdot s_i^{-0.19u_i} \cdot l_i^{0.19u_i}] \cdot l_i$ – условно-постоянные затраты, руб.; $f_c = 0.075$ – доля условно-постоянных эксплуатационных (на содержание) издержек по тепловой сети; a_i (руб./м), b_i (руб./м^{0.19}) – коэффициенты, которые получаются в результате аппроксимации реальных (табличных) значений стоимости трубопроводов различных диаметров; χ_i – коэффициент, зависящий от шероховатости трубопровода (безразмерная величина); l_i – длина i -го участка сети, м; n_r – число часов работы насосной

установки, ч/год; $F_2 = \frac{C_{\text{ЭЭ}}}{367.2 \cdot \eta}$ – коэффициент условно переменных затрат в ТС, руб.; $C_{\text{ЭЭ}}$ – цена электроэнергии, руб./кВт·ч; η – коэффициент полезного действия насосной установки, %.

Задача (2)-(4) представляет собой описание установившегося режима в ТСС с учетом оптимального распределения теплоносителя в тепловых сетях и оптимального объема производства тепловой энергии источниками тепла. Поскольку

выражение (4) представляет собой монотонно возрастающую функцию, обладающую свойствами нечетности и гладкости [9], то для уменьшения размерности задачи (2)-(4) можно выполнить замену переменных, подставив выражение (4) в функцию затрат в тепловых сетях. Таким образом, задача оптимизации режимов в ТСС запишется следующим образом:

$$Z^{\text{TOTAL}} = \sum_{j \in J_{\text{ИТ}}} [\alpha_j \cdot (Q_j^{\text{ИТ}})^2 + \beta_j \cdot Q_j^{\text{ИТ}} + \gamma_j] + F_1 + \frac{1}{3} \cdot F_2 \cdot \sum_{i \in I} x_i^2 \cdot |x_i| \cdot s_i \rightarrow \min, \quad (7)$$

$$\mathbf{Ax} = \mathbf{Q}. \quad (8)$$

Метод решения задачи оптимизации режимов в ТСС

Сформулированная задача (7)-(8) оптимизации режимов ТСС в силу выпуклости целевой функции относительно переменных по объему производства тепловой энергии источниками и расходов теплоносителя по участкам тепловой сети имеет единственное оптимальное решение. Ограничения в исследуемой задаче линейны, следовательно регуляры [10], поэтому для записи необходимых условий оптимальности воспользуемся функцией Лагранжа в следующем виде:

$$L(\mathbf{Q}, \mathbf{x}, \lambda) = \sum_{j \in J_{\text{ИТ}}} [\alpha_j \cdot (Q_j^{\text{ИТ}})^2 + \beta_j \cdot Q_j^{\text{ИТ}} + \gamma_j] + F_1 + \frac{1}{3} \cdot F_2 \cdot \sum_{i \in I} x_i^2 \cdot |x_i| \cdot s_i + \lambda^T \cdot (\mathbf{Ax} - \mathbf{Q}), \quad (9)$$

где $\lambda = (\lambda_1, \dots, \lambda_m)^T$ – вектор неопределенных множителей Лагранжа.

Центральная котельная Воркуты

Источник: gazprom.ru



Методика расчета узловых цен на тепловую энергию базируется на решении задачи оптимизации режима в теплоснабжающей системе за счет минимизации затрат на производство и транспортировку

Необходимые условия оптимальности в данном случае являются достаточными и представляют собой систему нелинейных уравнений:

$$\begin{cases} \frac{\partial L(\mathbf{Q}, \mathbf{x}, \lambda)}{\partial Q_j^{\text{ИТ}}} = 2 \cdot \alpha_j \cdot Q_j^{\text{ИТ}} + \beta_j + \lambda_j = 0, j \in J_{\text{ИТ}}, \\ \frac{\partial L(\mathbf{Q}, \mathbf{x}, \lambda)}{\partial x_i} = F_2 \cdot x_i \cdot |x_i| \cdot s_i + \sum_{j \in J} a_{ij} \cdot \lambda_j = 0, i \in I, \\ \frac{\partial L(\mathbf{Q}, \mathbf{x}, \lambda)}{\partial \lambda} = \mathbf{Ax} - \mathbf{Q} = 0. \end{cases} \quad (10)$$

Решение системы уравнений (10) позволяет определить переменные функции суммарных затрат в ТСС, при которых её значение является минимальным. В ходе решения системы уравнений (10) определяются и двойственные переменные к ограничениям. Вектор неопределенных множителей Лагранжа $\lambda = (\lambda_1, \dots, \lambda_m)^T$ к ограничениям (8) по материальному балансу в узлах ТСС с экономической точки зрения интерпретируется как узловые цены на тепловую энергию в ТСС, включая цены производства тепловой энергии источниками тепла и покупные цены всех потребителей тепловой энергии.

