РГАСНТИ 44.09.29

ISSN 2409-5516

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА

ОБЩЕСТВЕННО-ДЕЛОВОЙ
НАУЧНЫЙ ЖУРНАЛ

№6(172), июнь 2022

Тема номера

ОТ ЗАПРЕТОВ И САНКЦИЙ К НОВЫМ РЫНКАМ И ЛОГИСТИКЕ

РОССЕТИ

«Россети» –
вместе
в будущее

Содержание

5 **Слово редакторов**

Газ

6 **А. Белогорьев.** Перспективы экспорта российского газа в новых условиях

Нефть

18 **Ю. Цветаев.** Система ценообразования на нефть: от «нефтяных шоков» 1970–1980-х годов до текущего энергетического кризиса

30 **А. Догуаб.** Этот рынок в огне, и нам некуда больше бежать

Энергетика

36 **В. Киселев.** ВИЭ в России: субсидировать или развивать?

42 **А. Саитова, А. Ильинский.** Декарбонизация российской энергетики в условиях санкций и мирового энергоперехода

56 **К. Дегтярев, Д. Соловьев.** Проблемы и перспективы развития возобновляемой энергетики России в новых условиях

Атом

70 **А. Лебедева, А. Зайцева.** Атомная энергетика ЕС на пути к реабилитации

Тепло

78 **А. Пестрикова, Л. Шилова.** Визуальное проектирование систем теплоснабжения

Contents

5 **Editor's Column**

Gas

6 **A. Belogoriev.** Prospects for Russian gas exports in the new conditions

Oil

18 **Y. Tsvetaev.** Crude oil pricing: from the first and second oil shocks to the current energy crisis

30 **A. Doguab.** This market is on fire and we have nowhere else to run

Energy

36 **V. Kiselyov.** Renewable energy in Russia: subsidize or develop?

42 **A. Saitova, A. Ilyinsky.** Decarbonization of the Russian Energy Industry in the Context of Sanctions and the Global Energy Transition

56 **K. Degtyarev, D. Solovyev.** Problems and Outlook of Renewable Energy Development in Russia in the New Conditions

Nuclear power

70 **A. Lebedeva, A. Zaytseva.** EU nuclear industry on the way to rehabilitation

Thermal energy

78 **A. Pestrikova, L. Shilova.** Visual design of heating systems

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:
05.06.2022
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»

Новые рынки, новые условия

Геополитический конфликт привел Россию и Европу к настоящей экономической войне. Евросоюз ограничил работу своих компаний в РФ, отказался от закупок российской нефти и ввел запрет на поставку оборудования для нефтеперерабатывающей промышленности. Россия обязала покупать свой газ за рубли и стала переориентировать поставки энергоресурсов на другие рынки.

Последствия этой войны непредсказуемы. Пока очевидно, что энергоресурсов на европейском рынке будет не хватать, цены на нефть, газ, уголь будут скачкообразно расти, подтягивая за собой инфляцию, спад промышленного производства и безработицу.

России же придется балансировать между своими экономическими интересами и требованиями новых покупателей ее нефти и газа. В таких условиях энергетический рынок становится жестким рынком покупателя, диктующего России, как поставщику, свои правила. Поэтому вместе с поиском новых возможностей сбыта, нашей стране придется прорабатывать и механизмы защиты своего экспорта от невыгодных условий.

УДК 622.691 DOI 10.46920/2409-5516_2022_6172_6 EDN: CQCPMX

Перспективы экспорта российского газа в новых условиях

Prospects for Russian gas exports in the new conditions

Алексей БЕЛОГОРЬЕВ
Заместитель главного директора
по энергетическому направлению Фонда
«Институт энергетики и финансов»
e-mail: millarion@gmail.com

Alexey BELOGORIEV
Deputy Chief Director
for Energy Direction of the Foundation
«Institute of Energy and Finance»
e-mail: millarion@gmail.com

Выход на берег «Северного потока» в Германии *Источник: gazprom.ru*

Аннотация. В статье рассматриваются краткосрочные и среднесрочные перспективы экспорта российского трубопроводного и сжиженного газа в Европу и Азию в условиях введенных против России международных санкций и стремления стран ЕС отказаться от импорта российских энергоресурсов.
Ключевые слова: природный газ, СПГ, Россия, ЕС, санкции, энергетическая политика, декарбонизация, ВИЭ.

Abstract. The article discusses the short- and medium-term prospects for the export of Russian pipeline and liquefied natural gas to Europe and Asia in the context of international sanctions imposed against Russia and the desire of EU countries to abandon the import of Russian gas.
Keywords: natural gas, LNG, Russia, EU, sanctions, energy policy, decarbonization, renewable energy.

Основной проблемой текущего кризиса является не снижение объемов экспорта, а демонтаж, разрушение стратегического партнерства

Штаб-квартира ЕС
Источник: techmaniacs.gr

Топливно-энергетический комплекс России начал приобретать экспортно-ориентированный характер еще в 1960–1970-е годы с началом широкомасштабной добычи нефти в Западной Сибири. Несмотря на то, что в структуре спроса на российский газ традиционно преобладает внутренний рынок (около 68 % в 2021 г., с учетом затрат газа на нужды ГТС), экспортные поставки, как правило, значительно маржинальнее внутренних. Применительно к ним часто можно услышать слово «сверхдоходные». Поэтому развитие газовой отрасли России, не только инфраструктурное, но и институциональное, определялось большой долей экспорта в общей структуре спроса.

В рамках низкоуглеродного развития природный газ, как известно, занимает двусмысленное положение. Многие годы, особенно в Европе, ведется политическая и академическая дискуссия о том, является ли он «чистым», «грязным» или «переходным» топливом с точки зрения удельных выбросов парниковых газов. При этом почти не ставился под сомнение тот факт, что масштабные поставки российского газа в страны ЕС (ключевой для России рынок сбыта) для энергетических нужд сохранятся до 2040-х гг., а в качестве сырья для промышленности (включая производство «голубого» или «бирюзового» водорода) и после 2050 года. Наглядным свидетельством этой уверенности был проект «Северный поток-2».

Геополитический кризис 2022 года решительным образом меняет эти планы. Он требует от участников и регуляторов российского газового рынка взвешенной оценки и своевременной адаптации к новой экономической реальности.

Доля российского трубного газа достигала 40% в потреблении ЕС

Источник: GETTY IMAGES

Стратегический демонтаж

Мы являемся свидетелями начала травматического разрыва европейских энергетических связей, многие из которых были сформированы еще в 1970-х и 1980-х гг., когда не было ни современного Европейского союза, ни постсоветских России и Украины. Этот «бракоразводный» процесс будет болезненным для всех сторон и повлечет за собой множество юридических, экономических и политических последствий, многие из которых еще не до конца изучены и даже осознаны. Наиболее драматичной ситуация выглядит именно в газовой отрасли, где ЕС и Россия больше всего зависят друг от друга, где сложнее всего выстроить альтернативные цепочки поставок.

Энергетические отношения между ЕС и Россией долгие годы рассматривались обеими сторонами как комплексное, многоуровневое, стратегическое партнерство с множеством обратных связей

Энергетическая торговля между Россией и Евросоюзом не была просто суммой коммерческих операций. В 2010-е гг. доля российского трубопроводного газа в потреблении ЕС составляла, в среднем, 30–40 %. В энергетике (как инфраструктурной основы экономики) ни один импортер не может позволить себе такой зависимости, если не уверен твердо и обоснованно в надежности поставщика. Поэтому энергетические отношения между ЕС и Россией долгие годы рассматривались обеими сторонами как комплексное, многоуровневое, стратегическое партнерство с множеством обратных связей. Мало кто уже помнит, но в марте 2013 г. в результате развития энергетического диалога России и ЕС была подписана дорожная карта энергетического сотрудничества России и ЕС до 2050 года – еще один памятник уходящей эпохи. Стратегической целью дорожной карты было обозначено «создание общеевропейского энергетического пространства с функционирующей интегрированной сетевой инфраструктурой, с открытыми, прозрачными, эффективными и конкурентными рынками, вносящими необходимый вклад в обеспечение энергетической безопасности и достижение целей устойчивого развития ЕС и России».

Двусторонние газовые отношения в 2000–2010-е гг., как мы все помним, вовсе не были безоблачными. Европа была шокирована прекращением транзита российского газа в январе 2009 года в результате второго российско-украинского газового кризиса. Одновременно Россия негативно восприняла «антигазпромовский» третий энергетический пакет. Вряд ли будет преувеличением сказать, что с тех пор энергетический диалог занял центральное место в отношениях между ЕС и Россией. Даже крымский кризис (2014 г.) и вооруженный конфликт на Донбассе (2014–2021 гг.) не смогли затмить противоречий в энергетической сфере, включая антимонопольные претензии Еврокомиссии к долгосрочным контрактам «Газпрома», риски транзита газа через Украину, проекты газопроводов «Южный поток», «Турецкий поток» и «Северный поток-2», доступ к газопроводу Opal и т. д. Однако на этом политизированном фоне поставки российского газа в ЕС, после 2015 г., росли, что говорило о сохранении стратегического характера отношений.

Между странами ЕС в 2000–2010-е гг. существовали значительные противоречия относительно энергетического сотрудничества с Россией. Позиция Еврокомиссии не всегда совпадала с мнением отдельных стран. Основными сторонниками глубокой энергетической интеграции ЕС и России традиционно были Германия, Италия, Нидерланды, Франция, Австрия, Венгрия, Словакия и Финляндия. А основными критиками энергетического сотрудничества с Россией обычно выступали Польша и страны Балтии. Единства позиции нет и сейчас, что хорошо видно по обсуждению вопроса о переходе оплаты за российский газ в рубли во исполнение Указа Президента РФ № 172 от 31.03.2022 г. Однако, на наш

В 2022 г. с начала периода закачки по 22 мая уровень запасов в ПХГ ЕС повысился на 17,7 %, до 43,21 %. Это лучше, чем было в тот же период в 2021 г., но заметно меньше, по сравнению с 2020 г.

Газопровод «Турецкий поток»

Источник: gazprom.ru

Желательным уровнем запасов, который стоило бы накопить в ПХГ ЕС к 1 ноября для безболезненного прохождения зимы, является 90%. Для этого ЕС нужно накопить еще около 46 млрд м³ газа

взгляд, было бы ошибочным преувеличивать эти разногласия.

Основной проблемой текущего кризиса является не снижение объемов экспорта (такое уже наблюдалось, например, в первой половине 2010-х гг. на фоне резкого сокращения спроса на газ в ЕС), а демонтаж, разрушение стратегического партнерства. Даже если предположить, что политические отношения России и ЕС в ближайшее время нормализуются, «разворот» в энергетической сфере не случится: стабилизируются поставки по ряду долгосрочных контрактов, возможно, будут ограничены спотовые сделки, но вернуть стратегическое доверие, по всей видимости, уже не удастся.

Планы ЕС по отказу от российского газа

Еврокомиссия 8 марта 2022 г. опубликовала сообщение «Совместные европейские действия по обеспечению более доступной, безопасной и устойчивой энергетики» (REPower EU). Оно представляет собой набросок плана по обеспечению независимости Европы от российского ископаемого топлива, начиная с газа, «задолго до 2030 года». В нем поставлена амбициозная цель – сократить импорт российского газа в ЕС на две трети (т. е. на 101,5 млрд м³ в год) уже в 2022 году. Достичь этого планируется путем реализации целого комплекса мер – от сокращения потребления (включая снижение температуры воздуха в жилых помещениях в зимний период) и послаблений в отношении угольной и атомной генерации до форсированного развития ВИЭ, производства биометана и привлечения на европейский рынок газа из всех возможных альтернативных России источников, прежде всего, с рынка СПГ.

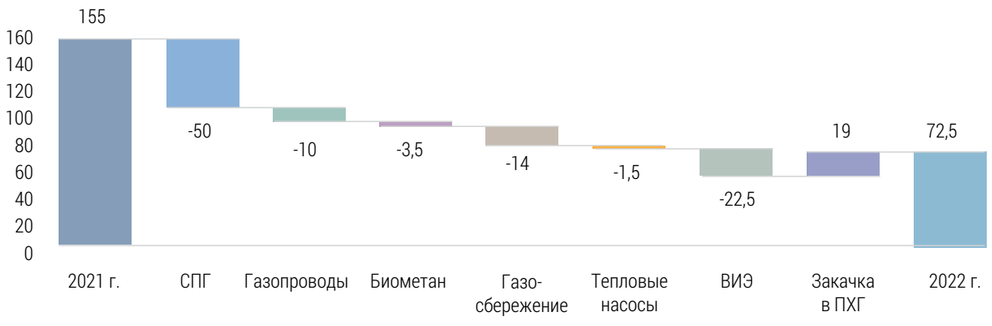
Также план включает в себя запрет на заключение новых контрактов на поставку газа с «Газпромом», законодательное закрепление обязательного заполнения ПХГ в ЕС к началу отопительного сезона минимум на 90 %.

Планы Еврокомиссии на 2022 г. пока не подтверждаются международными оценками, особенно в части целевых значений дополнительного импорта СПГ (+50 млрд м³ в год в 2022 г.). Значительно более консервативное видение представило в начале марта МЭА. Авторитетный Оксфордский институт энергетических исследований (OIES) выпустил подробный критический разбор предложений ЕС, где подверг сомнению реалистичность большинства параметров заявленного плана.

Одним из наиболее очевидных недостатков этого плана является игнорирование необходимости дополнительной закачки газа в ПХГ как фактора общего

Рис. 1. План Европейской комиссии от 08.03.2022 г. по сокращению импорта российского газа в 2022 году

Источник: автор по данным Европейской комиссии



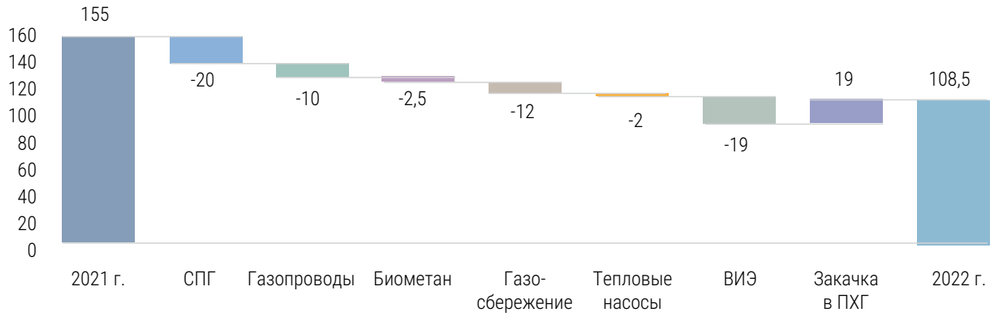


Рис. 2. План Международного энергетического агентства от 03.03.2022 г. по сокращению импорта российского газа в 2022 году

Источник: автор по данным МЭА

роста импорта. Фактическое потребление газа в Европе (без учета Турции) снизится, по нашей оценке, в 2022 г. под влиянием теплой зимы и высоких цен на газ примерно на 15–20 млрд м³ в год (–3–4 % г/г). Однако это снижение может быть почти полностью компенсировано необходимостью дополнительной закачки газа в истощенные ПХГ. Страны ЕС постараются заполнить хранилища в 2022 году выше многолетнего среднего уровня из-за опасений срыва поставок со стороны России в следующий отопительный период. Поэтому условный общий спрос в 2022 г. почти не изменится.

