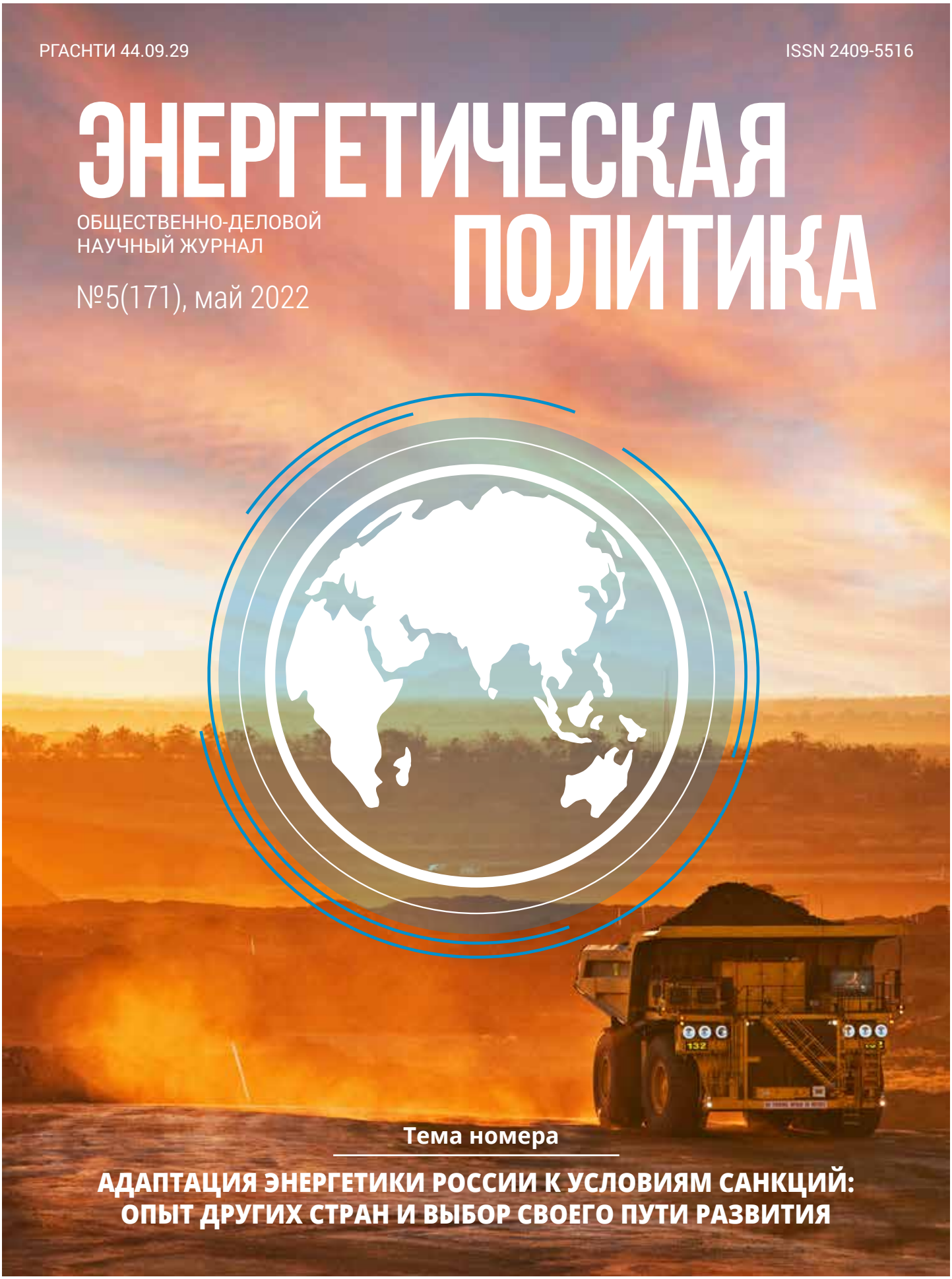
РГАСНТИ 44.09.29

ISSN 2409-5516

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА

ОБЩЕСТВЕННО-ДЕЛОВОЙ
НАУЧНЫЙ ЖУРНАЛ

№5(171), май 2022



Тема номера

АДАПТАЦИЯ ЭНЕРГЕТИКИ РОССИИ К УСЛОВИЯМ САНКЦИЙ: ОПЫТ ДРУГИХ СТРАН И ВЫБОР СВОЕГО ПУТИ РАЗВИТИЯ

РОССЕТИ

«Россети» –
вместе
в будущее

Содержание

5 **Слово редакторов**

Газ

6 **С. Сайгаткина.** Рынок газа в России ищет внутренние силы

ВИЭ

16 **И. Иванов, Т. Ершова, В. Киушкина.** Методы государственной оценки эффективности удалённых энергопроектов в условиях санкций и энергоперехода

Регионы

28 **А. Мастепанов, А. Сумин, Б. Чигарев.** Санкционное давление США на национальный энергетический сектор: опыт Ирана

48 **А. Сторожев.** Иранская наука выживания: 40 лет под санкциями

58 **А. Мастепанов.** Долгосрочный план Австралии по сокращению выбросов как политическая основа углеродной нейтральности

Уголь

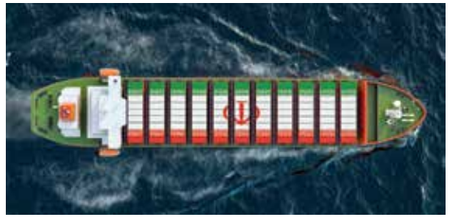
72 **И. Ананич.** Уголь снова в моде

Энергетика

78 **А. Рева.** Региональные аспекты энергоэффективности

Энергопереход

92 **Т. Айнуллов, В. Зайченко, Р. Маганов, А. Чернявский, А. Шамсуллин, А. Шевченко.** Развитие углеродно-нейтральной энергетики в России



Contents

5 **Editor's Column**

Gas

6 **S. Saygatkina.** The gas market in Russia is looking for internal forces

RER

16 **I. Ivanov, T. Ershova, V. Kiushkina.** Methods of state assessment of the effectiveness of remote energy projects in the conditions of sanctions and energy transition

Regions

28 **A. Mastepanov, A. Sumin, B. Chigarev.** USA sanctions pressure on the national energy sector: Iran's experience

48 **A. Storozhev.** Iranian Survival Science: 40 years under sanctions

58 **A. Mastepanov.** Australia's long-term emission reduction plan as a policy framework for the carbon neutrality

Coal

72 **I. Ananich.** Coal is back in fashion

Energy

78 **A. Reva.** Regional aspects of energy efficiency

Energy Transition

92 **T. Ainullov, V. Zaichenko, R. Maganov, A. Chernyavsky, A. Shamsullin, A. Shevchenko.** Development of carbon neutral energy in Russia

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 РИЭ, д. т. н., председатель совета, ген.директор ИЭС
А.М. Мастепанов – 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 ИЭОПП 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 ФИЭФ
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. Жданеев – 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: 05.05.2022
Время подписания в печать по графику: 13:00
фактическое: 13:00

16+

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

Анна ГОРШКОВА
Главный редактор журнала
«Энергетическая политика»

От адаптации к новым возможностям

Работать и развиваться в условиях международных санкций становится первоочередной задачей российской экономики. Важным становится не только простое продолжение бесперебойной работы всех отраслей промышленности, но и эффективная адаптация производства к новым реалиям, форсированное развитие новых наукоемких отраслей и умение предлагать нестандартные экономические и технологические решения. Такой подход потребует глубокого анализа всех трендов на глобальном энергетическом рынке для поиска новой ниши, которую могла бы занять Россия на мировом рынке.

Сложность ситуации не только в том, что крупнейшие страны мира (такие как США, Великобритания, страны ЕС, Япония и другие) отказываются от российских энергоресурсов, вводят жесткие санкции и выдавливают Россию с мирового рынка, пусть даже в ущерб собственным экономическим интересам.

Не менее важным становится укрепление позиций таких стран как Китай и Индия, которые могут получить в будущем очень серьезные конкурентные преимущества в виде дешевых энергоресурсов из России и доступа к необъятному российскому рынку.

Соблюсти баланс международных, политических, экономических и социальных приоритетов становится сейчас самой актуальной задачей.

Газопровод *Источник: bgpravda.blogspot.com*

УДК 622.691 DOI 10.46920/2409-5516_2022_5171_6 EDN: AEGBXS

Рынок газа в России ищет внутренние силы

The gas market in Russia is looking for internal forces

Светлана САЙГАТКИНА
Обозреватель «Энергетической политики»
e-mail: anna.gorshik@yandex.ru

Svetlana SAYGATKINA
Columnist for «Energy Policy»
e-mail: anna.gorshik@yandex.ru

Магистральный газопровод «Ямал» *Источник: photofeast.ru*

Аннотация. Заявления чиновников Евросоюза о намерениях отказаться от российского газа приняли более жесткую риторику. В ответ Россия начинает ускоренно прорабатывать другие способы монетизации своих колоссальных запасов – за счет роста внутреннего рынка и увеличения поставок в другие регионы.
Ключевые слова: внутренний рынок, газификация, СПГ, санкции, Евросоюз, Китай.

Abstract. Statements by EU officials about their intention to abandon Russian gas have taken on a tougher rhetoric. In response, Russia is beginning to rapidly explore other ways to monetize its colossal reserves – by growing the domestic market and increasing supplies to other regions.
Keywords: domestic market, gasification, LNG, sanctions, European Union, China.

“Газ всегда был конкурентным преимуществом России, и экономика страны может выиграть от большего количества газа на своем рынке

«Пурнефтегаз»
Источник: burneft.ru («Роснефть»)

Заявления о том, что Европа откажется от российских энергоресурсов, приходится слышать не первый день: энергетический переход от ископаемых источников топлива был объявлен уже в 2020 году. Специальная операция на Украине и последовавшие за ними санкции лишь ускорили эти тенденции.

Но даже пресловутый энергопереход подразумевал, что Европа, отказываясь от угля и нефти, имеющих высокий углеродный след, будет еще довольно долго закупать газ, который является самым чистым ископаемым топливом. Газу отводилась роль «переходного вида топлива». Кроме того, газ позволяет производить один из самых экологически чистых видов будущего «короля» энергоносителей – водород.

Эксперты предупреждали, что быстрый переход на возобновляемые источники энергии (ВИЭ) и водород будет весьма дорогостоящим и нескорым. Уже в 2021 году «зеленая повестка», отягощенная неблагоприятными для функционирования возобновляемой энергетики факторами, привела к резкому, пяти-семикратному росту цен на газ.

Европейские и американские чиновники обвинили в этом Россию – якобы «Газпром» сдерживал поставки газа, игнорировали заверения европейских клиентов компании, что та полностью исполняет свои обязательства. Евросоюз начал намекать, что газ проиграет конкуренцию другим энергоносителям и слишком высокие цены на него приведут к большему использованию ВИЭ.

Сейчас Евросоюз грозит санкциями, предполагающими отказ от закупок российского газа. Вместе с Международным энергетическим агентством Еврокомиссия уже просчитала возможность такого шага. Согласно расчетам, из нынешних 155 млрд кубометров российского газа

к концу года можно отказаться от 50 млрд кубометров газа за счет максимизации поставок от альтернативных источников, ускоренного внедрения ВИЭ, биоэнергетики и атомных станций, а также снижения температуры отопления в жилых домах.

Нужно заметить, что в 2021 году объем потребления газа в Европе был низким, поскольку экономика еще не оправилась от пандемии COVID-19, а цены были на пиковых значениях. На этом фоне «голубое» топливо сильно проигрывало другим более «грязным» энергоносителям. В доковидное время Европа покупала в России ближе к 200 млрд кубометров газа.

Президент РФ Владимир Путин считает планы по отказу от российского газа «замечательным поводом прикрыть свои собственные просчёты и свалить всё в данном случае на Россию». Поэтому глава государства высказал мнение, что России нужно руководствоваться своими интересами «и сейчас, и на годы вперёд».

В этой связи В. Путин поставил перед правительством три ключевые стратегические задачи. Во-первых, нужно обеспечить устойчивое снабжение энергоресурсами внутреннего рынка, при этом внутреннее потребление должно быть простимулировано более низкими ценами там, где возможно.

Из 155 млрд м³ российского газа Европа к концу года может отказаться от 50 м³ за счет роста альтернативных поставок, перехода на ВИЭ, АЭС и снижения температуры в домах

Во-вторых, необходимо диверсифицировать экспорт и ввиду рассматриваемого снижения поставок на Запад «важно закрепить тенденцию последних лет: шаг за шагом переориентировать наш экспорт на быстрорастущие рынки Юга и Востока».

В-третьих, Россия намерена развивать глубокую переработку нефти и газа. «Сейчас важно дополнительно поддержать проекты, которые находятся в инвестиционной фазе, чтобы запустить их в производство, причём сделать это максимально быстро», – прокомментировал президент РФ.

Газификация поселка
Источник: flyural66 / depositphotos.com

В 2021 году в России было добыто 763 млрд кубометров природного и попутного газа, что на 10,1 % выше, чем годом ранее, из них «Газпром» произвел около 500 млрд кубометров. На экспорт, включая поставки в виде СПГ, Россия поставила почти 250 млрд кубометров газа, превысив показатель 2020 года на 2,6 %, а поставки «голубого» топлива на внутренний рынок увеличились на 8,2 % и достигли рекордного уровня в 500 млрд кубометров, приблизившись к объемам потребления газа в Европе (в среднем около 550 млрд кубометров газа в год).

Согласно действующей версии Энергостратегии, до 2024 года Россия намерена поддерживать добычу газа в диапазоне 795–820 млрд кубометров, а в период до 2035 года – в диапазоне 860–1000 млрд кубометров.

В настоящее время энергобаланс России на зависть всем поклонникам «зеленой повестки» является одним из самых чистых: около трети составляют безуглеродные источники энергии – атом, ГЭС и прочие ВИЭ, газ занимает долю в 54 %.

Основными потребителями природного газа в России являются производители электроэнергии и тепла (33 %), население (11 %), нефтяная промышленность (10 %), коммунально-бытовой сектор (8 %), агрохимическая промышленность (7 %) и металлургия (6 %).

Народная газификация

По итогам объявленных целей, приоритетами Энергетической стратегии России, горизонт планирования которой теперь расширен с 2035 до 2050 года, станет, в частности расширение программы газификации российских регионов.

«Нужно расширить программу газификации российских регионов, так изменить подходы к её реализации, чтобы распространить её на максимальное количество субъектов Федерации, населённых пунктов и домовладений. Задача вполне конкретная, везде, где это возможно, газ – либо трубопроводный, либо сжиженный – должен дойти до потребителя», – поручил В. Путин.

В стране уже поставлена и реализуется задача по увеличению уровня газификации с 71 % в 2020 году до 83 % к 2030 году. Конечно, добиться 100 % газификации вряд ли удастся, да и незачем – в некоторых регионах использование других источников будет более выгодно.

Заместитель генерального директора Фонда национальной энергетической безопасности Алексей Гривач замечает, что газификация для удовлетворения нужд населения не может дать существенного прироста потребления газа – максимум 2–3 млрд кубометров газа на горизонте нескольких лет. В то же время дополнительные поставки газа понадобятся в случае создания новых промышленных потребителей в сфере газохимии и электроэнергетики. «В газохимических проектах газ – это фактически безальтернативное топливо, а в теплоэлектроэнергетике газ при наличии доступа к сетевой инфраструктуре наиболее удобный и экономичный вид топлива», – сказал он.

Межпоселковый газопровод
Источник: mathes / depositphotos.com

В 2021 году «Газпром» увеличил реализацию газа на внутреннем рынке, который восстанавливался быстрее других стран после пандемии, на 14,4 % – до 258,5 млрд кубометров.

Глава «Газпром межрегионгаза» Сергей Густов в интервью «Интерфаксу» настаивал, что внутренний рынок газа – очень надежный. «Если проанализировать десятилетнюю ретроспективу, он неизменный. Даже в эпоху кризисов, например, 2008 года – падение газопотребления минимальное, на уровне 1 %. Российский рынок – самый устойчивый, самый надежный рынок для «Газпрома», – говорит он.

Основными потребителями газа в России являются производители электроэнергии и тепла (33 %), население (11 %), нефтяная промышленность (10 %), коммунально-бытовой сектор (8 %)

В начале 2021 года С. Густов оценивал масштабы увеличения потребления газа на внутреннем рынке с учетом роста внедрения энергосберегающих технологий в 25 млрд кубометров газа. В частности, при реализации пятилетней программы до 2025 года рост потребления газа оценивается в 18,6 млрд кубометров газа. «Эта программа только в части населения создаст условия для газификации более 3 тыс. котельных, большого количества промышленных потребителей и очень большого количества частных домовладений, конечно, с приоритетом на сельские территории», – подчеркивал глава «Газпром межрегионгаза».

Там, где невозможна газификация сетевым газом, рассматривается возможность поставки сжиженного природного газа (СПГ). В отличие от сетевого газа, который поставляется по регулируемым государством ценам, СПГ является более дорогостоящим и цены на него определя-

Ковыктинское месторождение

Источник: gazprom.ru

ются в ходе переговоров. Но здесь и может быть услышан призыв главы государства об обеспечении поставок по приемлемым ценам – например, при рассмотрении вопроса о газификации Камчатского края за счет СПГ, правительство рассматривало возможность субсидирования цены поставок.

«В то же время, СПГ может быть экономически привлекательным и экологичным решением в некоторых сегментах: большегрузный транспорт, судоходство и автономная газификация в удаленных от сетевой инфраструктуры районах», – заметил А. Гривач.

Так, в прошлом году «Газпром нефть» построила первый в России бункеровщик для заправки грузовых и пассажирских судов сжиженным природным газом. Бункеровщик обеспечит транспортировку и заправку СПГ по схеме ship-to-ship в портах Финского залива и Балтийского моря – в Санкт-Петербурге, Усть-Луге, Приморске, Калининграде и Выборге. «Газпром нефть» планирует до 2025 года построить 3 СПГ-бункеровщика.

С 2016 года количество автомобилей, как легковых, так и грузовых, в России выросло почти в 5 раз и составило в 2021 году порядка 30 тыс. единиц, подсчитали в «КС2 Инжиниринг». При этом растет как количество поставок газомоторного транспорта как в заводском исполнении (с 4 тыс. до 12 тыс. единиц), так и переоборудованного с потребления других видов топлива (с 1,6 до 17 тыс. единиц).

Согласно Энергостратегии до 2035 года, потребление газомоторного топлива (в том числе с использованием СПГ) планируется увеличить с 0,7 млрд кубометров в 2018 году до 2,7 млрд кубометров к 2024 году и до 10–13 млрд кубометров к 2035 году.

Российский рынок – самый устойчивый и надежный для «Газпрома». За последние 10 лет он оставался неизменным. Даже в кризисный 2008 г. падение газопотребления составило всего 1%

Большой газ

Надо заметить, что в России еще остались регионы, где вообще нет газа – например, Мурманская область, потребляющая мазут. Сейчас рассматривается вопрос о возможности поставки в регион порядка 8 млрд кубометров газа в год, что сопоставимо с нынешним объемом импорта Польшей. Конечно, газ в области нужен не только котельным, но и перспективным газохимическим проектам, где газ может быть использован как сырье.

Правительство долгое время думало, каким образом газифицировать область – трубопроводным газом или СПГ. Оба варианта были довольно дорогими.

В начале мая «Газпром» объявил, что поскольку многострадальный газопровод «Северный поток 2» не используется, «и с учетом реализации программы газоснабжения и газификации потребителей Северо-Западного региона, компания приняла решение задействовать избыточные российские сухопутные газотранспортные мощности проекта «Северный поток 2» (55 млрд кубометров газа в год) для развития газоснабжения регионов Северо-Запада России».

По мнению аналитиков BCS, Мурманская область, не имеющая крупной газопроводной сети, является наиболее вероятной и наилучшим вариантом использования «готового, но так и не запущенного крупного проекта».

«Хотя теоретически линия может достигать 27,5 млрд кубометров (размер одного из двух газопроводов «Северный поток-2»), она, скорее всего, будет меньше – порядка 10–15 млрд кубометров. В этом случае, по нашим оценкам, стоимость строительства трубопровода протяженностью 1 200 км, который соединит Мурманск с Ленинградской областью, вероятно, составит $4–5 млрд, исходя из стоимости предыдущего проекта газопровода «Газпрома», – полагают аналитики.

Нужно заметить, что недавно Мурманск был объявлен и возможным дополнительным перевалочным пунктом проведения туда трубопроводной нефтяной инфраструктуры и потенциально газовой. «Не только для того, чтобы улучшить социально-экономическое положение в регионе, но и создать большую гибкость нашей экспортной системы», – говорил первый заместитель министра энергетики РФ Павел Сорокин.

«Газпром» оценивает рост спроса на газ в мире к 2040 г. на 29%, до 5,3 трлн м³. В Европе ожидается небольшое снижение потребления, а в Китае – рост с 300 до 700 млрд м³ газа в год

Потенциальный объем предложения газа, который не уйдет в Европу по «Северному потоку 2», настолько велик, что может хватить на всех. «Это – опция для всех регионов, где готовы быстро реализовать газоемкие проекты. Ленинградская область и Мурманск, естественно, имеют преимущества, так как имеют портовую инфраструктуру для экспортоориентированных производств», – отметил А. Гривач.

Чаяндинское месторождение

Источник: gazprom.ru

Так, «Фосагро» давно рассматривает в Мурманской области проект завода по производству аммиака, сырьем для которого является природный газ, и сложных удобрений, чтобы не увозить апатитовый концентрат на переработку за пределы региона.

В прошлом году цены на удобрения взлетели вместе с ценами на газ, которые для европейских компаний означали и рост цен на сырье, и на электроэнергию, поэтому у производителей удобрений появились дополнительные факторы в пользу строительства новых заводов.

Амурский ГПЗ
Источник: blagoveshchensk-pererabotka.gazprom.ru

Барьеры для роста

В настоящее время доля природного газа в энергетическом балансе России составляет около 54 %, существенно не изменившись за последние годы, что на фоне роста газовых электростанций объясняется в том числе внедрением более новых, энергосберегающих технологий.

По мнению заместителя генерального директора Института национальной энергетики Александра Фролова, спрос на газ для производства электроэнергии будет увеличиваться на востоке страны, в частности, в рамках проекта «Восточный полигон» (Транссиб и Байкало-Амурская магистраль) и развития новых производств.

«Необходимо будет электрифицировать новые железнодорожные пути, позволяющие перебрасывать в два раза больше угля на восточном направлении. И, таким образом, на востоке страны возникнут новые потребители газа», – сказал он. По расчетам эксперта, за счет этих мощностей можно увеличить внутреннее потребление примерно на 50 млрд кубометров газа.

Аналитик по газу Центра энергетики Школы управления Сколково Сергей Капитонов же считает, что потенциал роста газовой энергетики существенно ограничен долей угольной энергетики (сейчас порядка 16 %). «Скорее всего, какой-то прирост газовой энергетики возможен только за счёт сокращения доли угля и перенаправления излишков угля на азиатские рынки», – говорит он.

По его мнению, увеличивать газовую энергетику в ущерб увеличению доли возобновляемой энергетики было бы недальновидно «с учетом высокотехнологичного характера отрасли и возможности минимизации нагрузки на окружающую среду в наиболее уязвимых регионах».

В далекой же перспективе еще одним направлением спроса на газ может стать «голубой» водород, получаемый конверсией метана с улавливанием CO_2, хотя пока это еще очень слабый рынок, но «про-зеленая» Европа провозглашала его энергоносителем будущего.

«Тем не менее, планы в этом направлении сохраняются, и, наверное, можно назвать это наименее значимой, но все-таки потенциальной точкой роста», – считает А. Фролов. Не стоит забывать, что некоторые эксперты считали возможным использовать газопровод «Северный поток 2» для транспортировки в Европу водорода.

В контексте настоящего актуальной задачей президент РФ обозначил необходимость реализации уже заявленных планов в газохимии с учетом наличия «нерыночных ограничений». В настоящее время в России объявлены несколько крупных проектов по переработке газа и газохимии: проект «Газпрома» в Усть-Луге и проекты «Газпрома» и «СИБУРа» в Амурской области – Амурский газоперерабатывающий завод (ГПЗ) и Амурский газохимический комплекс (ГХК).

Да, эти проекты нацелены больше на переработку так называемого «жирного» газа, а не «сухого» метана, чаще используемого для выработки электроэнергии, производства удобрений и поставки населению. Но по мере продвижения вглубь недр, количество такого газа в энергетическом балансе увеличивается.

Указанные проекты уже реализуются, причем с участием крупных иностранных компаний – как в качестве EPC-подрядчиков и лицензиаров, так и инвесторов. В газохимическом производстве «критическим фактором может стать зависимость от иностранного оборудования и технологий», отмечает С. Капитонов. Впрочем, участники отрасли не склонны драматизировать ситуацию – да, сложности будут, проекты станут более дорогими и менее эффективными, но от их реализации Россия не отказывается.

«Если у нас высвобождается большой объем газа в среднесрочной перспективе, то развитие газохимии – один из очевидных вариантов утилизации этих объёмов», – подчеркивает А. Гривач.

На Восток

И наконец, президент РФ поручил ускорить реализацию экспортных инфраструктурных проектов – железнодорожных, трубопроводных, портовых – которые уже в ближайшие годы позволят перенаправить поставки нефти и газа с Запада на перспективные рынки – Юг и Восток.

«При этом важно смотреть на перспективу, вместе с нефтегазовыми компаниями составить план расширения экспортной инфраструктуры и в страны Африки, и Латинской Америки, и Азиатско-Тихоокеанского региона. В том числе нужно предусмотреть строительство новых нефте- и газопроводов с месторождений Западной и Восточной Сибири», – сказал В. Путин.

Он подчеркнул важность наращивания мощностей по перевалке нефти в арктических и дальневосточных портах, использование потенциала Северного морского пути, «а также включение газопроводов «Сила Сибири» и «Сахалин – Хабаровск – Владивосток» в Единую систему газоснабжения, для того чтобы обеспечить наши регионы в этой части страны».

Проект перспективного плана развития нефте- и газотранспортной инфраструктуры должен быть готов к 1 июня текущего года.

Нужно отметить, что понимание перспективности переориентации экспорта энергоресурсов на Восток у России возникло не сегодня. По прогнозам всех международных экспертов, центром роста спроса на энергию и прежде всего газ станет Азия, в частности, Китай и Индия – самые густонаселенные страны, требующие чистых источников энергии.

«Газпром» приводит оценки роста спроса на газ в мире к 2030 году – на 19 %, до 4,9 трлн кубометров, а к 2040 г. – на 29 % до 5,3 трлн кубометров. При этом в Европе ожидается небольшое снижение потребления – с 550 до 520 млрд кубометров газа к 2040 году, в то время как в Китае прогнозируется рост с 300 до 700 млрд кубометров газа в год.

В условиях роста потребления газа китайские компании активно наращивают как собственную добычу, так и импорт газа. Главной причиной является исполнение государственных программ экологической

Газопровод «Сила Сибири», КС Атаманская
Источник: gazprom.ru

направленности, например, таких, как «Битва за голубое небо», предполагающая перевод домохозяйств с угля на «чистые» источники энергии, в том числе природный газ.

Председатель КНР Си Цзиньпин в сентябре 2020 года объявил о цели Китая выйти на пик выбросов парниковых газов к 2030 г. (сейчас на страну приходится около четверти мировых выбросов) и добиться углеродной нейтральности к 2060 г. Несмотря на то, что конкретной программы представлено не было, ведущие организации и эксперты сходятся во мнении, что задача будет решаться, в частности, за счет повышения роли природного газа в энергетическом балансе страны.

«Газпром» уже построил газопровод в Китай «Сила Сибири» и последовательно увеличивает поставки до полной

Продав в 2020 г. на российском рынке 225 млрд м³ газа, «Газпром» получил 13 млрд долларов. Продажа в дальнее зарубежье 219 млрд м³ газа принесла компании 25 млрд долларов

мощности в 38 млрд кубометров в год. В настоящее время прорабатывается вариант строительства газопровода «Сила Сибири 2», ресурсной базой для которого станут не только месторождения Восточной, но и Западной Сибири, традиционно предназначавшиеся для поставок на Запад. Также прорабатывается вопрос поставок газа в Китай с Дальнего Востока.

«Конечно, определенность с «Силой Сибири 2» пока не поддержана заключением соответствующего контракта. Но, по крайней мере, возникла определенность с маршрутом, и, я так понимаю, стороны сейчас находятся в активном обсуждении. Просто при текущем уровне цен становится еще тяжелее договориться по поводу формулы цены, чем в условиях, скажем, 2020 или 2019 годов, когда газ стоил очень и очень дешево», – заметил А. Фролов.

Кроме наращивания импорта трубопроводного газа, в основном для восточных и северных территорий Китай увеличивает и закупки СПГ для промышленно развитого восточного побережья. КНР уже обогнал прежнего лидера по импорту СПГ – Японию.

«Поэтому отдавать значимый приоритет трубному газу или СПГ Китаю невозможно – и то, и это вкусно. Китай в прошлом году, по предварительным данным, увеличил потребление газа на 40 млрд кубометров, и останавливаться он не собирается. Конечно, будет некое замедление, связанное с карантинными мероприятиями, но в среднесрочной перспективе, на рубеже 4–5 лет это вряд ли скажется сколь-нибудь значительно, и рост потребления газа там будет продолжаться», – прокомментировал А. Фролов.

Построить газопровод в Индию представляется гораздо более трудной задачей и логичнее рассматривать поставки СПГ в страну, но с введением Евросоюзом санкций в отношении сектора СПГ, строительство крупнотоннажных заводов в России, вероятно, откладывается.

Пока российские компании своими силами и на российском оборудовании могут строить только мало- и среднетоннажные СПГ-заводы. Так, «НОВАТЭК» запатентовал технологию «Арктический каскад», запустив по ней в 2021 году 4-ю линию завода на 0,9 млн т в рамках проекта «Ямал СПГ». Кроме того, на заводе «Криогаз-Высоцк» мощностью 660 тыс. т/год было почти полностью использовано российское оборудование.

Это дает надежду на разработку своего оборудования для крупнотоннажных производств. Как вариант – можно установить много заводов среднего размера. «Кстати, такой формат экспорта газа не является чем-то уникальным. В США успешно функционирует завод Elba Island, состоящий из 10 производственных модулей общей мощностью 2,5 млн т», – говорит С. Капитонов.

Недавно о возможном будущем дефиците газа к 2025 году заявил и южный сосед России – Казахстан. По словам министра энергетики страны Болата Акчулакова, потребление внутри страны устойчиво растет: с 2017 по 2021 год оно выросло на 4,8 млрд кубометров – до 18,6 млрд кубометров (35 %), среднегодовой прирост потребления составляет около 7 %. Между тем, Казахстан является одной из стран, экспортирующих газ в Китай.

СПГ «Криогаз-Высоцк»
Источник: portnews.ru

Буровая установка на газовом месторождении на Ямале
Источник: Grigoriy Pisotckii / depositphotos.com

Понятно, что для строительства новых экспортных трубопроводов и СПГ-заводов нужно время. Но и Европе нужно строить новые мощности по приему СПГ и далее – газопроводы для дальнейшей доставки газа до разных стран.

Безальтернативное будущее

И хотя европейские чиновники и компании заявляют, что отказаться от российского газа чрезвычайно тяжело, по мнению А. Фролова, поставки газа в Европу придется сократить в любом случае, вне зависимости от того, будут введены санкции на импорт газа или нет.

«Дело в сложностях, с которыми столкнулись наши западные партнеры, в сложностях экономического характера и общим падением спроса на газ, который наблюдается со второй половины 2021 года. То есть сейчас нет никаких предпосылок для того, чтобы спрос на газ в 2022 году по каким-то причинам резко вырос: цены слишком высоки, количество компаний, которые активно потребляют газ в Европе, сокращается либо за счет полного прекращения работы, либо за счет приостановки деятельности. Поэтому, в общем и целом, потребление газа будет падать, повторяется ситуация 2008–2009 годов», – говорит он.

По оценке эксперта, снижение поставок газа в Европу может составить в пределах 100 млрд кубометров.

В то же время, даже в условиях высоких цен на рынке Евросоюз увеличил в 2021 году закупки газа у «Газпрома» почти на 6 млрд кубометров – до 185 млрд кубометров (подсчеты отличаются от цифр МЭА), цены которого по долгосрочным контрактам были ниже спотовых. Так, средняя цена экспортных поставок за 2021 год у «Газпрома» составила 298 долларов за тыс. кубометров, в то время как с лета 2021 года спотовые цены в Европе держались выше 500 долларов за тыс. кубометров, а с осени – превышают 1000 долларов за тыс. кубометров.

Если оценить прибыльность внешнего и внутреннего рынков, продав в 2020 году на российском рынке 225 млрд кубометров газа, «Газпром» получил 13 млрд долларов. Продажа газа в дальнее зарубежье – 219 млрд кубометров принесла компании 25 млрд долларов, еще 4 млрд долларов принесли потребители из ближнего зарубежья, которым было продано 31 млрд кубометров газа. Но нужно еще учитывать транспортные расходы на экспорт, что дает примерно сопоставимую маржинальность поставок. При ценах на европейском рынке около 100 долларов за тыс. кубометров внутренний рынок был более маржинальным для «Газпрома».

В 2020 году промышленные потребители в РФ платили «Газпрому» 4,5 тыс. рублей за газ, а население – 3800 руб. за тысячу кубометров. Средняя цена – 57,7 долларов за тысячу кубометров, а европейские потребители платили в среднем 143 долларов за тысячу кубометров. Ожидается, что в 2021 году средняя экспортная цена для компании составит около 280 долларов за тысячу кубометров. В бюджет 2022 года, сформированном еще в конце года, была заложена средняя цена экспорта в 296 долларов за тысячу кубометров.

Таким образом, даже снижение объемов экспорта для компании может частично быть компенсировано увеличением цен, которые растут под влиянием заявлений о введении санкций как на импорт нефти, стоимость которой заложена в цене газа с временным лагом, так и на импорт газа.

Газ всегда был конкурентным преимуществом России, и экономика России может выиграть от большего количества газа на своем рынке. Кроме того, добычу газа можно просто отложить до лучших времен.

УДК 620.92 DOI 10.46920/2409-5516_2022_5171_16 EDN: AHBYQC

Методы государственной оценки эффективности удалённых энергопроектов в условиях санкций и энергоперехода

Methods of state assessment of the effectiveness of remote energy projects in the conditions of sanctions and energy transition

Иван ИВАНОВ
Заместитель генерального директора
ФГБУ «РЭА» Минэнерго России
e-mail: info@rosenergo.gov.ru

Ivan IVANOV
Deputy General Director of the Federal State Budgetary
Institution REA of the Ministry of Energy of Russia
e-mail: info@rosenergo.gov.ru

Татьяна ЕРШОВА
Руководитель департамента
перспективного развития и стратегии
ФГБУ «РЭА» Минэнерго России
e-mail: ershovatv@rosenergo.gov.ru

Tatyana ERSHOVA
Head of the Department of Long-term
Development and Strategy REA
of the Ministry of Energy of Russia
e-mail: ershovatv@rosenergo.gov.ru

Виолетта КИУШКИНА
Руководитель департамента энергетической
безопасности и инфраструктуры
ФГБУ «РЭА» Минэнерго России, д. т. н.
e-mail: Kiushkina@rosenergo.gov.ru

Violetta KIUSHKINA
Doctor of Technical Sciences,
Head of the Department
of Energy Security and Infrastructure
e-mail: Kiushkina@rosenergo.gov.ru

Аннотация. Изменения климата делают задачу сокращения выбросов парниковых газов и декарбонизации мировой экономики одной из важнейших для человечества. Низкоуглеродное развитие Российской Федерации предполагает появление новых и модернизацию старых объектов генерации на основе детальной оценки потенциала тех или иных проектов в области «зелёного перехода». Новизна использованной модели заключается в расширении стандартной оценки методом LCOE через добавление экологических и региональных критериев. Созданная и научно обоснованная методика опробована на примере проектов Дальневосточного федерального округа.
Ключевые слова: энергогенерация, оценка потенциала, LCOE, низкоуглеродное развитие, региональная модель.