По рассчитанным узловым ценам на тепловую энергию для потребителей и полученному оптимальному значению суммарных затрат в ТСС можно определить объем прибыли, которую получит Единая теплоснабжающая организация при снабжении потребителей тепловой энергии, руб.:

$$\Pi = \sum_{j \in J_{\text{П}}} \lambda_j \cdot Q_j - Z^{\text{TOTAL}}. \quad (11)$$

Для выявления наиболее эффективных и неэффективных зон в ТСС, с точки зрения величины узловых цен на тепловую энергию для потребителей, предлагается ввести единую цену на тепловую энергию для всех потребителей в виде средневзвешенной, т. е. которая будет учитывать, как объем

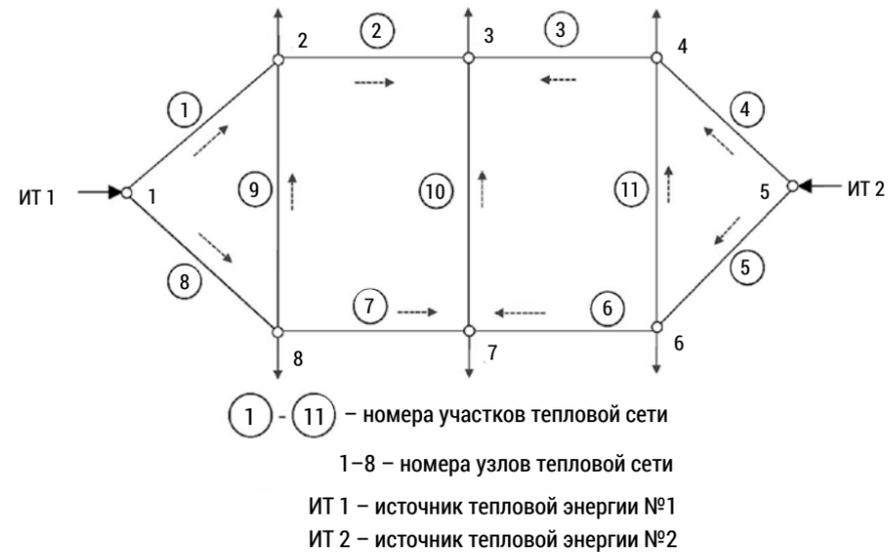


Рис. 1. Расчетная схема теплоснабжающей системы

потребления тепловой энергии отдельно взятого потребителя, так и цену за её потребление руб./Гкал:

$$w = \frac{\sum_{j \in J_{\Pi}} \lambda_j \cdot Q_j}{\sum_{j \in J_{\Pi}} Q_j} \quad (12)$$

Алгоритм расчета узловых цен производства и потребления тепловой энергии и получения технико-экономических показателей ТСС, включая затраты на производство и транспортировку тепловой энергии, а также прибыль единой теплоснабжающей организации от реализации тепловой энергии потребителям, в задаче оптимизации режимов ТСС на основе метода множителей Лагранжа состоит в следующем:

Шаг 1. Формируется расчетная схема ТСС с обозначением мест расположения источников тепла и потребителей тепловой энергии.

Шаг 2. Формируются исходные данные по ТСС, включая тепловые нагрузки потребителей, функции затрат источников тепла, физико-технические параметры тепловых сетей (длины, диаметры, сопротивления участков тепловой сети, КПД насосных установок и др.).

Шаг 3. Формируется исходная задача оптимизации режимов в ТСС по критерию поиска минимума суммарных затрат в ТСС с учетом ограничений по материальным балансам в узлах тепловой сети.

Шаг 4. Решается система уравнений (10) относительно Q, x, λ .

Шаг 5. По полученным значениям Q и x определяются суммарные затраты в ТСС.

Шаг 6. С помощью рассчитанных узловых цен λ на тепловую энергию для потребителей и суммарных затрат в ТСС рассчитывается величина получаемой прибыли ЕТО от реализации тепловой энергии потребителям по формуле (11).

Шаг 7. Рассчитывается средневзвешенный тариф по формуле (12) с целью определения менее и более затратных узлов-потребителей.

Практические исследования по расчету узловых цен на тепловую энергию

Для практической апробации разработанного научно-методического обеспечения по расчету узловых цен на тепловую энергию, рассмотрим укрупненный пример теплоснабжающей системы, состоящей из 11 участков и 8 узлов, из которых 6 узлов представляют собой потребителей тепловой энергии и 2 узла – источника тепла. На рис. 1 представлена расчетная схема системы теплоснабжения.