25 марта 2022 г. было принято совместное заявление Еврокомиссии и США об энергетической безопасности в Европе. В нем была уточнена цель – достичь независимости от российского газа уже к 2027 году. Для этого намечены следующие шаги, от которых Еврокомиссия ранее решительно отказывалась:

- дополнительные поставки СПГ из США в ЕС в объеме не менее 15 млрд м³ в 2022 г. с ожидаемым увеличением в будущем до 50 млрд куб м³ к 2050 г.;
- США обязуются оперативно рассматривать заявки на разрешение любых дополнительных экспортных мощностей по производству СПГ, а Еврокомиссия – на строительство инфраструктуры для импорта СПГ;
- Еврокомиссия будет поддерживать институт долгосрочных контрактов;
- Еврокомиссия признала, что ценовая формула на поставки СПГ в ЕС должна отражать долгосрочные рыночные основы и обеспечивать стабильный баланс спроса и предложения. В частности, формула должна включать учет спотовой цены Henry Hub;
- Еврокомиссия будет работать для обеспечения дополнительных объемов предложения газа в период с апреля по октябрь 2022 г.;
- Еврокомиссия нацелена на заполнение ПХГ в ЕС на 90 % к 1 ноября каждого года.

Помогут ли долгосрочные контракты?

«Газпром» не раскрывает полностью данные по величине своих действующих долгосрочных контрактов. Предварительно на конец 2021 г. их можно оценить в 170–175 млрд м³ в год (ЕС без учета Прибалтики, а также Турция и балканские страны, не входящие в ЕС). Согласно контрактам, покупатели должны отобрать не менее 120–130 млрд м³ в год (70–90 % от фактического уровня поставок 2021 г., в зависимости от условий конкретного контракта), в том числе, вероятно, около 110 млрд м³ в год – в странах ЕС. С учетом завершения

Япония, Южная Корея, Тайвань и КНР имеют некий предел сжатия внутреннего потребления СПГ, дальше которого они пойти не могут. Так что осенью эти страны начнут покупать газ по любым ценам

в 2022 г. ряда контрактов, а также прекращения с 27 апреля поставок в Польшу и Болгарию и с 21 мая 2022 г. в Финляндию, величина «бери или плати» на текущий момент опустилась на уровень чуть ниже 100 млрд м³ в год. Если не произойдет новых остановок поставок, она будет более-менее стабильной до 2026 г. включительно, после чего начнет дальнейшее снижение.

Уровень «бери или плати» по долгосрочным контрактам часто рассматривается как нижняя граница возможного падения экспорта российского газа в ЕС. На наш взгляд, в текущей политической реальности рассчитывать на это как на надежный защитный механизм не приходится. Разрешение споров по контрактам будет происходить постфактум в Стокгольмском арбитраже, который ранее (в частности, по искам «Газпрома» к НАК «Нафтогаз Украины») уже отказывал в удовлетворении требования «бери или плати», если полагал, что произошли резкие изменения экономических условий.

К сожалению, долгосрочные контракты являются актуальным защитным механизмом, пока они выгодны (обеспечивают надежность поставок) покупателям.

ПХГ

В этом году закачка газа в ПХГ ЕС идет без промедлений, но и не быстрее обычного. В данном случае не совсем правильно сравнивать уровни запасов разных лет на конкретную дату, поскольку они сильно зависят от того, с какими запасами ПХГ закончили отопительный сезон и когда начался период закачки (в 2021 г., например, он начался совсем поздно – только 21 апреля). В 2022 г. с момента начала периода закачки – с 20 марта по 22 мая

Общий баланс на рынке СПГ останется напряженным, особенно осенью-зимой 2022–2023 гг., что будет удерживать цены на относительно высоком уровне, но ниже экстремальных показателей 2021 г.

Компрессорная станция «Портовая» газопровода «Северный поток»
Источник: gazprom.ru

(т. е. чуть более чем за два месяца) – уровень запасов в ПХГ ЕС повысился на 17,7 % (с 25,51 до 43,21 %). Это лучше, чем было в 2016–2017 гг. (15,1 и 14,2 %), а также в 2019 (16,6 %) и в 2021 г. (16,1 %), но заметно меньше по сравнению с 2018 г. (20,3 %) и 2020 г. (19,5 %).

Следует отметить, что на динамику закачки довольно сильно влияют ценовые факторы. Экономика хранения газа строится на том, что газ закачивается, когда цены на рынке низкие, а отбирается, когда они высокие. Это приносит владельцам газа неплохую маржу и сглаживает для них высокую сезонную волатильность цен. В те годы, когда цены весной остаются высокими (как, например, было в 2021 г.), операторы ПХГ склонны откладывать закачку, дожидаясь их снижения. Сейчас на фоне экстремально высоких цен идет интенсивная закачка. Это косвенно говорит о том, что участники рынка не верят в возможность существенного снижения цен в июне-сентябре.

Желательным уровнем запасов, который стоило бы накопить в ПХГ ЕС к 1 ноября для безболезненного прохождения зимы, является 90 % (средний уровень в 2016–2020 гг. на эту дату составлял 91,6 %, в 2021 г. – всего 77,1 %). Не сложно посчитать, что для этого нужно накопить еще около 46 млрд м³ газа (46,8 % от номинальной мощности ПХГ). Это не какая-то экстраординарная величина. Для сравнения в 2017–2018 гг. за аналогичный период (с 22 мая по 1 ноября) закачка достигала 52,6–53 %. И даже в провальном 2021 г. было накоплено 42 %. Поэтому данная задача вполне выполнима при условии стабильного предложения газа, в том числе из России по «Северному потоку», «Балканскому потоку» и украинскому коридору через Суджу.

Говорить о том, чей газ (какой страны-экспортера) закачивается в ПХГ, как правило, сложно. В целом, пока по данным за май поставки из всех основных источников (Норвегия, Алжир, Россия, СПГ) остаются примерно такими же, какими были в апреле. Некоторое снижение, и то пока вовсе не фатальное отмечается в отношении российского газа. Но общее предложение на европейском рынке стабильно и близко к максимальным среднегодовым значениям за 2015–2020 гг.

СПГ как альтернатива российскому газу

Предложение СПГ на рынке ЕС в январе-мае 2022 г. остается значительно выше среднегодовых значений. Объясняется это тем, что с конца 2021 г. на европейском рынке работает, по сути, модель «премиального» ценообразования, которая до этого в течение десятилетий была характерна для Японии и других стран Северо-Восточной Азии. Иными словами, европейцы предлагают такие высокие

Германия обладает одной из самых широких сетей газопроводов в ЕС
Источник: GETTY IMAGES

В Европе, помимо недружественных стран, российский газ поставляется в Турцию, Сербию, Боснию и Герцеговину. Это около 29 млрд м3 в 2021 г. с перспективой увеличения на 3–4 млрд м³ в год

цены на газ, что они оказались не подъемными даже для богатых азиатских стран. Существенную роль играют и внутренние факторы в Китае (жесткие «локдауны», политика благоприятствования в отношении потребления угля, ставшая ответом на энергетический кризис прошлой осени, и пр.). В первом квартале импорт СПГ в КНР упал на 9,1 % по сравнению с 2021 годом, до 17,3 млн т, а в марте снижение составило и вовсе 18 % (4,63 млн т в месяц). Не улучшилась ситуация и в апреле.

Но бесконечно такая модель «перетягивания одеяла на себя» работать не сможет. Свободного предложения на рынке СПГ в 2022–2023 гг. мало. С начала отопительного периода спрос на СПГ в Азии должен начать расти. Япония, Южная Корея, Тайвань, КНР и другие страны имеют некий предел сжатия внутреннего потребления СПГ, дальше которого они пойти не могут. В результате, осенью эти страны начнут покупать газ по любым ценам.

Мировое предложение СПГ (с учетом прироста в 2021–2022 гг. на 15 млн т в год) может закрыть потребности Европы при условии отсутствия аномалий спроса в других регионах (аналогичного росту в Бразилии в 2021 г.). При этом общий баланс на рынке СПГ останется напряженным, особенно осенью-зимой 2022/2023 гг., что будет удерживать цены на относительно высоком уровне, но ниже экстремальных показателей 2021 г.

Увеличение поставок СПГ в Европу в 2022 г. выше 15–20 млрд м³ в год (и соответственно снижение экспорта российского трубопроводного газа в Европу, без учета Турции, ниже 120 млрд м³ в год) может привести к дефициту предложения и существенному росту спотовых цен как в Северо-Восточной Азии, так и в Европе.

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА №6(172) / 2022

Единственным новым рынком для трубопроводных поставок газа из России может стать Монголия. К 2025 г. спрос на газ в стране может достигнуть 2,2 млрд м³ в год, к 2050 г. – 5,7 млрд м³

Будущее российских СПГ-проектов

Евросоюз 8 апреля 2022 г. ввел санкции на поставку оборудования для крупнотоннажного производства СПГ в Россию (криогенные теплообменники, насосы и установки для сепарации углеводородов при производстве СПГ). По нашей оценке, вне зоны риска этих санкций остается только 1-я очередь проекта «Арктик СПГ-2», оборудование для которой, насколько известно, уже поставлено. При этом нельзя исключать перенос запуска проекта с 2023 на 2024 г. Для всех остальных строящихся и планируемых СПГ-заводов в России введенные санкции носят блокирующий характер в силу технологической монополии западных компаний и невозможности быстрого импортозамещения.

В России отсутствуют собственные эффективные технологии крупнотоннажного производства СПГ, морской и наземной транспортировки жидкого газа, в т. ч. транспортные криогенные резервуары, криогенное насосное оборудование, гибкие криогенные трубопроводы для перекачки СПГ, криогенные трубопроводы с экранно-вакуумной и порошково-вакуумной изоляцией, компрессорное оборудование большой производительности с высокой степенью сжатия, детандер-компрессорные агрегаты большой мощности для работы на влагонасыщенном газе; газовые турбины большой мощности для механического привода, горячий тракт газовых турбин (в том числе рабочие и направляющие лопатки); терминальные стендеры для отгрузки СПГ и отвода отпарного газа; технологии производства газовозов ледового класса.

Наиболее критическая зависимость связана с криогенными теплообменниками. Для обоих строящихся в России СПГ-заводов «Арктик СПГ-2» и «Балтийский СПГ», их поставщиком выступает германская компания Linde (на 1–3 очередях «Ямал СПГ» использовалась технология ее основного конкурента – американской Air Products). Пока нет полной ясности, сможет ли проект «Арктик СПГ-2» получить уже законтрактованное оборудование для 2-й и 3-й очередей, еще менее ясно положение «Балтийского СПГ», поставки для которого должны были осуществляться с российского СП Linde и «Северстали» ООО «Линде Северсталь». В январе 2022 г. сообщалось, что первые 8 теплообменников на завод уже поставлены. Однако проблема усугубляется тем, что завод строится на основе EPC-контракта, заключенного в сентябре 2021 г., в рамках которого Linde GmbH и Renaissance Heavy Industries LLC обеспечивают проектирование, поставку оборудования и материалов и выполняют строительно-монтажные работы. Судьба этого контракта в условиях введенных санкций пока неизвестна.

«Атомэнергомаш» заявляет, что готов наладить производство теплообменников в России, однако речь идет, очевидно, в лучшем случае о периоде после 2025 года.

В 2021 г. экспорт российского СПГ, по данным ЦДУ ТЭК, снизился до 29,9 млн т в год (–1,2 % г/г). В 2022 г. в силу наблюдаемых проблем с приемом судов можно ожидать сокращения экспорта ориентировочно до 27–28,5 млн т (всё снижение придется на «Ямал СПГ»).

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

СПГ-терминал в Хамине, Финляндия
Источник: news.cision.com

Санкции ЕС усугубляют среднесрочные проблемы дефицита на мировом рынке СПГ, поскольку на новые российские заводы приходится, по оценкам ИЭФ, 72,5 % ввода новых мощностей сжижения в мире в 2023 г., 41 % – в 2024 г. и 32 % – в 2025 г. Учитывая цели Еврокомиссии по ускоренному сокращению импорта российского трубопроводного газа (с полным его прекращением к 2027 г.), можно предположить, что, в случае деэскалации ситуации на Украине, санкции в сфере СПГ могут быть сняты одними из первых (по уже заключенным контрактам).

Альтернативные рынки трубопроводного газа

Россия связана газотранспортными сетями со странами Европы, СНГ и КНР («Сила Сибири-1»). Все остальные рынки либо слишком отдалены географически (Пакистан, Индия), либо ориентированы на поставки СПГ (Япония, Республика Корея). Прокладка газопроводов до них неоднократно признавалась экономически неэффективной.

В Европе, помимо недружественных стран, российский газ поставляется только в Турцию, Сербию, а также Боснию и Герцеговину (суммарно – около 29 млрд м³ в 2021 г.). Долгосрочные перспективы увеличения поставок в эти страны можно оценить в 3–4 млрд м³ в год к уровню 2021 г. При этом экспорт в Турцию носит крайне неустойчивый характер (от 15,4 до 29 млрд м³ в год в 2017–2021 гг.).

Увеличение экспорта в страны СНГ (ЕАЭС, Молдавия, Грузия и Узбекистан) маловероятно, несмотря на ожидаемый рост спроса в Киргизии, Казахстане и Узбекистане. Возможное увеличение поставок (+3–5 млрд м³ в год) будет компенсироваться снижением спроса со стороны Белоруссии и Молдавии (поставки на Украину формально не осуществляются с ноября 2015 г.).

Поставки в Китай по «Силе Сибири-1», по предварительным данным, немного превысили в 2021 г. плановые 10 млрд м³ в год. Доведение до проектной мощности (38 млрд м³ в год) ожидается в 2025 г. В феврале 2022 г. «Газпром» и CNPC подписали новый контракт на поставку дополнительных 10 млрд м³ в год по так называемому Дальневосточному маршруту (ответвление газопровода «Сахалин – Хабаровск» до Благовещенска). Официально дата начала поставок не объявлена, предположительно речь идет о 2026 годе. В январе 2022 г. была также завершена разработка ТЭО газопровода «Союз Восток» (продолжение «Силы Сибири-2» в Монголии). Но CNPC, насколько нам известно, по-прежнему не гарантирует спрос по этому направлению (50 млрд м³ в год). Остаются также и традиционные ценовые противоречия. Начало поставок возможно, вероятно, не ранее 2032 года.

Единственным новым рынком для трубопроводных поставок из России может стать Монголия, где обсуждаются, но пока не утверждены планы по газификации (основу энергетического баланса в стране составляет уголь). По оценкам ИСЭМ СО РАН,

Экспорт трубопроводного газа из РФ снизится в 2022 г. на 12 %, до 180 млрд м³ за счет сокращения поставок в ЕС и роста в Турцию и Китай при стабилизации экспорта в страны ближнего зарубежья

к 2025 г. потребление газа в стране может теоретически достигнуть 2,2 млрд м³ в год, к 2050 г. – 5,7 млрд м³.

Краткосрочные перспективы

Для переориентации с российского газа на другие источники поставок, а также существенного сокращения спроса на газ без травмирования собственной экономики, ЕС потребуется от 4 до 8 лет, в зависимости от применяемых мер, погодных условий и конъюнктуры мирового рынка СПГ. При этом столь радикальное изменение газового баланса потребует поддержания высоких цен на газ в течение всего этого периода. Вероятно, цены будут менее экстремальными, чем в 2021–2022 гг., но значительно более высокими по сравнению с 2010 гг. В условиях неизбежного падения объемов поставок это будет поддерживать высокие стоимостные показатели российского экспорта, по крайней мере, в 2022–2024 гг.

Холодная зима 2022 г. в Риме, Италия
Источник: m.libertaddigital.com

Сокращение объемных показателей также будет постепенным. С точки зрения общего баланса, оно отчасти будет сглаживаться плановым ростом поставок в КНР и возможно, дополнительным спросом со стороны Турции.

По оперативным данным «Газпрома», в 2021 г. общий объем поставок российского трубопроводного газа в страны дальнего зарубежья (без учета Прибалтики) составил 185,1 млрд м³, из которых на долю Европы (без учета Турции и Прибалтики) пришлось порядка 149 млрд м³, на Турцию – 26 млрд м³, на Прибалтику – 2,9 млрд м³ в год. Таким образом, поставки трубопроводного газа «Газпромом» в страны Европы (без учета Турции, но с учетом Прибалтики) снизились на 9,3 млрд м³ год к году, в Турцию – выросли на 9,6 млрд м³.