Abstract. Climate changings causes growing of priority of reducing greenhouse gas emissions and decarbonizing the global economy to one of the most important task for humanity. The low-carbon development of the Russian Federation involves the innovations and modernization of old generation facilities based on a detailed assessment of certain projects in the field of «green transition» potential. The novelty of the used model is founded on the extension of the LCOE method standard assessment by addition of environmental and regional criteria. The created and scientifically substantiated methodology was tested on the example of projects in the Far Eastern Federal District.
Keywords: power generation, potential assessment, LCOE, low-carbon development, regional model.

Разработка мер поддержки развития новых отраслей ТЭК, связанных с энергопереходом, является приоритетом для правительства

Введение

Неоспоримым фактором современности является глобальное потепление. По оценке экспертов из Межправительственной группы по изменению климата, в последние 50 лет на Земле наблюдается значительный рост температуры и связанное с этим увеличение концентрации парниковых газов в атмосфере. Глобальное изменение климатических условий ведёт к повсеместным и необратимым последствиям для природных и антропогенных систем, а также к повышению рисков обеспечения устойчивого развития. Это объясняет необходимость минимизации воздействия на окружающую среду и адаптации человечества к возможным неблагоприятным последствиям путём сокращения выбросов парниковых газов, наращивания доли возобновляемых источников в производстве электроэнергии, лоббирования идей устойчивого развития и повышения энергоэффективности. Поэтому одной из основных задач, стоящих перед разработчиками систем энергогенерации, является низкоуглеродное развитие.

Заместитель председателя Правительства Российской Федерации Александр Новак назвал главными целями энергетической стратегии России обеспечение энергобезопасности и сохранение лидерства страны на мировом рынке энергоресурсов. Одним из ключевых пунктов этого положения является разработка чистых технологий на основе природного газа с использованием водорода и метановодородной смеси [1].

Председателем Правительства Российской Федерации Михаилом Мишустиным 29 октября 2021 года была подписана «Стратегия социально-экономического развития Российской Федерации с низком

Сахалин

Источник: VladimirE / depositphotos.com

уровнем парниковых газов до 2050 года». Стратегия, в частности, акцентирует внимание на необходимости увеличения инвестиций в декарбонизацию экономики и делает ускоренную газификацию и производство сжиженного природного газа (СПГ) одним из приоритетных направлений в развитии нефтегазовой отрасли [2–5].

Государственной думой по итогам выступления А. В. Новака в рамках «правительственного часа» 23 марта 2022 года, принято постановление, рекомендующее правительству продолжить разработку мер поддержки развития новых отраслей ТЭК, связанных с переходом на низкоуглеродную траекторию развития экономики: водородной энергетики, возобновляемой энергетики, отрасли улавливания и хранения углекислого газа. При этом необходимо принимать во внимание особенности текущей экономической ситуации и ее влияние на состояние отраслей ТЭК; проработать вопрос газификации субъектов России, входящих в состав Восточной Сибири и Дальнего Востока вдоль трассы газопровода «Сила Сибири», а также продолжить работу по реализации ранее намеченных стратегических направлений развития в области электроэнергетики, в том числе модернизации объектов генерации, адаптации к энергетическому переходу, повышению энергетической эффективности применяемого оборудования, снижению уровня выбросов парниковых газов.

В настоящее время на государственном уровне уже принят пакет мер по повышению устойчивости экономики в условиях санкций, в том числе направленных на поддержку ТЭК и промышленности. Политико-экономическая ситуация особо акцентировала внимание на проблематике ускоренного научно-технического развития энергетики и импортозамещения как основного оборудования, так и комплектующих и запасных частей. Системная реализация данных мер на всех уровнях ставит перед нами задачу формирования

Развитие распределенной генерации и газификации для удовлетворения потребностей населения и производства на удаленных и изолированных территориях является стратегической задачей

В результате исследования были разработаны, обоснованы и опробированы критерии и методика оценки потенциала использования СПГ и водородного топлива для распределённой генерации

комплекса методических подходов к разработке и оценке инвестиционных проектов, претендующих на меры поддержки со стороны государства.

В настоящей статье мы постарались кратко изложить результаты исследования, проведенного Российским энергетическим агентством в целях определения прозрачного методического подхода к оценке проектов в области традиционной и возобновляемой энергетики, развития распределенной генерации и газификации для удовлетворения потребностей населения и промышленности, в том числе на удаленных и труднодоступных территориях. Основными задачами и предпосылками исследования рассматривались обеспечение сбалансированного социально-экономического развития страны, в том числе за счет снабжения внутреннего рынка надежными источниками энергии, повышение качества жизни населения удаленных районов, снижение техногенного воздействия энерго- и теплогенерирующих объектов, пространственное, региональное и технологическое развитие энергетики, развитие производства и потребления СПГ и водородного топлива. Регионом исследования был выбран Дальневосточный федеральный округ (ДФО) России, как один из наиболее динамично развивающихся и сложных по структуре энергетического хозяйства.

Регион исследования

ДФО объединяет девять регионов: крупнейшую по площади в стране Республику Саха (Якутию), которая живёт в двух часовых поясах, три края (Хабаровский, Приморский и Камчатский), три области (Амурскую, Магаданскую и Сахалинскую), единственную в России автономную область – Еврейскую, а также Чукотский автономный округ, вышедший из состава

Амурская ЛЭП «Хэйхэ»

Источник: commons.wikimedia.org

Модель способствует принятию обоснованных решений о государственной поддержке проектов развития энергетической инфраструктуры, научно-технического и промышленного производства

Колымы. ДФО – крупнейший по размерам территории (более 6,1 млн км^2 или 36 % площади всей страны), но самый малонаселенный округ в России (около 6,2 млн человек, или примерно 4,5 % населения РФ). Для округа характерна низкая плотность населения – чуть больше одного человека на квадратный километр, огромная неравномерность расселения – большая часть сосредоточена в Хабаровском и Приморском краях, а также в Приамурье, то есть, вдоль узкой полоски Транссиба [6].

Установленная мощность электрогенерации в целом по округу в 2021 году составила 18 048,32 МВт. В структуре мощности преобладают теплоэлектростанции – 11 706 МВт (65 %), ГЭС и ГАЭС обеспечивают 5696,8 МВт (33 %). Суммарная мощность станций с использованием ВИЭ составляет 265,9 МВт[1].

При этом в регионе, на Чукотке, работает единственная в мире малая плавучая атомная электростанция (ПАТЭС) «Академик М. В. Ломоносов» мощностью 106 МВт.

На Дальнем Востоке сосредоточены богатейшие запасы полезных ископаемых. Однако инвестиционная привлекательность ДФО осложняется рядом проблем:

- сложными, даже экстремальными природно-климатическими условиями;
- слабой освоенностью территорий, огромными расстояниями между регионами, до многих из которых добраться можно только на самолёте;
- отдалённостью от промышленно-развитых районов страны;
- недостатком транспортной инфраструктуры (за исключением южных регионов, расположенных вдоль Транссиба и БАМа);
- изолированностью и обветшанием энергетической инфраструктуры;
- продолжающимся оттоком населения;
- экологическими проблемами, особенно в точках сырьевой экономики.

Основными направлениями развития региона являются масштабирование использования его ресурсной базы, освоение крупных месторождений полезных ископаемых, развитие экспортного потенциала региона и реализация крупных инфраструктурных проектов в области транспорта и энергетики. Главной проблемой развития энергосистемы ДФО, является удалённость крупных электростанций от потребителей при недостаточной пропускной способности электрических сетей, большое количество изолированных и труднодоступных территорий. В результате вопрос развития локальной энергетики, в том числе, на основе более экологически чистых СПГ и водорода, становится все более актуальным.

В настоящее время биоемкость ДФО превышает экологический след на 50–150 %, однако во многих районах России (Южные и Юго-Восточные) наблюдается обратная картина: экологический след на 50–150 % превышает биоемкость.

В целях замещения и вывода из эксплуатации неэффективных объектов электрической и тепловой генерации в рамках нового механизма конкурсного отбора инвестиционных проектов на базе долгосрочного рынка мощности предусматривается обеспечить строительство и модернизацию электростанций на Дальнем Востоке. В целях гарантированного обеспечения доступной электроэнергией жителей Дальнего Востока в перспективе до 2035 года предусматривается разработка и утверждение документов перспективного развития электроэнергетики [7].

[1] По данным ГИС ТЭК.

Кругобайкальская железная дорога
Источник: avrutin / depositphotos.com

Дьявольский мост на Байкало-Амурской магистрали
Источник: shkonst / depositphotos.com

Методы

Предлагаемый критериальный подход к оценке потенциала использования техники и технологий СПГ и водородного топлива для целей распределенной генерации и реализации государственных программных и проектных инициатив на территории ДФО сопряжен в том числе с анализом текущего состояния энергетической и коммунальных отраслей региона, моделированием потенциальной емкости рынка, уровня готовности отечественных технологий в сравнении с ведущими зарубежными аналогами, обоснованным выбором перспективных технических решений, определением целевых площадок для размещения энергоустановок.

В качестве критериев оценки потенциала предлагается использовать экономические (К1) и экологические критерии (К2-К4), а также региональные предпосылки (К5, К6).

К1. Нормированная стоимость электроэнергии (LCOE). Традиционно для оценки потенциала, обоснования размещения объекта генерации на конкретной территории и выбора применяемых технологий используется показатель, учитывающий капитальные, эксплуатационные и финансовые затраты – нормированная стоимость электроэнергии или levelized cost of electricity (LCOE). Этот показатель применяется в расчётах для оценки усреднённой по годам стоимости производства электроэнергии при выборе определённой технологии, является основой будущего тарифообразования объекта генерации, обеспечивает стабильную цену для потребителей электроэнергии, а также приемлемую норму доходности инвестиций, учтённую в дисконтирующем множителе. Гибкость метода LCOE направлена на моделирование как текущих, так и прогнозных и/или благоприятных для повышения конкурентоспособности проекта условий.

LCOE представляет собой стоимость строительства и эксплуатации генерирующего объекта, выраженную в расчёте на 1 кВт·ч, на протяжении предполагаемого финансового цикла его окупаемости с учётом различных видов нагрузки (пиковой, базовой, сезонной). Основными параметрами, используемыми для расчёта LCOE, являются капитальные затраты, стоимость топлива, постоянные и переменные эксплуатационные издержки, стоимость финансирования, а также коэффициент загрузки для каждого типа электростанции. Все эти параметры варьируются в зависимости от географического расположения и применяемой технологии генерации.

Критерий LCOE широко применяется международными инвестиционными аналитиками и институтами развития, что демонстрирует прозрачность метода и создаёт предпосылки для расширения

В рамках опробирования комплексной методики оценены 325 проектов, планируемых к возведению или модернизации в Дальневосточном федеральном округе со сроками строительства до 2035 года

возможностей финансирования соответствующих проектов. В российской практике строительства электростанций нормированная стоимость электроэнергии в качестве показателя конкурентоспособности используется крупнейшими игроками. В том числе, госкорпорацией «Росатом» приняты единые методические рекомендации по определению показателя LCOE и предельной стоимости сооружения АЭС в России, обеспечивающей конкурентоспособный уровень показателя LCOE (утверждены приказом госкорпорации «Росатом» от 26.01.2015 г. № 1/42-П).

Транспортировка малотоннажного СПГ по ж/д
Источник: «НОВАТЭК»

Также в мировой практике используется показатель нормированных альтернативных затрат на электроэнергию – levelized avoided cost of electricity (LACE). В нашем случае более дорогостоящему, сложному для расчёта и потому излишнему LACE мы предпочтём более простой метод, где оставим LCOE в качестве базового экономического критерия на стадии предпроектных исследований (К1) и соединим в одной модели LCOE с существенными экологическими и региональными критериями.

К2. Показатель выбросов вредных веществ в атмосферный воздух. При принятии инвестиционного решения по строительству энергетического объекта необходимо учитывать экологические аспекты, а не только техническую обоснованность и экономическую выгоду. Негативное воздействие на окружающую среду жизненного цикла энергетического объекта рассматривается и оценивается в соответствии с Федеральным законом Российской Федерации от 10.01.2002 г. № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды» и Федеральным законом Российской Федерации от 04.05.1999 г. № 96-ФЗ «Об охране атмосферного воздуха». Наиболее пригодным показателем, характеризующим воздействие на окружающую среду, является показатель выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух. Для оценки и сравнения предлагается использовать фактические показатели выбросов в атмосферу оксидов азота (NO_x), оксида углерода (CO), сернистого ангидрида (SO_2), мазутной золы и твёрдых веществ (согласно соответствующим национальным стандартам, директивам и методическим документам в области охраны окружающей среды). По мере гармонизации национальных систем мониторинга и методологии расчета выбросов парниковых газов с международными стандартами, данный критерий должен быть расширен.

В процедуру расчёта закладывается двухэтапная оценка: удельные показатели выбросов основного генерирующего оборудования и суммирование выбросов на протяжении всего жизненного цикла объекта генерации в килограммах на тонну или в килограммах на тысячу кубометров.

К3. Энергоэффективность энергетического оборудования. Для обеспечения возможности выбора и внедрения хозяйствующими субъектами новейших отечественных и зарубежных технологий, в том числе наилучших доступных технологий (НДТ), обеспечивающих оптимальное сочетание энергетических, экологических и экономических показателей, важно учитывать отношение полезного эффекта использования энергетических ресурсов к затратам, произведённым в целях получения такого эффекта. В случае, когда полезным выходом процесса является работа или энергия, в качестве индикаторов энергоэффективности используется значение КПД установки.

Анализ критерия осуществляется согласно национальному стандарту ГОСТ Р 56828.29-2017 «Наилучшие доступные технологии. Энергосбережение. Порядок определения показателей (индикаторов) энергоэффективности».

Производство малотоннажного СПГ
Источник: «Газпром»

К4. Отнесение технологий жизненного цикла производства электрической и/или тепловой энергии на объекте к наилучшим доступным технологиям (НДТ). НДТ – это технология производства продукции, выполнения работ, оказания услуг, определяемая на основе современных достижений науки и техники и наилучшего сочетания критериев достижения целей охраны окружающей среды при условии наличия технической возможности её применения [9].

Президент России Указом от 4 июня 2008 года поставил цель снизить энергоёмкость ВВП на 40 %, в то время как Минэнерго России в числе лидирующих отраслей по возможному сокращению удельного расхода топливно-энергетических ресурсов среди прочих отметило электроэнергетику [10]. Поэтому фактор принадлежности рассматриваемых технологий к типу НДТ становится важнейшим критерием при оценке потенциала создания или модернизации объекта генерации на выбранной территории.

Комплексный анализ экономических, экологических и региональных критериев позволяет выбрать компоновку технологического оборудования и обосновать развитие региональной инфраструктуры

К5. Уровень потенциального использования малотоннажного СПГ административно-территориальным образованием в году. Расчёт производится по формуле:

$$УПИГ_i^о = УПИГ_i^п + УПИГ_i^н \qquad (1)$$

$УПИГ^п_i$ – уровень потенциального использования СПГ промышленными и коммунально-бытовыми предприятиями административно-территориального образования в году i определяется по формуле:

$$УПИГ_i^п = \frac{ЭЭ_i^п}{q_э^г} + \frac{ТЭ_i^п}{q_т^г} \qquad (2)$$

где $ЭЭ^п_i$ – потребляемая предприятием электроэнергия в течение i года;

$ТЭ^п_i$ – потребляемая предприятием тепловая энергия в течение i года;

$q_э^г$ – удельный расход газа на производство 1 кВт·ч электроэнергии;

$q_т^г$ – удельный расход газа на производство 1 Гкал тепловой энергии.

«Криогаз-Высоцк», Калининград

Источник: 2019.lk-mediatek.ru

$УПИГ^{н}_{i}$ – уровень потенциального использования СПГ населением административно-территориального образования в году i определяется по формуле:

$$УПИГ^{н}_{i} = \frac{ЭЭ^{н}_{i}}{q^{г}_{э}} + \frac{ТЭ^{н}_{i}}{q^{г}_{т}} \qquad (3)$$

где $ЭЭ^{н}_{i}$ – потребляемая предприятием электроэнергия в течение i года;

$ТЭ^{н}_{i}$ – потребляемая предприятием тепловая энергия в течение i года;

$q_{э}^{г}$ – удельный расход газа на производство 1 кВт·ч электроэнергии;

$q_{т}^{г}$ – удельный расход газа на производство 1 Гкал тепловой энергии.

Особенностью модели является возможность учитывать изменения капитальных затрат при развитии технологий и инфраструктуры, а также экологические последствия и региональные альтернативы

К6. Уровень потенциального использования ВТ административно-территориальным образованием в году. Расчёт производится по формуле:

$$УПИВ^{О}_{i} = УПИВ^{П}_{i} + УПИВ^{Н}_{i} \qquad (4)$$

где $УПИВ^{п}_{i}$ – уровень потенциального использования водородного топлива промышленными и коммунально-бытовыми предприятиями административно-территориального образования в году i определяется по формуле:

$$УПИВ^{П}_{i} = \frac{ЭЭ^{П}_{i}}{q^{в}_{э}} + \frac{ТЭ^{П}_{i}}{q^{в}_{т}} \qquad (5)$$

где $ЭЭ^{п}_{i}$ – потребляемая предприятием электроэнергия в течение i года;

$ТЭ^{п}_{i}$ – потребляемая предприятием тепловая энергия в течение i года;

$q_{э}^{в}$ – удельный расход водорода на производство 1 кВт·ч электроэнергии;

$q_{т}^{в}$ – удельный расход водорода на производство 1 Гкал тепловой энергии.

$УПИВ^{н}_{i}$ – уровень потенциального использования ВТ населением административно-территориального образования в году i определяется по формуле:

$$УПИВ^{Н}_{i} = \frac{ЭЭ^{Н}_{i}}{q^{В}_{э}} + \frac{ТЭ^{Н}_{i}}{q^{В}_{т}} \qquad (6)$$

где $ЭЭ^{н}_{i}$ – потребляемая предприятием электроэнергия в течение i года;

$ТЭ^{н}_{i}$ – потребляемая предприятием тепловая энергия в течение i года;

$q_{э}^{в}$ – удельный расход водорода на производство 1 кВт·ч электроэнергии;

$q_{т}^{в}$ – удельный расход водорода на производство 1 Гкал тепловой энергии.

Крупнейшие российские компании и госкорпорации ведут работы по проектам в сфере водородной энергетики. Данные проекты охватывают все направления: от технологий производства, хранения и транспортировки водорода до разработки энергетических установок. Целевыми потребителями первых пилотных проектов были заявлены как российский, так и зарубежные рынки. На текущем этапе использование водорода в энергетике через его сжигание в ПГУ и топливных элементах является кратно более дорогим вариантом энергоснабжения по сравнению с традиционными низкоуглеродными методами производства энергии [11], однако мы рассматриваем данное направление как перспективное и предлагаем оценивать данные проекты для развития российского рынка.

Результат комплексного анализа экономических, экологических и региональных критериев позволяет осуществить подбор инвестиционно-привлекательной компоновки технологического оборудования для конкретных пилотных объектов, привязанных к потребностям определенной территории, а также подготовить обоснованные предложения по развитию топливно-энергетической инфраструктуры региона, в том числе инвестиционных проектов, направленных на производство и транспортировку экологически чистых видов топлива.

Перспективным направлением развития модели является включение сценариев, предусматривающих установление цены на CO_2 или запрет на строительство электростанций без систем улавливания CO_2

Результаты и обсуждение

В рамках опробирования предлагаемой методики мы изучили и оценили 325 проектов, планируемых к возведению или модернизации в Дальневосточном федеральном округе со сроками строительства до 2035 года.

Усть-Среднеканская ГЭС, Магаданская обл.

Источник: kolymaenergo.rushydro.ru

На текущем этапе использование водорода в энергетике является очень дорогим вариантом энергоснабжения по сравнению с традиционными методами. Но это перспективное направление для будущего

Например, проект для ГУП «Тымовское ДРСУ», Сахалинская обл., п. г. т. Тымовское (потребитель не газифицирован, топливо – уголь) с подключённой нагрузкой 0,57 Гкал/ч. Для надёжного энергоснабжения в населённом пункте, удалённом от сетевой инфраструктуры, развитие малой распределённой энергетики имеет ключевое значение.

Итак, проект дооснащения паровой котельной с котлом серии «Е», предназначенным для производства насыщенного водяного пара с рабочим давлением 8 атм, опытным образцом турбогенерирующего модуля с теплообменником-конденсатором должен обеспечить совместную выработку электричества паровой турбиной микромощностью до 50 кВт и тепловой энергии до 600 кВт. Предлагаемый способ комбинированной выработки тепла и электроэнергии представляет собой высокоэффективный метод производства энергии с общим КПД на уровне 75–85 %.

В расчёты значений критериев К1-К5 по нашей методике оценки потенциала для сравнительного анализа двух вариантов котельных (на дизельном топливе и на СПГ) вошли следующие исходные данные:

- стоимость дизельной котельной БМК-0,8–4,825 млн рублей;
- затраты на дооснащение котельной по предлагаемому проекту – 6,3 млн рублей;
- величина отопительного сезона, характерного для Дальнего Востока – 237 дней;
- укрупнённо подсчитанные годовые эксплуатационные затраты – 250 тыс. рублей;
- срок эксплуатации переоборудованной котельной – 15 лет;
- затраты на дизельное топливо за год – 21,7 млн рублей [11];
- затраты на СПГ за год – 6,9 млн рублей [12];
- затраты на оплату выбросов парниковых газов в год при сжигании ДТ – 1 млн рублей;
- затраты на оплату выбросов парниковых газов в год при сжигании СПГ – 327 тыс. рублей;
- количество энергии, выработанной котельной за год – 4 813,2 МВт·ч;
- затраты на обращение с отходами и утилизацию принимаем равными нулю.

Итоговые расчётные значения критериев К1-К5 приведены в таблице 1. Расчёты показывают, что по критериям К1 (LCOE), К2 и К5 вариант котельной на СПГ лучше, чем вариант котельной на дизельном топливе, критерии К3 и К4 у обоих вариантов одинаковые. Следовательно, комплексный, более глубокий и многофакторный анализ по нашей методике подтверждает высокий потенциал проекта дооснащения паровой котельной опытным образцом турбогенерирующего модуля с теплообменником-конденсатором.

Таблица 1. Значения критериев оценки вариантов котельных

Вариант котельной	Критерии оценки									
	MWht, МВт·ч	Cap, тыс. руб.	O&M, тыс. руб.	F, тыс. руб.	Carb, тыс. руб.	LCOE, тыс. руб./МВт·ч	K2 CO/CO_2/ NO	K3, %	K4	K5, тыс. т
На ДТ	4813,2	241,2	250	11732	1001,7	2,75	56,8/37,7/2,6	85	1	408,8
На СПГ	4813,2	420	250	5759	326,7	1,4	0/12,9/2,2	85	1	389,7

Заключение

В результате исследования были разработаны, обоснованы и опробированы критерии и методика оценки потенциала использования сжиженного природного газа и водородного топлива для распределённой генерации и реализации государственных программных и проектных инициатив на примере ДФО.

Созданная региональная модель позволяет оценить приведённую стоимость электроэнергии, выработанную на разных типах электростанций. В модели задаётся ряд переменных, в том числе капитальные затраты, затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание, КИУМ, срок эксплуатации, мощность, срок строительства, удельный расход топлива на выработку электроэнергии и его стоимость, затраты на вывод из эксплуатации, а также ставка дисконтирования.

Перспективным направлением развития модели является включение сценариев, предусматривающих установление цены на углерод или запрет на строительство электростанций без установки систем улавливания углерода. Это позволит оценить конкурентоспособность традиционной генерации при изменении углеродного режима, а также удорожание электроэнергии в результате установки систем улавливания CO_2 и развития сопутствующей инфраструктуры транспортировки и хранения.

Несмотря на то, что модель была разработана и опробирована на примере объектов генерации энергии на основе СПГ и водорода, она применяется агентством при расчётах и оценках будущих или модернизируемых энергогазовых, угольных, атомных объектов и объектов генерации на основе возобновляемых источников энергии с учётом специфики регионов Российской Федерации и системообразующих документов стратегического планирования. Модель способствует принятию обоснованных решений по государственной поддержке проектов развития энергетической инфраструктуры, научно-технического, технологического и промышленного производства.

Особенностью модели является как возможность использования коэффициента изменения удельных капитальных затрат в результате развития технологий и инфраструктуры, так и прямой учет экологических последствий и региональных альтернатив. Это позволяет оценить не только диапазон стоимости электроэнергии для конечного потребителя, но и макроэкономический эффект в целом.

Использованные источники

1. *RIA Novosti [Electronic resource]. – Access mode: https://ria.ru/20201110/novak-1583958647.html (Accessed 03/28/2022).*
2. *Strategy for the socio-economic development of the Russian Federation with a low level of greenhouse gases until 2050 10/29/2021 [Electronic resource]. – Access mode: http://static.government.ru/media/files/ADKkCzp3fWO32e2yA0BhtIpyzWfHaiUa.pdf (Accessed 28.03.2022).*
3. *Huang L., Pei S., Wang Y., Zhang L., Ren S., Zhang Z., Xiao Y. Assessment of flammability and explosion risks of natural gas-air mixtures at high pressure and high temperature. Fuel, 2019. V. 247. P. 47–56.*
4. *Gonçalves M., Baldasano J.M., Jiménez-Guerrero P. Emissions variation in urban areas resulting from the introduction of natural gas vehicles: application to Barcelona and Madrid greater areas (Spain). The Science of the Total Environment, 2009. V. 407. No. 10. P. 3269–3281.*
5. *Mohammadi Khoshkar Vandani A., Joda F., Bozorgmehry Boozarjomehry R. Exergic, economic and environmental impacts of natural gas and diesel in operation of combined cycle power plants. Energy Conversion and Management, 2016. V. 109. P. 103–112.*
6. *TASS [Electronic resource]. – Access mode: https://tass.ru/rushydro-dv/energetikadv/2181602 (Accessed 28.03.2022).*
7. *National program for the socio-economic development of the Far East for the period up to 2024 and for the future up to 2035. Order of the Government of the Russian Federation of September 24, 2020 No. 2464-r [Electronic resource]. – Access mode: https://docs.cntd.ru/document/565853199*
8. *International Energy Agency (IEA) and the Nuclear Energy Agency (NEA). Projected Costs of Generating Electricity. Paris, France: OECD PUBLICATIONS, 2015. 215 p.*
9. *Best available techniques. energy saving. The order of definition of indicators of energy efficiency. [Electronic resource]. – Access mode: https://docs.cntd.ru/document/1200146500 (Accessed 03/28/2022).*
10. *State report on the state of energy saving and energy efficiency in the Russian Federation in 2014 [Electronic resource]. – Access mode: https://minenergo.gov.ru/view-pdf/5197/69065 (Accessed 28.03.2022).*
11. *Veselov F., Solyanik A. Economics of hydrogen production, taking into account exports and the Russian market. [Electronic resource]. – Access mode: https://energypolicy.ru/ekonomika-proizvodstva-vodoroda-s-uchetom-eksporta-i-rossijskogo-rynka/energoperehod/2022/09/04/*
12. *Klementiev A., Mitrova T., Sobko A. Opportunities and prospects for the development of small-scale LNG in Russia. Moscow, Russia: Skolkovo, 2018. 189 p.*

УДК 620.9 DOI 10.46920/2409-5516_2022_5171_28 EDN: ALOJIJ

Санкционное давление США на национальный энергетический сектор: опыт Ирана

USA sanctions pressure on the national energy sector: Iran's experience

Алексей МАСТЕПАНОВ
Главный научный сотрудник ИПНГ РАН, член совета директоров Института энергетической стратегии, д. э. н., профессор РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, академик РАЕН
e-mail: amastepanov@mail.ru

Alexey MASTEPANOV
Chief Researcher of the Analytical Center of the Energy policy and Security (Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences), a member of the Directorate Council of the Institute of Energy Strategy, Dr. of economic sci., professor of the National University of Oil and Gas «Gubkin University», academician of the Russian Academy of natural Sciences
e-mail: amastepanov@mail.ru

Андрей СУМИН
Ведущий научный сотрудник Аналитического центра энергетической политики и безопасности ИПНГ РАН, к. ю. н.
e-mail: andrey-sumin@rambler.ru

Andrey SUMIN
Leading researcher of Analytical Center for Energy Policy and Security (Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences), PhD in law
e-mail: andrey-sumin@rambler.ru

Борис ЧИГАРЕВ
Ведущий инженер по научно-технической информации ИПНГ РАН, к. ф.-м. н.
e-mail: bchigarev@ipng.ru

Boris CHIGAREV
Leading engineer for scientific and technical information at the Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences), PhD in physics and mathematics
e-mail: bchigarev@ipng.ru

Аннотация. В статье проанализирован санкционный механизм, с помощью которого США пытаются нанести ущерб экономике и повлиять на политику Ирана. Рассмотрена лежащая в основе санкционного механизма нормативно-правовая база. Охарактеризованы санкционные режимы, а также основания для их применения. Перечислены санкции и алгоритмы их применения. Названы основания для освобождения от санкций. Показано влияние американских санкций на энергетический сектор Ирана. Дан анализ мерам, принимаемым иранскими властями для противодействия санкционному механизму США. Оценены перспективы применения санкционного механизма против энергетического сектора России.
Ключевые слова: Иран, США, ISA, CISADA, ITRSHRA, санкции, санкционный механизм, санкционный режим, закон, энергетический сектор, нефть, нефть-сырец, природный газ, СПГ, нефтегазовый, нормативно-правовой, подсанкционный.

Abstract. The article analyzes the sanctions mechanism against Iran´s energy sector, through the influence of which the United States is trying to damage the economy and influence the policy of the Islamic Republic. The regulatory framework underlying the sanctions mechanism is considered. The authors characterize the sanctions regimes that make up the sanctions mechanism, as well as the grounds for their application. The sanctions provided for by the sanctions regimes and the algorithms for their application are listed. The grounds for exemption from sanctions are named. The impact of US sanctions on Iran's energy sector is shown. The analysis of the measures taken by the Iranian authorities to counteract the US sanctions mechanism is given. The prospects of applying the sanctions mechanism against the Russian energy sector are assessed.
Keywords: Iran, USA, ISA, CISADA, ITRSHRA, sanctions, sanctions mechanism, sanctions regime, law, energy sector, oil, crude oil, natural gas, LNG, oil and gas, regulatory, sanctioned.

После победы Исламской революции в Иране в 1979 г. США регулярно налагали экономические санкции на эту страну с целью побудить её новое руководство изменить проводимую им политику. В период 1980–1990-х гг. санкции были нацелены на принуждение Ирана к «отказу от поддержки терроризма» и на подрыв иранского влияния на Среднем и Ближнем Востоке. С середины первого десятилетия XXI в. фокус американских санкций сместился на усилия по срыву иранской ядерной программы. В основном речь идёт о так называемых вторичных санкциях, налагаемых на компании, осуществляющие сделки с Ираном в целом ряде сфер[1].

Практически с самого начала противостояния между двумя странами санкционное давление США было направлено на иранский энергетический сектор как один из системообразующих в экономике страны. Основанная в начале XX в. иранская нефтяная отрасль является одной из старейших в мире. Кроме вызванных Исламской революцией внутренних потрясений, нефтяная промышленность Ирана подверглась также массированным разрушениям в ходе затяжной ирано-иракской войны. Неудивительно поэтому, что инфраструктура разрабатываемых на террито-

[1] Начало американским санкциям было положено в 1979 г. «замораживанием» всех иранских авуаров и золотых запасов в американских банках. Далее последовал полный запрет гражданам и компаниям США вести бизнес в Иране или участвовать в совместных предприятиях с иранскими компаниями (санкции 1992 и 1996 гг.). В 2006 г. против Ирана были введены многосторонние санкции Советом Безопасности ООН с целью запрета иранской ядерной программы (июнь – Резолюция СБ ООН 1696 предупредительного характера, декабрь – Резолюция 1737, предусматривающая заморозку счетов компаний и лиц, связанных с ядерной программой). В 2007–2010 гг. СБ ООН ужесточил эти санкции (Резолюции 1747, 1803 и 1929). В июле 2010 г. экономические санкции против Ирана в связи с иранской ядерной программой ввёл и ЕС. Эти санкции, которые сами европейские чиновники считают наиболее жёсткими санкциями ЕС против какой-либо страны, были ужесточены в 2012 г. Кроме того, различные односторонние антииранские санкции в разные годы вводили Австралия, Канада, Р. Корея, Япония и др. страны (подробнее см., напр., [1]). Параллельно по нарастающей вводились и действовали американские санкции, анализ которых и является предметом данной статьи. В 2015 г. Иран и 6 ведущих мировых держав, включая США, подписали Совместный всеобъемлющий план действий (СВПД). Он подразумевал, что в обмен на снятие санкций Иран откажется от ядерной программы, будет продавать излишки обогащенного урана, если его объемы превысят 300 кг, а МАГАТЭ получит доступ ко всем ядерным объектам в стране.

Рыболовецкая лодка Лендж
на острове Кешм на юге Ирана

Источник:
weissdergeier / depositphotos.com

рии страны месторождений углеводородов давно нуждается в масштабной модернизации. В основном на её срыв и направлены американские санкции.

Хотя первые санкции против энергетического сектора Ирана США начали вводить ещё в 1980-е годы, системный характер они начали приобретать лишь в 1990-е гг. В 1995 г. американское Министерство финансов издало Распоряжение 12959 (англ.: Executive Order, сокр. E.O.), нацеленное на сокращение объёмов торговли иранской нефтью. Данный нормативный акт расширил сферу действия прежнего, схожего по содержанию, документа – Распоряжения 12613 от октября 1987 г., которое, в свою очередь, было издано на основании закона США «О сотрудничестве в области международной безопасности и развития» 1985 г. (англ.: International Security and Development Cooperation Act of 1985). Распоряжение от 1987 г. вводило запрет на импорт иранской нефти непосредственно в США, но не запрещало американским компаниям торговать ею за границей. Распоряжение от 1995 г. устанавливало запрет компаниям из США и на торговлю иранской нефтью за пределами американских границ, делая исключение лишь для своповых операций в отношении нефти, добытой на иранском участке Каспийского шельфа (в данном случае американские компании должны испрашивать соответствующие лицензии)[2]. На практике под запретом оказались и указанные своповые операции. В частности, корпорация Mobil, ходатайствовавшая о выдаче своповой лицензии в апреле 1999 г., получила отказ. Тем не менее, данный санкционный режим содержит одно существенное исключение. Согласно ему, не запрещён импорт в США бензина и прочих продуктов переработки иранской нефти при условии, если нефть из Ирана была смешана с нефтью, добытой в любой другой стране и переработана на НПЗ за пределами Исламской республики. В данном случае страной происхождения нефтепродуктов считается уже не Иран, а страна, где расположены соответствующие НПЗ [2, с. 15].