В качестве исходных данных при проведении практических исследований ТСС приняты следующие показатели:

1. Сопротивления участков тепловой сети представлены в таблице 1.

Ветвь	Сопротивление, $\frac{M \cdot \text{ч}^2}{T^2}$	Ветвь	Сопротивление, $\frac{M \cdot \text{ч}^2}{T^2}$
1	0.000015	7	0.00009
2	0.00002	8	0.000017
3	0.00006	9	0.00004
4	0.00005	10	0.00006
5	0.00055	11	0.00004
6	0.00007	-	-

Таблица 1. Сопротивления участков тепловой сети

Номер ветви	Длина, м	Номер ветви	Длина, м
1	1000	7	1300
2	1500	8	1300
3	1200	9	1400
4	900	10	1250
5	1100	11	1100
6	1600	-	-

Таблица 2. Длины участков трубопроводов

2. Длины участков трубопроводов представлены в таблице 2.
3. Удельная стоимость электроэнергии на перекачку теплоносителя в тепловой сети: 5 руб./кВт·ч.
4. Коэффициент полезного действия насосно-моторной установки: $\eta = 0.7$.
5. Доля условно-постоянных эксплуатационных издержек по тепловой сети $f_c = 0.075$.
6. Функции затрат на производство тепловой энергии источниками тепла представлены в таблице 3.
7. Тепловые нагрузки потребителей, представлены в таблице 4.
8. Коэффициенты в функции капитальных вложений в сеть: $a = 10835$ руб./м, $b = 103827$ руб./м^{1.45}, $u = 1.45$.
9. Коэффициент, зависящий от шероховатости трубопровода:

$$\chi_1 = \chi_2 = \chi_3 = \chi_4 = \chi_5 = \chi_6 = \chi_7 = \chi_8 = \chi_9 = \chi_{10} = \chi_{11} = 0,01277.$$

Таблица 3. Функции затрат на производство тепловой энергии источниками тепла

Источник тепловой энергии	Функция затрат, руб.
ИТ – 1	$Z_{ИТ-1}(Q_{ИТ-1}) = 0.15 \cdot (Q_{ИТ-1})^2 + 320 \cdot Q_{ИТ-1} + 57000$ $Z_{ИТ-2}(Q_{ИТ-2}) = 0.1 \cdot (Q_{ИТ-2})^2 + 350 \cdot Q_{ИТ-2} + 52000$
ИТ – 2	

Таблица 4. Тепловые нагрузки потребителей

Номер узла	2	3	4	6	7	8
Тепловая нагрузка, Гкал/ч	200	160	120	176	144	216

Моделирование теплоснабжающей системы, изображенной на рис. 1, осуществлялось в вычислительной среде General Algebraic Modeling System. Основные расчетные технико-экономические показатели Единой теплоснабжающей организации представлены в таблице 5, а узловые цены для потребителей в таблице 6.

Из таблицы 5 видно, что при заданной суммарной нагрузке 1016 Гкал/ч со стороны потребителей ее долевое покрытие источниками составило: ИТ-1 – 59,6 % и ИТ-2 – 40,4 %. При этом цены производства тепловой энергии составят 501,7 руб./Гкал и 432,1 руб./Гкал для ИТ-1 и ИТ-2 соответственно. Расходы на производство и транспортировку тепловой энергии потребителям теплоснабжающей организации составили 605 127 руб., а себестоимость тепловой энергии 595,6 руб./Гкал.

Полученные в результате расчета узловые цены на тепловую энергию для потребителей представлены в таблице 6 и изображены на рис. 2.