По расчетам ИЭФ, в базовом сценарии экспорт трубопроводного газа из России составит в 2022 г. около 180 млрд м³ (–12 %) за счет снижения поставок в страны ЕС и роста в Турцию и КНР при стабилизации экспорта в страны ближнего зарубежья.

Общий баланс мирового рынка СПГ в ближайшие два года был бы напряженным и без украинского кризиса. Дополнительный и никем не планировавшийся рост спроса со стороны ЕС, по сути, привел рынок в состояние скрытого дефицита предложения. Скрытого, потому что крайне высокие цены, по всей видимости, подавляют спрос в развивающихся странах (даже таких зажиточных, как Китай). Вопрос эластичности спроса на газ по цене изучен для азиатских рынков плохо, поэтому фактически мы находимся внутри живого эксперимента, насколько должны быть высокими цены, чтобы привести к существенному сжатию спроса. В 2021 г. цены тоже не были такими уж низкими, но мировой спрос всё равно вырос на 4,5 % по сравнению с 2020 г.

По этой причине российский СПГ точно найдет себе место на мировом рынке. В отличие от нефтяного и угольного рынка, здесь пока нет даже потенциальной замены. Если развитые страны (ЕС, Япония, Корея) будут по политическим причинам снижать импорт СПГ из России, то весьма вероятно, что его потоки будут перенаправлены в развивающиеся страны Азии, включая КНР, откуда другие поставщики уходят в поисках легкой и быстрой наживы на «премиальном» европейском рынке.

Переориентация на внутренний рынок

В целом, газовая отрасль России обладает, по нашей оценке, значительным запасом прочности, позволяющим ей пережить сжатие традиционных экспортных рынков и санкционное давление со стороны западных стран. К ключевым факторам ее долгосрочной устойчивости можно отнести:

- доминирование внутреннего рынка в структуре спроса;
- хорошо развитую инфраструктуру транспортировки и хранения газа;
- высокую долю отечественных технологий и оборудования в основных производственных сегментах;
- относительно слабую зависимость от иностранного капитала;
- собственную, независимую от внешних рынков систему ценообразования (как в части регулируемых цен, так и постепенного развития биржевой торговли на базе СПбМТСБ).

Вместе с тем существует и много проблем, в числе которых:

- перспектива утраты экспортных «сверхдоходов» (резкое снижение удельной маржинальности экспорта), вероятно, уже во второй половине 2020-х гг.;
- сокращение в 2020-е гг. валовых объемов экспорта и, как следствие, добычи и транспортировки газа в зоне ЕСГ;
- критическая зависимость от импорта технологий и оборудования крупнотоннажного производства СПГ, что замедляет или блокирует развитие экспорта сжиженного газа;
- критическая зависимость от импорта технологий и оборудования для геологоразведки и добычи на шельфе, сейсморазведочных работ, геологических исследований и работ в скважинах, маркшейдерского обеспечения ГРР, и пр.;
- несбалансированная институциональная среда;
- требования низкоуглеродного развития, включая повышение энергетической эффективности российской экономики, что может привести к долгосрочной стагнации, а затем и снижению спроса на газ на внутреннем рынке.

Всё это вместе, на наш взгляд, приведет к постепенному изменению экономической модели развития газовой отрасли России с повышением внимания участников газовой отрасли и регуляторов к внутреннему рынку газа, как в части стимулирования спроса (газохимические проекты, газификация, развитие рынка мини-СПГ и ГМТ), так и изменения его институциональных основ, включая поиск нового баланса между участниками рынка, вероятный отказ от регулирования цен для промышленных потребителей, дальнейшее развитие биржевой торговли и пр.

При этом ключевое значение с точки зрения поддержания и развития экспорта в 2020–2030-е гг. будут иметь усилия по ускоренному импортозамещению производства крупнотоннажного СПГ как наиболее «узкого» места для российской газовой отрасли в новых экономических условиях.

Бованенковское месторождение

Источник: gazprom.ru

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА №6(172) / 2022

УДК 620.9 DOI 10.46920/2409-5516_2022_6172_18 EDN: CXSOLS

Система ценообразования на нефть: от «нефтяных шоков» 1970–1980-х годов до текущего энергетического кризиса

Crude oil pricing: from the first and second oil shocks to the current energy crisis

Юрий ЦВЕТАЕВ
Управление общественных связей, СПбМТСБ
e-mail: y.tsvetaev@spimex.com

Yuri TSVETAEV
Public Relations, SPIMEX
e-mail: y.tsvetaev@spimex.com

Топливный кризис 1973 г. в США *Источник: politinform.su*

Аннотация. Система нефтяного ценообразования отличается высокой инерционностью. В последний раз она претерпела кардинальные изменения в середине 1980-х – начале 1990-х годов в результате резких изменений на рынке, получивших название «второго нефтяного шока». Окажет ли текущий энергетический кризис заметное влияние на модель определения цен на нефть, и, если да, то какими могут быть его последствия в указанной сфере?
Ключевые слова: система ценообразования на нефть, ценовой эталон (бенчмарк), Dated Brent, NYMEX WTI, Platts Dubai.

Abstract. Ability to withstand changes is one of the key features of the crude oil pricing system. The last time we witnessed its reshuffle was the end of 1980s and the beginning of the 1990s – the period that followed dramatic events of the second oil shock. Can the current energy crisis have a similar impact and if yes then how it may affect the pricing system on the global petroleum market?
Keywords: crude oil pricing, benchmark, Dated Brent, NYMEX WTI, Platts Dubai.

Санкции арабских стран Персидского залива против США по итогам арабо-израильской войны 1973 года, обернулись «первым нефтяным шоком»

Открытие первых нефтяных месторождений в Западной Сибири
Источник: russian7.ru

Длящийся уже более двух лет мировой энергетический кризис в последние несколько месяцев стал всё больше напоминать драматические события 1979–1981 годов, известные как «второй нефтяной шок». Сегодня, как и тогда, глобальный нефтяной рынок столкнулся с масштабным «санкционным цунами», больно ударившим по мировому предложению. Положение усугубляется тем, что эти события фактически наложились на шок пандемийный, в 2020 году обрушивший мировой спрос и инвестиции в отрасль. В результате, как свидетельствует информация, имеющаяся в распоряжении Санкт-Петербургской международной товарно-сырьевой биржи, энергетические рынки столкнулись с резкими и значительными колебаниями цен. Если в начале февраля текущего года волатильность на рынке нефти составляла 25 %, то в начале апреля она выросла до 90 %. На европейском рынке дизельного топлива этот показатель в конце марта – начале апреля 2022 года достиг 180 %.

Если несколько десятилетий назад на мировом нефтяном рынке доминирующее положение занимала группа американских и британских вертикально интегрированных нефтяных компаний (получивших название «Семь сестёр»), которая обладала колоссальным превосходством над всеми остальными участниками рынка вместе взятыми и за счёт этого могла диктовать рынку свои условия по всем

важнейшим параметрам нефтяного бизнеса, включая цену на нефть и продукты её переработки, то сегодня есть все основания полагать, что ни США, ни ОПЕК не обладают достаточными возможностями для того, чтобы оказывать решающее влияние на конечные цены на мировом нефтяном рынке. Следствием этого явилась проблема роста волатильности цен, что, в свою очередь, поднимает вопрос о необходимости коренной реформы всей ныне действующей в мире системы ценообразования на нефть. Обращение к истории её формирования продиктовано именно изложенной выше оценкой актуальности данного вопроса в современных условиях энергетического кризиса и высокой неопределённости.

Решающим фактором, определяющим сегодня нефтяные цены и состояние рынка в целом, являются действия США и их ближайших союзников по оказанию давления на своих политических оппонентов на мировой арене: заморозка золотовалютных резервов, блокировка международных расчётов и эмбарго на импорт нефти. Налицо сходство с событиями сорокалетней давности. Начало кризиса конца 1970-х – середины 1980-х годов было положено исламской революцией в Иране, за которой последовали бойкот этой страны потребителями нефти и ирано-иракская война. Всё это, наряду со стимулированием спроса в странах Запада путём долларовой эмиссии, начатым в рамках политики «рейганомики», создали условия для формирования глобального рынка нефти в том виде, в котором мы его знаем сегодня. Важной частью произошедшей трансформации стал переход в течение 1980-х годов к рыночной системе нефтяного ценообразования, действующий по сегодняшний день.

Если в начале февраля 2022 г. волатильность на рынке нефти составляла 25 %, то в начале апреля – уже 90 %. На европейском рынке ДТ этот показатель к концу марта – началу апреля достиг 180 %

Топливный кризис 1973 г. в США
Источник: fototelegraf.ru

Формирование современной системы ценообразования в 1980-е годы

Предпосылки к формированию современной системы определения стоимости нефти на глобальном рынке начали появляться в первой половине 1970-х годов. Как было отмечено выше, до этого ценообразование практически полностью находилось в руках крупнейших англо-американских нефтяных компаний. В послевоенные годы их, как принято говорить в нефтяной отрасли, «власть над рынком» держалась на контроле над 89 % разведанных запасов, 95 % добычи нефти капиталистического рынка и 57 % объёмов нефтепереработки[1]. Развернувшаяся в странах ОПЕК в 1970-е годы национализация нефтяной промышленности лишила «Семь сестёр» контроля над основными нефтяными месторождениями. Наконец, санкции арабских стран Персидского залива, введённые против США и их ближайших союзников по итогам арабо-израильской войны 1973 года, обернулись «первым нефтяным шоком», в ходе которого в течение примерно одного года цена нефти выросла более, чем в четыре раза. После этого наступил непродолжительный период стабилизации: с 1975 по 1978 год мировые нефтяные цены колебались незначительно. События в Иране и вокруг него резко изменили положение на рынке: в 1978–1979 годах добыча в этой стране упала на 4,8 млн барр./сутки, а на мировом рынке произошёл беспрецедентный рост стоимости нефти в абсолютных величинах (с 13 долларов в середине 1979 года до 34 долларов в середине 1980 года[2]). Затем последовали запрет на импорт иранской нефти в США и вспыхнувшая в сентябре 1980 года ирано-иракская война.

Однако, при всех издержках для мировой экономики, рост нефтяных цен создал крайне благоприятные условия для стремительного наращивания добычи вне ОПЕК. Это прежде всего относится к добыче в Северном море: компании Shell и Exxon приступили к разработке месторождения Brent, BP начала добычу сорта Forties, в норвежском секторе основные работы вели Statoil и Norsk Hydro. Что касается США, то подорожание позволило им начать активное освоение дорогих нефтяных месторождений Аляски и, как следствие, не допустить существенного снижения производства внутри страны. Параллельно шло активное наращивание добычи в Мексике: если в 1978 году она составляла 1,3 млн барр./сутки, то в 1984 году – уже 2,8 млн барр./сутки [2].

При общем падении мирового спроса, новым участникам рынка – благодаря повышению собственной добычи – удалось добиться кардинального снижения цен на нефть, которые пошли вниз уже в конце 1981 года и достигли минимума

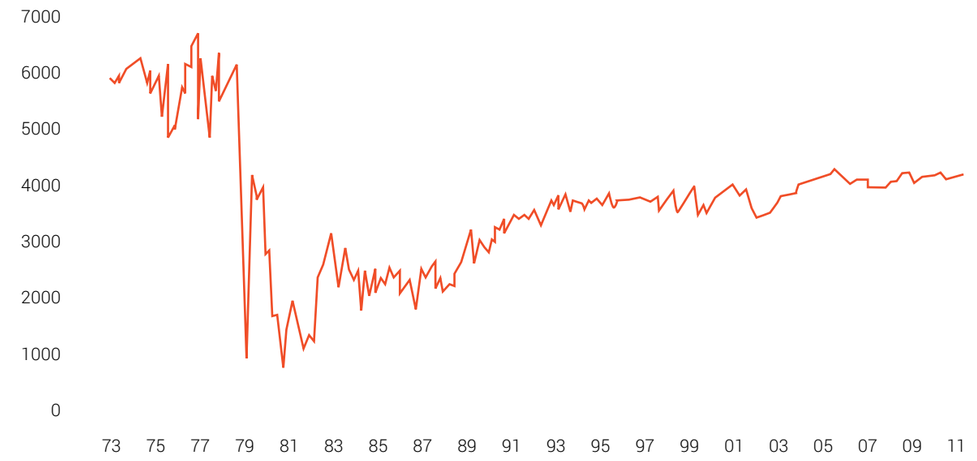
Рост нефтяных цен создал крайне благоприятные условия для стремительного наращивания добычи вне ОПЕК, прежде всего на шельфе Северного моря

в 1986 году. Попытки Саудовской Аравии противодействовать этой тенденции привели лишь к существенному сокращению добычи в этой стране: минимальный уровень 1985 года составил 2,2 млн барр./сутки[3] по сравнению с 10,3 млн барр./сутки в начале 1979 года[3].

При всём драматизме положения на рынке физической нефти и нефтепродуктов не меньший интерес представляют целенаправленные усилия североамериканских и британских транснациональных энергетических корпораций по возвращению себе утраченного в 1970-е годы контроля над системой нефтяного ценообразования. Это стало их серьезным достижением в условиях, когда сохранить доминирующее положение в добыче они не могли.

Рис. 1. Добыча нефти в Иране (тыс. барр./сутки)
(январь 1973 г. – июнь 2011 г.)

Источник: https://www.wtrg.com/prices.htm



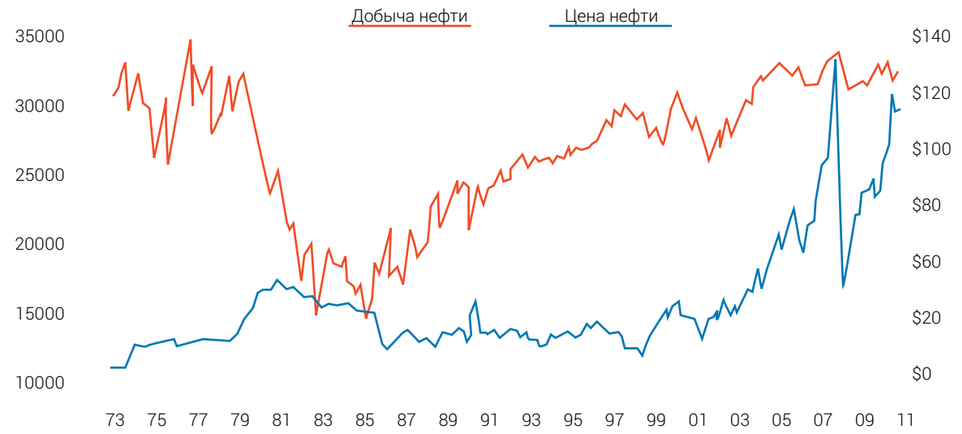


Рис. 2. Динамика цен на нефть и добыча нефти в странах ОПЕК (тыс. барр./сутки) (январь 1973 г. – июнь 2011 г.)

Источник: https://www.wtrg.com/prices.htm

Приход к власти в мае 1979 года в Великобритании правительства консерваторов и в январе 1981 года – республиканской администрации в США ознаменовал собой переход к либерализации экономики. Для нефтяной отрасли Соединённых Штатов это означало снятие сохранявшихся к тому моменту на федеральном уровне ограничений на добычу и реализацию нефти и бензина (за исключением действовавшего до декабря 2015 года фактического запрета на экспорт нефти), а для британского энергетического сектора – приватизацию государственных нефтедобывающей и газодобывающей компаний и отказ от большинства мер государственного регулирования на энергетическом рынке страны. Либерализация законодательства в США и Великобритании создали благоприятные условия для развития товарного рынка и рынка производных финансовых инструментов (ПФИ).