Практически с самого начала противостояния между двумя странами санкционное давление США было направлено на иранский энергетический сектор как один из системообразующих в экономике страны

[2] Иран начал свою деятельность на Каспии в 1998 г. С тех пор в иранском секторе Каспийского моря иранская нефтегазовая компания Khazar Exploration and Production (KEPCO) обнаружила 5 нефтяных месторождений, однако добыча на них не ведётся. В августе 2021 г. Иранская нефтегазовая компания KEPCO объявила об обнаружении крупнейшего в стране месторождения природного газа в иранском секторе Каспийского моря, которое получило название «Чалус» по имени близко расположенного иранского города.

В 1996 г. власти США инициировали новую стадию санкционной войны против энергетического сектора Ирана под предлогом наказать иранское правительство за «поддержку террористических организаций» и за «разработку ядерного и других видов оружия массового уничтожения». Упор был сделан на упомянутые вторичные санкции, цель которых заключалась в максимальном сокращении притока валютной выручки от экспорта углеводородов в Исламскую республику [2, с. 17].

Санкционный механизм в отношении энергетического сектора Ирана состоит из отдельных санкционных режимов. Санкционные режимы, в свою очередь, закреплены в нормативно-правовом массиве, содержащемся как в принятых специально для противодействия Ирану законах США, так и в других нормативах и подзаконных актах, изданных американскими органами исполнительной власти главным образом в соответствии с упомянутыми специальными законами.

В 1980–1990-х гг. санкции США были нацелены на подрыв иранского влияния на Среднем и Ближнем Востоке. С первого десятилетия XXI в. их фокус сместился на срыв иранской ядерной программы

Первым основополагающим нормативно-правовым актом, принятым специально для нанесения ущерба нефтегазовому сектору Ирана, стал закон США о санкциях против Ирана 1996 г. (англ.: Iran Sanctions Act, сокр. ISA) [3]. После вступления ISA в силу в 1996 г. американские официальные лица неоднократно распространяли действие его норм и на другие отрасли экономики Ирана. Целью принятия ISA

Исторический дом Кавама, Шираз

Источник: efired / depositphotos.com

Распоряжение от 1987 г. вводило запрет на импорт иранской нефти непосредственно в США. Распоряжение от 1995 г. запрещало компаниям из США и торговлю иранской нефтью за пределами США

было противодействие усилиям иранских властей по привлечению зарубежного капитала в нефтегазовый сектор, поскольку годом ранее (в 1995 г.) в Исламской республике был принят закон об открытии нефте- и газодобычи для иностранных инвесторов. Указанный иранский закон предусматривал особый механизм стимулирования зарубежных капиталовложений в национальную добычу углеводородов. Зарубежные инвесторы, вкладывавшие средства в нефте- и газодобычу в Иране, получали гарантированное законом право на поэтапное возмещение вложенных капиталов по мере успешного продвижения реализуемых ими проектов. Первоначальная редакция ISA была направлена против нефтегазовых проектов не только в Иране, но и в Ливии, однако в 2006 г., с прекращением санкционного режима в отношении Ливии, действие ISA стало распространяться исключительно на Иран. Более того, ISA явился самым первым направленным против Ирана пресловутым экстерриториальным законом США: данный нормативный правовой акт распространяет действие по сути внутриамериканских юридических норм за пределы юрисдикции США, ибо формально наделяет американские власти правом подвергать уголовному преследованию компании из любых третьих стран за нефтегазовое сотрудничество с Ираном. Необходимо отметить, что ISA содержит одно принципиальное изъятие: предусмотренные им санкционные режимы формально не распространяются на приобретение нефти-сырца (сырой нефти) из Ирана. Тем не менее, за исключением закупок иранской нефти-сырца, санкции действуют в отношении всех прочих видов экономической деятельности в иранском нефтегазовом секторе.

Вторым системно значимым рычагом санкционного давления на энергетический сектор Исламской республики стал закон США о всеобъемлющих ограничениях правомочий и санкциях в отношении Ирана 2010 г. (англ.: Comprehensive Iran Sanctions, Accountability, and Divestment Act, сокр. CISADA) [4]. CISADA был разработан в качестве дополнения к упомянутому выше ISA, и потому со вступлением в силу не отменил его юридической силы (за исключением отдельных положений). Целью принятия CISADA являлось усиление санкционного воздействия на иранский энергетический сектор, причём основной упор был сделан на противодействие поставкам бензина в Исламскую республику. На момент принятия данного закона Иран являлся четвёртым по величине в мире экспортёром нефти и вторым – среди государств-членов ОПЕК. При этом в силу недостатка производственных мощностей собственных НПЗ Иран был вынужден импортировать около 40 % потребляемого бензина и 11 % дизельного топлива [5]. Разработчики CISADA намеревались принудить отказаться от поставок бензина на иранский рынок не только непосредственно производителей горючего (такие, как Shell, BP, Total, CNPC, Petronas), но и трейдеров (Trafigura, Vitol), а также поставщиков услуг по обеспечению таких поставок (судоходные и страховые компании, производители оборудования).

Добыча нефти в Иране
Источник: kaztag.info

Месторождение газа «Южный Парс»
Источник: financialtribune.com

Наконец, третьим важным инструментом санкционного механизма является закон о снижении угрозы со стороны Ирана и правах человека в Сирии 2012 г. (англ.: Iran Threat Reduction and Syria Human Rights Act, сокр. ITRSHRA) [6]. Данный нормативно-правовой акт, изданный в период правления президента Барака Обамы, внёс ряд уточнений в тексты ISA и CISADA и был нацелен на нанесение ущерба энергетическому и финансовому секторам Ирана и Сирии за якобы имеющие место в обеих странах нарушения прав человека, за распространение оружия массового поражения и поддержку ими терроризма.

Санкционный механизм ISA, CISADA, ITRSHRA и изданных в соответствии с ними подзаконных актов состоит из отдельных санкционных режимов и выглядит следующим образом:

1. **Запрет на инвестиции в разработку нефтяных и газовых месторождений на территории Ирана.** Данный запрет и санкции за его нарушение можно назвать важнейшей частью американского санкционного механизма. Запрет подразумевает введение президентом США ограничительных мер в отношении компаний и физических лиц, инвестирующих в энергетический сектор Исламской республики свыше 20 млн долларов в течение одного года. Первоначальная редакция соответствующего раздела ISA закрепляла пороговую величину в 40 млн долларов, но спустя год после вступления закона в силу была снижена вдвое. Причиной данного шага являлся саботаж американских санкций со стороны компаний из других стран, в том числе близких союзников США, заинтересованных в присутствии на иранском рынке. Важно отметить, что понятие «разработка нефтяных и газовых месторождений» трактуется американским законодателем чрезвычайно широко. В это понятие входят, в частности, такие действия, как прокладка трубопроводов в Иран или через его территорию, строительство, расширение и реконструкция добычной и транзитной инфраструктуры, продажа оборудования для реализации энергетических проектов на иранской территории (при условии, что такие продажи можно юридически квалифицировать как инвестирование или иные направленные на извлечение прибыли действия), осуществление выплат по договорам на проведение научных и коммерческих исследований в нефтегазовой сфере, а также расширение уже произведенных капиталовложений в иранский энергетический сектор.

Стоит обратить внимание, что в понятие иранского энергетического сектора разработчики ISA включили ещё и инфраструктуру для производства и транспортировки СПГ, танкеры для перевозки нефти и СПГ, а также оборудование, предназначенное для строительства и функционирования нефтяных и газовых трубопроводов[3].

2. **Запрет на продажу бензина в Иран.** Статья 102(a) CISADA расширила смысл статьи 5 ISA в части наложения санкций

[3] Подобное широкое, практически необоснованное трактование основных понятий санкционных документов США приводит к тому, что, опасаясь попасть под их действия, компании вынуждены в свою очередь «перестраховываться», тем самым ещё больше расширяя сферу охвата санкциями.

Первым основополагающим нормативно-правовым актом, принятым специально для нанесения ущерба нефтегазовому сектору Ирана, стал закон США о санкциях против Ирана ISA 1996 г.

за поставки в Иран бензина. Нормы CISADA запрещают закупки нефти и нефтепродуктов для пополнения стратегических нефтяных резервов США у компаний, поставляющих горючее на иранский рынок. Кроме того, американскому Экспортно-импортному банку запрещено кредитовать фирмы, занимающиеся поставками в Иран горючего (в том числе авиакеросина) и оборудования для его производства. Санкции распространяются на единовременные сделки ценой свыше 1 млн долларов и поэтапные сделки ценой от 5 млн долларов, осуществляемые в течение одного года. Характерно, что нормы статьи 102(a) CISADA не распространяются на поставку в Иран мазута.

Далее, санкционные нормы действуют в отношении сделок (с аналогичными ценовыми порогами) на поставку в Иран оборудования и услуг, с помощью которых страна могла бы производить или импортировать бензин. В частности, санкциям подвергаются операции по поставке оборудования для НПЗ и для перевалки импортного бензина в иранских портах.

3. Санкции на поставку в Иран оборудования для нефтегазового сектора (включая нефтехимию). Введены распоряжением 13590 от 2011 г., позднее нормы данного подзаконного акта были перенесены в текст статьи 201 ITRSHRA. Данный пакет санкций применяется в двух случаях. В первом случае действуют в отношении единовременных сделок ценой от 1 млн долларов и поэтапных сделок ценой от 5 млн долларов, осуществляемых в течение одного года и применяются к сделкам на поставку товаров и услуг, способных поддерживать или укреплять функционирование иранского нефтегазового сектора. В качестве примера таких сделок можно назвать деятельность крупных нефтесервисных компаний, а также продажу добычного оборудования.

Здание Центрального банка Ирана

Источник: iran.ru

Во втором случае санкции могут налагаться за осуществление единовременных сделок ценой от 250 тыс. долларов и поэтапных сделок ценой от 1 млн долларов, проводимых на протяжении одного года, за поставку в Иран товаров и услуг, способных поддерживать на существующем уровне или улучшать функционирование нефтехимических производств.

4. Санкции за транспортировку иранской нефти (предусмотрены статьёй 201 ITRSHRA). Нормы этого санкционного режима действуют в отношении лиц-владельцев судов, перевозящих добытую в Иране нефть, и характеризуются достаточной юридической гибкостью. В частности, президент США уполномочен (но не обязан) запретить принадлежащим таким лицам судам заходить в американские порты на срок в два года. Кроме того, санкции не распространяются на суда, перевозящие иранскую нефть в страны, получившие индивидуальные исключения из санкционного режима.

Ещё одной характерной особенностью данного санкционного режима является его действие в отношении лиц, принимающих участие в совместных с иранскими компаниями нефтегазовых проектах за пределами иранской территории – при условии, что такие проекты начали реализовываться после 1 января 2002 г.

Эта дата выбрана не случайно, поскольку она выводит из-под действия санкций некоторые расположенные в Каспийском регионе проекты (такие, как Шах-Денис в Азербайджане, в реализации которого участвуют многие крупные энергетические компании первого эшелона).

5. Санкции в отношении страхования иранского судоходства, иранских государственных облигаций и за сотрудничество с Корпусом стражей исламской революции (КСИР). Данный санкционный режим закреплен в тексте ITRSHRA и действует в трёх случаях. Во-первых, согласно статье 212 санкциям подвергаются компании, занимающиеся страхованием и перестрахованием в пользу Иранской национальной нефтяной компании (NIOC) и Иранской национальной танкерной компании (NITC).

Во-вторых, согласно статье 213 санкции налагаются на лиц, приобретающих или способствующих размещению ценных бумаг суверенного долга Ирана, включая правительственные облигации.

В-третьих, на основании статьи 302 санкции распространяются также на лиц, прямо или косвенно взаимодействующих с КСИР либо связанными с КСИР организациями. В 2012 г. Министерство финансов США официально квалифицировало NIOC и NITC в качестве «связанных с КСИР организаций». Юридическим последствием данной квалификации стал запрет зарубежным банкам, прямо взаимодействующим с NIOC или NITC, открывать и оперировать банковскими счетами в пределах американской юрисдикции.

6. Санкции за приобретение иранской нефти и продуктов иранской нефтехимии, а также за сделки в иранской валюте. Данный режим санкций был введён распоряжением 13622 в 2012 г., отменён распоряжением 13716 в январе 2016 г. и снова введён в действие распоряжением 13846 в августе того же года. Распоряжение 13622 от 2012 г. налагало ряд санкций из предусмотренного ISA перечня [2, с. 14] на компании, вовлечённые в закупки в Иране нефти, нефтепродуктов и продуктов нефтехимии. Кроме того, предусматривалось исключение из американской финансовой системы банков, проводящих сделки с упомянутой NIOC и с иранской нефтеторговой компанией Naftiran Intertrade Company (NICO).

Штаб-квартира NIOC

Источник: kayhanlife.com

Согласно распоряжению 13622, также подлежали блокировке расположенные в пределах американской юрисдикции активы физических и юридических лиц, осуществляющих сделки, или способствующих проведению сделок по поставке товаров и услуг в пользу NIOC, NICO и Центрального банка Исламской Республики. Действие этого санкционного режима распространено на лиц, способствующих приобретению в пользу иранских государственных структур наличных долларов США, драгоценных металлов и камней либо изделий из них. Нормы данного санкционного режима не действуют в отношении материнских компаний таких юридических лиц – при условии, что

материнским компаниям предоставлено официальное исключение из санкционного режима. Далее, из санкционного режима исключены начатые до его установления проекты – такие, как проекты на поставку углеводородов из Азербайджана в Турцию и Европу.

За нарушения перечисленных режимов предусмотрена достаточно обширная палитра санкций. Перечень этих санкций закреплён в ISA [2, с. 14] и включает в настоящее время двенадцать позиций. Первоначальная редакция ISA содержала шесть разновидностей санкций, а в течение последующих лет их перечень был увеличен вдвое. Согласно нормам ISA, CISADA

Министерство нефти Ирана
Источник: ar.m.wikipedia.org

и ITRSHRA, при юридически квалифицированном наличии нарушений хотя бы одного санкционного режима президент США имеет право налагать на нарушителей комбинации из нескольких санкций из списка. Характерно, что если согласно исходной редакции ISA президент мог наложить лишь 2 из 6 санкций из списка, то с принятием CISADA и увеличением перечня санкций до 12, американский президент был наделён правомочием вводить уже не менее пяти санкций. Такой порядок сохраняется и в настоящее время. Санкции налагаются президентом США по рекомендации государственного секретаря или министра финансов. Сам перечень санкций выглядит следующим образом:

1. Запрет американскому Экспортно-импортному банку предоставлять американским экспортёрам, имеющим деловые контакты с нарушителями санкций, займы, кредиты и кредитные гарантии.
2. Отказ в предоставлении лицензий на экспорт американских военных технологий и технологий двойного назначения, если конечным получателем таких технологий является лицо-нарушитель санкционного режима.
3. Запрет американским банкам предоставлять нарушителям санкционного режима займы, превышающие сумму в 10 млн долларов в течение одного года.
4. Запрет попавшим под санкции кредитным организациям заниматься первичным размещением американских долговых обязательств и/или запрет размещать на своих счетах принадлежащие правительству США финансовые средства (в данном случае каждый перечисленный запрет считается самостоятельной санкцией).
5. Запрет правительству США приобретать товары и услуги у подсанкционных лиц.
6. Запрет подсанкционным лицам совершать платежи в иностранной валюте.
7. Запрет на совершение платёжных и кредитных операций между американскими финансовыми организациями и подсанкционными лицами.
8. Запрет подсанкционным лицам приобретать, владеть, пользоваться и продавать расположенные в пределах юрисдикции США объекты недвижимости.
9. Запрет на совершение закупок у подсанкционных лиц согласно закону США об экономических полномочиях в случаях возникновения чрезвычайных ситуаций глобального масштаба.
10. Запрет любым американским лицам приобретать финансовые продукты и долговые обязательства, эмитированные подсанкционными лицами.
11. Высылка из США сотрудников и контролирующих акционеров подсанкционных компаний.
12. Распространение на служащих высшего звена подсанкционных компаний любых предусмотренных ISA санкций.

Башня Азади
Источник: kefirm / depositphotos.com

Наконец, помимо перечисленных двенадцати видов санкций, в арсенале американской администрации существует отдельная административная процедура, которая при определённых условиях сама по себе является санкцией. Речь идёт о добавленном в сентябре 2010 г. в текст CISADA параграфе 102[b], согласно которому любая компания, претендующая на заключение коммерческого контракта с американскими правительственными органами, должна официально доказать, что ни сама она, ни находящиеся в её собственности или под её контролем фирмы не нарушают предусмотренный ISA санкционный режим.

ISA стал самым первым экстерриториальным законом США против Ирана: данный правовой акт распространяет действие внутриамериканских юридических норм за пределы юрисдикции США

Обращает на себя внимание юридическая расплывчатость отдельных положений санкционного механизма, о чём уже упоминалось выше. В частности, в тексте ISA отсутствует прямое указание на запрет осуществлять сделки в отношении добываемого в Иране природного газа. При этом санкции распространяются на деятельность по прокладке газопроводов, имеющих отношение к Ирану. Кроме того, направленные на совершение финансовых операций санкции также могут быть применены к сделкам в отношении имеющего иранское происхождение природного газа. В первоначальной редакции ISA не упоминалось производство СПГ на территории Ирана. С принятием CISADA санкционный режим был распространён также на СПГ. Тем самым правительство США расширило действие санкционного механизма на инвестирование в иранские проекты СПГ и на поставку танкеров-газовозов в Исламскую республику. В американском экспертном сообществе существует мнение, что именно в силу указанных санкций Иран до сих пор не сумел наладить производство и экспорт сжиженного газа [2, с. 16]. В данной связи необходимо, однако, отметить, что добываемый в настоящее

время в Иране газ используется для покрытия внутреннего спроса. Внутренняя потребность страны в природном газе весьма высока. К примеру, в 2019 г. Иран занимал четвёртое место в мире по совокупному объёму потребления газа – после США, России и Китая соответственно [7, с. 7].

Необходимо подчеркнуть, что американский санкционный механизм характеризуется существенной нормативной гибкостью: президент США законодательно наделён правомочием делать исключения из того или иного санкционного режима. Положения ISA и CISADA содержат три группы исключений: общего характера, для государств и для компаний.

1. Исключения общего характера, закреплены в разделе 4(c)(1)(a) ISA. В силу норм данного раздела президент США вправе отменить обязательную проверку тех или иных действий на соответствие санкционным режимам на срок в шесть месяцев единовременно. К этому правомочию прибегали президенты Обама и Трамп в 2017 и 2018 гг. соответственно.
2. Исключения для отдельных государств образуют вторую группу изъятий из санкционного механизма. Согласно разделу 4(c)(1)(b) ISA, президент США имеет право отменить применение того или иного санкционного режима на срок в один год в отношении компаний из государств, власти которых активно сотрудничают с США в усилиях по предотвращению разработки в Иране оружия массового поражения и иных современных военных технологий. Условием предоставления исключений данного типа является их непротиворечие интересам национальной безопасности США.
3. Исключения для отдельных компаний предусмотрены в разделе 9(c) ISA и могут быть распространены на срок в один год единовременно президентом США на любую компанию, если это «критически важно для интересов национальной безопасности США». Такие исключения предоставлялись, например, в 1998 г. компаниям Total, Petronas и «Газпром», реализовывавшим нефтегазовые проекты на иранской территории.

Американскому Экспортно-импортному банку запрещено кредитовать фирмы, занимающиеся поставками в Иран топлива (в том числе авиакеросина) и оборудования для его производства

Пешеходный мост Табиат
Источник: akdn.org

В данный перечень не входит так называемое «особое правило», разработанное американскими чиновниками специально для стимулирования компаний к отказу от работы в иранском нефтегазовом секторе. «Особое правило» закреплено в § 102[g][5] CISADA и предусматривает освобождение от санкций для фирм, которые намерены отказаться от уже реализуемых или планируемых нефтегазовых проектов в Исламской республике – при условии, что фирмы будут способны убедительно доказать желание уйти с иранского рынка. Известно несколько случаев применения «особого правила», причём американские власти подошли к пожелавшим отказаться от работы в Иране компаниям достаточно щадяще – им было предоставлено несколько лет, чтобы свернуть свои иранские проекты.

Подобный мягкий подход объясняется желанием американских чиновников помочь покидающим Иран компаниям минимизировать издержки. Дело в том, что иранское правительство изначально стимулировало крупные мировые энергетические компании к работе на своём рынке с помощью программы „Buy-Back". В соответствии с этой программой зарубежные компании-инвесторы поэтапно получали в виде возмещения от иранского правительства суммы своих капиталовложений по мере реализации своих проектов в стране. Таким образом, энергетические концерны получали возможность вернуть себе, по меньшей мере, часть своих инвестиций и в конечном итоге покинуть иранский рынок, не подвергаясь санкциям со стороны США.

Наконец, правительство США правомочно прекратить действие любого санкционного режима, причём немедленно, при наступлении ряда условий, к которым относятся:

1. Прекращение Ираном деятельности по обзаведению оружием массового поражения.
2. Вычёркивание Ирана из американского списка государств, поддерживающих международный терроризм.
3. Возникновение обстоятельств, при которых Иран «более не представляет серьёзной угрозы» для национальной безопасности США и их союзников.

Капитолий, Вашингтон
Источник: kzlobastov / depositphotos.com

Санкциям подвергаются компании, занимающиеся страхованием Иранской национальной нефтяной компании и Иранской национальной танкерной компании, а также покупатели иранских облигации

Отдельного рассмотрения заслуживают американские ограничительные меры, разработанные специально для снижения поступления в Иран валютной выручки от экспорта нефти. С данной инициативой Конгресс США выступил в 2011 году. Практическая реализация инициативы заключалась во введении санкций за осуществление финансовых транзакций с иранским Центральным банком, который имеет специальные счета в кредитных организациях по всему миру для проводки платежей на экспортируемую из Исламской республики нефть. В итоге инициатива обрела нормативное закрепление в статье 1245 закона США об одобрении расходов на национальную оборону на 2012 бюджетный год и выглядит следующим образом:

1. Президент США обязан воспрещать открывать счета на территории США любому зарубежному банку (либо устанавливать лимит на количество уже открытых счетов), если достоверно установлено, что такой банк осуществлял «существенные финансовые операции» с Центральным банком Ирана или любым иным находящимся под американскими санкциями иранским банком.

2. Данный санкционный режим действует также в отношении любого зарубежного Центрального банка, если таковой осуществляет сделки по оплате нефтяных поставок с Центральным банком Ирана.

3. В статье 1245 содержится также норма, направленная на стимулирование покупателей иранской нефти уменьшать такие закупки. Данный санкционный режим получил особое юридическое определение – «Исключение в качестве поощрения за существенное снижение закупок нефти» (англ.: Significant Reduction Exception, сокр. SRE). В качестве поощрительного режим

Остров Киш, Персидский залив, Иран

Источник: Wirestockr / depositphotos.com

SRE может быть распространён на банки любого государства, «существенно снизившего» закупки нефти у Ирана. Для того, чтобы пользоваться режимом SRE, любая страна мира должна соответствовать одному критерию – на протяжении периода в 180 дней закупать иранской нефти меньше, чем на протяжении предыдущих 180 дней.

Статья 1245 не устанавливает количественного определения «существенного снижения закупок»; тем не менее, такое определение содержится в письме, направленном от имени сенаторов Р. Менендеса и М. Кирка в адрес министра финансов США Т. Гайтнера в январе 2012 года [2, с. 18]. В частности, в письме указано что «существенным снижением» может быть признано уменьшение закупок на 18 % по отношению к предыдущему периоду времени. При этом количественное указание (18 %) понимается не только как разница в объёмах закупленной в Иране нефти, но и как разница в размерах платежей за иранскую нефть.

С 2010 г. по нормам CISADA компания, заключающая коммерческий контракт с американским правительством, должна официально доказать, что ни она, ни ее «дочки» не нарушают санкции против Ирана

Режим SRE предполагает, что банки государств, которым предоставлен данный режим, могут осуществлять любые (т. е. не только за нефть) платежи с Центральным банком Ирана или иным другим подсанкционным иранским банком, не подвергаясь риску наложения американских санкций. Администрация президента Обамы, в период нахождения у власти которого был разработан и введён санкционный режим SRE, широко использовала последний для сокращения круга покупателей иранской нефти. В частности, в марте 2012 г. режим SRE был распространён на Японию, в сентябре – на Чехию, Бельгию, Германию, Францию, Нидерланды, Италию, Грецию, Испанию, Португалию и Польшу, в декабре – на Индию, Малайзию, Китай, Южную Корею, ЮАР, Шри-Ланку, Сингапур, Тайвань и Турцию. В январе 2016 г. отдельные ограничительные меры в отношении закупок иранской нефти формально истекли, что автоматически приостановило и действие режима SRE. В результате многие государства быстро возобновили закупки нефти в Иране.

Пришедшая к власти в США администрация президента Трампа ужесточила позицию по отношению к Ирану, в том числе в части усиления санкционного давления на иранский нефтяной экспорт. Был возобновлен и санкционный режим SRE, действие которого было вновь распространено на Индию, Китай, Японию, Италию, Грецию, Турцию, Тайвань и Южную Корею. Наконец, в апреле 2019 г. Госдепартамент США объявил о прекращении послаблений другим странам в рамках режима SRE начиная со 2 мая того же года. Данный шаг был мотивирован намерением администрации Трампа усилить санкционное давление на Иран путём максимального снижения его нефтяного экспорта. В марте 2020 г. Министерство финансов США выпустило официальное предостережение всем нефтетрейдерам и пригрозило им уголовным преследованием за продолжающееся скрытое приобретение иранской нефти путём перегрузки с танкера на танкер в открытом море [8, с. 4625].

4. Санкции в отношении нефтяных сделок налагаются при условии, если президент США, основываясь на отчёте Энергетического ведомства США, формально уведомит конгресс (один раз в каждые 90 дней) о наличии достаточных объёмов нефти на внутреннем рынке. Вторым условием является официальное заключение Энергетического ведомства США (составляется один раз в 180 дней) о наличии достаточных объёмов нефти на мировом рынке для удовлетворения спроса всех стран-потребителей, которые таким образом в состоянии отказаться от поставок нефти из Ирана[4].

Из-за санкций Иран до сих пор не сумел наладить производство и экспорт СПГ. Добываемый в Иране газ используется на внутреннем рынке, который по объемам потребления занимает 4 место в мире

[4] Последний раз такое подтверждение было сделано 15 ноября 2021 г.: президент США Джо Байден под-

Остров Ормуз в Хормузе, юг Ирана

Источник: weissdergeier / depositphotos.com

Американский санкционный механизм характеризуется нормативной гибкостью: президент США законодательно наделён правом делать исключения из того или иного санкционного режима

5. Исключения гуманитарного характера закреплены в § 2 статьи 1245. В данном случае речь идёт об освобождении от санкций сделок с Центральным банком Ирана, предметом которых выступают предназначенные для сельскохозяйственного производства товары, продукты питания, медикаменты и медицинская техника. В сентябре 2019 г. распоряжением 13224 Центробанк Исламской республики был объявлен террористической организацией, что автоматически сделало невозможным осуществление гуманитарных сделок к ним. Тем не менее, в феврале 2020 г., когда Иран оказался в числе наиболее пострадавших от короновирусной пандемии государств, Министерство финансов США выпустило особую генеральную лицензию, разрешившую упомянутые сделки с Центральным банком Ирана.

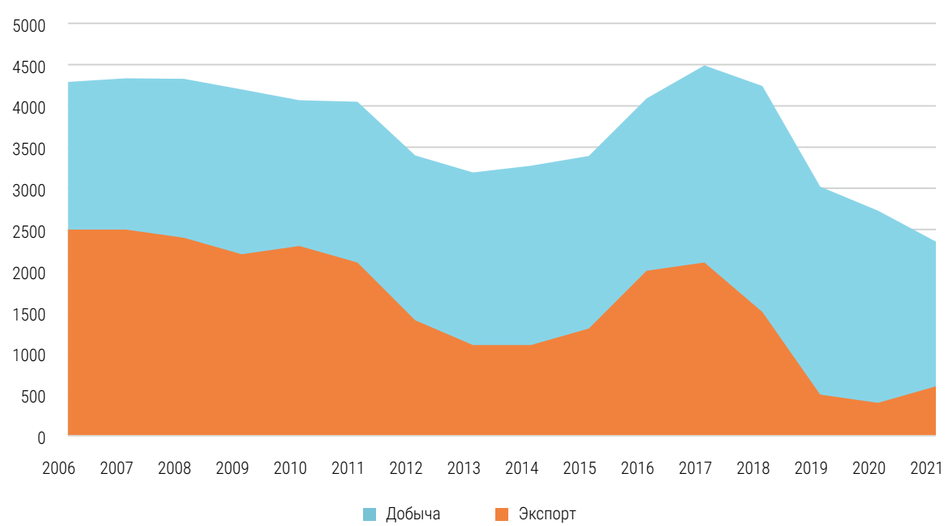
Поскольку Иран, в силу международных санкций, не раскрывает официальную статистику ни по добыче нефти, ни по нефтяному экспорту, достоверно судить о действенности этих санкций трудно. Приводимые по этому поводу оценки разнятся, причём достаточно широко.

Оценки объёмов экспорта иранской нефти публикуют информационное агентство Platts, исследовательская компания Kpler, агрегатор макроэкономических данных Trading Economics; данные по добыче нефти и потреблению жидкого топлива в Иране предоставляет в своих ежегодных статистических обзорах (Statistical Review of World Energy) нефтегазовая компания BP. О том, что это именно оценочные данные, свидетельствует их постоянная корректировка. Так, добыча нефти в Иране в 2015 г. по данным обзора 2016 г. составляла 3920 тыс. барр./сутки, по данным обзора 2017 г. – 3897, а по данным обзора 2021 г. – только 3392 тыс. барр./сутки, то есть была на 528 тыс. барр./сутки меньше, чем оценивалась первоначально. Аналогичная разница (570 тыс. барр./сутки) имеется между оценками добычи нефти и в 2016 г.,

твердил сохранение американских санкций в отношении иранской нефти: – «Мировых запасов достаточно, чтобы не закупать ее у этой исламской республики» [9].

Рис. 1. Иран: динамика добычи и экспорта нефти, тыс. барр./сутки

Источник: построен авторами по данным BP и Trading Economics



Покупатели (государства/ объединения государств)	2011 г.	2014–2016 гг.	Май 2018 г.	Октябрь 2018 г.	Декабрь 2021 г.
Евросоюз (особ. Италия, Испания, Греция)	600	незначит.	520	100	0
Китай	550	410	700	838	600
Япония	325	190	133	0	0
Индия	320	190	620	354	0
Республика Корея	230	130	100	0	0
Турция	200	120	200	161	нет данных
ЮАР	80	незначит.	незначит.	0	0
Малайзия, Индонезия, Шри-Ланка	90	незначит.	незначит.	нет данных	нет данных
Тайвань	35	10	67	0	0
Сингапур	20	незначит.	незначит.	33	0
Сирия	0	незначит.	33	96	96
Венесуэла, Ирак, ОАЭ (нефтяные свопы)	55	незначит.	10	21	400
ИТОГО	2 500	1 060	2 450	1 600	1 100

Таблица 1. Поставки иранской нефти (в среднем, тыс. барр. в сутки)

сделанными в обзорах за 2017 и 2021 гг. [10]. Тем не менее, динамика данных дает общее представление о развитии ситуации (рис. 1).

Американская оценка эффекта действий своих санкций в отношении экспорта иранской нефти дана в экспертном докладе по данному вопросу, специально подготовленном для Конгресса США. Представленные в докладе данные дают заодно возможность судить о готовности той или иной страны-покупателя иранской нефти соблюдать санкции США. В таблице 1 из этого доклада представлена сводная информация о динамике поставок нефти из Ирана с момента усиления американских санкций в 2011 г., и в пиковые периоды ослабления и ужесточения санкционных режимов [2, с. 20].

В результате применения американских санкций в период 2011–2015 гг. экспорт сырой нефти из Ирана снизился более чем на 50 %, что привело к нарастанию кризисных явлений в иранской экономике [2, с. 2]. В мае 2018 г. президент США Дональд Трамп отменил сделанные администрацией его предшественника Б. Обамы послабления антииранских санкций, а в ноябре того же года США в одностороннем порядке вышли из СВПД и ввели дополнительные санкции в отношении Ирана, которые включают эмбарго на иранские энергоносители.

Результатом стал глубокий спад экономики Исламской республики, поскольку из-за санкций снизился нефтяной экспорт, а страна оказалась фактически отрезана от мировой финансовой системы. Как отметил министр нефти Ирана Джавад Оуджи, выступая на совместном заседании ОПЕК+ 2 сентября 2021 г., «Иран потерял около 100 миллиардов долларов доходов от нефти с 2018 года по 2021 год из-за санкций США, которые препятствовали продажам 1,8 баррелей иранской нефти» [11]. По имеющимся оценкам, за 2012–2021 гг. среднегодовой рост ВВП Ирана составил всего 0,58 % [12].

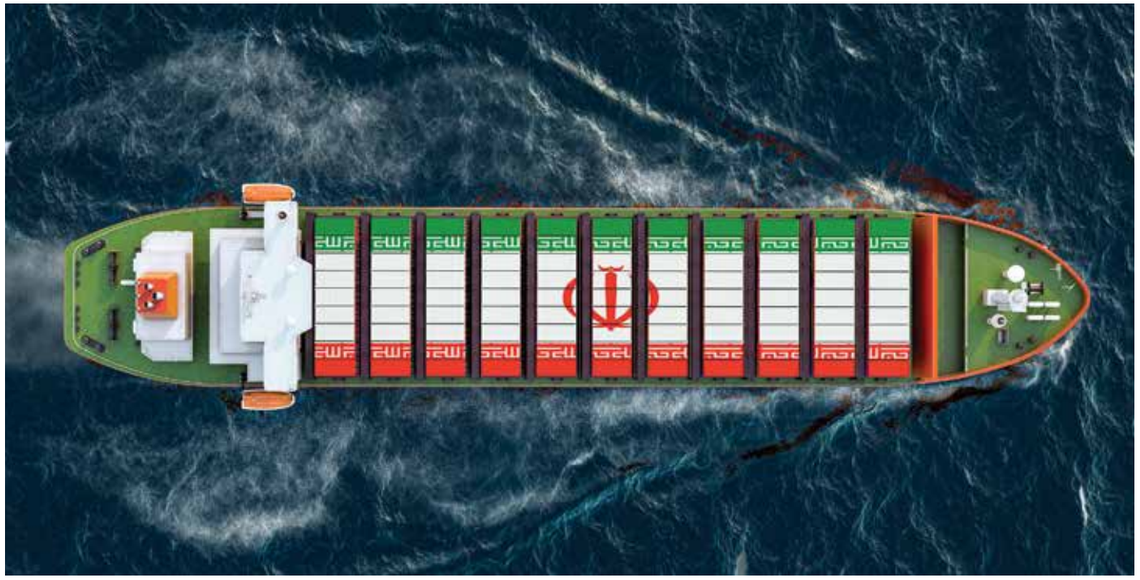
Пытаясь противодействовать введённым США санкциям, правительство Ирана ещё в 2011 г. взяло курс на снижение зависимости государственного бюджета от поступлений выручки от продажи углеводородного сырья за рубеж. Такой подход в целом оправдал себя: по утверждению иранских властей, в 2020/2021 бюджетном году поступления от экспорта ископаемых углеводородов составили минимальную долю доходной части государственного бюджета Исламской республики за всю историю статистики [2, с. 10]. Согласно данным МВФ, в 2016 г., по итогам которого была опубликована последняя соответствующая статистика, выручка от экспорта

В марте 2020 г. Минфин США выпустил предостережение нефтетрейдерам и пригрозил им уголовным преследованием за скрытую покупку иранской нефти с танкера на танкер в открытом море

нефти составила примерно 40 % доходной части государственного бюджета Ирана [7, с. 2][5].