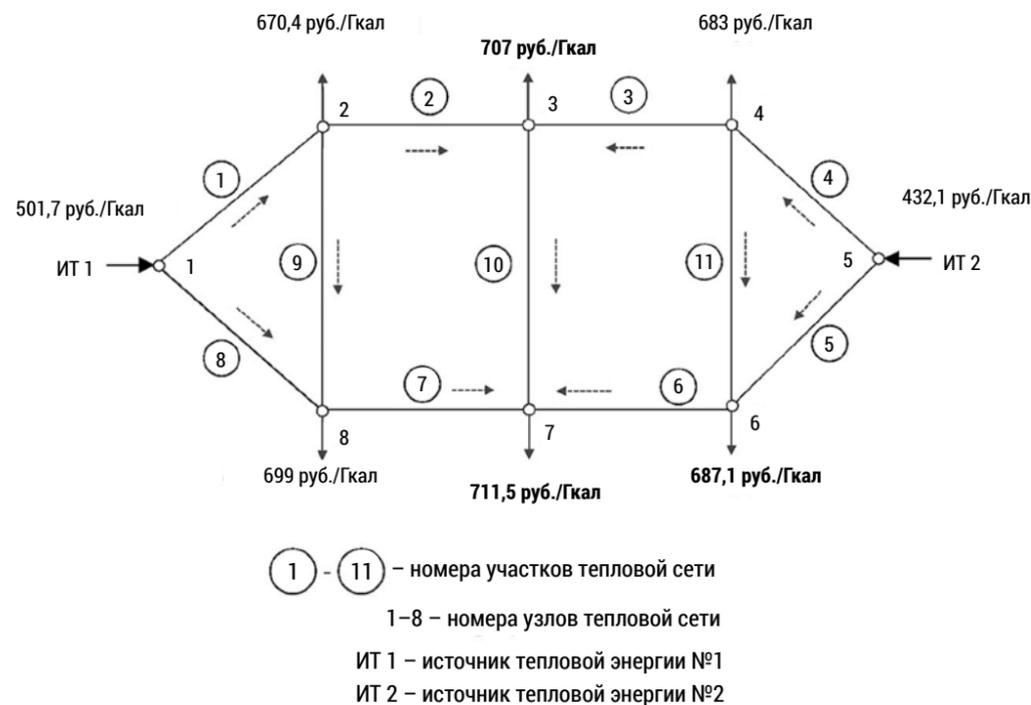
Показатели	Значения
Суммарный объем производства Гкал/ч, в т. ч.:	1016
ИТ-1	606
ИТ-2	410
Затраты на производство тепловой энергии руб., в т. ч.:	518 320
ИТ –1	305 990
ИТ- 2	212 330
Затраты на транспортировку, руб.	86 807
Суммарные затраты, руб.	605 127
Узловая цена производства тепловой энергии ИТ-1, руб./Гкал	501,7
Узловая цена производства тепловой энергии ИТ-2, руб./Гкал	432,1
Выручка ЕТО, руб.	697 156
Прибыль, руб. (%)	92 036 (13,2 %)

Таблица 5. Техничко-экономические показатели ЕТО

Из рис. 2 видно, что узловые цены на тепловую энергию растут по направлению установившегося оптимального потокораспределения в тепловой сети, и достигают максимальных значений в узлах 3–707 руб./Гкал и 7–711,5 руб./Гкал, которые максимально удалены от источников тепла ИТ-1 и ИТ-2. Если бы расчет цен на тепловую энергию рассчитывался как средневзвешенная цена, то для всех потребителей она бы составила 686,7 руб./Гкал. Относительно этой цены, узловые цены на тепловую энергию в узлах 3, 6, 7 выше на 20,8 руб./Гкал, 0,9 руб./Гкал

и 25,3 руб./Гкал соответственно. Таким образом, при переходе от дифференцированных цен на тепловую энергию к средневзвешенной цене по системе, то потребители, расположенные в узлах 2, 8 и 4, будут оплачивать фактические расходы по транспортировке тепловой энергии потребителям, расположенным в узлах 3, 6, 7. Как отмечалось в [8], переход на дифференцированные цены может повлиять на множество социальных, организационных, технологических решений на стоимость жилья и будет активно воздействовать на развитие инфраструктуры населенных

Рис. 2. Формирование ценового поля на расчетной схеме теплоснабжающей системы



Номер узла	2	3	4	6	7	8
Узловая цена на тепловую энергию, руб./Гкал	670.4	707	683	687.1	711.5	669.5
Средневзвешенная цена, руб./Гкал	686.2					

Таблица 6. Узловые цены для потребителей

пунктов вблизи дешевых источников тепловой энергии. Предложенный методический подход позволяет осуществлять технико-финансовый анализ функционирования ТСС при планировании режимов, а также при оперативной оценке текущего режима в ТСС.

Выводы

В работе предложена методика расчета узловых цен на тепловую энергию в теплоснабжающих системах. Она базируется на решении задачи оптимизации установившегося режима в теплоснабжающей системе по критерию минимума суммарных затрат на производство и транспортировку тепловой энергии. Для поиска оптимального решения данной задачи предложен подход, основанный на применении метода неопределенных множителей Лагранжа. Показано, что неопределенные множители Лагранжа при балансовых ограничениях (первый закон Кирхгофа) интерпретируются как узловые цены. Данный подход позволяет определять оптимальное потокораспределение

в тепловой сети, оптимальное распределение нагрузок между источниками тепла и соответствующие им затраты, узловые цены производства и потребления тепловой энергии. С помощью предложенной методики выполнены практические исследования на реальной теплоснабжающей системе. Полученные при расчетах узловые цены являются маргинальными, т. е. они основаны на расчете предельных затрат на производство и транспортировку дополнительной единицы тепловой энергии. Предложенный подход реализован в виде вычислительного алгоритма и позволяет рассчитывать теплоснабжающие системы любого масштаба, мощности и учитывать различные типы источников тепловой энергии.