Адекватность эталона Dated Brent стала вызывать всё больше вопросов в условиях 20-летнего падения добычи в Северном море и почти 10-кратного роста объемов других сортов

Порождённые «вторым нефтяным шоком» резкие и крайне существенные скачки цен привлекли на рынок значительные капиталы. Существенные ценовые риски привели к поиску способов и механизмов управления ими. В такой ситуации компании стран Запада (прежде всего США и Великобритании) в условиях либерализации нефтяной отрасли и роста добычи вне ОПЕК обладали большей гибкостью и большими возможностями в вопросах ценообразования. И этим они, как будет показано ниже, с успехом воспользовались. В Северной Америке и ЕС – на фоне падения глобального спроса – появились избыточные мощности по нефтепереработке. Одним из следствий этого стало дальнейшее увеличение числа спотовых сделок. Параллельно широкое распространение получили арбитражные операции, позволяющие извлекать прибыль из диспаритета цен в разных регионах, одновременно началось бурное развитие нефтетрейдинга. С другой стороны, потеря доли рынка странами ОПЕК побудила часть государственных компаний этих государств в целом ряде случаев переходить от фиксации цен в рамках долгосрочных контрактов к сделкам на основе спотовых цен, а затем цен «нетбэк» (приведённых цен нефти, равных стоимости нефтепродуктов за вычетом расходов на переработку, транспортировку и страхование нефти, из которых эти нефтепродукты произведены). В результате доля долгосрочных контрактов в общем объёме торговли нефтью резко упала, а доля спотовых – столь же резко возросла. Наиболее значимым следствием этого стал рост влияния спотовых цен на нефтяное ценообразование в целом.

Важным преимуществом разовых краткосрочных сделок является их способность обеспечивать гибкость трансграничных операций, которую не могут предоставить долгосрочные контракты. Однако имеют они и очень серьёзный недостаток – отсутствие предсказуемости поставок физических объёмов нефти. Рост доли краткосрочных сделок в общем объёме операций даёт толчок развитию арбитражных поставок нефти на рынки с более высокой ценой, что ведёт к возникновению диспропорций, и, как следствие, к более высоким ценовым рискам и росту волатильности.

Решение этой проблемы было найдено за счёт интенсивного развития рынка нефтяных производных финансовых инструментов (именуемого также срочным рынком): сначала фьючерсов, а затем опционов и своп-контрактов. В 1983 году Нью-Йоркская товарная биржа (NYMEX) запустила торги фьючерсным контрактом на западно-техасскую нефть марки WTI, а в 1988 году Международная нефтяная биржа (IPE – International Petroleum Exchange) – торги фьючерсом на Brent. Через 13 лет, в 2001 году, IPE была приобретена Межконтинентальной биржей (Intercontinental Exchange Group – ICE Group). Именно эти два фьючерса с тех пор играют ключевую роль на глобальном рынке нефти при выявлении абсолютной величины нефтяных цен двух указанных марок с поставкой в будущем. Ещё одна функция фьючерсного рынка – обеспечение (при одновременном использовании опционов и своп-контрактов) инструментария для страхования риска неблагоприятного изменения цены.

Вторым ключевым элементом возникшей в 1980-е годы системы ценообразования, наряду с нефтяным срочным рынком, стали так называемые «публикуемые цены» агентств (наиболее известными из которых являются Platts и Argus) – компаний, не участвующих в каких-либо сделках и специализирующихся на предоставлении (на платной основе) участникам рынка физической оценки её стоимости.

Эти ценовые индикаторы можно разделить на две неравные части: несколько ценовых эталонов (бенчмарков), находящихся в ядре системы ценообразования на танкерные партии физической нефти и отражающих цену сортов нефти, утвердившихся в качестве эталонных, и большое число ценовых дифференциалов (скидок/надбавок к ценовым эталонам), отражающих разницу в стоимости барреля эталонного сорта и барреля одного из десятков «неэталонных» марок. Ценовыми агентствами также публикуются спреды между ценой нефти по спотовым сделкам

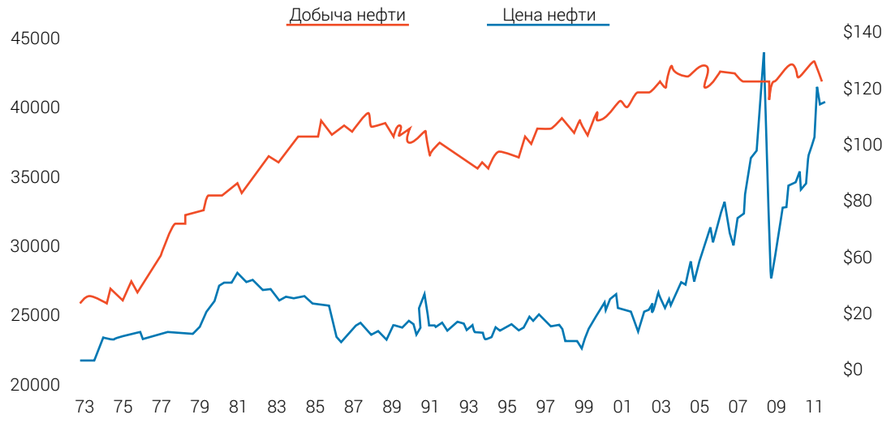


Рис. 3. Динамика цен на нефть и добыча нефти в странах вне ОПЕК (тыс. барр./сутки) (январь 1973 г. – июнь 2011 г.)

Источник: https://www.wtrg.com/prices.htm

Ценовые агентства пытаются решить проблему ликвидности Brent за счёт включения в североморскую корзину американского сорта WTI Midland с поставкой из портов Мексиканского залива

(текущие цены) и её стоимостью по поставкам в будущем. Во второй половине 1980-х годов участники рынка физической нефти в своих контрактах всё чаще начинают использовать «формулу цены», неотъемлемой частью которой являются «привязка» цен к ценовому эталону (фьючерсы NYMEX WTI и ICE Brent, публикуемые цены агентством Platts: Dated Brent и Platts Dubai) и ценовые дифференциалы к ним.

В случае с большинством государственных компаний стран ОПЕК такая формула цены обрела вид так называемых «официальных цен реализации», или ОЦР, (official selling prices – OSPs), пересматриваемых ежемесячно и действующих в течение всего календарного месяца, применительно к которому они были объявлены соответствующей госкомпанией. Наиболее активно ОЦР в своей торговой практике используют государства Ближнего Востока. Эта модель имеет ряд особенностей:

- субъекты – государственные нефтяные компании. Других компаний-экспортеров нефти в этих странах нет. То есть это единственный канал сбыта, санкционированный и жестко контролируемый государством;
- объект – нефть, поставляемая по долгосрочным контрактам, предусматривающим поставку лишь зарегистрированным покупателям, прошедшим тщательный отбор по специальным процедурам;
- цена – официально устанавливаемая цена продажи нефти в привязке к тому или иному ценовому эталону, выбранному для целей ценообразования, исходя из рынка потребления с ценовым дифференциалом, который устанавливается ежемесячно и объявляется путём официальной рассылки заинтересованным сторонам: покупателям, участникам совместных предприятий по добыче, биржам, ценовым агентствам.
- ценовой дифференциал – премия или дисконт к избранному ценовому эталону, который отражает конъюнктуру рынка нефти на соответствующем сегменте мирового нефтяного рынка, куда осуществляется поставка (соотношение спроса/предложения), с учётом качественных характеристик и потребностей в определенных продуктах нефтепереработки (маржа переработки, выход нефтепродуктов, преобладание в потреблении одних нефтепродуктов над другими, а также регуляторными особенностями в отношении качества продуктов переработки), логистическими особенностями (фрахт, продолжительность маршрута доставки нефти потребителю, возможности порта доставки и т. п.);
- базис цены – признанный ценовой эталон, либо оценки (индексы) ценовых агентств (Platts/Argus), либо биржевые котировки фьючерсного рынка ведущих бирж (ICE/NYMEX/DME). Как правило, в расчет базиса ОЦР принимается среднемесячный производный индекс, на основе ежедневных опубликованных (обнародованных) данных ценовых агентств/бирж.

Платформа для месторождения Brent
Источник: heavyliftnews.com

Нефтяные танкеры Саудовской Аравии
Источник: oilexp.ru

К началу 1990-х годов США и Великобритании, североамериканским и британским нефтегазовым компаниям на основе рынков Северной Америки и ЕС удалось сформировать новую, либеральную систему ценообразования на глобальном рынке нефти. Её отличительными чертами стали:

- отказ от фиксированных цен и переход к формульному ценообразованию, в основу которого положены ценовые эталоны и дифференциалы;
- фиксация уровня цен крупнейшими мировыми биржами и ценовых дифференциалов международными ценовыми агентствами;
- непропорционально высокое (относительно их доли в добыче нефти) влияние на цены небольшого клуба западных вертикально интегрированных нефтяных компаний и нефтетрейдеров, прежде всего из США и Великобритании;
- зависимость цен на физическую нефть не только от фундаментальных показателей рынка физической нефти, но и от активности спекулянтов на рынке производных финансовых инструментов (нефтяных фьючерсов, опционов и своп-контрактов);
- высокая волатильность цен и высокие ценовые риски сделок с физической нефтью;
- де факто монополия доллара США и в расчётах, и в области ценообразования.

Сам сложившийся новый механизм определения стоимости нефти, тем не менее, рассматривается как рыночный и, соответственно, получаемые в результате его применения цены тоже рассматриваются как отражающие фактическое состояние глобального нефтяного рынка. В основе функционирования такой системы ценообразования лежит доверие со стороны её основных участников. До тех пор, пока такое доверие сохраняется, продолжает функционировать и сама модель.

Современные проблемы нефтяных ценовых эталонов

Текущее состояние современной системы ценообразования на мировом рынке характеризует два ключевых факта. С одной стороны, перечисленные выше основы её функционирования остаются в целом неизменными. С другой стороны, с конца 1980-х годов и рынок физической нефти, и рынок нефтяных производных финансовых инструментов претерпели целый ряд существенных изменений.

Упомянем лишь о событиях последних 10–12 лет: сланцевая революция в США и вызванный ею избыток лёгкой низкосернистой нефти; стремительный рост потребления в Китае, Индии и ряде других стран АТР и, как результат, рост азиатского импорта; всемирная кампания по переходу на «зелёную» энергетику и спровоцированный ею дефицит капитальных вложений в добычу углеводородов. До самого последнего времени эти перемены не оказывали заметного влияния на отработанные ме-

Сейчас в мире нет достаточного числа новых крупных месторождений, которое бы позволило нарастить добычу вне ОПЕК+ и вытеснить объемы иранского, венесуэльского и российского экспорта нефти

ханизмы определения стоимости нефти: при поставках по трубопроводной системе Северной Америки участники рынка ориентируются на фьючерс WTI; при танкерных поставках в Атлантическом океане, Средиземноморье и на Балтике – на Dated Brent; а при поставках в Азию – на Dated Brent, ICE Brent и Platts Dubai. Ценовые дифференциалы для «неэталонных» сортов предоставляют ценовые агентства.

Однако в последние годы, особенно с началом текущего энергетического кризиса весной 2020 года, в системе нефтяного ценообразования достаточно определённо проявился целый ряд проблем.

Мексиканский залив
Источник: visitstpeteclearwater.com

В условиях продолжающегося уже более 20 лет падения добычи лёгкой низкосернистой североморской нефти, всё больше вопросов стала вызывать адекватность публикуемой агентством Platts ценовой оценки Dated Brent, против которой торгуются объемы физической нефти, в десятки раз превышающие добычу пяти сортов одноименной нефтяной корзины. Эту проблему ценовые агентства пытаются решить путём создания нового ценового эталона с поставкой нефти из принадлежащих США портов на побережье Мексиканского залива и за счёт включения североамериканского сорта WTI Midland в североморскую корзину Brent. Пока эти попытки не встретили единодушного одобрения основных участников рынка, часть из которых всё чаще говорит о том, что превращение североморского ценового эталона в производную от цены западнотехасского сорта может привести к подчинённому по отношению к WTI положению Dated Brent и Platts Dubai. Это вызывает неприятие частью компаний предлагаемых нововведений, что может побудить недовольных перейти на использование в контрактах ценовых индикаторов, которые до настоящего времени не относятся к числу нефтяных бенчмарков. Подобная сегментация рынка в вопросах ценообразования, в случае её возникновения, очевидно, станет шагом к формированию альтернативных референтных цен. Как это скажется на функционировании действующей в настоящий момент модели, пока сказать сложно.

Что касается двух поставочных фьючерсных контрактов, обращающихся на Дубайской товарной бирже (DME Oman crude oil futures) и Абу-Дабийской фьючерсной бирже (IFAD Murban crude oil futures), то они по-прежнему остаются в тени ценового эталона Platts Dubai, и, следовательно, Dated Brent. Подобное положение объясняется прежде всего инерционностью рынка нефти, а также тем фактом, что маркерные сорта (соответственно, Oman blend и Murban) входят в корзину маркерных сортов ценового эталона Platts Dubai. При этом цена фьючерса DME Oman (сама по себе или же в сочетании с Platts Dubai) положена в основу официальной цены реализации (OSP) пяти нефтедобывающих стран Персидского залива (включая Саудовскую Аравию), а цена фьючерса IFAD Murban положена в основу официальной цены реализации не только собственно сорта Murban, но и остальных марок нефти, добываемых эмиратом Абу-Даби (Das, Upper Zakum и Umm Lulu).

Подрыв доверия к доллару США

Возвращаясь к системе ценообразования на глобальном рынке нефти, отметим, что одной из наиболее обсуждаемых сегодня проблем является подрыв доверия к доллару США как безрисковому и ликвидному активу. С одной стороны, очевиден риск конфискации долларовых накоплений или же невозможности получения долларовых платежей за поставленное сырьё, с другой – беспрецедентная долларовая эмиссия последних 13 лет, очевидно ускорившаяся с весны 2020 года. Важно то, что эти риски уже стали реальностью, самым серьёзным образом влияющей на мировую энергетику в целом.

В 2022 году к действующему уже многие годы эмбарго на поставки нефти из Ирана и Венесуэлы (а до того на разных этапах и из Ирака и Ливии), заморозке долларовых резервов названных стран и к ограничениям на расчёты в долларах (и в ряде других валют) добавились аналогичные ограничительные меры против России, объём экспорта нефти и нефтепродуктов из которой в несколько раз превышает совокупные поставки на мировой рынок двух указанных выше стран. Если же вспомнить о добровольной заморозке в 2017 году банком Bank of New York Mellon 22,6 млрд долларов средств Национального банка Казахстана [4], то становится очевидным масштаб тех рисков, с которыми сталкивается целый ряд крупнейших нефтеэкспортёров. В случае сохранения текущего положения американской валюты, обостряющаяся политическая конфронтация Вашингтона с Пекином и незатихающая торговая война США против КНР не позволяют исключить аналогичного риска конфискации долларовых активов и для крупнейшего в мире импортёра нефти.

Вторая группа рисков вызвана чрезвычайными объёмами долларовой эмиссии последних лет, а также неконтролируемым ростом внешнего долга США и дефицита торгового баланса. Своё практическое проявление на рынке нефти эти инфляционные ожидания уже находят в стремительном росте стоимости сырья.

Персидский залив
Источник: traveltimes.ru

Китай создал целую систему товарных бирж, на которых сформированы независимые от американских и британских торговых площадок ценовые индикаторы на нефть, золото и агрокультуры

Потенциал для формирования недолларовых ценовых индикаторов на нефть

В связи с вышеизложенным есть все основания полагать, что в настоящее время сложился целый ряд предпосылок для формирования влиятельного нефтяного ценового индикатора в валюте, отличной от доллара США.