О предпринимаемых иранскими властями практических мерах по обходу американских санкций известно немного. Периодически появляются сообщения о практикуемых иранскими экспортёрами поставках подсанкционной нефти путём перевалки с танкера на танкер в открытом море при отключённых навигационных системах [8, с. 4624–4626]. В судовых сопроводительных документах в качестве страны происхождения нефти вместо Ирана указываются такие государства, как Малайзия, Сингапур, ОАЭ, Ирак или Оман [7, с. 4][6]. Оплата за поставки осуществляется в адрес подставных компаний при посредничестве как минимум 28 банков в Китае, Сингапуре, Турции и ОАЭ. В ряде случаев деньги доставляются в Иран и в наличной форме [13].

Разумеется, такие действия вызывают недовольство и соответствующие угрозы со стороны властей США [14]. При этом ни одна из норм, являющихся составной частью изданного в США антииранского санкционного нормативного массива, формально не налагает ни на другие страны мира, ни на физических и юридических лиц обязанность перехватывать, задерживать, обследовать или конфисковывать суда под иранским флагом в открытом море, перевозящие нефть или иные подсанкционные грузы. Тем не менее, должностные лица администрации президента Трампа, ссылаясь на различные нормы антитеррористического законодательства США, неоднократно указывали, что санкционный режим распространяется на отдельные партии транспортируемой морскими судами иранской нефти и на физических лиц, занимающихся организацией ее морских перевозок. Американские чиновники оправдывали такие случаи распространения санкционного режима тем обстоятельством, будто транспортировка тех или иных партий иранской нефти прямо или косвенно организуется в интересах иранского Корпуса стражей исламской революции, объявленного в США террористической организацией. В сентябре 2019 г. Министерство финансов США внесло одно существенное изменение в санкционный режим в отношении иранских нефтяных поставок. Согласно новой норме, санкции могли отныне распространяться на компании и физических лиц, оказывающих содействие в организации портовой перевалки иранской нефти.



Грузовое судно из Ирана

Источник: alexlmx / depositphotos.com

Периодически становятся известны как случаи захвата (с последующей принудительной реализацией и конфискацией вырученных средств) американскими спецподразделениями партий подсанкционной иранской нефти в процессе перевалки и транспортировки [18, с. 3], так и случаи успешного силового противодействия со стороны иранских ВМС таким попыткам американских властей [19].

Так или иначе, несмотря на усилия США, Ирану и покупателям его нефти определённо удалось найти возможности системного обхода американских ограничительных мер. Об этом, к примеру, может свидетельствовать сделанное в конце марта 2022 г. заявление министра нефти Исламской республики Д. Оуджи, который, в частности, заявил, что объёмы экспорта иранской нефти достигли максимальных значений с момента ужесточения американских санкций в отношении нефтяного сектора страны в 2018 г. [20][7].

Заключение

Анализ американского санкционного механизма, разработанного и применяющегося против энергетического сектора Ирана уже на протяжении десятилетий, неизбежно поднимает вопрос о его эффективности. Думается, что однозначного ответа здесь не существует.

С одной стороны, США действительно удалось нанести болезненный удар по иранскому нефтяному экспорту, что привело к сокращению притока твёрдой валюты в страну. Если в 2011 г. из Ирана ежесуточно экспортировалось 2,7 млн баррелей нефти, то в 2012 г. этот показатель снизился до 2,05 млн барр., а в 2013 г. он составил уже 1,73 млн барр. [22, с. 11][8].

После многих лет действия санкций так и не была достигнута основная цель американского санкционного механизма – заставить иранское руководство действовать в нужном США ключе

В 2020 г., вследствие американских санкций и одновременного снижения спроса на энергоносители из-за пандемии, нефтедобыча в Иране и вовсе достигла минимальных значений за три последних десятилетия [7, с. 1]. Постепенное, а не резкое уменьшение объёмов иранского нефтяного экспорта предотвратило ценовой шок на мировом рынке углеводородов. Динамика же снижения валютных поступлений в иранский бюджет оказалась ещё более резкой, нежели динамика падения физических объёмов экспорта нефти. Кроме того, вводившиеся всё новые санкционные режимы вынудили многих покупателей иранской нефти переориентировать спрос на других поставщиков. Те же из прежних покупателей, кто готов был и дальше закупать нефть в Иране, невзирая на американские санкции, получили и стали активно пользоваться возможностью выторговать у иранцев более привлекательные для себя цены.

За описанный период времени США сумели сформировать в целом действенный механизм санкционного давления на экономику такой крупной нефтедобывающей страны, как Иран (к моменту введения санкций в действие в 2011 г. Иран являлся третьим крупнейшим – после Саудовской Аравии и России – нетто-поставщиком сырой нефти на мировой рынок).

С другой стороны, даже по прошествии многих лет после введения санкций в действие, так и не была достигнута основная цель американского санкционного механизма – заставить иранское руководство действовать в нужном США ключе. Несмотря на нанесённый экономике Исламской республики в целом, и энергетическому сектору в частности, существенный ущерб, США до сих пор так и не смогли принудить Иран отказаться от усилий по реализации

[5] О действенности этих санкций и том, как Иран научился жить в условиях перманентных санкций и обходил их, см., напр., [12,15,16].

[6] Как отметила ещё в 2018 г. главный нефтяной аналитик консалтинговой компании Energy Aspects Амрита Сен, «Есть много глаз, которые могут отследить нарушения и проверить несоответствующие реальным данным торговые потоки. Конечно, отдельные партии могут остаться незамеченными, но масштабную контрабанду отследить совсем нетрудно» [17]. С тех пор средства подобного слежения, включая космические, только совершенствовались.

[7] По данным информационного агентства «Интерфакс», Джавад Оуджи заявлял местному агентству IRNA, что нефтяной экспорт страны за год, завершившийся 20 марта, вырос на 40 %, в результате чего поступления в бюджет государства от продажи нефти оказались на 10 % больше ожидавшихся [21].

[8] Trading Economics приводит другие цифры: соответственно, 2,1, 1,4 и 1,1 млн барр./сутки (рис. 1).

его стратегических задач, а именно по расширению регионального влияния, разработке ядерных технологий и по развитию ВПК (в особенности – ракетной программы и производства дронов военного назначения) [2, с. 2]. США и сами вынуждены в настоящее время констатировать несостоятельность своих попыток при помощи санкций заставить Иран прекратить укрепление военной составляющей своей национальной безопасности и лишить страну возможности бросать вызов американским интересам [23, с. 14–15].

Более того, в свете нынешних событий на Украине США и их союзники не исключают и возможность смягчения санкций против иранского энергетического сектора[9]. Причина – необходимость привлечения дополнительных объёмов нефти на западные рынки в целях частичного возмещения поставок нефти из России вследствие вероятного (ожидаемого!) эмбарго на импорт российских углеводородов [26, с. 8; 27, с. 15]. Правда, американское экспертное сообщество склонно считать данную затею малоперспективной [22, с. 6], в том числе из-за позиции иранского руководства [28]. Поэтому администрация президента США Джо Байдена намерена как минимум сохранять санкционное давление на Иран на уже существующем уровне, о чём свидетельствует недавняя официальная классификация Ирана со стороны спецслужб США как «угрозы регионального характера с обширным вредоносным потенциалом» [23, с. 4].

Наконец, остаётся прояснить, насколько эффективным может оказаться на перспективу вероятное применение США антииранского санкционного механизма в отношении российского экспорта ископаемых углеводородов. Тем более, что отдельные режимы из санкционного механизма уже применяются или готовятся к применению против России как американской стороной, так и её союзниками. Думается, что апробированный на Иране санкционный механизм в конечном итоге не принесёт западным странам полного ожидаемого эффекта. Во-первых, в настоящее время совокупный объём экспортируемой из России нефти в три раза выше того, что экспортировал Иран на момент ввода санкций против его нефтяного сектора в 2011 г. Заместить такие объёмы российской нефти наращиванием поставок другими экспортёрами будет проблематично, если вообще возможно. Во-вторых, в отличие от Ирана, поставлявшего до 2011 г. нефть главным образом по долгосрочным контрактам, Россия в настоящее время реализует свою нефть преимущественно на спотовом рынке. В-третьих, Иран традиционно экспортировал сырую нефть, а структура российского экспорта включает не только нефть-сырец, но и значительные объёмы уже готовых нефтепродуктов. Поэтому так часто упоминаемое США и их союзниками эмбарго в отношении ископаемых углеводородов из России практически гарантированно приведёт к ценовому шоку и наверняка спровоцирует панику на энергетических рынках. Подобное развитие событий особенно нежелательно для администрации президента США Д. Байдена в свете предстоящих в ноябре текущего года выборов в конгресс, в обеих палатах которого правящая Демократическая партия имеет незначительное преимущество над оппозиционной Республиканской партией.

Тем не менее, снижение объёмов экспорта российской нефти вследствие отказа от её закупок со стороны многих западных компаний уже вынудило российских поставщиков оперативно искать покупателей в других регионах мира и предлагать им нефть с существенным дисконтом. Так что вопрос об эффективности применения американских (и вообще западных) санкций против российского экспорта углеводородов в конечном итоге не подразумевает однозначного ответа, но заслуживает всесторонней проработки – не в последнюю очередь с учётом иранского опыта.

Белый дом в Вашингтоне
Источник: Vacclav / depositphotos.com

[9] О том, что процесс пошёл именно в этом направлении, свидетельствует целый ряд данных. Так, по сообщению ТАСС со ссылкой на иранское агентство Tasnim и данные аналитической компании Kpler, в первом квартале текущего года Иран экспортировал 870 тыс. баррелей нефти в сутки, что на 30 % больше, чем средний объём экспорта в 2021 г., который составлял 668 тыс. барр./сутки. Аналитики считают, что рост иранского экспорта может говорить о том, что Тегеран готовится к снятию санкций и восстановлению иранской ядерной сделки, переговоры о которой ведутся с апреля прошлого года [24]. Ирану удалось восстановить добычу нефти до досанкционного уровня, и страна зарабатывает хорошие деньги на экспортируемой нефти, заявил глава Центрального банка Ирана (CBI) Али Салехабади. «Мы достигли очень хороших показателей с точки зрения продаж нефти. Мы восстанавливаем доходы от продажи нефти в полном объёме», – отметил банкир. Отвечая на вопрос об иранских активах, замороженных в ряде зарубежных стран, глава CBI сказал, что долг Великобритании перед Ираном был погашен и Тегеран даже использовал эти деньги. В целом процесс разблокировки иранских финансовых ресурсов идет хорошо, заключил он [25].

Использованные источники

1. *Комшукова О.В. Санкции в отношении Ирана: цели и последствия. – URL: https://cyberleninka.ru/article/n/sanktsii-v-otnoshenii-irana-tseli-i-posledstviya/viewer*
2. *Katzman, K. Iran Sanctions / Congressional Research Service, updated February 2, 2022, RS20871. – URL: https://crsreports.congress.gov*
3. *H.R.3107 – Iran and Libya Sanctions Act of 1996. – URL: https://www.congress.gov/bill/104th-congress/house-bill/3107*
4. *H.R.2194 – Comprehensive Iran Sanctions, Accountability, and Divestment Act of 2010. – URL: https://www.congress.gov/bill/111th-congress/house-bill/2194*
5. *Iran faces global push towards more sanctions / Financial Times, 15.12.2009. – URL: https://www.ft.com/content/9ba5fd12-e9b2-11de-9f1f-00144feab49a*
6. *H.R.1905 – Iran Threat Reduction and Syria Human Rights Act of 2012. – URL: https://www.congress.gov/bill/112th-congress/house-bill/1905*
7. *Country analysis executive summary: Iran / US Energy Information, July 16, 2021.*
8. *Hatipoglu E., Al-Suwailem M., Muhsen A.R., Al Muhanna S. Contextualizing uncontrolled oil trade flows: a novel categorization / Energy Reports 8 (2022), 4622-4632.*
9. *Интерфакс-Нефть. Ежедневный обзор. № 210-2 (6929), 15 ноября 2021 г.*
10. *BP Statistical Review of World Energy за соответствующие годы. – URL: https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html*
11. *Иран потерял около 100 млрд долларов доходов от нефти с 2018 года из-за санкций США. – URL: https://www.iran.ru/news/economics/118194/Iran_poteryal_okolo_100_mlrd_dollarov_dohodov_ot_nefti_s_2018_goda_iz_za_sankciy_SShA?ysclid=l2pp354j40*
12. *Егупец А. 40 лет санкций: как Иран переживает экономическую блокаду Запада. – URL: https://www.kommersant.ru/doc/5269023?*
13. *Wall Street Journal details Iran´s Clandestine Banking, Finance System. – URL: https://www.iranintl.com/en/202203187206*
14. *U.S. to warn shippers against storing Iranian oil. – URL: https://news.yahoo.com/u-warn-shippers-against-storing-183417365.html?fr=sycsrp_catchall*
15. *Катасонов В. Санкции – иранский опыт противостояния. – URL: https://www.fondsk.ru/news/2022/04/15/sankcii-iranskij-opyt-protivostojania-55982.html?*
16. *Катона В. Сможет ли Иран выйти из-под санкций? – URL: https://russiancouncil.ru/analytics-and-comments/analytics/smozhet-li-iran-vyyti-iz-pod-sanktsiy/*
17. *Иран вновь пустил в ход танкеры-призраки. – URL: https://www.kommersant.ru/doc/3750910?from=doc_vrez*
18. *Cicurel A., Ghalili A. As nuclear talks pause, Iran escalates / The Jewish Institute for National Security of America, NatSec Brief: March 14, 2022.*
19. *Oil Minister Says Iran Foiled Unreported US Attempted Oil Seizures. – URL: https://www.iranintl.com/en/202203188394*
20. *Minister says Iran´s oil exports reached a record high despite sanctions. – URL: https://www.iranintl.com/en/202203242260*
21. *Интерфакс-Нефть. Ежедневный обзор. №78 (7040), 29 апреля 2022 г.*
22. *US policy options to reduce Russian energy dependence / US Energy & Climate, March 8, 2022.*
23. *Annual threat assessment of the U.S. intelligence community / Office of the Director of National Intelligence, February 2022.*
24. *Экспорт иранской нефти в 2022 году вырос на 30%. – URL: https://tass.ru/ekonomika/14519917?utm_source=yandex.ru&utm_medium=organic&utm_campaign=yandex.ru&utm_referrer=yandex.ru*
25. *Iran´s petrodollars fully recovered, oil output back to pre-sanctions level: CBI Chief. – URL: https://www.tasnimnews.com/en/news/2022/04/27/2702160/iran-s-petrodollars-fully-recovered-oil-output-back-to-pre-sanctions-level-cbi-chief*
26. *Fattouh B., Economou A., Mehdi A. Russia-Ukraine Crisis: Implications for global oil markets / The Oxford Institute for energy studies, March 2022.*
27. *Finley M., Krane J. Reroute, reduce, or replace? How the oil market might cope with a loss of Russian Exports after the invasion of Ukraine / Rice University´s Baker Institute for public policy, Center for energy studies, March 2022.*
28. *Iran´s Vice-President says "enmity" with US will not end with talks. – URL: https://www.iranintl.com/en/202203223578*

УДК 620.9 DOI 10.46920/2409-5516_2022_5171_48 EDN: AZTLNC

Иранская наука выживания: 40 лет под санкциями

Iranian Survival Science: 40 years under sanctions

Андрей СТОРОЖЕВ
Эксперт экономического департамента
Фонда «Институт энергетики и финансов»
e-mail: a_storozhev@fief.ru

Andrei STOROZHEV
Expert of Economic Department,
Institute for Energy and Finance
e-mail: a_storozhev@fief.ru

Добыча нефти в Персидском заливе

Источник: wired.com

Аннотация. В статье проводится анализ иранского опыта по преодолению последствий западных санкций для нефтяной отрасли. Рассматриваются основные проблемы, вызванные проводимой странами Запада антииранской санкционной политикой для нефтедобычи и нефтепереработки, экспорта нефти. Дается анализ текущей ситуации в нефтяной отрасли, оцениваются перспективы снятия ограничений с экономики Ирана.
Ключевые слова: нефть и нефтепродукты, санкции, добыча и экспорт нефти, Иран, нефтехимическая отрасль.

Abstract. The article analyzes the Iranian experience in overcoming the consequences of Western sanctions for the oil industry. The main problems caused by the anti-Iranian sanctions policy pursued by the Western countries for oil production and oil refining, oil export are considered. Current situation in the oil industry and the prospects for lifting restrictions on the Iranian economy are analyzes.
Keywords: oil and petroleum products, sanctions, oil production and exports, Iran, petrochemical industry.

Рост НПЗ и мощностей по нефтехимии стали для Ирана важными элементами защиты от американских санкций и диверсификации экспорта

Революция в Иране 1978–1979 гг.
Источник: radiofarda.com

Нефтедобыча в условиях санкций

Развитие нефтяной отрасли Ирана началось еще в начале XX века и ускорилось после проведения в стране реформ, начатых Мохаммедом Реза Пехлеви в 1963 г. В результате проводимых им реформ приток иностранных инвестиций в экономику страны значительно вырос, а нефтедобыча стала развиваться стремительными темпами. К 1976 г. добыча нефти в Иране выросла до 5,9 млн баррелей в день (млн барр./сутки), на страну приходилось 10 % мирового производства. Большую часть иранской нефтедобычи контролировал международный консорциум Iranian Oil Participants, 60 % в котором принадлежало американским и европейским компаниям.

Революция 1979 г. поменяла политическое и экономическое устройство Ирана. Нефтяная промышленность была национализирована, все заключенные ранее контракты – аннулированы. В ответ США ввели против Ирана санкции, запретив импорт нефти и заморозив иранские средства в американских банках. Ситуация резко ухудшилась после начала ирано-иракской войны в конце 1980 г. Вторжение иракских войск в Хузестан и бомбардировка иранских нефтепромыслов привели к обрушению добычи в стране. В 1981 г. Иран добыл лишь 1,3 млн барр./сутки, в 4 раза меньше, чем до исламской революции.

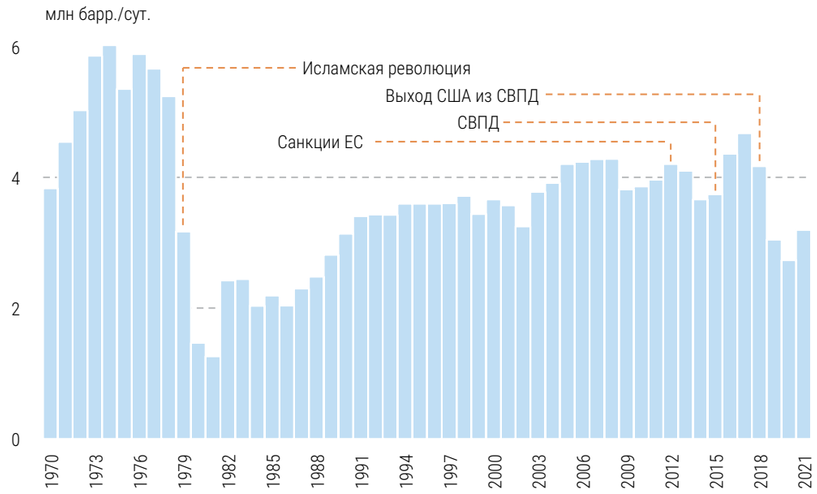


Рис. 1. Добыча нефти в Иране

Источник: ИЭФ по данным ОПЕК

Действовавшие в 1980–1990-х гг. американские санкции оставляли большое поле для маневра. Несмотря на формальный запрет, Иран де-факто продолжал поставки нефти в США, используя для этого сторонних нефтетрейдеров, в том числе швейцарского Marc Rich& Co (предшественника Glencore), экспортируя до 0,15 млн барр./сутки. Кроме того, санкции не затрагивали поставки нефти в Западную Европу и страны Азии. Это позволило стране после окончания войны с Ираком в 1988 г. восстановить добычу до 3,6–3,7 млн барр./сутки. Однако из-за ограниченности собственных ресурсов и доступных технологий, Иран с середины 1990-х гг. активизировал работу с иностранными инвесторами, предложив западным компаниям контракты обратного выкупа. Эта модель подразумевала фиксированные выплаты иностранным компаниям с учетом понесенных затрат, уровня добычи и согласованной нормы прибыли, при этом контроль над проектами оставался у государственной NIOC. Для работы в Иране иностранные компании должны были получить специальное разрешение у Минфина США (чтобы избежать вторичных санкций), и американская администрация выдала такие лицензии компаниям из Западной Европы – Total, Royal Dutch Shell, Elf и др. Привлечение западных компаний позволило сохранить добычу на сравнительно высоком уровне, увеличив производственные мощности на более чем 1 млн барр./сутки. В 2000-е гг. эта практика расширилась, Иран сделал ставку на расширение сотрудничества с компаниями из Китая и Японии, добыча нефти выросла до 4 млн барр./сутки, оказавшись на максимумах с 1978 г.

Иран начал использовать схемы с перегрузкой нефти с танкера на танкер в море. В результате наблюдаемый по трекингу морских перевозок экспорт составляет лишь 20-40% от общих объемов поставок

Ситуация начала меняться со второй половины 2000-х гг., когда из-за реализуемой Ираном программы ядерных исследований, страны Запада начали усиливать санкционное давление на Иран. В 2012 г. США ввели санкции против ЦБ Ирана, а Евросоюз остановил импорт иранской нефти. Это привело к резкому ухудшению условий работы для иранских компаний. Выходом стало увеличение нелегального экспорта и использование «экзотических» схем с расчетом за поставленную нефть (взаимозачеты, бартер, использование золота). Кроме того, Иран в рамках программы по диверсификации экономики и снижению зависимости от экспорта нефти начал активно развивать нефтепереработку и нефтехимию.

Пришедший к власти в 2013 г. Х. Роухани сделал ставку на достижение компромисса с западными странами. Итогом стала так называемая «ядерная сделка», заключенная Ираном с шестеркой международных посредников (5 стран постоянных членов СБ ООН и Германия) в 2015 г. В обмен на контроль над иранскими ядерными объектами и прекращение ряда исследовательских программ в этой сфере, страны Запада согласились отменить антииранские санкции, в том числе запрет на поставки нефти. Как результат, в 2017 г. добыча нефти превысила 4,7 млн барр./сутки.

Но соглашение не просуществовало долго. В 2018 г. США заявили о выходе из «ядерной сделки», возобновлении санкций против Ирана, поставив задачу по «обнулению иранского экспорта нефти». Эта задача не была выполнена – покупать иранскую нефть продолжали компании из Китая. Но из-за сужения рынка и высоких санкционных рисков наблюдаемый экспорт в 2020 г. упал до 0,4 млн барр./сутки, а добыча – до минимальных 1,9 млн барр./сутки за последние 40 лет.

В 2020 г., когда на санкции наложилось резкое падение спроса в Китае из-за коронавирусных ограничений, скидки на иранскую нефть доходили до 20% к нефти Dubai. Сейчас они не превышают 5-7%

Снижение экспорта нефти в 2010-е гг. было отчасти связано с быстрым ростом переработки нефти на иранских НПЗ (в том числе и для поставок на экспорт) и увеличением производства в нефтехимии. Эти направления стали для Ирана важными элементами в стратегии по сокращению зависимости от экспорта нефти, диверсификации экономики и защиты от санкционного давления.

НПЗ Persian Gulf Star

Источник: caspiannews.com

Несмотря на санкции, производство нефтехимической продукции в Иране за последние 15 лет выросло в 4 раза, а ее экспорт стал вторым источником валютных доходов после экспорта нефти

Экспорт нефти: курс на Китай

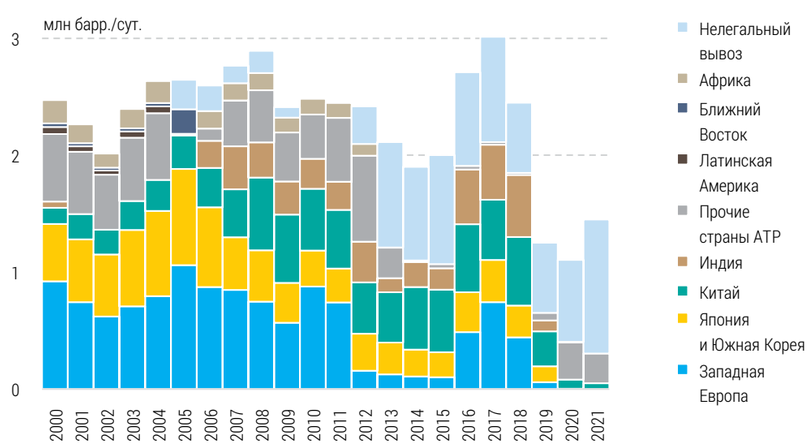
Санкции оказали значительное влияние на экспорт «черного золота» из Ирана. В 1970-е гг. Иран был одним из мировых лидеров по поставкам нефти, отправляя на экспорт 5 млн барр./сутки (19 % мировой торговли нефтью). Западные санкции привели к кратному сокращению поставок – в 2021 г. Иран отправил на мировой рынок лишь 1,5 млн барр./сутки (включая нелегальный экспорт). Однако и США не смогли достичь своих целей по «обнулению» иранского нефтяного экспорта и разрушению нефтяной отрасли в стране.

Сейчас Иран продает нефть, в основном, китайским компаниям, однако нефтепереработчики из ЕС, Индии, Восточной Азии сохраняют заинтересованность в поставках сырья из Ирана и готовы вернуться к покупкам при ослаблении западных санкций. Некоторые из них, вероятно, продолжают перерабатывать иранскую нефть, даже не зная об этом. В 2010-е гг. Иран для противодействия западным санкциям начал использовать схемы с перегрузкой нефти с танкера на танкер в море, транспортировкой нефти на танкерах с выключенными транспондерами и т. д. Это привело к тому, что наблюдаемый (на основе трекинга морских перевозок) экспорт составляет лишь 20–40 % от общих объемов поставок. «Вторичными хабами», занимающимися реэкспортом иранской нефти, стали ОАЭ, Оман и Малайзия.

Санкции заставляют Иран предлагать своим покупателям выгодные условия при поставках – скидки, отсрочку в оплате и другие опции. В 2020 г., когда на санкции наложилось резкое сокращение спроса в Китае, скидки на иранскую нефть доходили до 20 % к нефти марки Dubai, однако сейчас не превышают 5–7 %. Кроме того, Иран активно использует схемы с оплатой нефти товарами. Так в 2013 г. из-за невозможности перевести оплату за поставленную из Ирана нефть Китай расплатится за нее вагонами метро. Россия также участвовала в подобных схемах, поставляя в Иран продукцию для ж/д, грузовики, автобусы, самолеты и оборудование для аэродромов, трубы и оказывала услуги по строительству в обмен на нефть.

Рис. 2. Экспорт нефти из Ирана

Источник: ИЭФ по данным ОПЕК



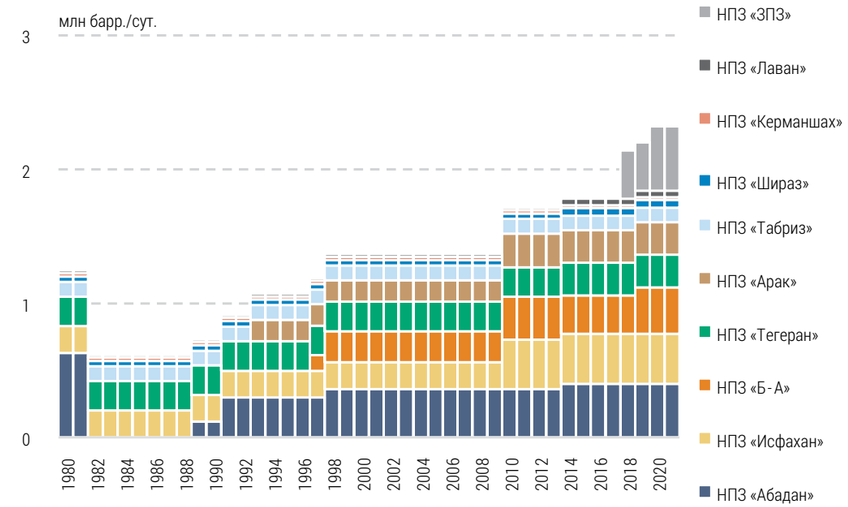


Рис. 3. Мощности по переработке нефти в Иране
Примечание:
НПЗ «ЗПЗ» – «Звезда Персидского залива»;
НПЗ «Б-А» – «Бандар-Аббас»

Источник:
ИЭФ по данным ОПЕК

Гибкость иранских поставок обеспечивает наличие собственного танкерного флота (одного из самых больших в мире) и большие запасы нефти в хранилищах, что позволяет балансировать добычу, не допуская резкого снижения даже при падении спроса на внешних рынках.

Однако санкционные ограничения остаются существенным фактором и, пытаясь снизить зависимость от экспорта нефти, Иран в 2010-е гг. заметно увеличил производство и экспорт нефтепродуктов.

Нефтепереработка: низкие цены и контрабанда

Введенные в 1980 г. санкции и ирано-иракская война затормозили развитие иранской нефтепереработки на два десятилетия. В 1990-е гг. основной задачей для Ирана стало восстановление мощностей в провинции Хузестан, разрушенных во время войны с Ираком. Лишь к концу 1990-х гг. мощности и объемы переработки нефти вернулись на дореволюционный уровень. В 2000-е гг. Иран сосредоточился на развитии НПЗ на юге страны, расположенных вблизи от основных добычных мощностей. Расширение НПЗ Бандар-Аббаса и НПЗ Исфахана позволило заметно увеличить поставки моторных топлив на внутренний рынок, но в условиях низких регулируемых цен на топливо Иран был вынужден импортировать 90–200 тыс. барр. в день моторных топлив (в основном бензинов).

К началу 2018 г. суточное потребление бензина выросло до 0,62 млн барр./сутки, при этом более 20 %[1] всего спроса приходилось на контрабандные поставки за рубеж. Такая ситуация сложилась из-за огромного дифференциала в ценах на топливо в Иране и в соседних странах. В Иране власти регулируют цены на бензин и другие нефтепродукты, часто не изменяя стоимость топлива годами: в начале 2019 г. автолю-

[1] URL: https://en.radiofarda.com/a/iran-fuel-gasoline-smuggling-sanctions/29783028.html

Сейчас на нефтехимию приходится 37% всего не нефтяного экспорта. В 2021 г. поставки нефтехимической продукции на экспорт достигли 30 млн т, внутреннее потребление составило лишь 20 млн т

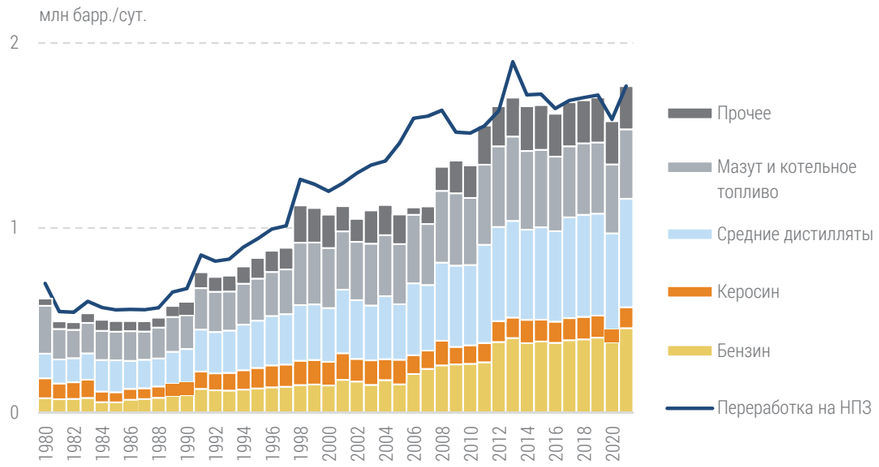


Рис. 4. Производство нефтепродуктов в Иране

Источник: ИЭФ по данным ОПЕК

бители платили за 1 литр бензина 10 тыс. иранских риалов ($0,07/л), в разы меньше, чем в Ираке или Пакистане. Как результат, жители приграничных районов скупают топливо тоннами и вывозят его на продажу в соседние страны. Иран неоднократно предпринимал попытки изменить подходы к ценообразованию на внутреннем рынке, но не добился сколько-нибудь значимого прогресса. В конце 2019 г. цены на топливо были повышены в 1,5 раза, но из-за девальвации риала стоимость топлива (в сравнении с мировыми ценами) по-прежнему остается низкой – сейчас иранец платит $0,05/л бензина, в 13 раз меньше, чем в России.

В 2019 г. Иран превратился в нетто-экспортера бензина благодаря увеличению переработки на НПЗ Persian Gulf Star. Запущенный в 2017 г. завод стал одним из крупнейших НПЗ в регионе, обеспечивая переработку 0,36 млн барр./сутки газового конденсата с месторождения «Южный Парс». Несмотря на действующие санкции, поставки оборудования для НПЗ осуществляли[2] компании из США (UOP) и стран ЕС (Axens, Topso). С вводом НПЗ иранские власти связывали планы на увеличение экспорта светлых нефтепродуктов (сейчас составляющих более трети всех поставок), однако сохранение низких регулируемых цен может привести к тому, что экспортировать нефтепродукты будут, в основном, контрабандисты.

Как и в случае с экспортом нефти, Иран при поставках нефтепродуктов на внешние рынки использует схемы реэкспорта через системы «вторичных хабов». Крупнейшим импортером иранских нефтепродуктов являются ОАЭ, покупающие большую часть поставляемых из Ирана мазута и дизельного топлива. В портах ОАЭ эти нефтепродукты перегружаются на другие танкеры и экспортируются в третьи страны как «продукция ОАЭ». Кроме того, Иран является крупным поставщиком в соседние страны – Афганистан, Ирак[3] и др. Сейчас экспорт нефтепродуктов из Ирана составляет 0,3–0,5 млн барр./сутки и в ближайшие годы может вырасти до 0,5–0,7 млн барр./сутки.