Исследования выполнены в Институте систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН в рамках проектов государственного задания № FWEU-2021-0002 (регистрационный номер АААА-А21-121012090012-1) и FWEU-2021-0006 (регистрационный номер АААА-А21-121012090034-3) фундаментальных исследований СО РАН.

Использованные источники

1. Васьковская Т. А. Вопросы формирования равновесных узловых цен оптового рынка электроэнергии // Электрические станции. № 1, 2017. С. 25–32.
2. Guangsheng Pan, Wei Gu, Zhi Wu, Yuping Lu, Shuai Lu. Optimal design and operation of multi-energy system with load aggregator considering nodal energy prices // Applied Energy. 2019. № 239. P. 280–295.
3. Friedrich Kunz, Karsten Neuhoff, Juan Rosellón. FTR allocations to ease transition to nodal pricing: An application to the German power system // Energy Economics. 2016. № 6. P. 176–185.
4. Булатов Б. Г., Каркунов В. О. Упрощенная модель определения узловых цен на рынке электроэнергии // Вестн. ЮУрГУ. Сер. Энергетика. № 34(12), 2009. С. 11–14.
5. Шалагинова З. И. Разработка методики расчета узловых цен тепловой энергии на базе моделирования теплогидравлических режимов систем теплоснабжения для решения задач управления и оптимизации // Теплоэнергетика. № 10, 2018. С. 96–108.
6. Шалагинова З. И., Новицкий Н. Н., Стенников В. А. Расчет ценового поля в тепловой сети на базе ее теплогидравлического моделирования // Трубопроводные системы энергетики. Методы математического моделирования и оптимизации. Сб. науч. тр. – Новосибирск: Наука, 2007. С. 210–221.
7. Шалагинова З. И. Задачи и алгоритмы расчета долевого участия источников теплоснабжения в покрытии тепловых нагрузок потребителей тепловых сетей с учетом узловых цен // Трубопроводные системы энергетики. Развитие теории и методов математического моделирования и оптимизации. – Новосибирск: Наука, 2008. С. 292–303.
8. Меренков А. П., Хасилев В. Я. Теория гидравлических цепей. – М.: Наука, 1985.
9. Лагранж Ж. Л. Аналитическая механика: Пер. с франц. – М.-Л.: ГОНТИ. 1938. Т. 1.
10. Базара М., Шетти К. Нелинейное программирование. Теория и алгоритмы. – М.: Мир, 1982.
11. Penkovskii A. V., Stennikov V. A., Mednikova E. E., Postnikov I. V. Search for a market equilibrium of Cournot-Nash in the competitive heat market // Energy. 2018. No. 161. P. 193–201.
12. Сеннова Е. В., Сидлер В. Г. Математическое моделирование и оптимизация развивающихся теплоснабжающих систем. – Новосибирск: Наука, 1987.