Объективно сдвигам в этой области способствует сразу несколько обстоятельств. Во-первых, значительно большие масштабы дестабилизации глобального нефтяного рынка: сегодня, в отличие от начала 1980-х годов, в число «подсанкционных» попал не только Иран, но также Венесуэла и Россия. Немаловажен тот факт, что названные страны входят в число ведущих государств по величине разведанных запасов: по данным BP, их доля в мире по этому показателю составляет 32,8 %[5]. Во-вторых, в настоящее время в мире нет достаточного числа новых крупных месторождений, которое бы позволило настолько нарастить добычу за пределами ОПЕК+ (прежде всего в США, Бразилии, Аргентине и Канаде), чтобы вытеснить с мирового рынка большую часть иранского, венесуэльского и российского экспорта.

Отметим также, что ЕС – один из двух макрорегионов, на базе которого создавалась современная система ценообразования – заявил о своём намерении в самые

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА №6(172) / 2022

сжатые сроки существенно сократить потребление нефти. Реализация этих планов определённо поставит под вопрос сегодняшнее положение, при котором западноевропейский рынок является одним из центров формирования цен на глобальном рынке нефти. Подтверждением этого является тот факт, что уже сегодня китайский импорт вплотную приблизился к закупкам за рубежом всех стран, входящих в этот торговый блок.

Наконец, рост потребления в Китае и Индии привёл к тому, что импортные поставки в эти две страны в 2019 году (505 млн т и 227 млн т, соответственно)[6] превысили аналогичный совокупный показатель ЕС[7] и США (523 млн т и 202 млн т). С учётом импорта Японии (149 млн т) и Южной Кореи (145 млн т) азиатский рынок превратился в центр притяжения основных экспортных потоков и, следовательно, существуют объективные предпосылки для повышения его роли в системе нефтяного ценообразования. В первую очередь, это относится к Китаю.

Важным субъективным фактором, способным оказать существенное влияние на будущее системы ценообразования на мировом рынке нефти, может стать готовность стран ОПЕК+, не попавших под дискриминационные меры США и их ближайших союзников, реализовывать часть своих экспортных объёмов с привязкой к новым ценовым индикаторам. Не меньшее значение имела бы готовность создать альтернативную рыночную инфраструктуру, которая бы могла сформировать и предложить подобные ценовые индикаторы.

Китаем создана целая система товарных бирж, на которых сформированы независимые от американских и британских торговых площадок ценовые индикаторы на ряд ключевых видов сырья, включая нефть, золото, промышленные металлы и сельскохозяйственные культуры. Особый интерес представляет тот факт, что запущенный в марте 2018 года на Шанхайской международной энергетической бирже INE (Shanghai International Energy Exchange) фьючерсный контракт на нефть номинирован в юанях. Торги данным фьючерсом успешно преодолели целый ряд сложностей первого этапа своего развития: сформирован устойчивый и достаточно многочисленный состав участников торгов, достигнут высокий уровень ликвидности, хотя и за счет китайского ритейлового компонента. Фундаментально ценообразование на бирже INE тесно связано с двумя факторами. Во-первых, в основу ценового индекса положены марки нефти, поставляемые нефтедобывающими государствами Ближнего Востока на условиях «FOB, порт соответствующей страны» в привязке либо к ценовому эталону Platts Dubai, либо к цене фьючерса DME Oman.

Таким образом, фундаментально котировка на INE представляет собой цену продажи на первичном ближневосточном рынке на условиях «ФОБ, порт соответствующей страны» плюс фрахт. Соответственно, во-вторых, ценообразование на шанхайской бирже INE отражает рынок торговых компаний и нефтетрейдеров, то есть вторичный рынок, ценообразование на котором обременено стоимостью фрахта, портовых сборов и «игрой» трейдеров на рынке, а также особенностями внутреннего нефтяного рынка Китая, на котором доминируют две крупнейшие государственные компании, имеющие существенные конкурентные преимущества на этой бирже (в частности, в процессе исполнения фьючерсных контрактов физической поставкой, она осуществляется на нефтяные терминалы, являющиеся собственностью указанных компаний).

Текущий энергетический кризис поставил перед рынком нефти целый ряд острых проблем. Одной из них стало растущее недоверие к действующей в отрасли системе ценообразования. Ограничения, введённые США и их ближайшими союзниками против России, в сочетании с торговым бойкотом Ирана и Венесуэлы и заморозкой золотовалютных резервов указанных стран, превратили целые сегменты глобального рынка нефти в зону неприемлемо высоких рисков.

НПЗ в Китае
Источник: cnbc.com

Шанхайская фондовая биржа
Источник: theepochtimes.com

Помимо угрозы неполучения названными производителями платежа за отгруженное ими сырьё, фактом стало формирование цен на него не столько на основании фундаментальных показателей отрасли, сколько исходя из текущего состояния международных отношений. С этой точки зрения, сегодняшний кризис во многом похож на «второй нефтяной шок» 1979–1981 годов. Для целых сегментов глобального рынка нефти система ценообразования, основанная на долларе США, данных, предоставляемых американскими и британскими товарными биржами и ценовыми агентствами, более не обеспечивает минимизации риска неблагоприятного изменения цены.

Это, как и стремление стран Запада использовать возникшие деформации в своих интересах, подрывает доверие к используемой сегодня модели определения стоимости нефти и её страхования. У участников рынка, которые несут наиболее серьёзные издержки от разрушения ранее действовавших рыночных практик, возникает объективная необходимость формирования таких условий ведения операций, которые бы минимизировали подобный ущерб. Как показал опыт целенаправленных усилий американских и британских компаний по формированию выгодной для них системы ценообразования на нефть, данное направление является одним из ключевых в работе по переформатированию глобального рынка нефти и всей мировой экономики, свидетелями которого мы сегодня являемся.

Прогнозировать те последствия, к которым в области нефтяного ценообразования приведёт нынешний энергокризис, крайне сложно. По нашему мнению, одним из возможных сценариев может стать активизация усилий по созданию рыночной инфраструктуры, способной обеспечить формирование недолларовых ценовых индикаторов, адекватных складывающейся ситуации. Успех на этом важном направлении будет способствовать снижению рисков, вызванных принятыми ограничительными мерами для международных нефтяных потоков экспорта, повышению их устойчивости, создаст условия для переформатирования системы мирового нефтяного ценообразования, а в перспективе – и её дедолларизации.

Использованные источники

1. *Reserves (Federal Trade Commission. International Petroleum Cartel, 5–6, 23. Table 1, Table 28). Data for 1950 (Federal Trade Commission. International Petroleum Cartel, 25, Table 10).*
2. *URL: https://www.brookings.edu/blog/order-from-chaos/2019/03/05/what-irans-1979-revolution-meant-for-us-and-global-oil-markets/*
3. *URL: https://web.archive.org/web/20080307085655/http://www.time.com/time/magazine/article/0%2C9171%2C946222%2C00.html*
4. *URL: https://www.gazeta.ru/business/2017/12/27/11555102.shtml*
5. *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*
6. *URL: https://www.iea.org/reports/key-world-energy-statistics-2021/supply#oil*
7. *URL: https://energy.ec.europa.eu/data-and-analysis/eu-crude-oil-imports-and-supply-cost_en?redir=1#crude-oil-imports-and-supply-cost-over-time*

УДК 620.9 DOI 10.46920/2409-5516_2022_6172_30 EDN: DOTEXH

Этот рынок в огне, и нам некуда больше бежать

This market is on fire and we have nowhere else to run

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

Anna DOGUAB
Columnist for the Energy Policy magazine
e-mail: anna.gorshik@yandex.ru

Энергопотребление в Европе будет только расти *Источник: Antartis / depositphotos.com*

Аннотация. Россия в условиях санкций должна оперативно найти новые рынки сбыта для нефти. В статье анализируются различные варианты продажи российской нефти и привлечения новых партнеров. Кроме того, даны оценки возможности снижения добычи нефти для оптимизации развития отрасли.
Ключевые слова: нефтяной рынок, санкции, дисконт, нефтяное эмбарго.

Abstract. Under the sanctions, Russia must quickly find new markets for oil. The article analyzes various options for selling Russian oil and attracting new partners. In addition, estimates are given of the possibility of reducing oil production to optimize the development of the industry.
Keywords: oil market, sanctions, discount, oil embargo.

Система скидок на нефтяном рынке является непрозрачной, поэтому сказать точный уровень падения цены на Urals практически невозможно

Вид на порт Тяньцзинь вдоль реки Хайхэ
Источник: ChinaImages / depositphotos.com

Постепенный отказ мира от нефти в пользу «зеленых» источников энергии, как закономерный итог эволюции энергетического рынка, не удался. Все выверенные, научно-проработанные сценарии плавного энергоперехода разлетелись белыми листками на сцене геополитического театра. Военная спецоперация на Украине и последовавшие санкции Евросоюза и США в отношении России в один миг обрушили годами формировавшийся глобальный энергетический рынок. Фактически, он вошел в «серую» зону, развивающуюся не по принципам макроэкономики, а по законам большой политики и сиюминутной выгоды. Какой будет система взаимоотношений поставщиков и потребителей и как долго она будет сохраняться, зависит от политической воли дружественных и недружественных государств. Но в любом случае, России придется в экстренном порядке искать новые рынки сбыта для своей нефти, чтобы поддержать поступления в бюджет хотя бы на минимально приемлемом уровне.

10 % – как прожиточный минимум

Санкции Евросоюза, в том числе запреты на операции в долларах и евро, инвестиции в российские проекты, закупки угля и на поставки оборудования для нефтепереработки, вводились резко, быстро и без раздумий. Только последний, шестой наиболее жесткий пакет санкций встретил бурные возражения со стороны наиболее зависимых от российских энергоресурсов стран, таких как Венгрия. В итоге, в ночь на 31 мая на внеочередном саммите по Украине в Брюсселе страны Евросоюза после недельной дискуссии согласовали эмбарго на российскую нефть и нефтепродукты, правда с некоторыми оговорками. Теперь решение по санкциям, имеющее юридическую силу, должен принять Совет ЕС.

«ЕС впервые договорился о введении эмбарго на поставки российской нефти. Наше общее решение и индивидуальные обязательства Германии и Польши на этот счет позволят к концу года сократить закупки нефти на 92 %», – сказал президент Франции Эммануэль Макрон журналистам после внеочередного саммита ЕС, на котором страны-участницы все-таки согласовали шестой пакет санкций. Позже глава Евросовета Шарль Мишель, уточнил, что импорт российской нефти планируется сократить до 90 % уже к концу 2022 года.

Согласно данным Bloomberg, запрет на закупки российской нефти и нефтепродуктов будет поэтапным. Сначала он рас-

Морская перевозка нефти
Источник: A.Paes / Depositphotos.com

пространится на морские поставки. Кроме того, Германия и Польша добровольно откажутся от поставок нефти по северному коридору нефтепровода «Дружба». Отказ от поставок нефти по южному коридору «Дружбы» произойдет позже, когда наиболее зависимые от российской нефти страны смогут перестроить свою промышленность и найти альтернативы Urals. При этом потери России от введения данного пакета санкций могут составить порядка 22 млрд долларов в год.

Так, поставки по морю составляют 75 % от всего экспорта нефти из России в ЕС. В среднем это около 1,57 млн баррелей нефти в день по данным на 2021 г. В результате Россия будет вынуждена перенаправлять свою нефть в Азию и продавать ее со значительными скидками, превышающими 30 долларов за баррель по отношению к фьючерсам на нефть марки Brent. Это приведет к сокращению российских доходов на 10 млрд долларов в год, подсчитало агентство Bloomberg.

По северной ветки нефтепровода «Дружба» Россия поставляет на европейские НПЗ еще около 720 тыс. баррелей нефти в день. Прекращение поставок по трубопроводу в Польшу и Германию обойдётся в 12 млрд долларов, если рассчитывать, исходя из объемов 2021 года и средней цене на Urals в 85 долларов за баррель.

Исключения из эмбарго на закупки российской нефти будут предоставлены Венгрии, Чехии и Словакии, которые получают ее по южной ветке «Дружбы», а также Болгарии. Как отметил премьер-министр Бельгии Александр Де Круо, «Чехии предоставляется 18 месяцев, чтобы она смогла доработать конкретные моменты». «Другим странам, таким как Венгрия, необходимо время для перенастройки НПЗ. Мы не устанавливаем определенных сроков. Будет мониторинг со стороны Еврокомиссии, чтобы убедиться, что это не займет слишком много времени», – цитирует его «Россия24». Премьер-министр добавил также, что другие страны, в частности Словакия, смогут получать нефть из России морем, если окажется, что по-другому получить её невозможно. Болгария же может получить отсрочку до 2024 года.

В целом, на Венгрию, Чехию и Словакию приходится около 10 % российского экспорта нефти в Европу. Так что Россия сможет зарабатывать на этих поставках около 6 млрд долларов в год.

Детали и особенности применения шестого пакета санкций еще не проработаны. Так, до сих пор не прописан период начала действия запрета. Ранее разные источники называли срок от шести до восьми месяцев со вступления в силу шестого пакета. Нет решения и по номенклатуре нефтепродуктов, которые могут попасть под санкции, будет ли это только дизельное топливо или к нему добавятся другие нефтепродукты. Непонятно как именно будет действовать запрет на морские закупки российской нефти и будет ли он распространяться только на европейские танкеры.

Кроме того, до сих пор в Евросоюзе нет согласованного мнения о введении вторичных и третичных санкций, которые

Ледокол на Северном морском пути
Источник: AndreiStepanov / Depositphotos.com

могут ввести ограничения на фрахт и страхование танкеров с российской нефтью. Юридическое оформление шестого пакета начнется только с первого июля.

США и Великобритания ввели эмбарго на закупки российской нефти еще в середине мая, однако европейские санкции для России имеют гораздо большее значение.

Из-за географической близости, наличия масштабной инфраструктуры и давно налаженной торговой системы, Европа в течение многих лет была одним из основных покупателей российской нефти, а большинство нефтеперерабатывающих заводов в Восточной и Центральной Европе были ориентированы на российскую нефть Urals. По приблизительным подсчетам, Евросоюз зависит от поставок российской нефти примерно на 40 %. При этом зависимость отдельных европейских стран, таких как Венгрия, Словакия, Словения, Румыния – достигает 60–80 %.

В целом, под запрет на поставки попало около 160–170 млн тонн российской нефти, из которых львиная доля приходится на европейский рынок. С принятием шестого пакета вопрос о том, куда перенаправить такие огромные объемы нефти из теории перешел на практику.

Скидки и карты лояльности

Теоретическое решение данной задачи в среднесрочной перспективе уже найдено. В середине апреля его озвучил президент России Владимир Путин. «Что касается экспорта энергоресурсов, нужно ускорить реализацию инфраструктурных проектов – железнодорожных, трубопроводных и портовых, которые уже в ближайшие годы позволят перенаправить поставки нефти и газа с Запада на перспективные рынки – на Юг и на Восток», – заметил он.

«При этом важно смотреть на перспективу. Вместе с нефтегазовыми компаниями составить план расширения экспортной инфраструктуры в страны Африки, Латинской Америки и Азиатско-Тихоокеанского региона (АТР). В том числе нужно предусмотреть строительство новых нефте- и газопроводов с месторождений Западной и Восточной Сибири. Наращивание мощности по перевалке нефти в арктических и дальневосточных портах тоже очень важная задача, а также использование потенциала Северного морского пути», – добавил президент.

Такими новыми инфраструктурными проектами могут стать порты в Мурманске и Индиге, а также расширение мощностей системы «Восточная Сибирь – Тихий океан». Однако подобные проекты требуют значительных финансовых средств и нескольких лет реализации, тогда как вопрос переориентации потоков нефти и нефтепродуктов требует незамедлительного решения уже сейчас.

Главным козырем России в текущей игре за новых покупателей становятся скидки. С учетом низкой себестоимости добычи в 10–15 долларов за баррель и высокой цены на мировых рынках, достигающих 100–120 долларов за баррель, Россия все равно получает прибыль от продажи нефти с дисконтом к Brent в 30–40 долларов, несмотря на возросшую в три-пять раз стоимость фрахта.