У иранских компаний нет доступа на рынки стран ЕС, США, Японии. Как результат, они вынуждены предлагать скидки на внешних рынках, внутри страны цены остаются в 2-3 раза ниже мировых

[2] URL: https://www.hydrocarbons-technology.com/projects/persian-gulf-star-refinery/

[3] URL: https://www.rferl.org/a/Iran_To_Sell_Diesel_To_Iraq_Despite_US_Sanctions/1938770.html

Ставка на механическое расширение нефтеперерабатывающих мощностей в 2,5 раза, до 200 млн т, к 2030 г. может привести к избыточному предложению и снижению рентабельности продаж топлива

Рост объемов переработки и экспорта нефтепродуктов будет поддержан увеличением мощностей по переработке. В последние годы Иран создал устойчивые модели финансирования развития НПЗ. Для этих целей создаются консорциумы из банков и инжиниринговых компаний, акционерами новых НПЗ обычно являются частные инвесторы и государственные организации. Так, одним из основных акционеров НПЗ Persian Gulf Star является пенсионный фонд работников нефтяной отрасли (33,1 %). Привлекательность инвестиций в нефтепереработку обеспечивается гарантиями возврата вложенного капитала – фактически всю нагрузку, связанную с низкими регулируемыми розничными ценами на топливо, несут государственные NIOC и NIORDC (компания по переработке нефти и маркетингу нефтепродуктов).

По аналогичной схеме финансируется и развитие нефтехимических производств.

Нефтехимия: ставка на базовые полимеры

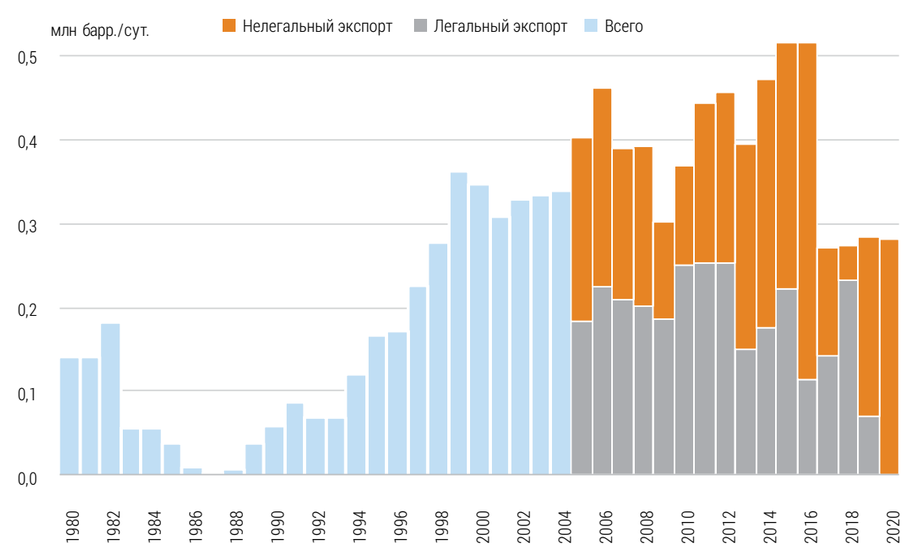
Ставка на развитие нефтехимии стала одним из основных элементов антисанкционной стратегии Ирана. Несмотря на санкции против крупнейших госкомпаний, запрет на предоставление технологий и финансирования, производство нефтехимической продукции в Иране за последние 15 лет выросло в 4 раза, а экспорт нефтехимических продуктов стал вторым по величине источником валютных доходов (после экспорта нефти). Сейчас на нефтехимию приходится 37 % всего не нефтяного[4] экспорта.

В Иране работает свыше 80 крупных нефтехимических компаний, большинство из которых (51) являются частными. Высокой инвестиционной привлекательности сектора способствует доступ к дешевому сырью и возможность экспортировать

[4] Иран относит к нефтяному экспорту только экспорт сырой нефти, считая поставки любых продуктов переработки нефти (в т. ч. полимеры и т. д.) не нефтяным экспортом.

Рис. 5. Экспорт нефтепродуктов из Ирана

Источник: ИЭФ по данным ОПЕК



большую часть производимой продукции. В 2021 г. поставки нефтехимической продукции на экспорт достигли 30 млн т, внутреннее потребление составило лишь 20 млн т.

Как и в случае с экспортом нефти, санкции остаются серьезным препятствием для сектора – у иранских компаний нет доступа на рынки стран ЕС, США, Японии. Как результат, иранские экспортеры вынуждены предлагать скидки при продажах покупателям на внешних рынках, а внутри страны цены остаются в 2–3 раза ниже мировых.

Иран сохраняет устойчивые позиции на рынках базовых полимеров, однако для производства более сложной нефтехимической продукции, а также развития смежных отраслей (фармацевтика и производство медицинских изделий и др.), Ирану необходим доступ к передовым западным технологиям. Ставка на механическое расширение мощностей (к 2030 г. Иран планирует увеличить мощности более чем в 2,5 раза, до 200 млн т) может привести к избыточному предложению и снижению рентабельности продаж. Без разработки собственных передовых решений или трансфера технологий из-за рубежа, Иран может столкнуться с технологическим отставанием от соседей по региону – Саудовской Аравии, ОАЭ.

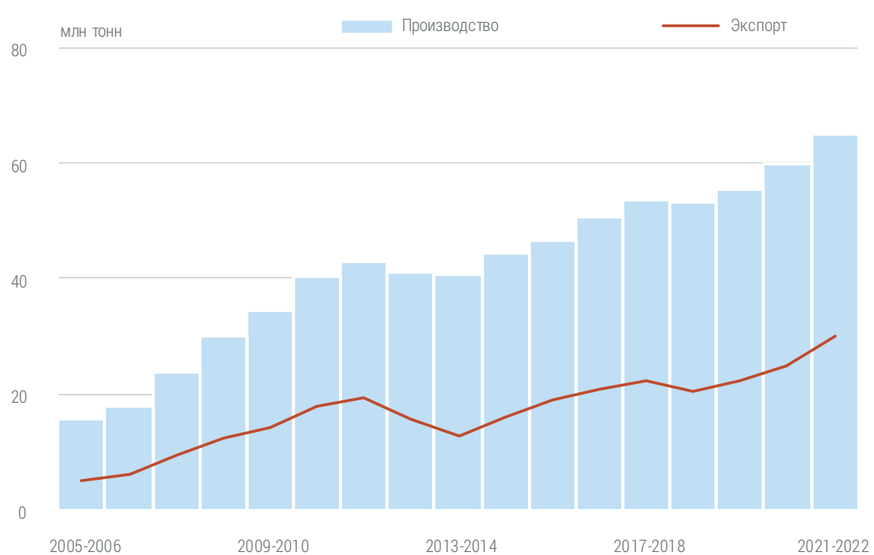
Как и при экспорте нефти, Иран при поставках топлива использует схемы реэкспорта через системы «вторичных хабов». Крупнейшим импортером иранских мазута и дизельного топлива являются ОАЭ

Уроки для России

Несмотря на заметное ужесточение западных санкций в 2010-х гг., Ирану удалось сохранить положительную экономическую динамику – за 2010-е гг. ВВП вырос на 10 %. Этот результат стал, во многом, итогом курса на диверсификацию производства и экспорта – увеличение экспорта нефтепродуктов и нефтехимии не позволило в полной мере компенсировать потери от санкций против нефтяной отрасли, но смягчило санкционный удар. Среди проблемных вопросов – доступ к технологиям и производству оборудования, которые Иран был вынужден налаживать уже во время действия западных санкций.

Рис. 6. Производство продукции нефтехимии в Иране

Источник: ИЭФ по данным ЦБ Ирана



Танкеры с нефтью в Персидском заливе

Источник: asiatimes.com

Сейчас Иран ведет переговоры о перезаключении «ядерной сделки», рассчитывая на восстановление договоренностей. Переговоры идут уже больше года и пока что не привели к результату – США требуют от Ирана приостановки исследований не только в ядерной сфере, но и в области ракетостроения. Иран, в свою очередь, не готов к заключению соглашения без «дополнительных гарантий». Скорые выборы в США снижают вероятность успешного завершения переговоров и, возможно, в ближайшие несколько лет Иран останется под западными санкциями.

Можно ли сравнивать санкции против Ирана и против России? В ряде случаев (например, при поставке оборудования) введенные против России ограничения уже сравнимы или даже жестче антииранских ограничений. Положение на нефтяном рынке сейчас похожа на ситуацию начала 1980-х гг. – высокие цены на нефть, снижение спроса в развитых странах. Но есть и серьезные отличия – сейчас роль развивающихся стран в формировании спроса на нефть заметно выше, чем в 1980–1990-х гг. Еще одно отличие России от Ирана – большая доступность собственных технологий в добыче и переработке нефти и большой внутренний рынок.

Иран продает нефть, в основном, китайским компаниям, однако нефтепереработчики из ЕС, Индии, Восточной Азии готовы вернуться к закупкам иранского сырья при ослаблении западных санкций

Существующие проблемы в иранской нефтяной отрасли связаны не только с западными санкциями, но и с политикой властей страны – выбор в пользу «простых решений» не всегда приводит к хорошим результатам. Регулирование розничных цен на нефтепродукты, продаваемые внутри страны, и изъятие у NIOC практически всех экспортных доходов стали серьезным ограничителем для НИОКР и инвестиций отрасли, консервируя технологическое отставание. Выбор в пользу рыночных решений и сохранение конкуренции на рынке могут сами по себе стать значимым драйвером для российской отрасли даже в условиях санкций.

УДК 620.9 DOI 10.46920/2409-5516_2022_5171_58 EDN: BVKWXT

Долгосрочный план Австралии по сокращению выбросов как политическая основа углеродной нейтральности

Australia's long-term emission reduction plan as a policy framework for the carbon neutrality

Алексей МАСТЕПАНОВ
Главный научный сотрудник ИПНГ РАН, член Совета директоров Института энергетической стратегии, д. э. н., профессор РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, академик РАЕН
e-mail: amastepanov@mail.ru

Alexey MASTEPANOV
Chief Researcher of the Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences (OGRI RAS), a member of the Directorate Council of the Institute of Energy Strategy, Dr. of economic sci., professor of the National University of Oil and Gas («Gubkin University»), academician of the Russian Academy of Natural Sciences
e-mail: amastepanov@mail.ru

Завод по производству СПГ Wheatstone в Эшбертон-Норт в Западной Австралии

Источник: Chevron

Аннотация. В статье рассмотрены принятый осенью 2021 г. Правительством Австралии план по сокращению выбросов и достижению Австралией их чистого нулевого уровня к 2050 г. и сущность «австралийского пути» достижения углеродной нейтральности, а также формирование соответствующей нормативно-правовой и регулятивной базы в целях снижения эмиссии парниковых газов. Приведен перечень основных принятых государством мер и документов в этой области, показаны основные принципы реализации плана. Дан анализ основным направлениям, по которым будет осуществляться достижение страной углеродной нейтральности: развитие технологий, необходимых для достижения чистых нулевых выбросов, и снижение затрат на такие технологии; создание условий для их масштабного развертывания; использование возможностей новых и традиционных рынков и содействие глобальному сотрудничеству в деле достижения углеродной нейтральности. Сделаны выводы о том, что в Австралии созданы и необходимая нормативно-правовая база, и соответствующие условия, инструменты и механизмы для успешного продвижения её по пути углеродной нейтральности, и об актуальности для России изучения австралийского опыта сочетания максимально возможного сокращения выбросов парниковых газов, которые образуются при добыче и использовании ископаемого топлива, и так называемых «компенсационных» мер.
Ключевые слова: Австралия, климатически ориентированные нормативно-правовые акты, парниковые газы, углеродная нейтральность, низкоуглеродные технологии, водород, возобновляемая энергетика, природный газ, уголь, инвестиции, энергетический переход.

Abstract. The article examines in detail the «Australia's long-term emissions reduction plan: A whole-of-economy Plan to achieve net zero emissions by 2050 «adopted by the Australian government in autumn 2021 and the essence of the «Australian way» to achieve carbon neutrality, as well as the formation of an appropriate regulatory and regulatory framework to reduce greenhouse gas emissions. A list of the main measures and documents taken by the state in this area is given, the main principles of the Plan's implementation are shown. An analysis is given of the main directions in which the country will achieve carbon neutrality: the development of technologies necessary to achieve net zero emissions, and the reduction of costs for such technologies; creating conditions for their large-scale deployment; seizing opportunities in new and traditional markets and promoting global cooperation to achieve carbon neutrality. It is concluded that Australia has created both the necessary regulatory and legal framework, and the appropriate conditions, tools and mechanisms for its successful advance towards carbon neutrality, and the relevance for Russia of studying the Australian experience of combining the maximum possible reduction of greenhouse gas emissions that are generated in the extraction and use of fossil fuels, and so-called «compensation» measures.
Keywords: Australia, climate-oriented regulations, greenhouse gases, carbon neutrality, low-carbon technologies, hydrogen, renewable energy, natural gas, coal, investments, energy transition.

Введение

В статье «Энергетический переход и достижение углеродной нейтральности в Австралии», опубликованной в первом номере этого журнала за 2022 г. [1], было отмечено, что в самый канун COP-26 премьер-министр Австралии Скотт Моррисон объявил о принятии страной долгосрочного плана по сокращению выбросов и достижению Австралией их чистого нулевого уровня к 2050 г. Рассмотрим этот документ – Australia's long-term emissions reduction plan: A whole-of-economy Plan to achieve net zero emissions by 2050 – (далее – план) [2] подробнее.

Прежде всего, отметим, что Австралия не относится к числу мировых лидеров в деле снижения выбросов парниковых газов и перевода национальной экономики на климатически нейтральные энергоносители. В силу этого, страна в последнее время всё чаще и чаще подвергается критике со стороны международной общественности из-за инертности и недостаточной мотивации по отношению к достижению

климатических целей. И тем неожиданней для экологической общественности было обнародование этого плана, который Скотт Моррисон назвал «австралийским путём» к углеродной нейтральности.

Сущность «австралийского пути» достижения углеродной нейтральности («чистого ноля»), как это подчёркивается в самом плане, состоит в сочетании максимально возможного сокращения выбросов парниковых газов, которые образуются при добыче и использовании ископаемого топлива путём инвестиций в новые энергетические технологии, и «компенсационных» мер, таких как посадка деревьев и технологии улавливания углерода. Именно такое сочетание, как считают в руководстве страны, позволит снизить риск негативных последствий изменения климата без ущерба для экономики Австралии.

Судно с углем заходит в порт Ньюкасла
Источник: jeayesy / depositphotos.com

Отсюда вытекает основная особенность этого плана, которая состоит в том, что его реализация, по мнению Правительства Австралии, не повлечет за собой новых издержек для домашних хозяйств, предприятий и экономики в целом. Как в нём подчёркнуто, «наш подход не основан на взимании налогов. В результате политики Правительства Австралии, изложенной в этом плане, не будет потеряно ни одного рабочего места» [2, с. 11].

Создавая новые отрасли промышленности, такие как производство чистого водорода, Австралия создаст новые экспортные рынки и рабочие места. Это поможет компенсировать долгосрочные последствия в таких секторах, как добыча и экспорт угля и природного газа, на которые повлияет падение мирового спроса и изменение выбора международных потребителей.

Эти изменения будут происходить в течение десятилетий, и эти секторы (включая уголь и газ) будут продолжать обеспечивать рабочие места и поддерживать региональные сообщества в течение многих последующих лет.

Изучение подобных особенностей плана по сокращению выбросов и достижению Австралией их чистого нулевого уровня к 2050 г. и анализ «австралийского пути» в целом представляют, на наш взгляд, большой интерес и для России.

Нормативно-правовая база, предшествующая принятию плана

Разработке плана предшествовали годы целеустремлённых действий по созданию соответствующей нормативно-правовой и регулятивной базы в целях снижения эмиссии парниковых газов. Ниже приведен далеко не полный перечень принятых государством мер и документов в этой области, который постепенно стал формироваться после ратификации Австралией (30 декабря 1992 г.) Рамочной конвенции Организации Объединенных Наций об изменении климата (РКИК ООН), принятой на конференции ООН в Рио-де-Жанейро, Бразилия 4 июня 1992 г.

В 1998 г. в стране был создан Австралийский офис парниковых газов (Australian Greenhouse Office) – первая государственная структура в этой области. В 2000 г. парламент страны принимает закон о возобновляемых источниках энергии (Renewable Energy (Electricity) Act 2000), которым устанавливаются «рамки» обязательного целевого показателя – доли ВИЭ на рынке каждого штата и каждой территории Австралии[1].

Подготовка к конференции ООН по изменению климата COP-3 в Киото, а затем и принятие Киотского протокола к Рамочной конвенции ООН об изменении климата резко активизировали «климатическую» работу и в Австралии. В 2007 г. в стране принимается закон о национальной отчетности в области парниковых газов и энергетики (National Greenhouse and Energy Reporting Act 2007), который установил единую национальную систему отчётности и распространения информации компаний о выбросах парниковых газов, производстве и потреблении энергии и другой информации. А уже 12 декабря 2007 г., на следующий день после его принятия, Австралия в числе первых ратифицирует Киотский протокол. В 2009 г. принимается новая редакция целевой программы по ВИЭ 2009 г., которая заменила закон о ВИЭ 2000 г. в целях установления целевых показателей освоения возобновляемых источников энергии на 2020 г. и обеспечения поддержки, как малых, так и крупных ВИЭ (пересмотрена в 2015 г.).

Следующие года ознаменовались не только принятием закона о чистой энергии – Clean Energy Act 2011, который вводил налог на выбросы углерода (отменён в 2014 г. принятием новой редакции закона о чистой энергии) и закона об углеродных кредитах (Инициатива по углеродному земледелию) – Carbon Credits (Carbon Farming Initiative) Act 2011, но и созданием механизмов реализации принятых нормативно-правовых актов. Основные из них:

- образование Агентства по возобновляемым источникам энергии (ARENA) – 1 июля 2012 г.;
- образование Корпорации финансирования чистой энергии (Clean Energy Finance Corporation – CEFC) – 3 августа 2012 г.;
- создание (в целях предоставления независимых экспертных консультаций правительству) Управления по изменению климата (Climate Change Authority) – 2012 г.;
- создание Фонда снижения выбросов (Emissions Reduction Fund – ERF), который стал краеугольным камнем политики, позволившей Австралии достичь и превзойти цель на 2020 г.

ВИЭ в Австралии
Источник: gregbrave / depositphotos.com

Дорожная карта предполагает, что в развитие безуглеродных технологий до 2030 г. будет направлено 20 млрд долларов государственных инвестиций и более 80 млрд долларов частных инвестиций

Однако в 2014 г., после принятия обязательств на второй период реализации Киотского протокола, Австралия сделала шаг назад принятием закона о чистой энергии (Clean Energy Legislation Act), отменившим углеродные пошлины (Carbon Tax Repeal).

В 2015 г. правительства Австралии, штатов и территорий согласовали национальный план повышения энергоэффективности (National Energy Productivity Plan 2015–2030, сокр. – NEPP) [3], о котором мы уже писали в [1]. 9 ноября 2016 г. Австралия ратифицирует Парижское соглашение и принятую в Дохе поправку к Киотскому протоколу.

Новый пакет климатически ориентированных нормативно-правовых актов принимается в последние годы. Среди них:

- принятие Национальной водородной стратегии Австралии – National Hydrogen Strategy (2019 г.);

[1] Напомним, что Австралия имеет федеративное устройство и включает в себя 6 штатов – Новый Южный Уэльс, Виктория, Квинсленд, Южная Австралия, Тасмания, Западная Австралия – и 2 территории – Северную территорию, Австралийскую Столичную территорию.

Австралия является 4-м экспортёром энергоносителей в мире. Страна занимает 1-е место в мире по экспорту коксующегося угля и урана и 2-е место – по экспорту энергетического угля и СПГ

- принятие дорожной карты инвестиций в технологии – Technology Investment Roadmap, и первого заявления о технологиях с низким уровнем выбросов – First Low Emissions Technology Statement (2020);
- назначение специального советника Правительства Австралии по технологиям с низким уровнем выбросов – Special Adviser to the Australian Government on Low Emissions Technology (2020);
- принятие поправок к мандатам ARENA и CEFC для поддержки приоритетов дорожной карты технологий с низким уровнем выбросов – Low Emissions Technology Roadmap (2021);
- создание Фонда улавливания, использования и хранения углерода – Carbon Capture, Use and Storage Development Fund (2020);
- принятие долгосрочного плана сокращения выбросов в масштабах всей экономики Австралии – Australia's Whole-of-Economy Long-Term Emissions Reduction Plan (2021);
- второе заявление о технологии с низким уровнем выбросов – Second Low Emissions Technology Statement (2021).

Одновременно Правительство Австралии начинает прямое финансирование климат-ориентированных проектов. Так, в 2019 г. Правительством Австралии выделяется через Фонд климатических решений 2 млрд долларов[2] для инвестирования в дополнительные низкозатратные меры по борьбе с загрязнением окружающей среды.

[2] Здесь и далее, если особо не оговорено, речь идёт об австралийских долларах.

Основные принципы плана по сокращению выбросов и направления его реализации

В основу разработки плана по сокращению выбросов и достижению Австралией их чистого нулевого уровня к 2050 г. правительством страны были положены пять основных принципов, которые, вместе взятые, должны обеспечить, по его мнению, эффективный переход к справедливой чистой экономике, при котором ни один её сектор не будет нести непропорционально тяжелого бремени. Принципы, которые будут и впредь определять долгосрочный подход правительства к сокращению выбросов, таковы:

1. **Технологии, а не налоги.** Технологический подход позволит снизить стоимость новых и новейших технологий, а не облагать налогом существующие отрасли. Это облегчит бизнесу рост и конкуренцию. Сокращение и устранение разницы в ценах на продукцию, выпускаемую с применением современных технологий, и решениями с низким или нулевым уровнем выбросов, является ключом к широкому глобальному внедрению новых технологий.

2. **Широкая возможность выбора, а не предписаний**. Внедрение технологий должно по-прежнему возглавляться частным сектором, а правительство должно поддерживать эти начинания, расширяя и предоставляя потребителям возможность выбора. В соответствии с таким подходом правительство и бизнес сотрудничают в привлечении инвестиций и в ускорении масштабного внедрения технологий. Роль правительства заключается в устранении препятствий для технологического развития, в том числе путём инвестирования в создание благоприятной инфраструктуры, обеспечения прозрачности и обмена знаниями, и предоставление стимулов и финансовой поддержки фирмам, внедряющим новейшие технологии. Этот подход уважает выбор потребителей и позволяет домашним хозяйствам и предприятиям внедрять новые технологии по мере их удешевления. Правительство не будет регулировать внедрение технологий или налагать новые издержки на потребителей и предприятия посредством установленных целевых показателей для технологий, которые не способны конкурировать сами по себе.

3. **Снижение стоимости новых энергетических технологий**. «Серебряных пуль не существует – потребуется портфель технологий во всех секторах и внутри них», считают в правительстве страны. Подход Австралии к сокращению выбросов позволяет использовать все технологии. «Мы будем следить за новыми технологиями на ранних стадиях их разработки. Мы открыты для любых технологий с низким уровнем выбросов, которые способствуют достижению нулевого чистого будущего Австралии, в том числе для тех, которые снижают выбросы от традиционных видов топлива, таких как газ или уголь».

4. **Снижение цен на электроэнергию на базе доступных и надежных источников её генерации**. Значительные энергоресурсы – уголь, природный газ, уран и солнце – сделали Австралию глобальной энергетической сверхдержавой, а надёжная и доступная энергия является ключевой основой её процветания. Австралия сохранит это конкурентное преимущество по мере декарбонизации собственной экономики и перехода мира на технологии с низким уровнем выбросов. «Мы будем продолжать поставлять энергоносители на экспорт в том виде, в каком этого хотят наши клиенты». Подход Австралии заключается в разработке таких технологий, как улавливание и хранение водорода и углерода, для внедрения их у себя и за рубежом, чтобы быть готовым к изменению глобального спроса на уголь и газ.

5. **Быть ответственным за прогресс.** Амбиции важны, но результаты важнее. Австралия имеет большой опыт выполнения и невыполнения взятых обязательств по сокращению выбросов. «Мы достигли этого, поставив амбициозные цели и разработав планы по их достижению. Это будет продолжаться», – отмечается в документе.

Реализацию долгосрочного плана сокращения выбросов Правительство Австралии намечает осуществить по следующим четырём направлениям, охватывающим все отрасли и сектора национальной экономики:

- развитие технологий, необходимых для достижения чистых нулевых выбросов, и снижение затрат на такие технологии. Основной инструмент действий по этому направлению – дорожная карта инвестиций в технологии, принятая Министерством промышленности, науки, энергетики и ресурсов 21 мая 2020 г.;

Электростанция «Хейзелвуд»
Источник: mapcarta.com

Добыча угля в Австралии
Источник: fool.com

Спрос на аккумуляторные батареи может увеличить экспорт никеля из Австралии к 2050 г. с 4 млрд до 31 млрд долл. К 2050 г. спрос на австралийскую медь вырастет с 7 млрд до 19 млрд долл.

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА №5(171) / 2022

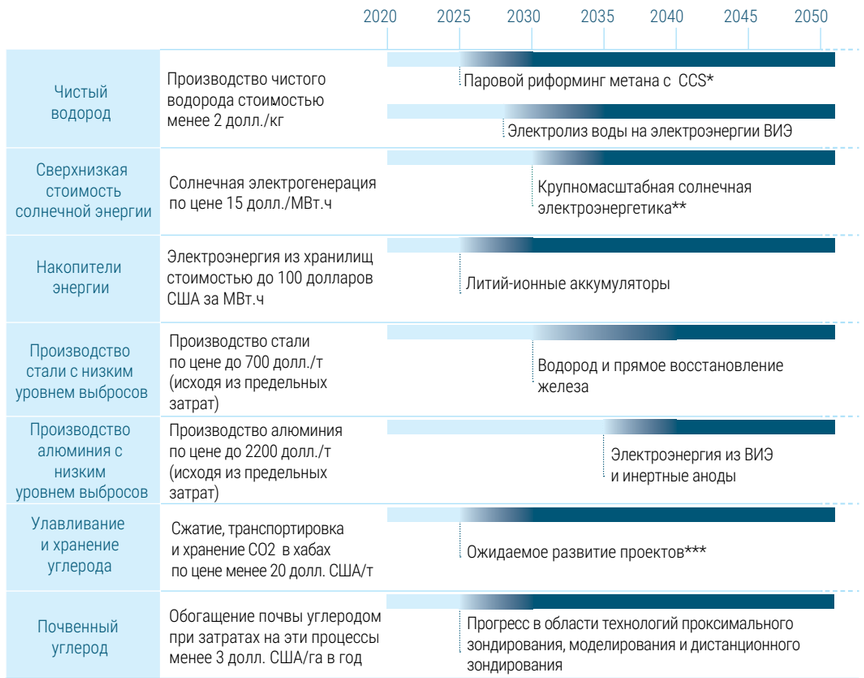


Рис. 1. Приоритетные технологии и цели их экономически эффективного развития

Источник: [2]

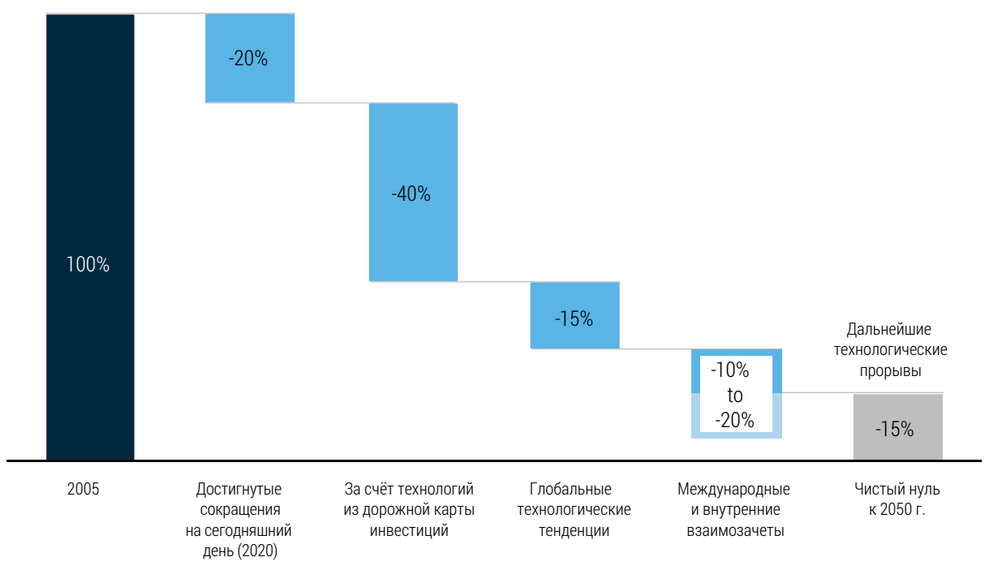


Рис. 2. Вклад приоритетных технологий в достижение Австралией к 2050 г. поставленной цели по чистому нулю

Источник: [2]

- создание условий для масштабного развертывания технологий, обеспечивающих сокращения выбросов. Правительство страны в партнерстве с бизнесом развивает необходимую для этого инфраструктуру, содействует развитию соответствующих рынков, предоставляет финансы и стимулы;
- использование возможностей новых и традиционных рынков. Австралия может и должна извлекать выгоду из глобального стремления к декарбонизации, продолжая своё присутствие на рынках традиционных для страны товаров;
- содействие глобальному сотрудничеству в деле достижения углеродной нейтральности. Путём развития своих экспортных отраслей и участием в совместных инвестициях, Австралия поможет масштабировать низкоуглеродные технологии всем странам, стремящимся достичь глобальных целей Парижского соглашения.

Рассмотрим эти направления подробнее. Развитие технологий, обеспечивающих низкий уровень эмиссии парниковых газов, необходимый для достижения чистых нулевых выбросов, Правительство Австралии считает «ключом» к достижению страной чистого нулевого уровня выбросов к 2050 г. Соответственно, инвестициям на их развитие оно уделяет приоритетное внимание. Основной инструмент здесь – упомянутая выше дорожная карта инвестиций в технологии.

Исходя из специфики австралийской экономики в плане названо шесть групп таких приоритетных технологий, обеспечивающих:

- производство «чистого» водорода;
- сверхнизкую стоимость солнечной энергии;
- накопление/сохранение электроэнергии;
- производство стали и алюминия с низким уровнем выбросов;
- улавливание и хранение углерода;
- почвенный углерод.

Кроме того, в отдельную группу выделены принципиально новые, пока ещё не существующие технологии, такие как приготовление специальных кормов для скота, обеспечивающих сокращение им выбросов метана.

Как считает Правительство Австралии, и в представленном плане, и в своей повседневной деятельности оно устанавливает амбициозные, но реалистичные цели экономически эффективного развития для каждой приоритетной технологии (рис. 1).

Достижение этих целей направлено на то, чтобы удешевить приоритетные технологии, обеспечить паритет стоимости произведенной с их применением продукции с существующими менее экологичными технологиями. Ближайшие задачи в этой области – выявление возможностей снижения затрат, которые помогут достичь поставленных экономических целей.

Солнечная энергия Австралии
Источник: jeayesy / depositphotos.com

Ожидается, что дорожная карта инвестиций в технологии позволит направить на развитие этих технологий уже в период до 2030 г. не менее 20 млрд долларов государственных инвестиций. Кроме того, правительство рассчитывает привлечь на эти цели более 80 млрд долларов инвестиций частного сектора [2, с. 56].

По оценкам Министерства промышленности, науки, энергетики и ресурсов Австралии (Department of Industry, Science, Energy and Resources – DISER) и McKinsey & Company (McKinsey), эти приоритетные технологии могут обеспечить примерно половину сокращения выбросов, необходимого для достижения чистого нулевого уровня выбросов (рис. 2).

Для широкого использования в экономике страны таких приоритетных технологий создана и развивается широкая сеть национальных агентств, стимулирующих инвестиции в такие направления (рис. 3 и 4).

Создание условий для масштабного развертывания технологий, обеспечивающих сокращения выбросов. Создание таких условий, по мнению Правительства Австралии, это, прежде всего, устранение барьеров, которые могут замедлить внедрение необходимых технологий в каждом секторе экономики. Роль правительства в этом процессе – стимулировать привлечение необходимых инвестиций путём разработки и реализации как общих, «сквозных», мер, которые применимы во всех секторах экономики, так и мер, направленных на преодоление барьеров на пути внедрения технологий в отдельных секторах.

Автозаправочная станция 7 Eleven в Сиднее
Источник: Daria_Nipot / depositphotos.com

Эти меры включают:

- планирование и создание стратегической и стимулирующей инфраструктуры, необходимой для развития сети зарядных («заправочных») станций для электромобилей (EV);
- предоставление потребителям и рынкам «прозрачной» информации, необходимой им для снижения рисков при применении приоритетных технологий и принятия обоснованных решений, включая разработку схемы сертификации гарантии происхождения водорода;
- поддержание высоконадёжных систем бухгалтерского учета и торговой инфраструктуры, необходимых для развития добровольных углеродных рынков Австралии;
- стимулирование и финансирование проектов через Фонд сокращения выбросов (ERF), новый механизм гарантированного кредитования (Safeguard Crediting Mechanism) и Корпорацию финансирования чистой энергии (CEFC), которые ускорят внедрение технологий заинтересованными компаниями.

В целях обеспечения масштабного развертывания технологий, в плане для основных секторов экономики (электроэнергетика, транспорт, здания и сооружения, сельское хозяйство и промышленность) сформулированы так называемые «критические пути», то есть основные направления достижения поставленных целей, приоритетные технологии и меры масштабного развертывания. Кроме того, здесь же сформулированы и так называемые «сквозные меры», относящиеся ко всей экономике Австралии.

Совокупность этих мер и усилий не только обеспечит возможности масштабного внедрения соответствующих технологий и сокращение выбросов парниковых газов во всех секторах экономики, но и выведет Австралию на траекторию чистого нулевого уровня выбросов к 2050 г. (рис. 5).