References

32 D. Khitrykh. Software issues for the Russian oil and gas industry during the sanctions period

1. Interview with D. V. Manturov. There is room for consolidation in the oil and gas sector // *Kommersant Business Guide*. No. 86, 2015.
2. The future of Russian oil in the era of energy transition. - URL: <https://energypolicy.ru/budushhee-rossijskoj-nefti-v-epohuenergoperehoda/business/2021/14/24/> (Accessed 03.04.2022).
3. Ivanov M. Import substitution in the oil and gas industry // *Neftgaz*. No. 6 (13), 2019.
4. Digital transformation of the oil and gas industry: barriers and ways to overcome them. - URL: <https://neftgas.info/gasindustry/-07-2020/tsifrovaya-transformatsiyaneftgazovoy-otrasli-barery-i-puti-ikh-preodoleniya/> (Accessed 03.04.2022).
5. Ranjan A., Eckardt S., Will J., Simulation of Fracture Design Generation, Production Characteristics and Temperature Development of a Hot Dry Rock Geothermal Reservoir, in: *Weimar Optimization and Stochastic Days 2016*, Weimar, 2016.
6. «Rosneft» created the first industrial hydraulic fracturing simulator in Eurasia. - URL: <https://www.rosneft.ru/press/news/item/187995/> (Accessed 03.04.2022).
7. «Cyber Hydraulic Fracturing» - a software platform for modeling, optimization and control of hydraulic fracturing operations. - URL: <https://ntc.gazprom-neft.ru/research-anddevelopment/papers/56218/?> (accessed 03.04.2022).
8. Zakrevskiy K. E., Popov V. L. The history of the development of three-dimensional geological modeling as a method of studying deposits. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Engineering of georesources*. T. 332, No. 5, 2021. P. 89–100.
9. Petrel 20 years. - URL: <https://books.google.ru/books?id=GWN9DwAAQBAJ> (accessed 04/03/2022).
10. Vlasov A. I., Mozhchil A. F. Overview of technologies: from digital to intellectual field // *Proneft. Professionally about oil*. No. 3(9), 2018, pp. 68–74.
11. IAM - an integrated approach to development planning and field management. - URL: <https://software.slb.ru/products/iam/> (accessed 04/03/2022).
12. Tikhonov A. On problematic issues of software import substitution // *Oil and gas vertical*. No. 5, 2015, pp. 42–45.
13. Zhdaneev O. V., Oleneva O. N. Development of specialized software for the oil and gas industry in Russia // *Gas industry*. No. 7 (803), 2020, pp. 22–29.
14. GIBBS - functions. URL: <http://www.gibbsim.ru/node/16> (date of access: 04/03/2022).
15. Manikhin O. Yu., Ozherelyev D. A., Medvedev M. V., Georgievskaya N. R. Complex modeling of technological processes of field preparation of hydrocarbon raw materials using domestic software // *Gas industry*. No. 7 (771), 2018. - URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/kompleksnoe-modelirovanietehnologicheskikh-protsessov-promyslovoy-podgotovkiuglevodorodnogo-syrya-s-primeneniem-otechestvennogo> (date of access: 04/04/2022).

46 L. Maslennikova, A. Yambarysheva, A. Mityaikina. Drivers and problems of the cryptocurrency market development

1. Genkin A. S., Mikheev A. A. *Blockchain: How it works and what awaits us tomorrow*. - M.: Alpina Publisher, 2018. - 592 p.
2. Machikhin D. Blockchain will change the legal world // URL: cointelegraph.com/blockchain-legal
3. Ryabykh A., Rusova S. How to make money on cryptocurrencies and blockchain. We explain on the fingers. - M.: Peter, 2019. - 256 p.
4. Tabernakulov A., Koifmann Y. *Blockchain in practice*. - M.: Alpina Publisher, 2019. - 259 p.
5. Tsikhilov A. *Blockchain. Principles and foundations*. - M.: Alpina Publisher, 2019. - 192 p.
6. Bashir I. *Blockchain: architecture, cryptocurrencies, development tools, smart contracts*. - M.: DMK-Press, 2019. - 538 p.
7. Vigna P., Casey M. *The era of cryptocurrencies. How bitcoin and blockchain are changing the world economic order*. - M.: Mann, Ivanov and Ferber, 2018. - 432 p.
8. Polanski A. *Cryptocurrency era*. - M.: AST, 2018. - 320 p.
9. Hosp D. *Simple about cryptocurrency. Bitcoin, ethereum, blockchain, decentralization, mining, ICO & Co*. - M.: Piter, 2019. - 256 p.
10. Karpilovsky D. *Bitcoin, blockchain and how to make money on cryptocurrencies*. - M.: AST, 2018. - 256 p.