Система скидок на нефтяном рынке является непрозрачной, поэтому сказать точный уровень падение цены на Urals практически невозможно. Это порождает другую проблему, связанную с исчислением налогооблагаемой базы. При расчете НПДПИ и экспортной пошлины за индикативную основу берутся цены Urals, установленные иностранным ценовым агентством Argus. Насколько они соответствуют ценам, по которым сегодня реально продается Urals,

сказать сложно. Впрочем, Минфин менять данную систему пока не намерен.

Восточный экспресс

Россия уже не первый год пытается диверсифицировать свои поставки на Восток, и в первую очередь, в Китай. В 2021 году Россия поставила в Поднебесную 70,1 млн тонн нефти, заняв второе место по ее импорту в эту страну после Саудовской Аравии. Поставки идут напрямую по отводу от ВСТО и через порт Козьмино. Кроме того, в начале февраля этого года «Роснефть» и CNPC подписали новое соглашение о поставках 100 млн тонн нефти в течение 10 лет для нефтеперерабатывающих заводов северо-запада Китая. Маршрут поставок пройдет через Казахстан.

Дополнительные поставки нефти в Китай пока идут не слишком активно, несмотря на большие скидки. Покупателями в основном выступают независимые компании и НПЗ, особенно в провинции Шаньдун, такие как ChemChina, Lijin Petrochemical и Dongming Petrochemical, которые ради повышения маржи готовы взять на себя риски покупки санкционной нефти. Если еще в ноябре прошлого года эти компании не покупали российскую нефть, то в условиях почти 30 % дисконта на нее они увеличили закупки до 2 млн тонн.

Скидки привлекли не только известных партнеров из Китая, но и новых из Индии. Эта страна является третьим по величине импортером нефти в мире, однако российскую нефть она почти не покупала из-за наличия более дешевой нефти Персидского залива. Скидки на российскую нефть в 35–40 долларов за баррель сделали свое дело и уже в начале марта индийские партнеры купили порядка 25–30 млн баррелей российской нефти с поставкой в мае-июне, следует из отчета Международного энергетического агентства.

Согласно данным международной системы отслеживания танкеров, если в марте Россия занимала 10 место среди индийских импортеров нефти, поставляя 66 тыс. баррелей в сутки, то в апреле уже поднялась на четвертое место, увеличив поставки до 277 тыс. баррелей в сутки. В итоге, в апреле-мае дола российской нефти в индийском импорте достигла 6 %.

Но все же, радуясь росту экспорта российской нефти в Индию и Китай, следует помнить, что обе страны находятся под сильным влиянием США. Для Китая и Индии Соединенные Штаты являются главными торговыми партнерами, поэтому рассчитывать на серьезное увеличение закупок российской санкционной нефти, тем более по долгосрочным контрактам, пока не стоит.

ОПЕК+ или ОПЕК-

Еще одним важным союзником России на нефтяном рынке пока остается ОПЕК. Саудовская Аравия и ОАЭ, заинтересованные в текущих высоких ценах на нефть, публично весьма сдержанно реагируют на западные санкции в отношении России, отмечая, что заместить российские объемы добычи нефти странам ОПЕК не под силу.

Министр энергетики Саудовской Аравии принц Абдулазиз бен Сальман неоднократно подчеркивал, что при обсуждении квот на добычу страны ОПЕК «оставляют политику за дверью» и руководствуются только экономической целесообразностью. Поэтому страны ОПЕК+ стараются придерживаться плана и не увеличивать добычу нефти сверх установленных квот.

Впрочем, незадолго до июньского заседания мониторингового комитета ОПЕК+, в Wall Street Journal появилась информация о том, что некоторые члены картеля изучают идею приостановки участия России в сделке ОПЕК+, поскольку западные санкции и частичный европейский запрет на поставки нефти начинают подрывать способность Москвы следовать плану по увеличению добычи.

По данным WSJ, освобождение России от выполнения ее обязательств в рамках

Железнодорожные перевозки нефти
Источник: Alex-VN / Depositphotos.com

ОПЕК+ может дать возможность Саудовской Аравии, ОАЭ и другим производителям увеличить добычу в более значимых объемах, к чему их призывают США и европейские страны.

Поэтому в текущей ситуации одной из главных задач России является сохранение партнерских отношений с ОПЕК+ и по возможности предотвращения форсированного роста производства нефти этими странами.

Greyfield вместо Greenfield

Текущая экономически необоснованная ситуация на фоне высоких цен и ажиотажного спроса на нефть может породить множество вариантов продажи российской нефти по «серым» схемам в обход санкций. Иран, живущий в условиях американских санкций вот уже 40 лет, обладает большим опытом по продаже нефти с танкера на танкер или через портовые хабы в ОАЭ.

В европейском варианте таким хабом, например, может стать Венгрия, которая обладает возможностями по поставкам своей «венгерской» нефти в Австрию и Польшу. Не исключено появление новых, мало кому известных трейдеров, торгующих no name-нефтью, варианты блендирования разных сортов или реэкспорта нефти и нефтепродуктов из более дружественных стран. Применение и масштаб этих схем во многом будет зависеть от уровня вторичных и третичных санкций.

Какие бы ни были схемы поставок, сокращать производство нефти все же придется, в первую очередь за счет низкодебитных сильнообводненных скважин, месторождений трудноизвлекаемой нефти и так далее. Российским компаниям, уже давно живущим в условиях ограничения добычи по сделке ОПЕК+, подобная ситуация уже не кажется критичной. «В условиях пандемии, а теперь и санкционных ограничений, наши нефтяные компании вынуждены приспосабливаться к внешней конъюнктуре – то сокращать добычу нефти, останавливая скважины и замораживая проекты развития, то запускать их обратно, увеличивая при необходимости производство и экспорт. Такая гибкая система является несомненным достижением, позволяющим сбалансировать спрос и предложение на глобальном рынке и, следовательно, увеличить доходы бюджетов как страны, так и компаний», – отмечал в статье «Новая парадигма нефтяной отрасли России» вице-президент «ЛУКОЙЛа» Леонид Федун, опубликованной в газете РБК. По его словам, России в нынешних условиях более эффективно сократить добычу до 7 млн баррелей в сутки, чем поддерживать текущий уровень в 10 млн баррелей. «Давайте зададимся вопросом: зачем производить и экспортировать товаров больше, чем это необходимо для динамичного экономического роста и повышения текущего благосостояния? Для обеспечения будущего? Зачем России обеспечивать добычу 10 млн баррелей нефти в день, если мы сможем эффективно потреблять и экспортировать 7–8 млн без потерь для бюджета государства, внутреннего потребления и обеспечения импорта», – отметил вице-президент.

Китай становится одним из ведущих потребителей нефти и газа
Источник: ChinaImages / depositphotos.com

Частично, российские ведомства согласны с данной позицией. Так, согласно основным параметрам сценарных условий макропрогноза на 2022–2025 годы, опубликованных Минэкономразвития, добыча нефти с конденсатом в России в 2022 году может составить в базовом варианте 475,3 млн т по сравнению с 524 млн т в 2021 году. Вице-премьер РФ Александр Новак более оптимистичен. По его оценке, добыча нефти в 2022 году может достигнуть 480–500 млн т.

Впрочем, все будет зависеть от политической ситуации, ценовой конъюнктуры, развития партнерских отношений и экономического здравомыслия дружественных и недружественных стран.

УДК 620.92 DOI 10.46920/2409-5516_2022_6172_36 EDN: EJPBCP

ВИЭ в России: субсидировать или развивать?

Renewable energy in Russia: subsidize or develop?

Василий КИСЕЛЕВ
Директор Ассоциации
«Сообщество потребителей энергии»
e-mail: anna.gorshik@yandex.ru

Vasily KISELYOV
Director of the Association
«Community of Energy Consumers»
e-mail: anna.gorshik@yandex.ru

Ульяновский ветропарк

Источник: «Фортум»

Аннотация. Снижение углеродного следа в продукции промышленных компаний и климатическая повестка в целом – долгосрочный тренд, на который ориентируется большинство российских компаний. В статье анализируются вопросы о том, каким образом реализуемая в России программа поддержки возобновляемой энергетики помогает борьбе с эмиссией CO_2 и что необходимо изменить, чтобы польза от реализации данной программы была максимальной для экономики страны.
Ключевые слова: возобновляемая энергетика, углеродная нейтральность, договор о предоставлении мощности, субсидирование энергетики.

Abstract. Reducing the carbon footprint in the products of industrial companies and the climate agenda as a whole is a long-term trend that most Russian companies are guided by. The article analyzes the issues of how the renewable energy support program implemented in Russia helps to combat CO_2 emissions and what needs to be changed so that the benefits of implementing this program are maximized for the country's economy.
Keywords: renewable energy, carbon neutrality, Capacity Supply Agreement, energy subsidies.

ЕС предполагает к 2030 г. повысить долю «зеленой» энергетики в энергобалансе с 40 до 45 % при общем снижении энергопотребления на 13 %

Орская СЭС

Источник: Т Плюс

Сокращение выбросов и сокращение общего негативного антропогенного влияния на окружающую среду всегда было безусловным приоритетом для российской промышленности. Актуализация климатической повестки в последние годы нашла свое отражение и в энергетической политике.

С 2013 года в России реализуется программа поддержки развития возобновляемых источников энергии (ВИЭ). Вместе с тем, механизмы и, как следствие, результаты этой программы не в полной мере отвечают практическим запросам отечественной промышленности и экономики в целом.

Введение механизма трансграничного углеродного регулирования (TYP, CBAM) [1] обязывает импортеров Евросоюза уже с 2023 года отчитываться о содержании прямых (Scope 1) и косвенных (Scope 2) энергетических выбросов диоксида углерода в поставляемой продукции ряда отраслей. С 2026 года, в случае превышения референтных значений по прямым выбросам, предусмотрено взимание дополнительного налога. За несоблюдение европейского углеродного законодательства или уклонение от оплаты налога предусмотрены штрафные санкции и иные меры ответственности. По-видимому, уже на следующем шаге европейские регуля-

торы распространят систему дополнительных налоговых сборов на содержание косвенных энергетических выбросов в импортируемой продукции.

Несмотря на довольно высокую долю низкоуглеродной генерации в энергобалансе России, возможности воспользоваться ею адресно, например, для сокращения углеродного следа экспортной продукции, товаропроизводители сталкиваются с ограничениями – несовершенством договорных конструкций, попытками навязать промышленности двойную оплату низкогулеродной поставки, искусственным запретом на функционирование на предприятиях утилизационных и возобновляемых источников энергии установленной мощностью более 25 МВт.

Широко используемый для поддержки ВИЭ в России механизм договоров о предоставлении мощности (ДПМ) – уникальная практика, которая, помимо прочих известных изъянов, устанавливает платежи за «зеленую» энергию для всех, включая тех, кому она вовсе не требуется. За таким подходом к поддержке ВИЭ не просматривается конечная цель этой программы – просто сообща субсидировать ограниченный круг инвесторов ВИЭ или всё-таки развивать возобновляемую энергетику и поддерживать конкуренцию в этом секторе в интересах экономики и общества.

Контекст текущей ситуации глобального энергетического кризиса не должен расхолаживать российских регуляторов. Да, существующие цены на топливо привели к расконсервации в Европе угольной генерации, но это скорее кратковременная вынужденная мера для точечного решения конкретных задач, которая только усилит стимулы для увеличения доли ВИЭ и переход на чистую энергетику пойдёт более быстрыми темпами.

Развитие ВИЭ только за счёт механизма ДПМ и его производных ведёт к существенному росту платежей за электроэнергию и размывает эффекты функционирования низкоуглеродной энергетики

Бугульчанская СЭС
Источник: «Фортум»

В ближайшие 2–5 лет это потребует от экономик зарубежных стран мобилизации и значительных ресурсов, однако в дальнейшем принесет им значительные конкурентные преимущества по низкому референтному содержанию углерода в товарах, с величиной которого будет сравниваться поступающая из других стран, в том числе из России, продукция.

Как подтверждение тому – Еврокомиссия 18 мая представила план по сокращению зависимости ЕС от энергоресурсов на ближайшие 4 года стоимостью около 195 млрд евро. План предполагает к 2030 году повысить целевой показатель доли «зеленой» энергетики в энергобалансе ЕС с 40 до 45 %, а также сократить к этому сроку потребление энергии на 13 %.

Тем временем в России доморощенная система ДПМ ВИЭ предусматривает возможность двойного субсидирования объектов ВИЭ. В первый раз их функционирование оплачивается всеми без исключения организациями и предприятиями Центральной России, Юга, Урала и Сибири в составе повышенного платежа за мощность по обязательным инвестиционным договорам (ДПМ ВИЭ), с доходностью компенсируя все капитальные и эксплуатационные расходы поставщика. Это обеспечивает ускоренный срок окупаемости объектов. Во второй раз, платежи объектам ВИЭ дополнительно поступают с 5–7 % премией к энергорынку за «зеленый» характер выработанной электроэнергии по свободным договорам от заинтересованных в такой энергии потребителей.

За рубежом механизм двойного субсидирования объектов ВИЭ не поощряется, а в некоторых случаях – идёт вразрез с нормативными актами и директивой о стимулировании использования энергии от возобновляемых источников, в которой отражены основные положения нормативного регулирования объектов ВИЭ на территории некоторых стран.

В результате продвигаемого российскими инвесторами в возобновляемую энергетику необдуманного регулирования, мы можем сами себе привнести риск отказа аудиторов или «карбоновых» регуляторов от учёта объёмов электроэнергии, выработанной на объектах ДПМ ВИЭ. Кроме того, это позволит создать повод для проведения антидемпингового расследования в отношении избыточного финансирования объектов ВИЭ, что в итоге снизит ценность национальной системы сертификации электроэнергии и сведёт к минимуму эффекты программы поддержки ВИЭ для национальной экономики.

Развитие ВИЭ только за счёт механизма ДПМ и его производных ведёт к существенному росту платежей за электроэнергию и размывает эффекты функционирования низкоуглеродной энергетики.

Более перспективным и оптимальным способом поддержки отечественных производителей оборудования и комплектующих для ВИЭ в существующих условиях и ограничениях представляется переход от механизмов поддержки, аналогичных ДПМ, к двусторонним контрактам, стимулирование поставщиков и заинтересованных в «зеленой» повестке потребителей к реализации совместных кэптивных (целевых) проектов по строительству объектов ВИЭ без обременения всего энергорынка. Положительная практика строительства таких объектов уже имеется, например проект БЭМО. Кроме того, важным является развитие института свободных двусторонних договоров (СДД с ВИЭ) на долгосрочной взаимовыгодной основе.

Такой подход позволяет консолидировать производственные ресурсы, создавать промышленные кластеры и, как следствие, наращивать конкурентные преимущества отечественных предприятий на мировых рынках. В итоге, это будет способствовать реализации национальных целей.

Наряду с изменением форм поддержки ВИЭ, целесообразно исключить искусственное законодательное ограничение на строительство потребителями энергии собственной электрогенерации на основе ВИЭ мощностью более 25 МВт. При этом необходимо предусмотреть реализацию такой электроэнергии через своп-поставку (покупку) и мощности в рамках одной ценовой зоны, что создаст дополнительный спрос на реализацию низкоуглеродных проектов в целом.

Изменение формы поддержки ВИЭ в виде снятия ограничений не приведет к нарушению надежности электроснабжения потребителей или созданию угрозы для энергосистемы, поскольку вопросы технологического функционирования ВИЭ не зависят от юридической конструкции работы генерации на энергорынке. Для

Ульяновский ветропарк
Источник: «Фортум»

МГЭС «Большой Зеленчук» *Источник: «РусГидро»*

диспетчеризации и управления объектом нет больших различий, где вырабатывается электроэнергия – на оптовом или розничном рынке, есть единые технические требования, которые применяются к различным видам генерации, их необходимо соблюдать.