Использование возможностей новых и традиционных рынков

Австралия – один из крупнейших в мире экспортёров сырьевых товаров, в том числе топливно-энергетических ресурсов, и терять эти позиции в связи с переходом в углеродно-нейтральное состояние правительство страны не намерено. По его данным, Австралия является 4-м по величине экспортёром энергоносителей в мире (на внешние рынки в целом идёт 85 % произведенной в Австралии энергии), занимая по экспорту коксующегося угля и урана первое место, а энергетического угля и сжиженного

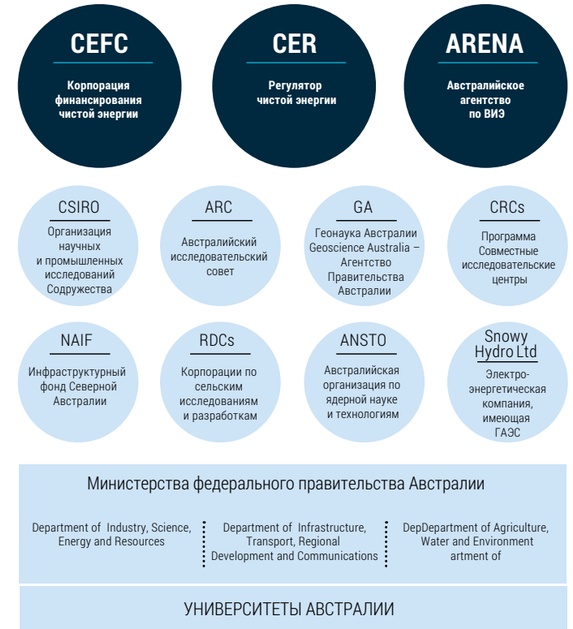


Рис. 3. Национальные агентства и другие органы, стимулирующие инвестиции в технологии с низким уровнем выбросов

Источник: по данным [2]

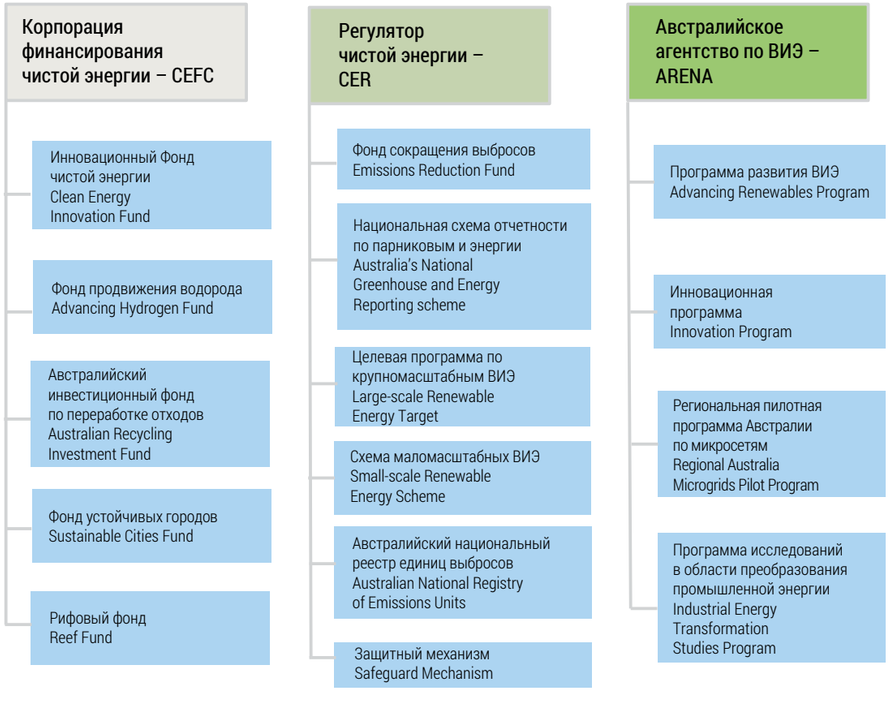


Рис. 4. Национальные агентства, стимулирующие инвестиции в технологии с низким уровнем выбросов, и управляемые ими финансовые фонды и программы

Источник: по данным [2]

* – улавливание и хранение углерода
*с, *а, *ц – сталь (с), алюминий (а) и цемент (ц) с низким уровнем выбросов
** – кормовые добавки для скота

Рис. 5. Технологические решения с низким уровнем выбросов *Источник: [2]*

природного газа (СПГ) – второе место в мире [3].

Являясь в целом нетто-импортёром нефти и нефтепродуктов, Австралия одновременно экспортирует и их. В натуральном выражении в 2020 г. экспорт составил 9,4 млн т нефти и 5,9 млн т нефтепродуктов (в 2019 г. – 11,7 и 5,6 млн т, соответственно) [4].

В стоимостном выражении в 2020 г. суммарный экспорт топливно-энергетических ресурсов из Австралии, по данным государственной таможенной статистики, составил в условиях низких мировых цен из-за пандемии коронавируса 89,57 млрд долл. США, то есть свыше 25 % всей стоимости товарного экспорта страны. Из них на уголь, кокс и брикеты пришлось 43,37 млрд долл., на СПГ – 37,7 и на нефть и нефтепродукты 8,5 млрд долл. США [5].

Кроме того, Австралия является одним из ведущих мировых экспортёров различных руд, их концентратов и металлов (включая драгоценные), в том числе крупнейшим в мире экспортёром железной руды и лития – одного из критически важных элементов для реализации концепции энергоперехода (производства аккумуляторов) и развития целого ряда отраслей промышленности. Суммарно на эти товары в 2020 г. пришлось, по данным портала World's Top Exports, почти 47,5 % всего австралийского экспорта (120,7 млрд долл.) [6]. Огромную роль в экспорте Австралии играет также продукция животноводства и земледелия страны.

Хорошо понимая роль этих отраслей для развития национальной экономики, Правительство Австралии, провозглашая курс на достижение страной углеродной нейтральности к 2050 г., стремится вписать их в «новую реальность». Так, в плане однозначно говорится, что «мы будем продолжать экспортировать наши традиционные энергоносители до тех пор, пока они будут востребованы нашими клиентами. Если бы мы прекратили поставки или сократили наш экспорт, другие страны восполнили бы пробел в поставках. Экспорт угля и газа из Австралии будет продолжаться до 2050 года и дольше, поддерживая рабочие места и развитие регионов» [2, с. 19].

В то же время, понимая, что энергопереход снизит потребности мировых рынков в товарах традиционного австралийского экспорта, особенно угля, долгосрочным планом предусматривается создание новых отраслей промышленности, ориентированных на глобальный энергетический переход и разработку инновационных чистых технологий в других отраслях. Среди первых особый приоритет отдаётся производству важнейших минералов и металлов, используемых в «чистых» технологиях, «чистого» водорода, топлива с низким уровнем выбросов – СПГ и урана, а также стали и алюминия с низким углеродным следом. В этом же ряду и развитие низко эмиссионного сельского хозяйства, которое продолжает оставаться лидером в сокращении выбросов парниковых газов [7].

Правительство Австралии исходит из того, что страна может и должна использовать те возможности, которые открывает перед ней развернувшийся в мире процесс энергоперехода. Так, анализ, проведенный Министерством промышленности, науки, энергетики и ресурсов (DISER), показывает, что в условиях глобального энергоперехода австралийский экспорт лития может вырасти с 1 млрд долл. США в 2020 г. до 10 млрд в 2050 г. А если обеспечить на месте переработку всего добываемого в стране лития, то стоимость экспорта могла бы достигнуть 34 млрд долл. США в год. Спрос на аккумуляторные батареи также может увеличить экспорт никеля из Австралии с 4 млрд долл. США в 2020 г. до 31 млрд долл. США в 2050 г. Вырастет и мировой спрос на австралийскую медь – с 7 до 19 млрд долл. США за тот же период. В целом же только суммарный объём экспорта этих трёх видов ресурсов может вырасти к 2050 г. с 12 до 84 млрд долларов США [2, с. 85].

Переработка 1/5 текущей добычи железной руды и 1/2 текущей добычи бокситов в металлы с нулевым уровнем выбросов может принести Австралии экспортную выручку в 100 млрд долл.

Развитие новых отраслей и производств поможет, по мнению правительства, компенсировать долгосрочные последствия в таких секторах, как добыча энергетического угля и природного газа, на развитие которых повлияет падение мирового спроса и изменение выбора

СПГ-проект Gorgon в Западной Австралии *Источник: upstreamonline.com*

[3] По данным BP, в условном топливе, в эксаджоулях, Австралия по экспорту угля как такового с 2013 г. занимает первое место в мире, и в 2020 г. вывезла его 9,25 эксаджоулей. На первое место в 2020 г. она вышла и по экспорту СПГ – 106,2 млрд м³ против 106,1 млрд м³ у Катара [4].

международных потребителей[4], поэтому правительство и дальше будет оказывать им всяческую поддержку, в том числе и финансовую.

В полной мере сказанное относится и к производству и экспорту низкоэмиссионной продукции, прежде всего, стали, алюминия и других металлов. Так, по оценкам правительственных структур, потенциальные экономические возможности производства с низким уровнем выбросов весьма значительны. Например, переработка одной пятой текущей добычи железной руды и половины текущей добычи бокситов и марганца в металлы с нулевым уровнем выбросов может принести Австралии экспортную выручку в размере 100 млрд долл. и создать более 65 тыс. рабочих мест.

Новые рынки и возможности открывает глобальное стремление к углеродной нейтральности для австралийского сектора наукоёмких производств, их компетенций и технологий, особенно в области использования ВИЭ и формирования децентрализованных энергетических систем с низким уровнем выбросов.

Четвёртым направлением реализации долгосрочного плана Правительство Австралии считает содействие глобальному сотрудничеству в деле достижения углеродной нейтральности. В рамках этого направления основная цель – ускорение технологических преобразований, необходимых для обезуглероживания мировой экономики, поскольку расширение глобальных производственных и сбытовых цепочек позволит снизить затраты на внедрение технологий, необходимых всем странам, включая Австралию. Основными приоритетами в таком сотрудничестве являются активизация международного взаимодействия для привлечения инвестиций в совместные исследования и разработки, включая проекты в Австралии; создание международных партнёрств, которые помогают ускорить разработку технологий с низким уровнем выбросов[5], и развитие Индо-Тихоокеанского экономического сотрудничества.

[4] Приводятся в плане и оценки предлагаемых решений. Так, по расчётам правительственных структур, создание водородной промышленности, развитие ВИЭ и добычи таких полезных ископаемых, как литий, могут создать в стране к 2050 г. более 100 тыс. новых рабочих мест. К этому же году австралийская водородная промышленность может стоить более 50 млрд долл., а расширение производства и переработки лития, никеля, объем экспорта меди и урана в совокупности может составить около 85 миллиардов долларов в 2050 году.

[5] Подобные партнёрства уже формируются с Германией, Японией, Сингапуром и Соединённым Королевством.

Ветряная электростанция в Австралии
Источник: itpow / depositphotos.com

Вместо заключения

В уже упоминавшейся выше статье «Энергетический переход и достижение углеродной нейтральности в Австралии» [1], было отмечено, что разработанный и обнародованный правительством Скотта Д. Моррисона (англ. – Scott John Morrison) план по сокращению выбросов подвергся сильной критике не только со стороны экологической общественности, но и в самой правящей коалиции Австралии.

Основная критика связана, в первую очередь, с продолжением поддержки правительством угольной промышленности, включая такие меры, как одобрение проектов строительства новых шахт и расширения действующих, предоставление им налоговых субсидий и инвестиции в проекты «чистого» угля, поскольку применение технологий улавливания и хранения углерода некоторыми экологическими активистами считаются неэффективными [8].

Более того, Институт Австралии (англ. – The Australia Institute) – один из ведущих исследовательско-аналитических центров страны, на своём сайте даже начал собирать подписи под петицией премьер-министру под названием «Чистое нулевое мошенничество Моррисона». В ней, в частности, отмечается, что «любое обязательство по чистым нулевым выбросам к 2050 году является мошенничеством, если Австралия продолжит расширять свою газовую и угольную промышленность» [9].

Критикуется правительственный план и за то, что в нём основные сокращения выбросов намечаются ближе к 2050 г., причём, во многом за счёт неопределённых «дальнейших технологических прорывов» а не в ближайшее время, когда выбросы будут сокращаться чуть более чем на 1 % в год. Это, по мнению таких критиков, ставит Австралию в один ряд с отстающими в этом плане Саудовской Аравией и Россией, а не развитыми государствами, такими как страны ЕС, Великобритания и Япония [10].

Как заявили в связи с этим представители аналитического центра Австралийского совета по климату, «объявление правительства Моррисона о чистом нуле к 2050 году – это шутка без сильного сокращения выбросов в этом десятилетии» [11]. Кроме того, этот план – всего лишь политический документ, а не закон, что ставит Австралию в ряд с такими странами G20, как Италия и США. Ещё более критично высказался об этом плане лидер оппозиции Энтони Албанезе, заявив, что он не содержит новой политики: «слово «план» не является планом, независимо от того, как часто г-н Моррисон говорил это» [12].

Парируя подобные заявления, премьер-министр Австралии Скотт Д. Моррисон заявил, что «путь к чистому нулю также не является прямой линией». «Фактически, как утверждает Билл Гейтс, форсирование результатов к 2030 году с нереалистичными целями может отвлечь ресурсы от технологий с более длительными сроками выполнения, которые будут иметь важное значение для достижения целей 2050 года. Поэтому мы будем продолжать брать на себя разумные обязательства и делать всё возможное, чтобы превзойти их», – сказал он [13].

В целом же, проведенный анализ показывает, что хотя экологические активисты и критикуют Правительство Австралии за недостаточность принимаемых им мер, в стране созданы условия, инструменты и механизмы для успешного продвижения её по пути углеродной нейтральности.

Использованные источники

1. *Мастепанов А. М., Сумин А. М. Энергетический переход и достижение углеродной нейтральности в Австралии // Энергетическая политика. № 1, 2022. С.*
2. *Australia's long-term emissions reduction plan: A whole-of-economy Plan to achieve net zero emissions by 2050. Australian Government Department of Industry, Science, Energy and Resources. 2021. – URL: https://www.industry.gov.au/sites/default/files/October%202021/document/australias-long-term-emissions-reduction-plan.pdf*
3. *Australia. National Energy Productivity Plan 2015–2030: Boosting Competitivness, Managing Costs and Reducing Emissions. – URL: https://policy.asiapacificenergy.org/node/2626*
4. *BP Statistical Review of World Energy 2021. 70th edition. – URL: Full report – Statistical Review of World Energy 2021 (bp.com)*
5. *Australian Bureau of Statistics. International trade. – URL: https://www.abs.gov.au/statistics/economy/international-trade*
6. *World's Top Exports. Australia's Top 10 Exports. – URL: https://www.worldstopexports.com/australias-top-10-exports/*
7. *NFF calls for net carbon zero by 2050/ Beef Central, 20/08/2020. – URL: https://www.beefcentral.com/news/nff-calls-for-net-carbon-zero-by-2050/*
8. *Climate change: Why Australia refuses to give up coal By Frances Mao. BBC News, Sydney. 22 October 2021. – URL: https://www.bbc.com/news/world-australia-57925798*
9. *PETITION. Morrison's Net Zero Fraud. – URL: https://nb.australiainstitute.org.au/phase_out_gas_and_coal*
10. *Australia's net zero emissions 'plan': the five things you should know The Guardian. – URL: https://www.theguardian.com/environment/2021/oct/27/australia-net-zero-2050-emissions-plan-five-things-you-need-to-know*
11. *Australia will be the rich world's weakest link at COP26 with hollow net-zero and emissions pledges. CNN, October 26, 2021. – URL: https://edition.cnn.com/2021/10/25/australia/australia-climate-net-zero-intl/index.html*
12. *Government promises to cut emissions to reach net zero by 2050 under new climate change plan. By political reporter Georgia Hitch. Posted Tue 26 Oct 2021. – URL: https://www.abc.net.au/news/2021–10–26/government-commits-to-net-zero-by-2050-climate-deal/100565254*
13. *The Australian way. Opinion 26 Oct 2021. Prime Minister. – URL: https://www.pm.gov.au/media/australian-way*

Добыча каменного угля в Индии

Источник: st-martin.ru

УДК 620.9 DOI 10.46920/2409-5516_2022_5171_72 EDN: CNLCSW

Уголь снова в моде

Coal is back in fashion

Ирина АНАНИЧ
Директор департамента международного сотрудничества ФГБУ «РЭА» Минэнерго России
e-mail: Ananich@rosenergo.gov.ru

Irina ANANICH
Director of the Department of International Relations, FGBU REA of the Ministry of Energy of Russia
e-mail: Ananich@rosenergo.gov.ru

Баржа с углем, р. Янцзы в Китае

Источник: ymgerman / depositphotos.com

Аннотация. Прошлый год стал ренессансом угольной отрасли. Лидерами потребления угля стали Китай и Индия. Тем не менее, спрос на этот ископаемый вид топлива вырос даже в европейских странах, объявивших о поэтапном сокращении использования ископаемых видов топлива. Это дает основания для развития угольной отрасли в России, увеличения экспорта угля и внедрения новых технологий его переработки.
Ключевые слова: уголь, рост спроса, углехимия, системы улавливания CO_2.

Abstract. The past year has been a renaissance for the coal industry. The leaders in coal consumption are China and India. However, demand for this fossil fuel has grown even in European countries that have announced phase-outs of fossil fuel use. This gives grounds for the development of the coal industry in Russia, the increase in coal exports and the introduction of new technologies for its processing.
Keywords: coal, demand growth, coal chemistry, CO_2 capture systems.

Китай, крупнейшая страна-потребитель угля, нарастил импорт этого ресурса из России до 54 млн т, что на 42% больше рекордного 2020 г.

Отгрузка угля

Источник: deyangeorgiev2 / depositphotos.com

Для угольной отрасли 2021 г. стал, без всякого преувеличения, годом рекордов. Если в 2020 г. на фоне падения потребления электроэнергии мы были свидетелями сокращения спроса на уголь, то в 2021 г. на фоне восстановления мировой экономики после отмены ковидных ограничений он начал резко расти по всему миру. Более высокие, чем изначально ожидалось, темпы восстановления стали причиной значительного повышения спроса на энергоресурсы.

По предварительным оценкам МЭА, в 2021 г. производство электроэнергии на основе угля в мире увеличилось на 9 %, достигнув исторического максимума в абсолютном выражении – 10,35 тыс. ТВт·ч [1], одновременно спрос на уголь вырос на 6 %, тем самым приблизившись к рекордным значениям 2013 и 2014 гг. [2]. В Китае и Индии, являющихся основными потребителями угля в мире, по предварительным подсчетам, в 2021 г. угольная генерация возросла на 9 и 12 %, соответственно, достигнув рекордных уровней [3]. Угольная генерация в США и странах Европейского союза в 2021 г. также увеличилась – почти на 20 % [4]. Парадоксальная ситуация сложилась на европейском энергетическом рынке в преддверии начала отопительного сезона на фоне роста цен на газ. В странах Европы, стремящихся, казалось бы, сократить потребление угля, спрос на данный вид топлива возрос до такой степени, что в октябре 2021 г. цены на него преодолели отметку в 300 долларов за тонну, таким образом побив предыдущий исто-

рический рекорд июня 2008 г. [4]. В 2022 г. цены на уголь в Европе продолжили расти и уже в марте обновили рекорд, превысив отметку в 400 долларов за тонну [5].

Более того, 2021 г. стал рекордным и для российской угольной промышленности. В целом, в последние десять лет вплоть до 2020 г. в России наблюдался устойчивый рост объемов добычи и экспорта угля [6], а 2021 г. стал для российского угольного сектора годом новых высот. По данным Федеральной таможенной службы России (ФТС России), в 2021 г. объем экспорта угля Россией составил 223 млн т, что на 1,1 % выше предкризисного 2019 г. (221 млн т). Одновременно объемы обогащения угля выросли на 2,8 % – с 206 до 212 млн т, по данным центрального диспетчерского управления топливно-энергетического комплекса.

По данным ФТС России, в 2021 г. страны Азиатско-Тихоокеанского региона (АТР) увеличили импорт российского угля на 3,3 % по сравнению с предыдущим годом – до 125 млн т. При этом Китай, крупнейшая страна-потребитель угля, нарастил его импорт из России до 54 млн т, что на 42 % больше рекордного 2020 г. По данным ФТС России, в 2021 г. выручка России от экспорта угля достигла 18,4 млрд долларов, что на 4,7 % больше рекордного по этому показателю 2018 г. (17,6 млрд долларов). Таким образом, в прошлом году продолжились динамичное развитие российской угольной промышленности и работа по наращиванию объемов экспорта российского угля в восточном направлении.

В 2021 г. в ходе Климатической конференции COP26 было принято решение заменить в Климатическом пакте Глазго формулировку «постепенный отказ от угля» (coal phase-out) на «постепенное

В 2021 г. объем экспорта угля Россией составил 223 млн т, что на 1,1% выше предкризисного 2019 г. (221 млн т). Одновременно объемы обогащения угля выросли на 2,8% – с 206 до 212 млн т

Грузовой поезд с углем
Источник: Dimaberlin / depositphotos.com

сокращение угольной генерации, которая не сопровождается улавливанием углерода» (phase-down of unabated coal power) [7], что фактически ознаменовало собой смягчение позиции мирового сообщества по вопросам использования данного вида топлива.

В настоящее время роль угля в мировом масштабе крайне велика, что во многом обусловлено такими его конкурентными преимуществами, как доступность и низкая стоимость, надежность генерации, а также наличие огромных запасов. Доля угля в общем объеме потребления первичной энергии в мире на сегодняшний день составляет 27 % [8], а доля угольной генерации в общем объеме выработки электроэнергии превышает 35 % [9]. В развивающихся и быстрорастущих странах АТР, стремящихся создать все необходимые условия для устойчивого экономического роста, использование угля особенно значительно: доля угольной генерации в электроэнергетическом балансе составляет 57 % [10]. Следовательно, сегодня уголь имеет решающее значение для удовлетворения потребностей в энергии миллиардов людей.

Россия разделяет обеспокоенность государств мира климатическими изменениями и, являясь участницей Киотского протокола к рамочной конвенции ООН об изменении климата 1997 г. и Парижского соглашения по климату 2015 г., принимает прямое и непосредственное участие в усилиях мирового сообщества по сокращению эмиссии углерода. Наша страна выступает за взвешенный подход: важно, чтобы реализуемая климатическая политика не наносила ущерб функционированию топливно-энергетического комплекса и социально-экономическому развитию государств.

Противодействие климатическим изменениям является одной из целей в области устойчивого развития (ЦУР) – 17 глобальных целей, разработанных и одобренных Организацией Объединенных Наций. При этом все цели взаимосвязаны и носят неделимый характер – действия по достижению одних ЦУР не должны препятствовать достижению других ЦУР. В этой связи важно помнить, что помимо ЦУР 13 «Борьба с изменениями климата», существуют также ЦУР 7 «Обеспечение доступа к недорогим, надежным, устойчивым и современным источникам энергии» и ЦУР 1 «Ликвидация нищеты», и нам необходимо обеспечить баланс между усилиями по достижению этих трех целей. Поэтому все предпринимаемые меры должны быть продуманными, последовательными и поступательными.

В сложившейся ситуации единственным возможным выходом видится продолжение использования угля при одно-

Россия будет развивать традиционные и создавать новые центры угледобычи, активно осваивать новые и перспективные месторождения угля, а также увеличивать транспортные мощности

временной работе над декарбонизацией и экологизацией угольной отрасли, благо, современные технологии позволяют нам это сделать. Добиться сокращения негативного влияния угольного сектора на климат и окружающую среду возможно за счет внедрения и широкого использования таких новых технологий, как технологии улавливания, использования и хранения углерода (CCUS) и «чистые» угольные технологии.

Существующие сегодня технологии CCUS позволяют улавливать до 90 % [11] выбросов углерода, образующегося в процессе сгорания топлива. Абсорбирован-

Бородиснский разрез *Источник: «СУЭК»*

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА №5(171) / 2022

По оценкам МЭА, в 2021 г. производство электроэнергии на основе угля в мире увеличилось на 9 %, достигнув исторического максимума – 10,35 тыс. ТВт·ч, одновременно спрос на уголь вырос на 6 %

ный таким образом углерод может быть впоследствии захоронен в геологических формациях или полезно использован, например, для увеличения отдачи нефтяных месторождений. Эксперты МЭА считают, что к середине текущего столетия 80 % мирового потребления угля будет сопровождаться применением технологий CCUS. Большие надежды возлагаются и на «чистые» угольные технологии – современные технологические решения, которые позволяют подавлять выбросы, очищать дымовые газы и повышать эффективность использования топлива, тем самым снижая его расход. Все более широкое распространение в мире получают технологии HELE (high efficiency – low emissions). По подсчетам российской угольной компании «СУЭК», за счет повышения коэффициента полезного действия угольных электростанций на 1 % возможно добиться снижения эмиссии углерода на 2–3 % [12].

Россия, являясь одним из мировых лидеров по экспорту угля, продолжит оставаться ответственным и надежным поставщиком. На сегодняшний день РФ является третьим крупнейшим экспортером угля в мире (после Австралии и Индонезии) с долей 16,3 % [13] в мировой торговле углем по состоянию на конец 2021 г. До недавнего времени подавляющий объем поставок российского угля осуществлялся по двум направлениям: западному (страны Европы) и восточному (страны АТР, в особенности, Китай, Республика Корея и Япония). Неверно было бы считать, что решение Евросоюза о запрете импорта российского угля как реакция на спецоперацию России на Украине застало нашу страну врасплох. В последние годы мы наблюдали, как европейский рынок угля постепенно сжимался в связи с реализацией курса на декарбонизацию. Россия заблаговременно начала работу по диверсификации своего угольного экспорта, его переориентации в направлении стран АТР.

Именно с перспективами роста рынков государств АТР – региона, где уголь продолжит оставаться востребованным источником энергии [14] – связаны ожидания увеличения объемов международной торговли углем в ближайшие годы [15]. В связи с этим наша страна планирует продолжить усилия по наращиванию доли присутствия на рынках сбыта государств АТР. Россия будет развивать традиционные и создавать новые центры угледобычи, активно осваивать новые и перспективные месторождения, а также увеличивать транспортные мощности [16]. Как ожидается, стремления

Апсатский разрез
Источник: «СУЭК»

государств сократить объемы выбросов загрязняющих веществ при сжигании угля будут подталкивать страны к сокращению использования низкосортного угля и переходу на уголь высокого качества [17]. Рост спроса на высококачественный уголь даст России дополнительные возможности для увеличения экспорта собственного угля, который с точки зрения качества в полной мере соответствует запросам потребителей.

Одновременно мы будем двигаться по пути «озеленения» угольного сектора с целью улучшения экологических показателей отрасли и снижения ее негативного воздействия на окружающую среду. В этом контексте предусматривается работа по следующим направлениям: мониторинг выбросов парниковых газов, внедрение наилучших доступных технологий при добыче, переработке и перевалке угля в целях минимизации негативного воздействия на окружающую среду, расширение использования новых технологий на угольных электростанциях и прочее [18].

Таким образом, прошлый год показал, что заявления некоторых экспертов, политиков и экоактивистов о том, что угольная отрасль свое отжила, являются явно преждевременными. Как мы видим, уголь, несмотря на возрастание роли климатической составляющей в энергетической политике государств, остается одним из важнейших источников энергии для миллиардов людей и, что немаловажно, надежным энергоресурсом. К его использованию прибегают в периоды кризисных ситуаций даже наиболее озабоченные климатом государства. По всей видимости, он продолжит оставаться востребованным до тех пор, пока не будет найдена полноценная альтернатива.

Тем не менее, в условиях активизации климатической политики угольный сектор стоит перед необходимостью соответствовать ужесточающимся экологическим и климатическим требованиям, что может быть обеспечено за счет «озеленения» отрасли – уголь может быть экологически и климатически нейтральным благодаря использованию новых технологических решений.

Использованные источники

1. *IEA. Coal 2021. Analysis and forecast to 2024. URL: https://iea.blob.core.windows.net/assets/f1d724d4-a753-4336-9f6e-64679fa23bbf/Coal2021.pdf*
2. *IEA. Coal 2021. Analysis and forecast to 2024. URL: https://iea.blob.core.windows.net/assets/f1d724d4-a753-4336-9f6e-64679fa23bbf/Coal2021.pdf*
3. *IEA. Coal 2021. Analysis and forecast to 2024. URL: https://iea.blob.core.windows.net/assets/f1d724d4-a753-4336-9f6e-64679fa23bbf/Coal2021.pdf*
4. *ТАСС. Цена на энергетический уголь в Европе впервые превысила $300 за тонну. URL: https://tass.ru/ekonomika/12592621*
5. *Известия. Цена угля в Европе превысила рекордные $400 за тонну. URL: https://iz.ru/1299545/2022-03-02/tcena-ugliia-v-evrope-prevysila-rekordnye-400-za-tonnu*
6. *British Petroleum. Statistical Review of World Energy 2021. URL: https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2021-full-report.pdf*
7. *The Washington Post/ The Glasgow Climate Pact, annotated. URL: https://www.washingtonpost.com/climate-environment/interactive/2021/glasgow-climate-pact-full-text-cop26/*
8. *British Petroleum. Statistical Review of World Energy 2021. URL: https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2021-full-report.pdf*
9. *British Petroleum. Statistical Review of World Energy 2021. URL: https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2021-full-report.pdf*
10. *British Petroleum. Statistical Review of World Energy 2021. URL: https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2021-full-report.pdf*
11. *Московская школа управления «Сколково». Угольная генерация: новые вызовы и возможности. URL: https://energy.skolkovo.ru/downloads/documents/SEneC/Research/SKOLKOVO_EneC_Decarbonization_of_oil_and_gas_RU_22032021.pdf*
12. *«СУЭК». Перспективы угля. URL: http://www.suek.ru/our-business/coal/future_of_coal/#coal-fired*
13. *Информационно-аналитическое агентство «Восток России». Обуглевая Азию. URL: https://www.eastrussia.ru/material/obuglevaya-aziyu/*
14. *Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года: утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации № 1523-р от 9 июня 2020 г. URL: https://minenergo.gov.ru/node/1026*
15. *Минэнерго России. Доклад Александра Новака на заседании Правительства Российской Федерации по вопросу «О программе развития угольной промышленности на период до 2035 года». URL: https://minenergo.gov.ru/node/17131*
16. *Минэнерго России. Доклад Александра Новака на заседании Правительства Российской Федерации по вопросу «О программе развития угольной промышленности на период до 2035 года». URL: https://minenergo.gov.ru/node/17131*
17. *Газета.ru. Грязный и немодный: сможет ли Россия заработать на экспорте угля. URL: https://www.gazeta.ru/business/2021/07/16/13751096.html*
18. *Программа развития угольной промышленности России на период до 2035 года: утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации № 1582-р от 13 июня 2020 года. URL: http://gov.garant.ru/SESSION/PILOT/main.htm*

Плотность населения и потребление электроэнергии в ЮФО – одни из самых высоких в РФ

Источник: ant_ref@mail.ru / depositphotos.com

УДК 332.1:620.9 DOI 10.46920/2409-5516_2022_5171_78 EDN: DPHPUB

Региональные аспекты энергоэффективности

Regional aspects of energy efficiency

Александр РЕВА
Экономист Центра анализа данных,
Всероссийская академия внешней торговли
e-mail: a.reva@vavt.ru

Alexander REVA
Economist Data Analysis Center,
Russian Foreign Trade Academy
e-mail: a.reva@vavt.ru

Пшеничное поле в Татарстане

Источник: Solar / depositphotos.com

Аннотация. Многие экономисты согласны с тем фактом, что России необходимо повышать эффективность использования энергии. В отличие от увеличения производительности труда, повышение энергоэффективности рассматривается как желательное, но не обязательное условие экономического роста. Так, повышение энергоэффективности ВРП может стать важнейшим ресурсом сбалансированного регионального экономического роста, способным обеспечить 50–85% прироста потребности региона в энергетических услугах. Цель статьи — показать реальную значимость технологического фактора как прокси переменной показателя энергоэффективности. Методика, апробированная в статье, показывает эффективность в применении к зачастую неоднородным по своим характеристикам регионам.

Ключевые слова: энергоемкость ВРП, индикаторы энергоэффективности, индексы энергоэффективности, удельные расходы энергии, факторный анализ, вклад технологического фактора, формы статистической отчетности, электроэнергетика, теплоэнергетика, промышленность, транспорт, сельское хозяйство, сфера услуг, жилищный сектор.

Abstract. Many economists agree that Russia needs to improve energy efficiency. In contrast to increasing labor productivity, improving energy efficiency is seen as a desirable but not essential condition for economic growth. Thus, increasing the energy efficiency of GRP can become the most important resource for balanced regional economic growth, capable of providing 50–85% of the increase in the region's demand for energy services. The purpose of the article is to show the real significance of the technological factor as a proxy variable for the energy efficiency indicator. This technique shows its effectiveness in relation to its applicability to regions that are often heterogeneous in their characteristics.

Keywords: energy intensity of GRP, energy efficiency indicators, energy efficiency indices, specific energy consumption, factor analysis, the contribution of the technological factor, statistical reporting forms, electric power industry, thermal power engineering, industry, transport, agriculture, services sector, housing sector.

Расчеты в модели основаны на математическом инструментарии с учетом особенностей сбора статистических данных на региональном уровне

Методика расчета изменения потребления энергии валового регионального продукта (ВРП) учитывает структурно-динамические особенности ВРП, отражающие уровень энергопотребления и степень экономического развития региона. Основу методики составляет факторная декомпозиция, предоставляющая возможность выделить технологический фактор для квантификации показателя энергоэффективности, который оценивает колебания использования энергии только за счет изменения эффективности технологий [1].

Методика является модификацией ранее принятой методики расчета энергоемкости ВВП, которая опирается на приказ Министерства экономического развития РФ от 1 августа 2019 г. № 471 «Об утверждении методики расчета энергоемкости валового внутреннего продукта Российской Федерации и оценки вклада отдельных факторов в динамику энергоемкости валового внутреннего продукта Российской Федерации» [4].

Региональный вариант модели включает в себя 8 основных секторов и 34 направления использования энергии. Выделяются 34 направления использования энергии: в электро- и теплоэнергетике – 9, в добыче полезных ископаемых – 5, в обрабатывающих производствах – 13, в сельском

хозяйстве – 4. В секторах «Транспорт», «Население», «Прочие потребители ТЭР» отдельные направления не выделяются.

Данная конфигурация позволяет оценить изменение показателя энергоэффективности в виде технологического фактора как в секторальном разрезе, так и для региона в целом на основе общей логической схемы с учетом особенностей каждого региона в части обеспеченности статистической информацией.

Сектор потребления энергии – агрегированные для близких сфер деятельности группы направлений (направления) использования энергии. При расчетах выделяются следующие сектора:

Верхне-Мутновская геотермальная электростанция
Источник: «Русгидро»

- объединённые сектора электро- и теплоэнергетики;
- электроэнергетика (без электростанций, работающих на котельно-печном топливе);
- теплоэнергетика (без электростанций, работающих на котельно-печном топливе);
- добыча полезных ископаемых;
- обрабатывающие производства;
- сельское хозяйство;
- транспорт;
- население;
- прочие потребители ТЭР.

Расчеты в модели реализуются на основе алгоритма и математического инструментария, учитывая особенности сбора статистических показателей на региональном уровне, полученных с сайта Росстата (Федеральная служба государственной статистики (rosstat.gov.ru).

В данной работе акцентируется внимание на анализе технологического фактора и на тех изменениях, которые были внесены для получения состоятельных оценок с учетом региональной специфики и доступности статистических данных на сайте Министерства экономического развития РФ [4].

1. Фактор климата позволяет учесть влияние изменений температурных условий года на потребность в энергии и на удельные расходы энергии, которые, соответственно, нельзя оценивать, как изменение энергоэффективности.
2. Фактор загрузки производственных мощностей позволяет учесть изменения в потреблении и удельных расходах энергии за счет распределения условно-постоянных расходов энергии на освещение и отопление предприятий на больший или меньший объем производимой продукции при изменении загрузки производственных мощностей.
3. Фактор благоустройства и обеспеченности бытовыми приборами позволяет учесть влияние на параметры энергопотребления изменений, связанных с размером жилплощади людей и количеством бытовой техники, потребляющей энергию.
4. Фактор экономической активности позволяет учесть увеличение потребности в энергии за счет роста объемов производства.
5. Фактор структурных сдвигов позволяет оценить влияние на изменение потребления энергии и энергоемкости ВРП увеличения (уменьшения) удельного веса секторов с более высокой и более низкой энергоемкостью.
6. Технологический фактор отражает влияние на изменение энергоемкости энергоэффективности машин, оборудования, зданий, технологических процессов [1].

Потребление энергии нетопливными электростанциями рассчитывается на основе величины электроэнергии, отпущенной атомными и геотермальными станциями, с учетом соответствующих коэффициентов трансформации по формуле:

Сормовская ТЭЦ, Нижний Новгород
Источник: m.nn.ru

$$E_{НТС} = 2{,}0303 \cdot EV_{АЭС} + 9 \cdot EV_{ГТС}$$

где:

$E_{НТС}$ – потребление энергии нетопливными электростанциями;

$EV_{АЭС}$ – электроэнергия, отпущенная атомными электростанциями;

$EV_{ГТС}$ – электроэнергия, отпущенная геотермальными электростанциями;

2,0303 и 9 – коэффициенты перевода энергии в условные единицы.