58 F. Veselov, A. Solyanik. Economics of hydrogen production, taking into account exports and the Russian market

1. IEA. *Global hydrogen review. October 2021*. URL: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/5bd46d7b-906a-4429-abdae9c507a62341/GlobalHydrogenReview2021.pdf>
2. Decree of the Government of the Russian Federation dated June 9, 2020 No. 1523r "On approval of the Energy Strategy of the Russian Federation for the period up to 2035".
3. Decree of the Government of the Russian Federation of August 5, 2021 No. 2162-r "On Approval of the Concept for the Development of Hydrogen Energy in the Russian Federation".
4. Veselov F., Pankrushina T., Khorshev A. Comparative economic analysis of technological priorities for low-carbon transformation of electric power industry in Russia and the EU // *Energy Policy*. 2021 Vol. 156. P. 112409. DOI: 10.1016/j.enpol.2021.112409
5. Janssen JLC, Weeda M., Detz RJ, van der Zwaan B. Country specific cost projections for renewable hydrogen production through off-grid electricity systems. *Applied Energy* 309 (2022) 118398. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.118398>
6. IEA. *The future of hydrogen*. July 2019. URL: <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>
7. Hydrogen Council. *Path to hydrogen competitiveness: a cost perspective*. January 2020. URL: <https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2020/01/Path-to-HydrogenCompetitiveness-Full-Study-1.pdf>
8. IRENA. *Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal*. Abu Dhabi, 2020. ISBN: 978-92-9260-295-6.
9. Mayyas, A. et al. (2019), *Manufacturing cost analysis for proton exchange membrane water electrolyzers*, Technical Report NREL/TP-6A20-72740, National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, United States. URL: <https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/72740.pdf>
10. Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking (FCHJU). *Study on early business cases for H2 in energy storage and more broadly power to H2 applications. Final Report*, June 2017. URL: https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/P2H_Full_Study_FCHJU.pdf
11. NOW GmbH. *Studio IndWEde. Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland: Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und Wärme*. Berlin, 2018. URL: <https://www.dwv-info.de/wp-content/uploads/2019/06/NOW-Elektrolysestudie-2018.pdf>
12. The Department for Business, Energy & Industrial Strategy (BEIS). *Hydrogen Production Cost 2021*. August 2021.
13. Bertuccioli, L., Chan, A., Hart, D., Lehner, F., Madden, B., Standen, E. *Development of Water Electrolysis in the European Union. Fuel Cells Hydrogen Joint Undertakings, Lausanne* (2014). URL: [https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/FCHJUElectrolysisStudy-FullReport%20\(ID%20199214\).pdf](https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/FCHJUElectrolysisStudy-FullReport%20(ID%20199214).pdf)
14. Schmidt O., Gambhir A., Staffell I., Hawkes A., Nelson J., Few S. Future costs and performance of water electrolysis: an expert elicitation study. *Int. J. Hydrogen Energy*, 42 (2017), pp. 30470-30492. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.10.045>
15. Proost J. State-of-the-art CAPEX data for water electrolyzers, and their impact on renewable hydrogen price settings. *Int J Hydrogen Energy*, 44(9) (2019), pp. 4406-4413. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.07.164>

68 V. Fedorov. Political and economic aspects of the green energy transition concept

1. Galin V.Ya. *Parametrization of Radiation Processes in the Atmospheric Model of INM RAS* // *Izvestiya RAN. Physics of the atmosphere and ocean*. T. 34, No. 3, 1998. S. 380–389.
2. *Climate Doctrine of the Russian Federation*. URL: <http://kremlin.ru/events/president/news/6365> (accessed 03/11/22).
3. Kondratiev K.Ya., Demirchyan K.S. *Climate of the Earth and the «Kyoto Protocol»* // *Bulletin of the Russian Academy of Sciences*. T. 71, No. 11, 2001. S. 1002–1009.
4. Milankovich M. *Mathematical climatology and astronomical theory of climate fluctuations*. M.–L.: GONTI, 1939. 208 p.
5. Monin A.S., Shishkov Yu.A. *Climate as a problem of physics* // *Uspekhi fizicheskikh nauk*. T. 170, No. 4, 2000. S. 419–445.
6. Smirnov B.M. *Problems of Global Energy of the Atmosphere* // *Thermophysics of High Temperatures*, V. 59, No. 4, 2021. P. 589–599. DOI: 10.1134/S0040364421030121
7. Fedorov V.M. *Changes in ice resources of individual glacial regions of the northern hemisphere in the 20th century*. // *Water resources*. T. 42, No. 1, 2015. S. 3–12. DOI: 10.7868/S0321059614060066
8. Fedorov V.M. *Climate Policy and Issues of National Security of the Russian Federation* // *Politics and Society*. No. 12, 2017, pp. 80–89. DOI: 10.7256/24540684.2017.12.24888
9. Fedorov V.M. *The problem of meridional heat transfer in the astronomical theory of climate* // *Geophysical Processes and Biosphere*. T. 18, No. 3, 2019. S. 117–128. DOI: 10.21455/GPB2019.3-8.
10. Fedorov V.M. *Evolution of the modern global climate of the Earth and its possible causes* // *Geoisk*. T. XIV, No. 4, 2020, pp. 16–29. DOI: 10.25296/1997-8669-2020-14-4-16-29.
11. Shuleikin V.V. *Physics of the sea*. M.: AN SSSR, 1953. 990 p.
12. Trenberth KE, Fasullo JT *Changes in the flow of energy through the Earth's climate system*. *Meteorologische Zeitschrift*, 2009. Vol. 18, no. 4, pp. 369–377.