Международная практика подтверждения прямых выбросов парниковых газов (Scope 1), в том числе реализуемая при трансграничном углеродном регулировании, предусматривает учёт и снижение общего объёма прямых выбросов в случае нахождения объекта ВИЭ в собственности предприятия-экспортёра. Основным преимуществом применения такого метода подтверждения низкоуглеродного следа производимой продукции является снижение экологических платежей, уплачиваемых отечественными экспортоориентированными предприятиями в иные юрисдикции и формирование резерва для реализации экологических проектов внутри страны.

В долгосрочных договорах на поставку электроэнергии от ВИЭ, построенных без применения механизма ДПМ и функционирующих на оптовом рынке по общим правилам, также могут быть заинтересованы другие российские предприятия, реализующие ESG-стратегии и поставляющие товары на внутренний рынок, стимулируя тем самым дополнительный спрос на продукцию с повышенными экологическими характеристиками.

Указанные механизмы позволят минимизировать и равномерно распределить риски между инвесторами-участниками проекта строительства ВИЭ, реализовать заявленные цели и задачи по поддержке возобновляемой энергетики [2], а также способствовать стимулированию внутреннего спроса на металлургическую продукцию, развитию собственной силовой электроники, углублению уровня локализации высокотехнологичного оборудования и его компонентов, интеграции производств, созданию новых рабочих мест, повышению загрузки отечественного машиностроительного комплекса и повышению эффективности функционирования экономики в целом.

Использованные источники

1. *Regulation of the European parliament and of the council on the establishment of a Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM).*
2. *Второй этап поддержки ВИЭ на ОРЭМ (2025-2035 гг.): системные эффекты; Оценка системных эффектов от реализации программы ДПМ ВИЭ 2.0 за период 2025-2035 гг. // Презентационные материалы «Выгон консалтинг», май 2020 г.*

РЭА МИНЭНЕРГО РОССИИ
Высшая школа инновационного бизнеса

MBA

со специализацией в области возобновляемых источников энергии и новых технологий в энергетике

Подробная информация

УДК 338.012 DOI 10.46920/2409-5516_2022_6172_42 EDN: EUHMKB

Декарбонизация российской энергетики в условиях санкций и мирового энергоперехода

Decarbonization of the Russian Energy Industry in the Context of Sanctions and the Global Energy Transition

Александра САИТОВА
Доцент Высшей школы производственного менеджмента, Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого, к. х. н.
e-mail: saitova.aleks@gmail.com

Александр ИЛЬИНСКИЙ
Профессор высшей школы производственного менеджмента, Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого, д. э. н., профессор
e-mail: alex.ilinsky@bk.ru

Alexandra SAITOVA
Associate Professor, Higher School of Production Management, Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University, Ph.D.
e-mail: saitova.aleks@gmail.com

Alexander ILYINSKY
Professor of the Higher School of Production Management, Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University, Doctor of Economics, professor
e-mail: alex.ilinsky@bk.ru

Добыча нефти, Оренбург

Источник: perevolockday.ru

Аннотация. Современный этап развития отечественной энергетической отрасли характеризуется двумя противоречащими направлениями: необходимостью соответствия мировым требованиям в области снижения эмиссии парниковых газов и масштабными международными ограничениями России. РФ представляла свою энергетическую стратегию до 2035 г., однако в связи с санкциями она должна быть пересмотрена в соответствии с уровнем технологического развития страны по разным направлениям декарбонизации. В статье сделана попытка стратегической приоритизации подходов снижения углеродного следа российской энергетики в современных реалиях..
Ключевые слова: стратегическое управление, декарбонизация, водородная энергетика, санкции, нефтегазовая отрасль.

Abstract. The current stage of development of the domestic energy industry is characterized by two contradictory directions: the need to comply with international requirements in the field of reducing greenhouse gas emissions and large-scale international restrictions of Russia. The Russian Federation presented its energy strategy until 2035, however, due to sanctions, it should be revised in accordance with the level of technological development of the country in various areas of decarbonization. The article attempts to strategically prioritize approaches to reducing the carbon footprint of Russian energy in modern realities.
Keywords: strategic management, decarbonization, hydrogen energy, sanctions, oil and gas industry.

На I этапе до 2030 г. выбросы CO_2 в ЕС будут снижены на 55% относительно 1990 г., доля ВИЭ в энергобалансе вырастет до 38–40%

Текущая ситуация на мировом энергетическом рынке привела к формированию новых трендов, требующих коренных изменений в стратегии развития российской энергетики. Эти изменения связаны, прежде всего, с масштабными санкциями, введенными против России в сферах экспорта углеводородов, а также импорта высокотехнологического оборудования. Указанные процессы происходят на фоне структурной технологической перестройки энергетики в рамках четвертого энергоперехода.

Декарбонизация и энергопереход направлены на создание системы низкоуглеродной энергетики без использования ископаемого топлива. Первый энергопереход привел к отказу от дров в пользу угля на фоне изобретения паровых двигателей, второй – переход с угля на нефть из-за быстрого распространения двигателей внутреннего сгорания, работающих на углеводородном топливе. Третий – активное использование природного газа вместо нефти за счет внедрения газовых турбин в электроэнергетике.

Отличительной особенностью нового, четвертого энергоперехода является изменение взаимоотношений между антропогенной деятельностью человека и окружающей его природой. Экономическая модель бизнеса и государства выстраивается в концепции устойчивого развития, подразумевающего переход от идеи «получение максимальной прибыли в максимально сжатые сроки» к «сохранению экосистемы для будущего поколения». Это приводит к необходимости не только изменения стратегических приоритетов компании, но и в целом перестройке парадигмы деятельности с одного критерия (рост дохода) на многофункциональную систему, где ключевыми элементами помимо экономики являются экология, социальная стабильность, общественная ответственность и др.

Пожары в Забайкальском лесу

Источник: Ludya / depositphotos.com

Глобальные вызовы и инициативы энергоперехода

Отдельным важным, зачастую даже основным аспектом нового энергоперехода является борьба с изменением климата, которое, как принято считать мировым сообществом, вызвано антропогенной эмиссией парниковых газов. В 2015 году было принято Парижское соглашение, целью которого являлась совместная выработка мер странами для удержания роста средней температуры в пределах 1,5 °C от доиндустриального уровня и переход к низкоуглеродной экономике. Около 200 стран, в том числе Россия, подписали данное соглашение и приняли на себя обязательства по сокращению эмиссии парниковых газов и адаптации экономики к последствиям изменения климата. В связи с этим последнее десятилетие характеризуется активным вовлечением государств, бизнеса, инвесторов, общественных деятелей, экологических организаций и др. структур в разработку мер по снижению углеродного следа антропогенной деятельности человека, в частности выбросов диоксида углерода. Ряд стран добровольно поставили амбициозные цели по достижению полной углеродной нейтральности к 2050 году.

Развитие подходов по декарбонизации экономики России находится на начальном этапе, а системы регулирования и стимулирования развития «зеленых» проектов окончательно не сформированы

Так, например, страны Евросоюза в рамках разработанной стратегии «Зеленый курс» планируют достичь углеродной нейтральности к 2050 г., для чего выделено государственное финансирование в размере 1 трлн евро на ближайшие 10 лет. На первом этапе до 2030 г. выбросы CO_2 будут снижены как минимум на 55 % относительно уровня 1990 года, доля ВИЭ в энергобалансе вырастет до 38–40 %, потребления угля сократится на 70 %, нефти на 30 % и газа на 25 % по сравнению с показателями 2015 года.

Помимо развития технологических инноваций энергоперехода в Европе разрабатываются и принимаются различные инициативы, способствующие снижению углеродного следа, включая:

1. Пограничное углеродное регулирование, обязывающее экспортеров товаров в ЕС платить сбор за выбросы углекислого газа, связанные с производством их продукции в случае, если в странах-экспортерах выбросы парниковых газов не регулируются или регулируются слабо, и производители не несут соразмерные с предприятиями в ЕС издержки. Поставщики из стран, имеющих углеродное регулирование, совместимое с углеродным регулированием ЕС, будут освобождены от выплат.
2. Финансирование «зеленых» проектов в рамках единой европейской системы классификации «устойчивых» инвестиционных проектов (таксономии). По данной программе устанавливаются лимиты по углеродному следу финансируемых проектов, что в дальнейшем может привести к ослаблению позиции природного газа на энергетическом рынке.
3. Стратегия ЕС по сокращению выбросов метана, цель которой состоит в сокращении эмиссии метана на 35–37 % к 2030 году в трех основных секторах экономики ЕС (сельское хозяйство, утилизация отходов, энергетика) по сравнению с уровнем 2005 года. В качестве нормативно-правовых и регуляторных мер применяются: обязательный сбор данных, учета и контроля за эмиссией метана и представление соответствующей отчетности; улучшение систем обнаружения и устранения утечек метана на всех объектах инфраструктуры при работе с природным газом; внесение изменений в законодательство ЕС для устранения плановых выбросов метана в атмосферу и его прямого сжигания в энергетическом секторе по всей цепочке создания стоимости ископаемого топлива.
4. Водородная стратегия ЕС, целью которой является получение «зеленого» водорода для замещения не только углеводородного сырья, но и «голубого» водорода, полученного из природного газа.

Плантации соснового леса
Источник: FMVideo / depositphotos.com

Помимо стран ЕС, являющиеся одними из ключевых инициаторов идеи энергоперехода, ведущие страны Азии также ставят амбициозные цели по декарбонизации своих экономик и разрабатывают регуляторные механизмы их достижения (стимулирование «зеленой» энергетики, системы торговли углеродными единицами, переход к электрокарам и др.). Так, Китай заявил о стремлении к углеродной нейтральности к 2060 году, а с 2021 года ввел в стране национальную систему торговли выбросами. Япония и Южная Корея объявили о достижении углеродной нейтральности к 2050 году.

Развитие подходов по декарбонизации экономики России находится на начальном этапе, а системы регулирования и стимулирования развития «зеленых» проектов окончательно не сформированы.

Страна	Введенные меры
	Первый пакет санкций
США	Санкции против швейцарской компании Nord Stream 2 AG, оператора газопровода «Северный поток-2»
Германия	Приостановка сертификации магистрального газопровода «Северный поток-2» и требование предоставления обновленной оценки Министерством экономики анализа надёжности снабжения
	Второй пакет санкций
Великобритания	Запрет на привлечение крупными российскими компаниями финансирования на британском рынке. Запрет на импорт в Россию технологий и оборудования для переработки нефти
США	Ограничение российских компаний вести расчёты в долларах, евро, фунтах и иенах. Ограничения на все операции, предоставление финансирования и другие операции с новыми долговыми обязательствами со сроком погашения более 14 дней для российских компаний, в числе которых «Газпром», «Газпром нефть», «Транснефть». Ограничения на импорт высокотехнологичной продукции
ЕС	Запрет на поставки товаров, оборудования и технологий для нефтепереработки
	Третий пакет санкций
США	Введение мер экспортного контроля в отношении нефтегазового оборудования. Санкции против «Газпрома», «Роснефти». Запрет поставок нефти, газа и угля из России. Запрет гражданам США осуществлять новые инвестиции в энергетический сектор России и финансировать иностранные компании, осуществляющие подобные инвестиции
Пуэрто-Рико	Запрет на покупку ископаемого топлива, нефтепродуктов и любых других источников энергии из России
Швейцария	Запрет на экспорт в Россию некоторых товаров и услуг нефтяного сектора
Япония	Запрет на экспорт нефтеперерабатывающего оборудования в Россию. Эмбарго на российский уголь
Великобритания	Прекращение импорта российской нефти и нефтепродуктов до конца 2022 года. Планы полностью отказаться от российского угля до конца 2022 года и «как можно скорее» от российского газа
Австралия	Запрет на импорт из России нефти, газа, угля и нефтепродуктов
Канада	Запрет на импорт российских нефтепродуктов. Запрет гражданам Канады покупать и приобретать «ряд нефтепродуктов» из России или от любых людей в России
Германия	Отказ от российского угля к осени 2022 года, от российской нефти к концу 2022 года
Польша	Запрет на импорт угля из РФ. Прекращение покупки российского газа после завершения действующего контракта о закупке газа по ямальскому газопроводу в декабре 2022 года
Литва	Прекращение импорта газа из России
Латвия	Прекращение импорта газа из России
Эстония	Прекращение импорта газа из России
Швейцария	Запрет на импорт российского бурого и каменного угля
	Четвертый пакет санкций
ЕС	Запрет на новые инвестиции в российский нефтегазовый сектор. Санкции против крупнейших нефтяных компаний («Роснефть», «Транснефть», «Газпром нефть»), однако они допускают транзакции с компаниями, если есть «большая необходимость» в покупке или импорте ископаемого топлива, в том числе угля, нефти и газа в РФ или через РФ
Япония	Запрет на экспорт нефтеперерабатывающего оборудования и связанных с ним технологий в Россию
Швейцария	Запрет на экспорт товаров для российского энергетического сектора и участие в компаниях, действующих в этой сфере. Запрет на предоставление им ссуд или других финансовых ресурсов
	Пятый пакет санкций
ЕС	С августа 2022 года запрет на закупку, импорт или перевозку угля и других твердых ископаемых видов топлива в ЕС, если они происходят или экспортируются из России
Великобритания	Запрет на экспорт оборудования для нефтедобычи и нефтепереработки, включая катализаторы
Австралия	Санкции против 14 российских компаний, в том числе «Газпром», «Транснефть»
Польша	Санкции против российских компаний, в числе которых «Газпром», «НОВАТЭК»

Таблица 1. Международные политические и экономические меры в сторону российской энергетики [4–14]

В документах РФ по стратегическому развитию в качестве метода декарбонизации приоритетным является расширение и восстановление лесных угодий, обладающих высокой поглощающей способностью диоксида углерода.

Между тем, по данным BCG, прямые потери нефтегазовых экспортеров РФ в результате введения европейского трансграничного углеродного регулирования составят 1,4–2,5 млрд долларов в год. Для адаптации к этим требованиям Правительство РФ в 2022 году запустило Сахалинский проект [1]. Цель проекта – достижение углеродной нейтральности региона к концу 2025 года с последующим поэтапным введением углеродного регулирования в других субъектах РФ, разработки системы сбора данных и учета выбросов парниковых газов, а также системы торговли углеродными единицами для соответствия общемировым требованиям.

Санкции – ограничения или возможности?

В связи с российской спецоперацией на Украине и последовавшими межгосударственными политическими и экономическими ограничительными мерами к 7 марта 2022 года Россия стала мировым лидером по количеству наложенных санкций, обойдя Иран [2, 3]. По данным на май 2022 г. введено пять пакетов санкций, готовится шестой. В таблице 1 приведены страны и введенные санкции против России в области энергетики.

В рамках шестого пакета санкций предполагается постепенный отказ стран ЕС от импорта российской нефти в течение 6 месяцев и прекращение импорта нефтепродуктов к концу 2022 года или введение тарифов, превышающих определенный ценовой предел.

В ответ на санкции и блокировку международных резервов ЦБ РФ в долларах и евро Россия ввела новую систему оплаты за энергоресурсы в рублях. Польша, Финляндия, Болгария отвергли введенную указом президента РФ систему, что привело к остановке поставок газа в эти страны.

Также в связи с широкомасштабными ограничительными мерами по отношению к России приостановили деятельность четыре крупнейшие нефтесервисные компании (Halliburton, Schlumberger, Baker Hughes и Weatherford), причем только Halliburton заявили о полном выходе с российского рынка, остальные пока только приостановили инвестиции в новые проекты. Доля иностранных компаний на отечественном рынке нефтесервисных услуг составляет 18 %, из них Halliburton занимает 2 %, Schlumberger 8 %, Baker Hughes 2 % и Weatherford 3 %. По оценкам аналитиков краткосрочный уход этих компаний не сильно скажется на развитии российской нефтегазовой отрасли, в то время как их длительное отсутствие может уменьшить эффективность работы энергетических компаний. Для сокращения возможных потерь «ЛУКОЙЛ» предложил Schlumberger выкупить ее технику по добыче нефти на Каспии,

ВЭС «Новиково», Сахалинская область
Источник: rao-esv.ru

ведь российские специалисты уже готовы заместить иностранных в обслуживании уникального и специфичного оборудования.