Потребление энергии по направлениям использования корректируется на влияние климата путем приведения к климатическим условиям базового года по следующей формуле:

$$E_{it}^{гсоп} = E_{it} + 0{,}143 \cdot (ННЕС_i^t \cdot \left(\frac{ГСОП_0}{ГСОП_t} - 1\right)$$

где:

$E_{it}^{гсоп}$ – потребление энергии по направлению i, скорректированное на климат в году t;

$ННЕС_i^t$ – потребление тепловой энергии на цели отопления по направлению i в году t;

$ГСОП_0$ и $ГСОП_t$ – градусо-сутки отопительного периода в базовом году и году t;

0,143 – коэффициент перевода энергии в условные единицы.

В качестве базового в настоящей методике принят 2017 год. Соответственно, коррекция потребления энергии на влияние климата производится путем приведения к климатическим условиям 2017 года.

Для направлений использования энергии в добыче полезных ископаемых и обрабатывающих производствах коррекция потребления энергии на влияние климата осуществляется на основе данных о доле энергии, затраченной на отопление, по отдельным направлениям. В случае отсутствия необходимых данных, разрабатываемых Росстатом, потребление теплоэнергии на отопление рассчитывается на основе средней по России доле теплоэнергии на отопление для соответствующего направления, скорректированной на взвешенный ГСОП по формуле:

$$ННЕС_i^t = НЕС_i^t \cdot d_{ННЕСi}^t \cdot k_t$$

где:

$ННЕС_i^t$ – потребление тепловой энергии на цели отопления по направлению i в году t;

$НЕС_i^t$ – потребление тепловой энергии по направлению i;

k_t – отношение ГСОП по региону к взвешенному ГСОП в году t;

$d_{ННЕСi}^t$ – средняя по Российской Федерации доля тепловой энергии на отопление по направлению использования энергии i в году t.

Коэффициент k_t рассчитывается по формуле:

$$k_t = \frac{ГСОП^t}{\widetilde{ГСОП^t}}$$

где:

$\widetilde{ГСОП^t}$ – взвешенный ГСОП в году t.

Взвешенный ГСОП рассчитывается по формуле:

$$ГСОП^t = \frac{\sum_r Y_{jr}^t \cdot ГСОП_{jr}^t}{\sum_r Y_{jr}^t}$$

где:

Y_{jr}^t – валовая добавленная стоимость (ВДС) в сопоставимых ценах по сектору j в регионе r в году t;

Модель выделяет 34 направления использования энергии: в электро- и теплоэнергетике – 9, в добыче полезных ископаемых – 5, в обрабатывающих производствах – 13, в сельском хозяйстве – 4

Черепетская ГРЭС, Тульская область

Источник: wikiwand.com

$ГСОП^{t}_{jr}$ – градусо-сутки отопительного периода по сектору j в регионе r в году t.

При этом отношение ГСОП по региону к взвешенному ГСОП должно находиться в диапазоне от 0,5 до 1,5. Если оно оказывается меньше 0,5 или больше 1,5, то при расчете потребления теплоэнергии на отопление по формуле 6 коэффициент kit принимается равным, соответственно, 0,5 или 1,5.

Доля теплоэнергии на отопление в общем объеме потребления тепловой энергии не может превышать 95 %. Если она оказывается больше, то доля расходов на отопление по соответствующему направлению принимается равной 95 %.

Влияние технологического фактора проявляется в изменении объемов потребления энергии из-за разных параметров энергоэффективности основных фондов, используемых в экономической деятельности

По секторам использования энергии «Добыча полезных ископаемых» и «Обрабатывающие производства», скорректированное на климат потребление энергии рассчитывается путем суммирования скорректированного на климат потребления энергии по отдельным направлениям.

В секторах «Транспорт», коррекция потребления энергии на фактор изменения загрузки производственных мощностей не осуществляется.

Коррекция потребления энергии на уровень благоустройства осуществляется для населения с целью учета влияния факторов изменения обеспеченности бытовыми приборами и жилой площадью.

Коррекция потребления энергии на уровень благоустройства производится путем приведения к условиям базового 2017 года по следующей формуле:

$$E_{it}^{w} = E_{it}^{гсоп} \cdot \left(\frac{\sum_i as_i^t \cdot ea_i^0}{\sum_i as_i^0 \cdot ea_i^0} \cdot \frac{LS^0}{LS^t} \right)$$

где:

E_{it}^{w} – потребление энергии, скорректированное на уровень благоустройства, в году t;

$E_{it}^{гсоп}$ – потребление энергии, скорректированное на климат, в году t;

as_i^0 и as_i^t – обеспеченность на 100 семей бытовыми приборами вида i в базовом году и в году t;

ea_i^0 – годовой расход энергии бытовым прибором вида i;

LS^0 и LS^t – общая площадь жилых помещений в базовом году и в году t.

Обеспеченность населения бытовыми приборами (ТВ, холодильниками, стиральными машинами, кондиционерами, электроплитами) определяется на основе статистического сборника Росстата «Россия в цифрах» за соответствующий год.

Годовой расход энергии отдельными видами бытовых приборов принимается равным: для ТВ – 120, для холодильников – 320, для стиральных машин – 180, для кондиционеров – 210, для электроплит напольных – 550 кВт·ч в год.

Результаты декомпозиционного анализа позволяют выделить вклад технологического фактора в динамику энергоемкости по экономике региона в целом и по отдельным секторам: электро- и теплоэнергетике, добыче полезных ископаемых, обрабатывающим производствам, сельскому хозяйству. Влияние технологического фактора проявляется в изменении объемов потребления энергии из-за разных параметров энергоэффективности основных фондов, используемых в процессах экономической деятельности.

Методика показала свою эффективность относительно ее применения к неоднородным по своим характеристикам регионам, особенно в таких показателях как потребление энергии на душу населения

При формировании перечня субъектов Российской Федерации для апробации разработанной модели «Энергоемкость ВРП» соблюдалось условие по рассмотрению не менее двух субъектов в рамках каждого федерального округа. Оценка энергоемкости ВРП и вклада отдельных факторов в динамику энергоемкости по 20 регионам Российской Федерации проведена за период 2017–2019 гг. в связи с отсутствием необходимых статистических данных за 2016 г. и недоступностью на момент подготовки отчета данных за 2020 г.

Геленджик, Краснодарский край

Источник: jekh / depositphotos.com

Основные результаты расчетов энергоемкости ВРП по 20 регионам России

Энергетическая эффективность во многом определяет уровень экономического развития региона. Разработка программ энергосбережения на региональном уровне предполагает анализ основных тенденций в сфере энергопотребления.

Результаты расчетов энергоемкости ВРП по 20 регионам России приведены на рис. 1 и в таблице 1. На рис. 1 представлена динамика энергоемкости ВРП по 20 регионам РФ. Как свидетельствуют данные, энергоемкость ВРП в период 2018–2019 гг. снижалась в большинстве регионов, по которым были проведены расчеты. При этом масштабы снижения были различны и колебались в значительном диапазоне.

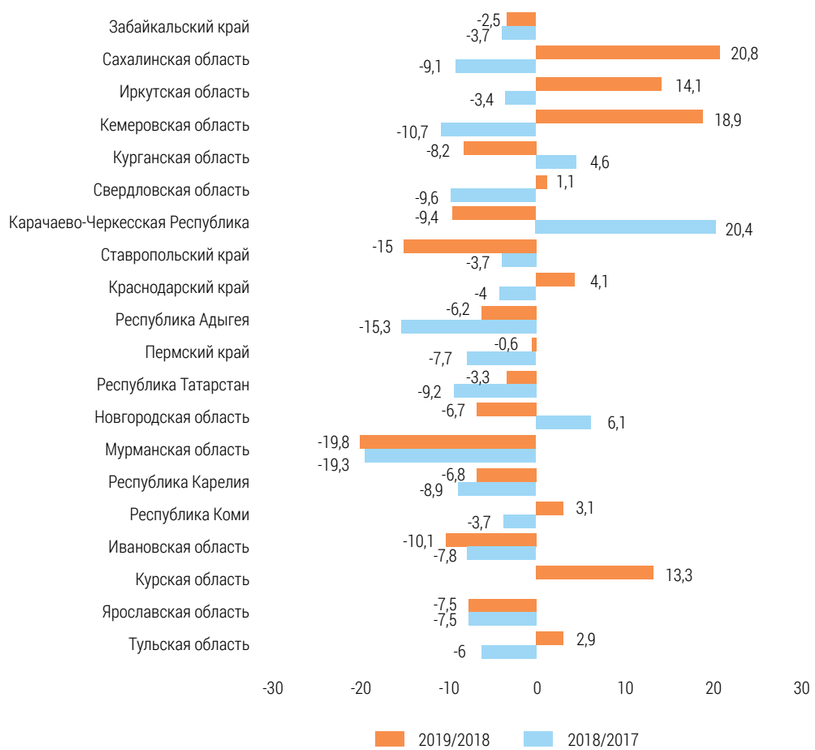
Так, в Мурманской области энергоемкость снижалась ежегодно более чем на 19 %, в Забайкальском крае на менее значимые 3,7 и 2,5 %. А в таких регионах как Сахалинская область, Иркутская область, Кемеровская область, Карачаево-Черкесская Республика, Краснодарский край, Новгородская область, Республика Коми, Тульская область, наблюдались разнонаправленные тенденции по годам рассматриваемого периода.

Результаты расчетов энергоемкости ВРП по 20 регионам России приведены ниже. Выполненный комплекс расчетов позволил выделить основные факторы, влияющие на энергоемкость ВРП. В таблице 1 – абсолютный прирост потребления энергии за счет 6 выделенных факторов: фактора климата, фактора изменения загрузки производственных мощностей, фактора благоустройства и изменения обеспеченности энергоприборами, фактора экономической активности, структурного фактора и технологического фактора.

Данная методика показала свою эффективность относительно ее применимости

Рис. 1. Динамика энергоемкости ВРП в 2018–2019 гг. (темпы прироста, в % к предыдущему году)

Источник: расчеты ВАВТ на базе данных Росстата



Регион	в том числе за счет						
	Изменение потребления энергии	изменения климата	изменения загрузки мощностей	изменения благоустройства	изменения экономической активности	структурного фактора	технологического фактора
2018							
Тульская область	97,2	35,9	142,8	18,9	912,6	-134,9	-878,1
Ярославская область	-333,2	10,2	92	-41	319,3	76,5	-747,4
Курская область	-6151,1	17,6	11,7	-51,1	33,3	-89,1	557,9
Ивановская область	-101,9	7	41,2	28,5	100,8	-85,8	-190,4
Республика Коми	670,2	14,7	222,2	-93,4	1203	-740,5	64,1
Республика Карелия	-184,3	-5,7	141	-9,4	390,2	-6,1	-694,1
Мурманская область	-1913,7	-63,2	68,9	13,5	393,2	-10,5	-106,9
Новгородская область	169,7	-0,7	26,4	-20,8	-262	70,3	228,2
Республика Татарстан	402,7	78,3	299,2	-300,9	3075,1	-468,5	-2280,6
Пермский край	466,6	23,4	194,9	-35,2	2 871,2	-663,1	-2089,9
Республика Адыгея	-130,9	5,3	3,6	9,4	53,2	-23,2	-179,1
Краснодарский край	-880,8	93,9	163,2	95,7	-183,7	456	-1 448,9
Ставропольский край	-264,6	-14,3	39,3	-7,6	285,9	-517,1	-48,2
Карачаево-Черкесская Республика	391,7	-7	-0,4	-8,5	-2,2	-1,3	218,7
Свердловская область	-2451	117,1	347,2	29,7	1088,8	-1304,9	-373,4
Курганская область	83,3	5,5	14,4	30,7	-48,5	38,3	41,7
Кемеровская область	-514,5	162,8	178,2	-55,2	3277,2	-1426,5	-2601
Иркутская область	3089,2	36,8	172,9	-47,5	4656,2	-846,7	-1192,8
Сахалинская область	3242,2	-8,5	52,8	4	4176,6	-1039,6	56,8
Забайкальский край	118,5	-8,4	-33,9	-5,2	285,3	-232,3	114,8
2019							
Тульская область	403	-83,5	24,6	20	16,7	79,8	340,4
Ярославская область	-605,6	-73,3	69,5	-34,7	13,5	-74,8	-572,6
Курская область	182,2	-51,6	106,7	31,6	62,2	-52,4	85,2
Ивановская область	-151,7	-48,4	30,1	-44,4	102	-37,6	-156,5
Республика Коми	524,9	-6,4	333,3	77,2	72,7	101,7	-55,4
Республика Карелия	-121,2	-15,4	39,1	1,6	298,3	-48,1	-411,1
Мурманская область	-838,7	70,6	118,1	26,4	1253,9	-206,6	-2573,7
Новгородская область	-293,6	-24,6	31,6	22,2	208,8	-58,1	-280,7
Республика Татарстан	48,9	-178,2	313,5	-295,5	991,8	-270,7	-512,1
Пермский край	399,5	-85,3	117,1	20,8	581,6	-529,8	217,4
Республика Адыгея	12,3	-2	4	-18,4	79	-33,9	-16,3
Краснодарский край	718,6	-39,2	196,3	-22	32,4	142,9	445,6
Ставропольский край	-1872,7	8,2	3,6	-72,1	305,2	-892,3	-1222,8
Карачаево-Черкесская Республика	-129,2	3,1	11,1	11	91,8	-0,5	-290,6
Свердловская область	607	-165,9	207,2	25,4	220,7	-39,8	276,9
Курганская область	-106,7	-14,3	27	-21,1	139	-85,3	-153,8
Кемеровская область	128,4	-178,6	29,6	91,4	-5 642,7	1835,2	3990
Иркутская область	8773	-25	-210,7	-15,3	932,3	-363,7	9279,6
Сахалинская область	1280,4	-3,6	43,4	40,4	-1019,9	331,2	1888,8
Забайкальский край	31,1	-6,6	78,8	5,9	145,4	-36,2	-134,3

Таблица 1. Вклад отдельных факторов в изменение потребления энергии по регионам Российской Федерации в 2018–2019 гг. (тыс. т у. т.)

Источник: расчеты ВАВТ на базе данных Росстата

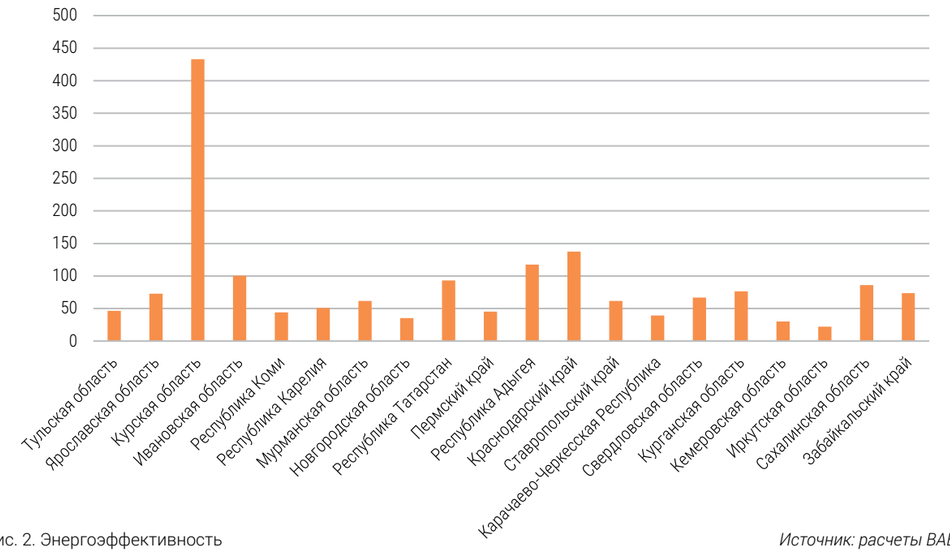


Рис. 2. Энергоэффективность ВРП на 2019 год

Источник: расчеты ВАВТ на базе данных Росстата

к зачастую неоднородным по своим характеристикам регионам, особенно в таких показателях как потребление энергии на душу населения и подушевой ВРП. Данная таблица показывает яркую кластеризацию выбранных нами субъектов РФ. Несмотря на отсутствие большого разброса в подушевом ВРП, можно выделить несколько точек, которые расположены в значительной удаленности.

Сравнение регионов отображает существенную неоднородность данных, подтверждая факт невозможности сравнения напрямую. Данная методика показала свою эффективность относительно ее применимости к зачастую неоднородным по своим характеристикам регионам [3].

Рассматривая принятую выборку, можно заключить о более-менее схожем уровне энергоэффективности выбранных нами субъектов РФ. При этом несколько регионов сильно выбиваются из общего ряда (рис. 2).

Одним из таких регионов является Курская область, где относительно небольшой ВРП и огромное производство энергии, которое обусловлено расположенной там атомной электростанцией.

Следующими регионами являются Краснодарский край и Республика Адыгея. В Краснодарском крае очень низкий уровень обрабатывающей промышленности, но крайне высокая плотность населения. Адыгея отличается невысокой плотностью населения, отсутствием обрабатывающей промышленности и низким уровнем энергоэффективности.

Декомпозиционный анализ позволяет выявить влияния различных факторов и определить основные причины изменения энергопотребления, что важно для разработки направлений энергосбережения

Результаты апробации методики расчета энергоемкости ВРП в Татарстане

Энергоемкость ВРП Республики Татарстан снизилась в 2019 году к уровню 2017 г. на 12,2 %, в том числе в 2018 г. снижение составило 9,2 %, в 2019 году – 3,3 % (рис. 3).

Потребление энергии в Республике Татарстан увеличилось в 2019 г. к уровню 2017 г. на 1,6 %, в том числе темп прироста составил 1,5 % в 2018 г. и 0,2 % в 2019 г. В абсолютном выражении потребление энергии выросло в 2018 г. на 403, в 2019 г.

Год	Изменение потребления энергии	в том числе за счет						
		изменения климата	изменения загрузки мощностей	изменения благо-устройства	изменения экономической активности	структурного фактора	технологиче-ского фактора	Ошибка
2018/2017	402,7	78,3	299,2	-300,9	3075,1	-468,5	-2280,6	0
2019/2018	48,9	-178,2	313,5	-295,5	991,8	-270,7	-512,1	0

Таблица 2. Вклад отдельных факторов в изменение потребления энергии в Республике Татарстан в 2018–2019 гг. (тыс. т у. т.)

Источник: расчеты ВАВТ на базе данных Росстата

на 49 тыс. т у. т. Однако экономическая активность как по региону в целом, так и в отдельных секторах использования энергии увеличивалась более быстрыми темпами. Так, ВРП региона вырос в 2019 г. к уровню 2017 г. на 5,1 %, индекс производства в добыче полезных ископаемых составил в 2019 г. 2,8 %, а в обрабатывающие производства 5,7 % к уровню 2017 г.

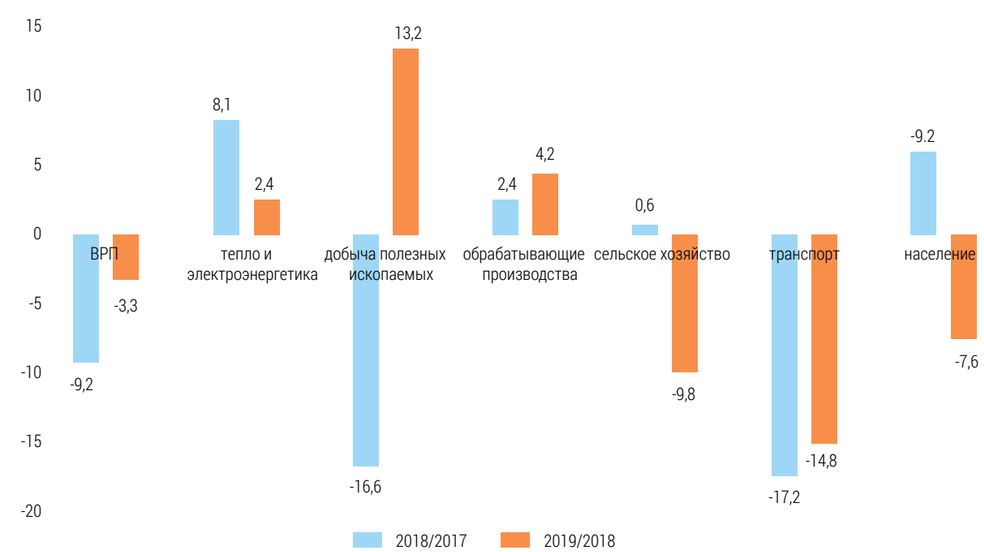
Апробация методики позволила выделить вклад 6 факторов в изменение потребления энергии и полностью декомпозировать общий прирост, разложив его на выделенные факторы (таблица 2). Декомпозиционный анализ позволяет выявить влияния различных факторов и определить основные причины изменения энергопотребления, что важно для разработки направлений энергосбережения.

Основной вклад в увеличение потребления энергии в регионе внесли факторы изменения экономической активности и загрузки производственных мощностей. За счет фактора экономической активности потребление энергии увеличилось на 11,7 % в 2018 г. и на 3,6 % в 2019 г. Изменение загрузки мощностей привело к увеличению потребления энергии на 1,1 % ежегодно в 2018–2019 гг.

За счет изменения климата потребление энергии увеличилось на 0,3 % в 2018 г. и снизилась на 0,6 % в 2019 г., что было обусловлено увеличением в 2018 г. ГСОП на 5,4 % и снижением ГСОП в 2019 г. на 10,7 %.

Рис. 3. Динамика энергоемкости ВРП Республики Татарстан в 2018–2019 гг. (темпы прироста, в % к предыдущему году)

Источник: расчеты ВАВТ на базе данных Росстата



Наиболее значимое влияние на динамику энергопотребления в Татарстане оказывал технологический фактор. Снижение потребления энергии за счет него составило 7,9 и 1,8 % в 2018 и 2019 гг.

За счет фактора благоустройства потребление энергии снизилось на 1,1 и 1 % в 2018 и 2019 гг., что составило 301 тыс. т у. т. и 295 тыс. т у. т.

Вклад в динамику энергоемкости технологического и структурного факторов способствовал снижению потребления энергии.

Структурные сдвиги в экономике региона, изменение долей секторов с более высокой и более низкой энергоемкостью ведет к изменению энергоемкости по экономике региона в целом. За рассматриваемый период в экономике региона увеличился удельный вес промышленного производства с 42,1 % в 2017 г. до 45,4 % в 2019 г., снизился удельный вес сельского хозяйства (с 6,6 до 5,5 %), строительства (с 8,7 до 7,3 %). Вследствие влияния структурного фактора потребление энергии сократилось в 2018 г. на 468, в 2019 г. – на 271 тыс. т у. т. или на 1,7 и 1 % соответственно.

Наиболее значимое влияние на динамику энергопотребления в Татарстане в рассматриваемый период оказывал технологический фактор. Снижение потребления энергии за счет технологического фактора составило 7,9 и 1,8 % в 2018 и 2019 гг.

Оценка влияния факторов на динамику энергопотребления была проведена и на уровне отдельных секторов с выделением факторов климата, загрузки производственных мощностей, изменения экономической активности, структурного фактора и технологического фактора.

Результаты декомпозиционного разложения прироста потребления энергии за счет перечисленных факторов по секторам потребления энергии в Татарстане, так же, как и по региону в целом, были выполнены с нулевой невязкой (таблица 3).

Технологический фактор является основным источником повышения энергетической эффективности на территории субъектов Российской Федерации. Выделение технологического фактора позволяет оценить

Казанская ТЭЦ-1

Источник: utz.ru

Сектор потребления энергии	Прирост потребления энергии	в том числе за счет фактора: изменения климата	изменения загрузки мощностей	изменения экономической активности	структурного	технологического
2018						
Электро- и теплоэнергетика	-50,9	0	0	-58,9	3,9	4,1
Электроэнергетика*	46,3	0	0	-3162,2	3257,7	-49,2
Теплоэнергетика*	-92,1	0	0	317,3	-152,5	-257
Добыча полезных ископаемых	165,7	9,3	28,4	405,4	-358,7	81,3
Обрабатывающие производства	204,8	7,8	95,1	113,6	53,6	-65,2
Сельское хозяйство	-26	0	-9,5	-27,7	28,4	-17,2
2019						
Электро- и теплоэнергетика	46,3	0	0	12	-3,3	37,7
Электроэнергетика*	4,6	0	0	584,3	-557,4	-22,3
Теплоэнергетика*	-3,7	0	0	28,9	-24,5	-8,1
Добыча полезных ископаемых	244,6	-21,7	8,8	55,5	-40,5	242,5
Обрабатывающие производства	167,6	-18,8	111,8	2,2	78	-5,5
Сельское хозяйство	-10,2	0	-8,4	17,2	-14,5	-4,6

** без электростанций, работающих на котельно-печном топливе*

Таблица 3. Вклад отдельных факторов в изменение потребления энергии по секторам в Республике Татарстан в 2018–2019 гг. (тыс. т у. т.)

Источник: расчеты ВАВТ на базе данных Росстата

изменение энергоемкости за счет повышения энергетической эффективности зданий, машин и оборудования, используемых в технологических процессах и определить потенциал снижения энергоемкости ВРП, в первую очередь за счет наиболее энергоемких секторов: электро- и теплоэнергетики, обрабатывающей промышленности, транспорта.

В Татарстане влияние технологического фактора на снижение потребления энергоресурсов наиболее значимо проявилось в 2018–2019 гг. в таких секторах как теплоэнергетика (без электростанций, работающих на котельно-печном топливе), электроэнергетика (без электростанций, работающих на котельно-печном топливе), обрабатывающие производства, сельское хозяйство (таблица 3).

Технологический фактор в Татарстане в 2018–2019 гг.:

- в теплоэнергетике (без электростанций, работающих на котельно-печном топливе) привел к уменьшению потребления энергоресурсов на 257 и 8 тыс. т у. т.;
- в электроэнергетике (без электростанций, работающих на котельно-печном топливе) обеспечил снижение потребления энергии на 49 и 22 тыс. т у. т.;
- в обрабатывающих производствах позволил снизить потребление энергии на 65 и 6 тыс. т у. т.;
- в добыче полезных ископаемых вел не к снижению, а к повышению потребления энергии на 81 и 242 тыс. т у. т.;
- в сельском хозяйстве позволил снизить объемы потребления энергетических ресурсов на 17 и 5 тыс. т у. т.

Республика Адыгея

Источник: ankorstil@ya.ru / depositphotos.com

Следует отметить, что по ряду регионов отсутствие необходимой статистической информации не позволило осуществить корректную декомпозицию. Например, в Курской области энергоемкость ВРП снизилась в 2018 г. на 88,9 % за счет сектора тепло- и электроэнергетики, где снижение составило 89,6 %. Такой результат связан с отсутствием с 2018 г. данных по региону по атомным электростанциям (форма 6-ТП), ведущим к значительной невязке при пофакторной декомпозиции (таблица 4).

Апробация методики позволила выявить основные сложности при расчете энергопотребления ВРП и оценке вклада отдельных факторов в динамику энергопотребления ВРП, связанные, в первую очередь, со статистическим обеспечением расчетов.

В секторе «Электроэнергетика» для направлений «Электроэнергия, отпущенная электростанциями, работающими на котельно-печном топливе», возникают ошибки из-за того, что данные засекречены. Эта проблема актуальна для таких регионов как Карачаево-Черкессия, Республика Адыгея, Мурманская область.

Засекречивание данных приводит к проблемам корректной оценки по направлению «Электроэнергия нетопливных электростанций», в частности, в следующих регионах: Свердловская область, Курская область, Мурманская область, Ставропольский край, Республика Татарстан, Республика Адыгея, Краснодарский край.

Следующей важной критической проблемой являются данные по направлениям энергогенерации, где КПД превышает 100 %, что выражается в отрицательных значениях расхода энергии. В выборке регионов, рассмотренных в отчете, эта проблема актуальна для направления «Электроэнергия, отпущенная дизельными электростанциями (работающими от двигателей внутреннего сгорания)» в таких регионах как Краснодарский край и Забайкальский край.

Для направления «Тепловая энергия, отпущенная электробойлерными установками (электрокотлами)» данная проблема выявлена в Кемеровской области, Пермском крае, Карелии, Свердловской области, Ярославской области, Иркутской области. Для направления «Тепловая энергия, отпущенная электростанциями, работающими на котельно-печном топливе» превышение КПД 100 % характерно для Татарстана и Ставропольского края [1].

В секторе «Теплоэнергетика» для направления «Электроэнергия, отпущенная электростанциями, работающими на котельно-печном топливе» возникают ошибки из-за наличия засекреченных данных. Эта проблема актуальна для Карачаево-Черкессии, Адыгеи, Мурманской области. Для направления «Тепловая энергия, отпущенная электробойлерными установками (электрокотлами)» данная проблема актуальна для Ивановской области, Карачаево-Черкессии, Тульской области, Адыгеи.

Наиболее часто засекреченные данные встречаются в отраслях: «Производство металлургическое», «Производство машин и оборудования, не включенных в другие группировки», «Производство кокса и нефтепродуктов», «Производство электрического оборудования» и «Производство химических веществ и химических продуктов». Данная проблема характерна для большинства регионов и наблюдается в таких статистических формах как «23-Н» и «4-ТЭР».

Основные выводы по результатам апробации методики:

- предложенные методические подходы, математический инструментарий и алгоритм расчетов могут использоваться для оценки энергоемкости ВРП и вклада факторов в динамику энергоемкости в регионах России;
- основным фактором, ограничивающим применение разработанной модели, является недостаток статистической информации;
- получение адекватных и корректных результатов, сопоставимых как на уровне региона по секторам использования энергии, так и между регионами, а также корректная декомпозиция изменения потребления энергии на определяющие динамику этого процесса факторы возможны при достаточной информационной обеспеченности расчетов, в настоящее время отсутствующей;
- необходимость проведения дополнительных исследований с расширением и уточнением статистического обеспечения расчетов для верификации первичной статистики и объяснения плохо интерпретируемых данных является одним из главных выводов данной работы.

Таблица 4. Вклад отдельных факторов в изменение потребления энергии в Курской области в 2018–2019 гг. (тыс. т у. т.)

Год	Изменение потребления энергии	в том числе за счет						
		изменения климата	изменения загрузки мощностей	изменения благоустройства	изменения экономической активности	структурного фактора	технологического фактора	Ошибка
2018/2017	-6151	18	12	-51	33	-89	558	-6631,3
2019/2018	182	-52	107	32	62	-52	85	0,5

Выделение технологического фактора позволяет оценить изменение энергоемкости за счет повышения энергоэффективности зданий и оборудования и определить потенциал снижения энергоемкости ВРП

Использованные источники

1. *Башмаков И.А. Повышение энергоэффективности и экономический рост // Вопросы экономики, 2019. (10):32-63. https://doi.org/10.32609/0042-8736-2019-10-32-63*
2. *Государственный доклад «О состоянии энергосбережения и повышении энергетической эффективности в Российской Федерации. Министерство экономического развития Российской Федерации. Электронный ресурс: https://www.economy.gov.ru/material/file/c3901dba442f8e361d68bc019d7ee83f/Energyefficiency2020.pdf*
3. *Государственная программа Российской Федерации «Энергосбережение и повышение энергоэффективности на период до 2020 года». Приложение № 3. Электронный ресурс: https://docs.cntd.ru/document/902256884*
4. *Приказ Министерства экономического развития Российской Федерации от 1 августа 2019 г. № 471 «Об утверждении методики расчета энергоемкости валового внутреннего продукта Российской Федерации и оценки вклада отдельных факторов в динамику энергоемкости валового внутреннего продукта Российской Федерации». Электронный ресурс: https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/72263056/*
5. *ЦЭНЭФ-XXI. CBAM. Последствия для российской экономики. Электронный ресурс: https://cenef-xxi.ru/uploads/Cz_ENEF_XXI_CBAM_4c0a2fb4a3.pdf*

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА №5(171) / 2022

УДК 620.9 DOI 10.46920/2409-5516_2022_5171_92 EDN: EJNLYN

Развитие углеродно-нейтральной энергетики в России

Development of carbon neutral energy in Russia

Тагир АЙНУЛЛОВ
Руководитель направления «Лес и древесина», Центр технологического развития, «Татнефть»
e-mail: shev@jiht.ru

Виктор ЗАЙЧЕНКО
Заведующий лабораторией ОИВТ РАН, д. т. н.
e-mail: shev@jiht.ru

Равиль МАГАНОВ
Начальник отдела повышения эффективности бизнес-процессов, Управление по развитию производственной системы, «Татнефть»
e-mail: shev@jiht.ru

Адольф ЧЕРНЯВСКИЙ
Старший научный сотрудник ОИВТ РАН, к. т. н.
e-mail: shev@jiht.ru

Айрат ШАМСУЛЛИН
Руководитель направления Проектного офиса, Центр технологического развития, «Татнефть»
e-mail: shev@jiht.ru

Александр ШЕВЧЕНКО
Ведущий инженер ОИВТ РАН, к. т. н.
e-mail: shev@jiht.ru

Tagir AINULLOV
Head of the direction «Forest and Wood», the Center for Technological Development, «Tatneft»
e-mail: shev@jiht.ru

Viktor ZAICHENKO
Doctor of Technical Sciences, Head laboratory of the OIVT RAS
e-mail: shev@jiht.ru

Ravil MAGANOV
Head of Business Process Efficiency Improvement Department, Production System Development Department, «Tatneft»
e-mail: shev@jiht.ru

Adolf CHERNYAVSKY
Candidate of Technical Sciences, art. n. with OIVT RAS
e-mail: shev@jiht.ru

Ayrat SHAMSULLIN
Head of the Project Office, Center for Technological Development, «Tatneft»
e-mail: shev@jiht.ru

Alexander SHEVCHENKO
Candidate of Technical Sciences, Leading Engineer of the Russian Academy of Sciences
e-mail: shev@jiht.ru

Аннотация. Представлено описание параметров газового топлива, получаемого при переработке биомассы с использованием разрабатываемого процесса двухступенчатой термической конверсии. Приведены результаты сравнения стоимости электроэнергии, получаемой на АЭС, тепловых электростанциях на природном газе и угле, а также с использованием возобновляемых источников энергии, в том числе при переработке местных топливно-энергетических источников в виде биомассы по разрабатываемой технологии. Получаемый по данной технологии переработке биомассы энергетический газ, в среднем, состоит на 90 % из водорода и окиси углерода. Поскольку данный газ получен из биомассы, он является CO_2 нейтральным и его использование в энергетике не вносит изменений в существующий экологический баланс, т. е. аналогично использованию водорода в рамках существующей концепции «водородной энергетики».
Ключевые слова: энергопереход, безуглеродная энергетика, ВИЭ, биотопливо, технологии конверсии биомассы.

Abstract. A description of the parameters of gas fuel obtained by processing biomass using the process of two-stage thermal conversion of biomass is presented. The results of a comparison of the cost of electricity generated at nuclear power plants, thermal power plants running on natural gas and coal, as well as using renewable energy sources, including the processing of local fuel and energy sources in the form of biomass according to the developed technology, are presented. The energy gas obtained by this biomass processing technology, on average, consists of 90 % of hydrogen and carbon monoxide. Since this gas is obtained from biomass, it is CO_2 neutral and its use in the energy sector does not change the existing environmental balance, i. e. similar to the use of hydrogen within the framework of the existing concept of «hydrogen energy».
Keywords: energy transition, carbon-free energy, renewable energy sources, biofuels, biomass conversion technologies.