82 D. Kholkin. Planning for the energy systems of the future

1. Kholkin D.V., Chausov I.S. *Energy transition in the context of the Foresight of the Century // Energy Policy*. No. 1(167), 2022, pp. 70–81.
2. MIT Energy Initiative launches at the Future Energy Systems Center. URL: <https://climate.mit.edu/posts/mit-energy-initiative-launches-future-energy-systems-center>
3. Imagining the «Google» of electrification: how digital twins and computational systems for continuous planning can reinvent century-old practices. URL: <https://www.energyforgrowth.org/memo/imagining-the-google-of-electrification-how-digital-twins-and-computational-systems-for-continuous-planning-can-reinvent-century-old-practices/>
4. Microgrids: An Immediate Climate Solution. URL: <https://microgridknowledge.com/wp-content/uploads/2021/11/Think-Microgrid-Climate-Vision-Report.pdf>
5. *The Costs of Revving Up the Grid for Electric Vehicles*. URL: <https://www.bcg.com/en-us/publications/2019/costs-revving-up-the-grid-for-electric-vehicles>
6. *World's largest green hydrogen project unveiled in Texas, with plan to produce clean rocket fuel for Elon Musk*. URL: <https://www.rechargenews.com/energy-transition/world-s-largest-green-hydrogen-project-unveiled-in-texas-with-plan-to-produce-clean-rocket-fuel-for-elon-musk/2-1-1178689>
7. *World's largest hydrogen plant says it's going to power SpaceX launches*. URL: <https://futurism.com/the-byte/hydrogen-plants-spacex>

94 V. Stennikov, O. Khamisov, A. Penkovsky, A. Kravets. Calculation of nodal prices for thermal energy based on the method of indefinite Lagrange multipliers

1. Vaskovskaya T. A. *Formation of equilibrium nodal prices of the wholesale electricity market // Electric stations*. No. 1, 2017, pp. 25–32.
2. Guangsheng Pan, Wei Gu, Zhi Wu, Yuping Lu, Shuai Lu. *Optimal design and operation of multi-energy system with load aggregator considering nodal energy prices // Applied Energy*. 2019. No. 239. P. 280–295.
3. Friedrich Kunz, Karsten Neuhoff, Juan Rosellon. *FTR allocations to ease transition to nodal pricing: An application to the German power system // Energy Economics*. 2016. No. 6. P. 176–185.
4. Bulatov B. G., Karkunov V. O. *A simplified model for determining nodal prices in the electricity market // Vestn. SUSU. Ser. Energy*. No. 34(12), 2009, pp. 11–14.
5. Shalaginova Z. I. *Development of a methodology for calculating the nodal prices of thermal energy based on modeling the thermal-hydraulic regimes of heat supply systems for solving control and optimization problems // Teploenergetika*. No. 10, 2018, pp. 96–108.
6. Shalaginova Z. I., Novitsky N. N., Stennikov V. A. *Calculation of the price field in the heat network based on its thermal-hydraulic modeling // Pipeline Systems of Energy. Methods of mathematical modeling and optimization: Sat. scientific Tr.* – Novosibirsk: Nauka, 2007. P. 210–221.
7. Shalaginova Z. I. *Tasks and algorithms for calculating the share of heat supply sources in covering the heat loads of consumers of heat networks, taking into account nodal prices. Pipeline Systems of Energy. Development of the theory and methods of mathematical modeling and optimization*. Novosibirsk: Nauka, 2008, pp. 292–303.
8. Merenkov A. P., Khasilev V. Ya. *Theory of hydraulic circuits*. – M.: Nauka, 1985.
9. Lagrange J. L. *Analytical mechanics: Per. from French - M.L.: GONTI*. 1938. V. 1.
10. Bazara M., Shetty K. *Nonlinear programming. Theory and Algorithms*. – M.: Mir, 1982.
11. Penkovskii AV, Stennikov VA, Mednikova EE, Postnikov IV *Search for a market equilibrium of Cournot-Nash in the competitive heat market // Energy*. 2018 No. 161. P. 193–201.
12. Sennova E. V., Sidler V. G. *Mathematical modeling and optimization of developing heat supply systems*. Novosibirsk: Nauka, 1987.



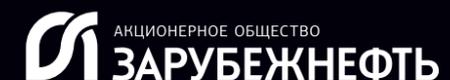
ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА



Оформить подписку на журнал «Энергетическая политика» на 2022 год можно через филиалы агентства «Урал-пресс», либо в ФГБУ «РЭА» Минэнерго России. По вопросам подписки звонить по телефону +7-910-463-53-57. Стоимость подписки на полугодие (6 номеров) составит 10 700 рублей. В каждом номере – аналитические обзоры, авторские колонки, материалы научного и научно-прикладного характера. Будь в курсе основных направлений развития ТЭК!

energypolicy.ru

НАШИ ПАРТНЕРЫ



Источник фото на обложке:
ssuaphoto / depositphotos.com



2409 5518

ISSN 2409-5516