К настоящему времени более чем в 30 странах мира энергия, получаемая с использованием ВИЭ, стала дешевле, чем энергия от ТЭС и АЭС

В настоящее время в России сроки окупаемости инвестиции в строительство новых и реконструкцию действующих тепловых и атомных электростанций при существующих ценах на топливо и относительно низких тарифах продажи энергии превышают сроки службы основного технологического оборудования [1–3]. Из-за этого сооружение или реконструкция традиционных электростанций возможны только при наличии поддержки из государственного бюджета по договорам предоставления мощности (ДПМ). По сути ДПМ – это механизм государственной финансовой поддержки, обеспечивающий возврат инвестору затрат в сроки, не превышающие половины срока окупаемости оборудования. Применение этого механизма превратило энергетику в дотационную отрасль экономики наравне с образованием, медициной и т. п. Основной причиной этого является рост стоимости топлива при существующих тарифах на электрическую и тепловую энергию.

Мир идет по пути перехода к «безуглеродной энергетике»: частичный, а далее и полный отказ от использования ископаемых органических топлив. Предполагается их замена возобновляемыми источниками энергии (ВИЭ) – энергией, получаемой из биомассы, солнечной и ветровой энергией и т. д. В последние годы использование ВИЭ, с точки зрения экономики, становится более выгодным по отношению к традиционным технологиям получения энергии

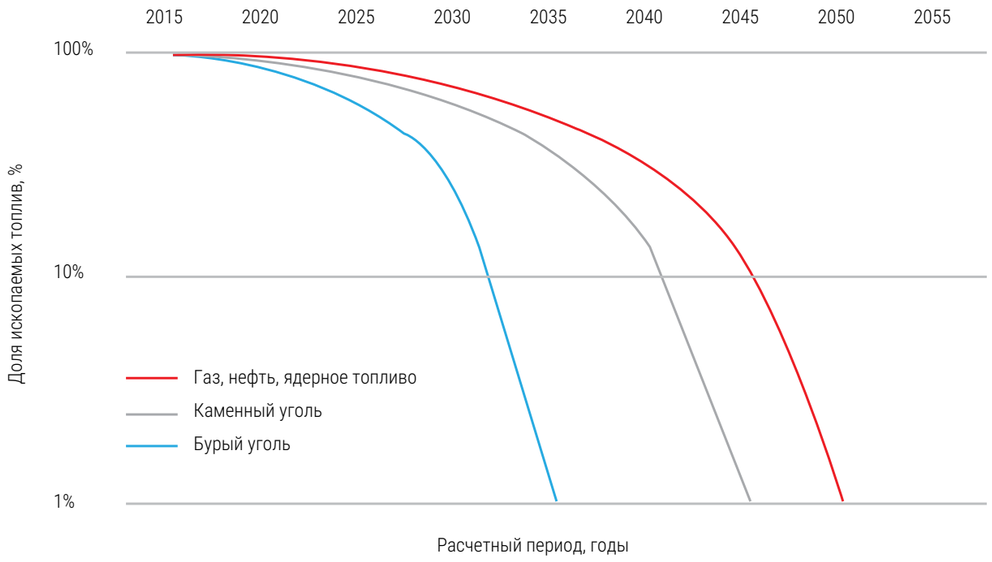


Рис. 1. Прогнозы потребления ископаемых топлив на период до 2050 г.

на базе ископаемых топлив [1]. Во всем мире идет стремительная трансформация структуры энергетики с переходом на ВИЭ.

В целом, по прогнозам, опубликованным в глобальном отчете Центра REN21 [4], предполагается, что использование бурого угля на Земле будет практически прекращено к 2035 году, каменного угля – к 2045 году, нефти, газа, ядерного топлива – к 2050 году (рис. 1).

Традиционная тепловая энергетика, доля которой в общем энергобалансе России составляет около 70 %, является самым большим техногенным источником вредных выбросов. Наибольшие запасы органического топлива на Земле – это каменный и бурый уголь. Именно угольные тепловые электростанции производят больше всего вредных выбросов. Окислы серы, азота, углерода, тяжелые металлы, формальдегиды, бензол, выбросы золы в атмосферу оказывают отрицательное влияние на экологию. КПД большей части существующих крупных паротурбинных ТЭС составляет 38–40 %. Новые ТЭС с применением парогазовых технологий имеют КПД 55–60 %.

Согласно прогнозам Центра REN21, использование бурого угля на Земле практически прекратится к 2035 году, каменного угля – к 2045 году, нефти, газа, ядерного топлива – к 2050 году

Другими словами, 40–60 % энергии сжигаемого на ТЭС топлива выбрасывается в окружающую среду. Это вызывает постепенное увеличение температуры в атмосфере и на поверхности Земли, что может влиять на изменение климата на планете.

Сооружение крупных ГЭС, доля которых в общем энергобалансе страны порядка 20 %, также сопряжено с отрицательным воздействием на окружающую среду. Водохранилища, необходимые для регулирования производительности ГЭС, занимают значительные территории. Плотины, перегораживающие русла рек, приводят к значительному изменению экосистемы в речных акваториях при строительстве ГЭС.

Сооружение АЭС связано с наибольшими экологическими проблемами. Это стало очевидным после крупных аварий на АЭС Three Mile Island в США в 1976 году, на Чернобыльской АЭС в России в 1986 году, на АЭС «Фукусима» в Японии в 2011 году. Периодичность таких аварий составляет 22–25 лет. Если количество ядерных реакторов будет увеличиваться, частота радиационных аварий может возрасти.

Необходимо принимать во внимание и большие тепловые выбросы АЭС, поскольку КПД ядерных реакторов меньше, чем парогенераторов ТЭС.

Для АЭС, сооружаемых в последние годы, характерны высокие удельные капитальные вложения – до 5200–6300 долларов/кВт. В докладе Международного энергетического агентства IEA «Обновленная оценка капитальных затрат станций, производящих электроэнергию», еще в 2010 году удельные инвестиции в новые атомные электростанции были оценены в размере 5339 долларов/кВт. А строящаяся сейчас корпорацией «Росатом» АЭС в Египте имеет удельные капитальные затраты 6250 долларов/кВт [5]. Соответствующие этим затратам высокие объемы амортизационных отчислений приводят к росту себестоимости отпускаемой АЭС электроэнергии. Необходимость учета в расчетах себестоимости энергии АЭС затрат на вывод станций из эксплуатации, сопоставимых с затратами на их строительство, приводит к тому, что себестоимость производства электроэнергии на АЭС оказывается выше, чем на ТЭС и ГЭС. В силу этих причин во многих странах отказываются от использования АЭС.

Ограничением существующих технологий газификации является то, что получаемый в процессе газ имеет низкую теплоту сгорания, поскольку содержание в нем горючих газов составляет не более 40 %

Пик производства ядерной энергии был зафиксирован в 2006 году (2660 ТВт·ч). Доля ядерной энергетики в мировом производстве электроэнергии снизилась с 17,6 % в 1996 году до 10,7 % в 2015 году. Агентство Bloomberg New Energy Finance прогнозирует общее падение доли АЭС в мире до 4 % к 2040 году [6].

К настоящему времени более чем в 30 странах мира энергия, получаемая с использованием ВИЭ, стала дешевле, чем энергия от ТЭС и АЭС. Появившаяся экономическая основа для повсеместного использования ВИЭ позволяет строить новую энергетику с меньшими удельными инвестициями в 1 кВт установленной мощности и с получением более дешевой

Добыча угля

Источник: agnormark.gmail.com / depositphotos.com

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА №5(171) / 2022

Получаемый по технологии ДТКБ синтез-газ, содержащий до 90 % основных компонентов в виде H_2 и CO, не требует дополнительной очистки, является отличным топливом для газопоршневых установок

электрической энергии. Идет активный поиск новых методов получения энергии, в частности, с использованием местных топливно-энергетических ресурсов. Данный подход позволит обеспечить возможность размещения электростанций в непосредственной близости от потребителей с использованием когенерационных схем производства электрической и тепловой энергии.

В России значительны ресурсы биомассы. В стране сосредоточено около 48 % мировых запасов торфа и 23–24 % древесины. Сегодня наша страна занимает лидирующие позиции по экспорту древесины и сельскохозяйственной продукции. В значительной степени это связано с образованием большого количества сельскохозяйственных отходов и отходов деревообработки.

Объединенным институтом высоких температур Российской академии наук (ОИВТ РАН) была разработана новая технология двухступенчатой термической конверсии биомассы (ДТКБ), которая позволяет использовать местные топливно-энергетические ресурсы [7–9]. Она позволяет эффективно решить задачи, связанные с развитием распределенного энергоснабжения [1, 2, 10]. Новизна этих решений защищена блоком патентов РФ [11–19].

В принципе, разрабатываемая технология аналогична процессам газификации и пиролиза. Но существующие технологии переработки биомассы имеют серьезные ограничения, которые не позволяют перейти к их широкому промышленному использованию. Ограничением существующих технологий газификации является то, что получаемый в данном процессе газ имеет низкую теплоту сгорания, поскольку содержание в нем горючих газов составляет не более 40 %. Использование данного газа в современном энергетическом оборудовании, рассчитанном на высокие

Торфяные месторождения

Источник: vipavlenkoff / depositphotos.com

Температура ведения процесса, °C	Объемная доля горючих компонентов			Теплота сгорания, МДж/м³		Удельный объем, м³/кг	Эффективность конверсии, %
	H_2	CO	C_nH_m	Q_B	Q_H	V	η
850	0,4	0,27	0,08	11,7	10,6	0,76	42
950	0,43	0,4	0,02	11,3	10,4	1,1	60
1000	0,49	0,41	0,01	11,7	10,6	1,39	78
Стандартный пиролиз	0,23	0,19	0,13	10,4	9,6	0,29	15

Таблица 1. Параметры газовых смесей, получаемых при различных температурах процесса

тепловые нагрузки, нерационально. Содержание жидкой фракции и смол в существующих процессах газификации порядка 1000–3000 мг на м³. Для предотвращения образования углеродных отложений при использовании данного газа в виде топлива в электропроизводящем оборудовании необходима тонкая очистка данного газа от жидкой фракции. Это достаточно сложно и требует значительных затрат.

При пиролизе состав продуктов реакции состоит из твёрдой, жидкой и газообразной фаз. Разделение и очистка продуктов, образующихся при пиролизе, от жидкой фазы также является сложной задачей.

Перечисленные свойства газового топлива, получаемого в существующих процессах газификации и пиролиза, в значительной степени ограничивают области применения данных процессов термической переработки биомассы.

Энергетический газ, получаемый по технологии ДТКБ, состоит, в среднем, на 90 % из CO и H_2. При этом содержание смол в данном газе не превышает 40 мг на м³. Это как раз то значение, которое регламентируется существующими нормами на содержание жидкой фракции в топливе для газопоршневых установок.

Основным достоинством технологии ДТКБ является высокая степень конверсии перерабатываемой биомассы в энергетический газ. В существующих технологиях эта величина не превышает 25 %, в технологии ДТКБ – 78 %. Суммарный выход горючих газов составляет 1,4 м³ на 1 кг биомассы, а средняя теплота сгорания – около 11,5 МДж/м³.

Изменение свойств энергетических газов, получаемых по разрабатываемой технологии в зависимости от температуры процесса переработки биомассы, представлено в таблице 1.

Установки на базе ДТКБ могут быть использованы для энергетической утилизации древесных органических отходов – опилок, стружек, щепы, коры, измельченной древесины из отходов лесопереработки и деревообработки и т. п. А также различных сельскохозяйственных отходов: соломы, косточек плодовых растений, шелухи подсолнечника, риса и т. п., органической части твердых коммунальных отходов (ТКО).

В настоящее время ОИВТ РАН и «Татнефть» готовятся к опытно-промышленным испытаниям разрабатываемой технологии, по результатам которых будет представлена техническая документация, необходимая для промышленного производства установок данного назначения.

Энергетическая утилизация биомассы может внести значительный вклад в топливно-энергетический баланс нашей страны. С точки зрения экономики – это конкурентная технология получения энергии по сравнению с существующими технологиями.

Проблемой развития распределённой энергетики в мире и в РФ является стихийность процесса. Новые объекты местного энергоснабжения сооружаются бессистемно там, где возможна быстрая прибыль

В таблице 1 приведены результаты сравнительных расчетов основных параметров для традиционных и нетрадиционных электрических станций для условий России. Сравнение выполнено для АЭС, ТЭС, работающей на угле, ТЭС на природном газе, ГЭС, а также сетевых ВЭС и СЭС – без аккумулирования и для БиоТЭС с использованием технологии (ДТКБ).

При проведении расчетов за основу для сравнения принята условная АЭС типовой установленной мощностью 1000 МВт, работающая в базовом режиме при среднем коэффициенте использования установленной мощности (КИУМ) 80 %. Это соответствует годовому периоду

Производство биогаза
Источник: stantec.com

времени использования установленной мощности 7000 часов. Сегодня 1000 МВт – это минимальная мощность энергоблока АЭС. Все остальные генерирующие мощности, поименованные в таблице 2, имеют среднестатистические КИУМ меньше, чем АЭС.

За основное условие при проведении адекватного сравнения принимается одинаковый расчетный отпуск электроэнергии для всех сравниваемых типов электростанций. Расчетный отпуск электроэнергии условной АЭС составляет 6510 ТВт·ч/год (или млн кВт·ч/год). Чтобы обеспечить такой же отпуск электроэнергии для остальных типов электростанций при значительной разнице в КИУМ для разных технологий генерации, приняты различные значения установленных электрических мощностей, как показано в таблице 2: от 1268 МВт – для ТЭС на угле до 3196 МВт – для СЭС. При этом, расчетные значения требуемых инвестиций составили от 102,3 млрд руб. для БиоТЭС и до 456 млрд руб. для АЭС.

Используемые значения мощностей и инвестиций не соответствуют реальным величинам для рассматриваемых типов электростанций возобновляемой энергетики и используются здесь исключительно для выполнения их сравнения с типовой АЭС.

Несмотря на то, что требуемые мощности для ВЭС и СЭС являются значительно бóльшими, чем для всех традиционных электростанций, сооружение ВЭС и СЭС, а также и БиоТЭС требуют, тем не менее, при сложившейся рыночной конъюнктуре, самых малых инвестиций. При этом важно, что себестоимость отпускаемой электроэнергии на объектах возобновляемой энергетики также имеет самые низкие значения (таблица 2). Для реальных электростанций на базе ВИЭ, которые на практике имеют существенно меньшие установленные мощности, чем использованные в рассматриваемом сравнении, себестоимость электроэнергии может быть на 8–10 % выше.

Электроэнергия, получаемая на АЭС, ТЭС на газовом топливе и угле, а также на ГЭС, поступает на оптовый рынок энергии и мощности, то есть передается потребителю через централизованные электрические сети. Используемый механизм, через ОРЭМ, приводит к удорожанию передаваемой электроэнергии, и к потребителю она поступает в среднем по России по цене 7–10 руб./кВт·ч.

Основным направлением использования генерирующих объектов на основе местных топливно-энергетических ресурсов и ВИЭ является использование их для создания систем локальной энергетики, то есть для местного энергообеспечения потребителей различного назначения (распределенной энергетики). В этом случае потребитель получает существенные выгоды за счет отказа от платы за сетевую электроэнергию и использует электроэнергию от локальных энергоустановок, не связанных с сетью, по себестоимости – 1–2 руб./кВт·ч (см. таблицу 2). При этом окупаемость инвестиций в создание собственных энергоустановок и электростанций, по опыту внедрения, не превышает 4–8 лет, а также

отпадает необходимость в бюджетных дотациях для сооружения ТЭЦ на угле и природном газе, АЭС и ГЭС.

Сегодня основные статьи дохода государственного бюджета – это отчисления от прибылей корпораций, поставляющих на экспорт газ, нефть и уголь. Однако, спрос на ископаемые топлива будет быстро сокращаться. В распоряжении России остается не более 5–10 лет для того, чтобы найти источники получения доходов, отличные от экспорта природных углеводородов.

Основная доля российского экспорта углеводородов приходится на страны ЕС. Развитие экономики этих стран приводит к значительному росту потребности в электрической энергии. Главным трендом развития энергетики этих стран является переход на безуглеродные технологии получения энергии. Как уже говорилось выше, существующие технологии энергетического использования биомассы, пиролиз и газификация, не получили широкого промышленного использования. Технология ДТКБ, разрабатываемая ОИВТ РАН и «Татнефтью», позволяет решить проблемы, необходимые для перехода к широкому использованию биомассы в энергетике.

Основные ресурсы биомассы сосредоточены в России. Это позволяет нам рассчитывать, что при промышленном

Таблица 2. Сравнительные параметры объектов традиционной и возобновляемой энергетики

Наименование параметров	Единица измерения	Значение для различных источников энергии						
		Традиционная энергетика				Возобнов. энергетика		
		АЭС	ТЭС		ГЭС	ВЭС	СЭС	БиоТЭС
			на угле	на газе				
Коэффициент использования установленной мощности – КИУМ	%	80	63	52	46	40	25	75
Приведенная установленная мощность – N	МВт	**1000**	**1268**	**1537**	**1737**	**1998**	**3196**	**1065**
Расчетный срок службы станции – $T_{сл}$	лет	30	40	40	40	25	30	30
Период проектирования и строительства – $T_{стр}$	лет	6	3	3	4	2	2	2
Горизонт расчета: $T_{расч} = T_{сл} + T_{стр}$	лет	36	43	43	44	27	32	32
Удельные инвестиции в строительство – $K_{уд}$	US$ / кВт	5700	3000	2300	2500	1000	800	1200
Общая сумма требуемых инвестиций (CAPEX): $K = N \cdot K_{уд} /1000$	млн US$	**5700**	**3805**	**3534**	**4343**	**1998**	**2557**	**1278**
То же, в рублевом исчислении при курсе доллара на 01.01.2021 г. – 1US$ = 80 руб.	млрд руб.	**456**	**304,4**	**282,8**	**347,4**	**159,8**	**204,6**	**102,3**
Число часов использования установленной мощности: T = 365 сут./год · 24 ч/сут. · КИУМ	ч/год	7000	5519	4555	4030	3504	2190	6570
Выработка электроэнергии: $W = N \cdot T /1000$	ТВт·ч / год	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000
Затраты на собственные нужды и потери электроэнергии – 7%: $W_{СН} = 0{,}07 \cdot W$	ТВт·ч / год	490	490	490	490	490	490	490
Отпуск электроэнергии потребителям: $W_{отп} = W - W_{сн}$	ТВт·ч / год	6510	6510	6510	6510	6510	6510	6510
Норматив амортизационных отчислений – a	%	3,3	2,5	2,5	2,5	4	3,3	3,3
Сумма амортизационных отчислений: $A = a \cdot K$	млрд руб./год	15,18	7,61	7,07	8,69	6,39	6,81	3,41

Наименование параметров	Единица измерения	Значение для различных источников энергии						
		Традиционная энергетика				Возобнов. энергетика		
		АЭС	ТЭС		ГЭС	ВЭС	СЭС	БиоТЭС
			на угле	на газе				
Затраты на топливо – ЗТ:								
– АЭС: 0,46 руб./кВт·ч · W /1000	млрд руб./год	3,22	-	-	-	-	-	-
– ТЭС на угле: 0,32 кг/кВт·ч · 7руб/кг · W /1000	млрд руб./год	-	15,68	-	-	-	-	-
– ТЭС на газе: 0,3нм³/кВт·ч · 6 руб./нм³ · W /1000	млрд руб./год	-	-	12,6	-	-	-	-
– БиоТЭС: 0,5 кг/кВт·ч · 0,2 руб/кг · W /1000	млрд руб./год	-	-	-	-	-	-	0,7
Количество оперативного и ремонтного персонала – П	чел.	1000	880	1200	500	300	250	300
Средняя заработная плата персонала – ЗП	тыс. руб./мес.	50	50	50	50	50	50	50
Фонд заработной платы: Ф = 12 · ЗП · П · 10^{-6}	млрд руб./год	0,6	0,53	0,72	0,3	0,18	0,15	0,18
Начисления на заработную плату – 30%: Н = 0,3 · Ф	млрд руб./год	0,18	0,16	0,22	0,09	0,05	0,05	0,05
Накладные расходы – 40%: НР = 0,4 · Ф	млрд руб./год	0,24	0,21	0,29	0,12	0,07	0,06	0,07
Всего затраты на оплату труда: ОТ = Ф + Н + НР	млрд руб./год	1,02	0,9	1,22	0,51	0,31	0,26	0,31
Обслуживание основных фондов и приобретение запчастей – 2%: ООФ = 0,02 · К	млрд руб./год	9,12	6,09	5,66	6,95	3,2	4,09	2,05
Прочие затраты – 0,5%: ПЗ = 0,005 · К	млрд руб./год	2,28	1,52	1,41	1,74	0,8	1,02	0,51
Итого эксплуатационные издержки: ИЭ = А + ЗТ + ОТ + ООФ + ПЗ	млрд руб./год	30,82	16,12	15,36	17,88	10,69	12,18	6,97
Себестоимость отпускаемой электрической энергии: СС = 1000 · ИЭ / $W_{отп}$	руб./кВт·ч	**4,73**	**2,48**	**2,36**	**2,75**	**1,64**	**1,87**	**1,07**

Примечание: расчеты, приведенные в таблице, выполнены в соответствии с Методическими рекомендациями по оценке эффективности инвестиционных проектов, утвержденными Министерством экономики РФ, Министерством финансов РФ, Госстроем РФ 21.06.1999 № ВК 477. Условные обозначения и соответствующие им расчетные формулы показаны в строках столбца «Наименование параметров»

Таблица 2 (продолжение).
Сравнительные параметры объектов традиционной и возобновляемой энергетики

освоении разрабатываемых технических решений по энергетическому использованию биомассы, данные технологии могут быть заменителем сегодняшних экспортных поставок нашей страны. Аналогов в современной практике разрабатываемая технология ДТКБ пока не имеет.

В настоящее время необходимо планировать источники бюджетного дохода именно за счет производства в России и экспорта за рубеж новых видов энергетической продукции взамен сырьевых компонентов.

Наша планета с 1840 года пережила уже три энергетических перехода: от дров к углю, от угля к нефти, от нефти к природному газу. Сейчас идет четвертый энергетический переход – от преимущественного использования ископаемого органического и ядерного топлив к широкому применению местных ресурсов, в том числе солнечной и ветровой энергетики.

Для нашей страны главенствующим направлением перехода к углеродно-нейтральной энергетике является использование биомассы. Биоэнергетика позволит при использовании солнечной и ветровой генерации решить проблемы, связанные с их нестационарностью, затрудняющей при их использовании обеспечение гарантированного энергоснабжения потребителей. В настоящее время в мировой практике эти проблемы решаются за счет подпитки систем ВИЭ от существующих энергосистем, либо за счет создания дублирующих автономных источников на ископаемом топливе, а также за счет применения систем аккумулирования с накопителями электроэнергии большой емкости. Однако реально производимые на данный момент накопители электроэнергии [10] еще несовершенны, дороги и не позволяют обеспечить требуемую надежность, качество и низкую стоимость поставок электроэнергии. Видимо, потребуется еще не менее 8–10 лет для выхода на массовое производство накопителей, удовлетворяющих существующим требованиям. Реализация четвертого энергоперехода в российских условиях может быть осуществлена при создании системы топливного использования биомассы, энергия которой используется для резервирования ВИЭ [3].

Пример построения комбинированной системы энергоснабжения с использованием местных топливно-энергетических ресурсов, энергии солнца, ветра рассмотрен в работе [3]. Именно такие системы могут составить основу для реализации начала четвертого энергоперехода в России.

Получаемый по разрабатываемой технологии ДТКБ синтез-газ, содержащий до 90 % основных компонентов в виде H_2 и CO, не требует дополнительной очистки, является, как показали результаты экспериментальных исследований, отличным топливом для надежной работы газопоршневых установок (ГПУ). На выхлопах ГПУ при окислении водорода получаются пары воды, а при окислении угарного газа – CO – образуется углекислый газ. Поскольку оксид углерода CO получен не из ископаемых топлив, а из биомассы, являющейся, как отмечено выше, углеродно-нейтральным продуктом, то и выбрасываемый в атмосферу углекислый газ в этом случае не нарушает экологическое равновесие.

Технология ДТКБ с получением синтез-газа, состоящего, в среднем, на 90 % из водорода и окиси углерода, обеспечивает получение тех же экологических эффектов, что и водородная энергетика. Газовое топливо, получаемое при использовании данной технологии произведено из биомассы, т. е. углеродно-нейтрально.

В настоящее время наиболее дешевый водород, который может быть использован и для целей водородной энергетики, получают методом каталитической пароводяной конверсии природного газа. В РФ себестоимость этого водорода составляет 1,7 долл./кг. При условии полной очистки от сопутствующих примесей (CO_2 и др.) средняя себестоимость водорода возрастает до 2,9 долл./кг [20]. В странах Евросоюза себестоимость водорода, получаемого тем же методом, составляет до 3 долл./кг, в странах Азиатско-Тихоокеанского региона (АТР) – до 3,2 долл./кг [20].

Как показывает анализ, при энергетическом использовании наиболее дешевого водорода, получаемого по существующей технологии каталитической конверсии природного газа, себестоимость производимой электроэнергии будет превышать существующие тарифы на отпуск энергии на ОРЭМ [20, 21]. Еще более высокая стоимость электроэнергии получается при использовании водорода, получаемого методом электролиза воды.

Синтез-газ, производимый по технологии ДТКБ, может заменить водород в системах накопления электроэнергии для обеспечения бесперебойного энергоснабжения потребителей от ВИЭ с существенным удешевлением этих систем.

Быстрое развитие возобновляемой энергетики иллюстрируется диаграммой роста годовой выработки электроэнергии за счет ВИЭ, показанной на рис. 2. Такой рост объемов внедрения ВИЭ приведет и к соответствующему возрастанию темпов развития систем накопления энергии. Поэтому рассматриваемые в настоящей статье системы накопления с использованием синтез-газа, получаемого из биомассы и ее отходов по технологии ДТКБ, будут иметь быстро возрастающий спрос на энергетическом рынке в уже ближайшие годы.

Существенной проблемой развития распределённой энергетики в мире, в том числе и в РФ, является стихийность и неорганизованность этого процесса. Новые объекты местного энергоснабжения во многих случаях сооружаются бессистемно там, где их использование позволяет получать прибыль в ближайшей перспективе.

Строительство этих объектов не увязывается с существующими схемами

энергообеспеченности от электростанций и с перспективами изменений потребляемой мощности в данном регионе. В результате имеют место случаи, когда появление новых объектов, в частности с ВИЭ, приводит к снижению загрузки существующих электростанций и потери ими прибыли. В странах ЕС это уже привело к потерям в энергосистемах в объеме около 20 трлн долларов [22]. Очевидна необходимость государственного регулирования в решении возникших проблем с разработкой целевых программ по оптимизации сопряжения распределенной и традиционной энергетики, с разработками графиков замены отслуживших свои сроки генерирующих объектов на системы с новыми энергоисточниками распределённого энергоснабжения.

Заключение

Значительный вклад в антропогенные последствия от деятельности человека вносит существующая практика использования топлив, расположенных в толще земли, что является нарушением установившегося на земле природного равновесия. Необходим переход к природоподобным технологиям, использующим принципы, изначально заложенные природой в процессы, происходящие на планете. Одним из таких направлений является энергетическое использование биомассы, так как биомасса углеродно нейтральна по отношению к окружающей среде, поскольку выделяющийся при ее утилизации CO_2 поглощается в период роста биомассы. Но природой не предусмотрена нейтрализация вредного влияния на экологию извлекаемых из толщи земли топлив.

Использование технологий получения из биомассы газообразных топлив, разработанных ОИВТ РАН совместно с «Татнефтью», позволяет получать энергию, не нарушая природного равновесия, то есть соответствует всем требованиям, предъявляемым к топливам для углеродно-нейтральной энергетики.

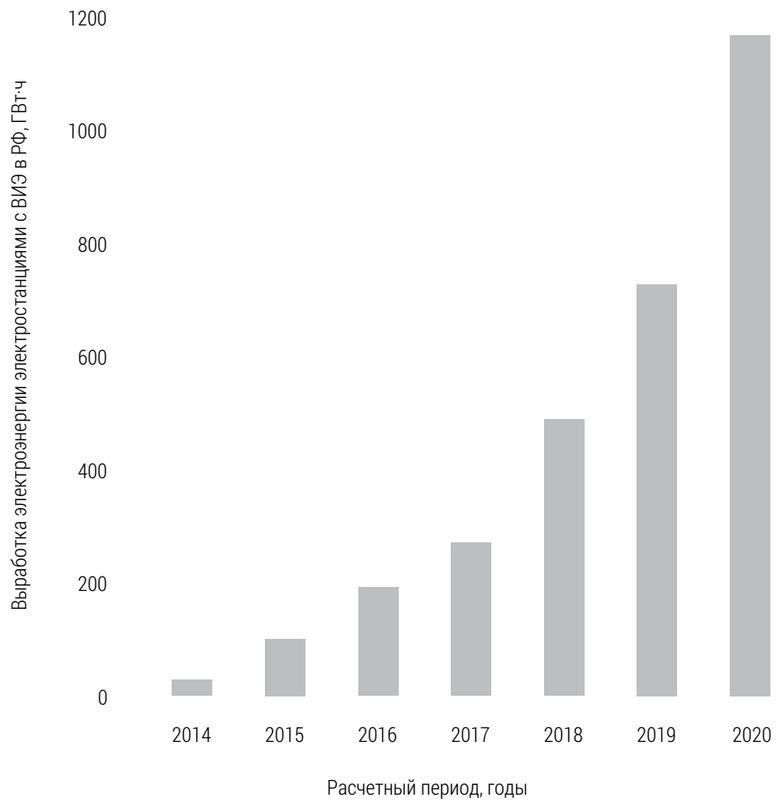
Развитие водородной энергетики в настоящее время считается главным общемировым трендом перехода к углеродно-нейтральной экономике. Задачи, которые ставятся перед водородной энергетикой, могут быть решены при использовании синтез-газа, получаемого из биомассы по технологии ДТКБ.

В рамках реализации четвертого энергоперехода в нашей стране высокими темпами развивается возобновляемая энергетика. Внедрение ВИЭ во всем мире сдерживается отсутствием надежных, долговечных и дешевых накопителей электрической энергии большой емкости. В условиях России эта задача может быть решена при создании систем с комбинированным использованием различных видов ВИЭ и местных биоэнергетических ресурсов, дополняющих друг друга и обеспечивающих гарантированное энергообеспечение потребителей при минимизации требуемых инвестиций с использованием технологии ОИВТ РАН и «Татнефти».

Использование дешевого синтез-газа, получаемого из биомассы по новым технологиям ДТКБ, позволит улучшить экономические показатели энергетических систем и снизить их отрицательное влияние на экологию. Еще одним направлением использования данного газового топлива является замена дорогостоящего водорода в системах накопления электроэнергии, что позволит существенно снизить их стоимость и расширить область их применения в рамках водородной энергетики.

Развитие систем с использованием новых технологий энергетической утилизации биомассы и ВИЭ соответствует целям и задачам программы реализации основных национальных проектов и роста экономики страны.

Рис. 2. Рост выработки электроэнергии за счет ВИЭ в России в период 2014–2020 гг.



Использованные источники

1. *Зайченко В.М., Чернявский А.А. Сравнение характеристик распределенных и централизованных схем энергоснабжения // Промышленная энергетика. №1, 2016. С. 2–8.*
2. *Батенин В.М., Зайченко В.М., Леонтьев А.И., Чернявский А.А. Концепция развития распределенной энергетики в России // Известия Российской академии наук. Энергетика. №1, 2017. С. 3–8.*
3. *Зайченко В.М., Чернявский А.А. Создание систем гарантированного энергообеспечения с использованием комбинированных источников энергии // Энергетическая политика. №10 (152), 2020. С. 90–103.*
4. *Глобальный отчет состояния возобновляемой энергетики, 2016. Renewable Energy Policy Network for the 21st century – REN21. 2017. – URL: www.ren21.net/gsr*
5. *GE Power to supply nuclear turbine islands for El Dabaa plant - World Nuclear News. Oct. 2018. – URL: www.world-nuclear-news.org.*
6. *ECO19 Berlin: Mishael Wilshire Bloomberg New Energy Finance. – oct. 2019.*
7. *Батенин В.М., Бессмертный А.В., Зайченко В.М. и др., Термические методы переработки древесины и торфа в энергетических целях // Теплоэнергетика. №11, 2010. С. 36–42.*
8. *Батенин В.М., Зайченко В.М., Косов В.Ф. и др. Пиролитическая конверсия биомассы в газообразное топливо // Доклады Академии наук. Т. 446. №2, 2012. С. 179.*
9. *Larina O.M., Sinelshchikov V.A., Sitchev G.A. Comparison of Thermal Conversion Methods of Different Biomass Types into Gaseous Fuel // Journal of Physics Conference Series. Т. 774, № 1, 2016.*
10. *Бушуев В., Новиков Н. Инфраструктурные накопители в энергетике // Энергетическая политика. №10(152), 2020. С.74–89.*
11. *Патент РФ № 2359007 – Способ получения углеводородного топлива, технического водорода и углеродных материалов из биомассы. 2008.*
12. *Патент РФ № 2378319 – Способ получения углеводородного топлива и углеродных материалов из биомассы. 2008.*
13. *Патент РФ № 2380395 – Способ пиролизной переработки биомассы с получением высококалорийных газообразного и жидкого топлив и углеродных материалов. 2008.*
14. *Патент РФ № 2698829 – Установка пиролитической переработки твердых углеродсодержащих материалов. 2018.*
15. *Патент РФ № 136799 – Комплекс энерготехнологический многофункциональный переработки биомассы. 2013.*
16. *Патент РФ № 115353 – Устройство конверсии гранулированных органических веществ в газообразное топливо. 2010.*
17. *Патент РФ № 97727 – Устройство термической конверсии гранулированной биомассы в монооксид углерода и водород. 2010.*
18. *Патент РФ № 84375 – Устройство пиролизной переработки органических веществ. 2009.*
19. *Патент РФ № 175131 – Устройство для термической конверсии биомассы. 2016.*
20. *Зайченко В.М., Исьемин Р.Л. и др. Развитие водородной энергетики в России. – М.: «Недра», 2021. – 72 с.*
21. *Зайченко В.М., Чернявский А.А. Автономные системы энергоснабжения. – М.: ООО «Издательский дом «НЕДРА», 2015. – 285 с.*
22. *Традиционная энергетика потеряет 20 триллионов долларов из-за возобновляемых источников энергии. – EEnergy Media / Electrovesty.net, июль, 2018.*

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

ГАЗПРОМ НЕФТЬ | СТРЕМИМСЯ К БОЛЬШЕМУ!

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО ЗАРУБЕЖНЕФТЬ

РОССЕТИ

БЛАГОТВОРИТЕЛЬНЫЙ ФОНД TATNEFT

Источник фото на обложке:
lotsostock / depositphotos.com

ISSN 2409-5516