Важно отметить, что первые санкции в отношении России были введены в 2014 году после присоединения Крыма, что стимулировало развитие импортозамещения в стране. Так, доля импортной техники в нефтегазовой отрасли снизилась с 60 до 40 %. По данным Минпромторга, наибольшую долю импортного оборудования составляют следующие сферы российской нефтегазовой отрасли: сжижение природного газа (68 %), увеличение нефтеотдачи при разработке месторождений на шельфе и трудноизвлекаемых запасов (61 %), нефтепереработка (49 %).

Доля добычи нефти на шельфе в общем объеме составляет 4%, газа – 5%, то есть санкции на импорт оборудования для таких проектов не сильно скажутся на общем уровне производства углеводородов

В СПГ проекте «Сахалин 2» используются технологии сжижения Shell, «Ямал СПГ» «НОВАТЭК» – Air Liquid, «Арктик СПГ-2» – Linde. Shell решила выйти из совместных предприятий с Россией, а Linde заявила о прекращении реализации новых проектов на российском рынке. Помимо технологических потерь, проект «НОВАТЭКа» «Арктик СПГ-2» может сильно затормозиться из-за приостановки получения кредитного финансирования. В случае проектов по увеличению нефтеотдачи, по данным Минэнерго, доля добычи нефти на шельфе в общем объеме составляет 4 %, а газа – 5 %, то есть санкции на импорт соответствующего оборудования не сильно скажутся на общем уровне добычи. Основной метод решения проблемы использования зарубежного оборудования – это замена на отечественное или импорт из дружественных стран.

Анализ ситуации, связанной с работой российской энергетики в условиях беспрецедентных санкций, позволяет сделать ряд выводов:

1. Развитие НИР и реализация проектов по декарбонизации будет осуществляться прежде всего за счет импортозамещения. Организация и финансирование таких программ и проектов должно быть национальным приоритетом.
2. Работы будут выполняться в рамках смешанного финансирования (частично государственного финансирования) в системе корпоративных и отраслевых научно-исследовательских центров.
3. Социально-экономический эффект при реализации проектов и программ декарбонизации очевидно будет иметь отсроченный характер, что связано с жесткими ограничениями на экспорт нефти и газа из России.

В этой связи важным элементом исследования является вопрос, когда Россия сможет восстановить экспортный потенциал и заместить выбывших потребителей (ЕС, США, Япония и др.) альтернативными.

Экспортные заместители – направление движения

Наша страна является крупнейшим экспортером энергоресурсов. Так, более половины российского экспорта нефти поступает в Европу (около 2,5 млн барр./сут.), в случае эмбарго на поставки нефти наиболее возможными вариантами изменения ее логистики рассматриваются страны Азии, а именно Китай и Индия. КНР – самый крупный потребитель нефти в мире, основными импортерами являются Саудовская Аравия (17,1 %), Россия (15,5 %), Ирак (10,5 %), Оман (8,7 %) и Ангола (7,6 %). КНР потребляет около 10 млн барр./сут., из которых 1,6 млн барр./сут. приходится на российскую нефть. Для повышения импорта нефти из России могут возникнуть технологические сложности, поскольку китайский участок нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий океан» (ВСТО) загружен на полную мощность, а морские перевозки приведут не только к повышению сроков логистики, но и увеличению стоимости транспортировки нефти. Помимо этого,

Порт Козьмино, «Транснефть»
Источник: topmarin.ru

НПЗ в Индии
Источник: fertilizerdaily.ru

на данный период российская нефть Urals торгуется с большим дисконтом, однако китайские компании не спешат увеличивать количество сделок, поэтому насколько выгодно и возможно ли рассматривать КНР в качестве заместителя европейского рынка, остается открытым вопросом.

Вторым наиболее вероятным рынком сбыта может быть Индия, являющаяся третьим крупнейшим по величине потребителем нефти в мире и вторым по размеру импортером в азиатском регионе после Китая. В 2021 г. индийский импорт жидкого топлива оценивается в 4,2 млн барр./сут. Импорт российской нефти в страну с начала марта 2022 г. увеличился в 4 раза по сравнению со средним показателем импорта 2021 г., в том числе благодаря дисконту на Urals около 30 долларов за баррель, что делает ее покупку экономически выгодной для Индии. Так, по словам А. Новака, экспорт нефти и нефтепродуктов в Индию приблизился к 1 млрд долларов, и есть хорошие возможности для повышения этого показателя.

Доля экспорта трубопроводного природного газа в 2021 г. составила 203,5 млрд кубометров, из которых 140 млрд кубометров приходится на страны Европы (75 %). Наиболее возможным в текущих реалиях представляется азиатское направление. В 2021 г. Китай импортировал 170 млрд кубометров природного газа, из них 10 млрд кубометров приходится на российский газ (17,8 %). Другие страны-экспортеры: Туркмения 56,6 %, Казахстан 10,8 %, Узбекистан 7,7 %, Мьянма 7,2 %. Незначительное присутствие российского газа на рынке КНР обусловлено логистическими особенностями: в соответствии с законтрактованным объемом (38 млрд кубометров газа в год) на 30 лет природный газ в Китай поступает по газопроводу «Сила Сибири». Газопровод был построен в 2019 г., в 2020 г. поставки газа в КНР составили 5 млрд кубометров, в 2021 г. около 10 млрд кубометров, в 2022 г. ожидается увеличение экспорта до 15 млрд кубометров, на полную мощность он сможет выйти лишь к 2025 г. По заявлению вице-президента Китайской национальной нефтегазовой корпорации (CNPC) Хуана Юнчжана, спрос на природный газ в КНР к 2025 г. превысит 450 млрд кубометров, в связи с чем параллельно обсуждается вопрос о строительстве второй линии газопровода в Китай из России, что позволяет рассматривать страну в качестве перспективной замены европейского рынка, особенно учитывая отсутствие трубопроводной логистики и перспектив ее обеспечения в другие страны АТР. Китай пообещал продолжать торговые отношения с Россией и вести работу по инвестиционным проектам. Так, CNPC имеет 20 % акций проекта «Ямал СПГ» и 10 % «Arctic СПГ-2», CNOOC Ltd владеет 10 % «Arctic СПГ-2».

Доля экспорта СПГ составляет 1,5 % от российского экспорта энергоресурсов (60 млрд кубометров в год), из которых 25 % идет в Европу (15 млрд кубометров в год). Индия планирует наращивать импорт СПГ с 25 млн т/год до 30 млн т/год (39 млрд кубометров), из которых в 2022 г. 2,5 млн тонн СПГ поставит Россия. Сейчас Индия совместно с «НОВАТЭКом» обсуждают заключение долгосрочного контракта на поставки СПГ с проекта «Арктик СПГ-2».

Рост поставок нефти из РФ в Китай может столкнуться со сложностями, поскольку китайский участок ВСТО полностью загружен, а морские перевозки приведут к повышению стоимости транспортировки

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА №6(172) / 2022

Ямал СПГ

Источник: pro-arctic.ru

В Китае Россия на шестом месте по импорту СПГ (4,5 млн тонн в год) после Австралии, США, Катара, Малайзии и Индонезии. Планируется дополнительное повышение доли российского СПГ после запуска проекта «Арктик СПГ-2» на 3 млн т/год.

Таким образом, западные санкции и эмбарго энергоресурсов не смогут полностью остановить добычу углеводородов в России, но, возможно, она будет снижена из-за отсутствия отечественного технологического оборудования, логистических маршрутов до перспективных рынков сбыта, эквивалентных объемов экспорта для замещения объемов западных стран.

Таким образом, в связи с политическими и экономическими мерами, введенными государствами в отношении РФ, трансформации геополитической карты мира и изменения основных рынков сбыта российских энергоресурсов, актуальным становится пересмотр и адаптация стратегических приоритетов развития отечественной энергетики, в частности нефтегазовой отрасли и подходов ее декарбонизации.

Импорт российской нефти в Индию с начала марта 2022 г. увеличился в 4 раза, в том числе благодаря дисконту на Urals около 30 долларов за баррель, что делает ее покупку высокорентабельной

Одним из возможных вариантов развития событий в области российского снижения углеродного следа мог бы быть полный отказ от идеи энергоперехода, однако в связи с тем, что КНР поставил цель по достижению своей углеродной нейтральности к 2050 г., то по аналогии с Европой могут ввести трансграничный углеродный налог на импортируемую продукцию, что стимулирует разработать стратегические подходы в области энергетики, соответствующие глобальным трендам.

На текущем этапе развития российская экономика и система управления в целом не готовы к масштабной декарбонизации и энергопереходу. Среди целей и приоритетов деятельности российской энергетики замещение углеводородного сырья другими источниками энергии не значится, особенно на внутреннем рынке. Несмотря на планы Сахалинского эксперимента, в РФ пока нет единой системы мониторинга и сбора информации по эмиссии парниковых газов и изменению климата. В стране пока нет систем, позволяющих измерять и отслеживать углеродный след компаний, продукции и используемых материалов. Отсутствие регулируемого рынка углеродных кредитов и, как следствие, цены за сокращение диоксида углерода не стимулирует компании инвестировать в снижение выбросов парниковых газов.

При этом глобальный энергопереход формирует риски резкого сокращения объемов производства углеводородного сырья и снижение прибыли от вложений в нефтегазовый сектор.

Стратегические приоритеты декарбонизации российской энергетики

В связи с санкционными ограничениями у российской экономики появилась возможность провести фундаментальные трансформации, которые могут дать стране долгосрочные перспективы для перехода на другую, инновационную траекторию развития, способствующую повышению конкурентоспособности на международном рынке после полного или частичного снятия санкций.

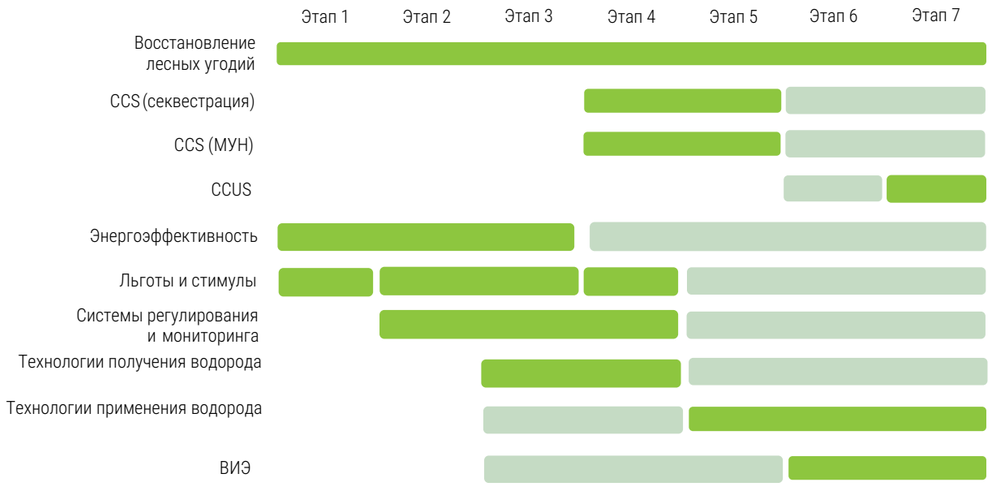
На рис. 1 представлен один из возможных вариантов развития перспективных направлений в области снижения углеродного следа российской энергетики с учетом имеющегося отечественного задела по различным направлениям декарбонизации.

Этап 1. Под первым этапом условно можно понимать текущую ситуацию в российской экономике, а также подходы к декарбонизации, которые можно осуществить в ближайшей перспективе. Это восстановление лесного массива, способствующего улавливанию CO_2 и повышение энергоэффективности объектов нефтегазовой отрасли.

В 2021 г. Китай импортировал 170 млрд м³ газа, из них 17,8% приходится на газ из России, 56,6% – на Туркмению, 10,8% – на Казахстан, 7,7% – на Узбекистан и 7,2% – на Мьянму

По данным Минприроды, 1 гектар осины поглощает 3,6 т CO_2/г., 1 га березы – 3,3 т CO_2/г., дуба – 3,2 т CO_2/г., сосны – 2,4 т CO_2/г., ели – 2 т CO_2/г. Так, леса Сибири улавливают 13,8 млрд т CO_2/г., Дальнего Востока – 10,8 млрд т CO_2/г., Северо-Запада 5,8 млрд т CO_2/г. С учетом того, что эмиссия CO_2 от сжигания топлива в России составляет 1,8 млрд т/г., то ежегодная высадка примерно 2 гектаров леса позволит уловить практически весь получаемый диоксид углерода. Однако, с учетом лесных пожаров и возрастающей доли болот, мероприятия по восстановлению естественных поглотителей CO_2 должны иметь постоянный характер.

Рис. 1. Схема постепенного ввода подходов энергоперехода и декарбонизации в России.
Ярко-зеленый – активная фаза разработки технологий и методов, светло-зеленый – продолжение развития



По данным CNPC, спрос на природный газ в Китае к 2025 г. превысит 450 млрд м³, что позволяет России рассматривать эту страну в качестве перспективной замены европейского рынка

Одним из самых технологически доступных и дешевых способов декарбонизации является повышение энергоэффективности технологических объектов энергетики. Стремительное развитие инноваций в этой области способно не только резко повысить российскую конкурентоспособность на глобальном рынке и снизить углеродный след деятельности отечественных предприятий, но и создать большое число новых рабочих мест. Однако, для реализации крупных проектов по повышению энергоэффективности производственных мощностей необходимо выделение субсидий из государственного бюджета, а также реализация льготных программ для стимулирования бизнеса.

Этап 2. Развитие систем регулирования и мониторинга, а также мер государственной поддержки. На начальном этапе повышения устойчивости развития декарбонизации в России необходима разработка национальных стимулов, мер, методов регулирования, а также систем, способствующих проведению адекватной оценки количества выбросов парниковых газов, признанных международными системами мониторинга. Одним из вариантов является создание национальной системы низкоуглеродного регулирования, в том числе стандартов измерения, отчетности и проверки проектов, связанных со снижением уровня эмиссии диоксида углерода и других газов. На данном этапе важным представляется развитие механизма ценообразования на углеродные выбросы как в виде налога на эмиссию CO_2, так и в форме углеродных квот, что позволит сформировать новые источники финансирования для энергетических компаний, в том числе для проведения НИОКР и поддержки пилотных проектов декарбонизации и энергоперехода.

Этап 3. Предполагая, что на втором этапе сформированы регулирующие и стимулирующие меры государственной поддержки и учитывая глобальные тренды энергоперехода к водородной энергетике, логичным становится развитие технологий получения водорода из природного газа, как наиболее доступного сырьевого энергоресурса. Как известно, основными методами получения водорода из метана являются процессы риформинга (паровой, автотермический) и пиролиза (термический, каталитический, плазменный, в расплавах металлов). Преимуществами пиролиза являются отсутствие выделяемого в результате реакции диоксида углерода и возможность получения углеродного наноматериала, который в последующем может быть использован в иных технологических отраслях промышленности.

Помимо этого, водород, полученный термокаталитическим пиролизом, попадает под категорию низкоуглеродного водорода и по сравнению с остальными методами обладает наименьшей стоимостью (1,4 $/кг против 1,9 $/кг водорода, получаемый паровым риформингом метана с применением технологии улавливания и захоронения CO_2 и 4,6 $/кг водорода, полученного при электролизе). Однако, на сегодняшний день ни один из методов пиролиза не реализован в промышленных масштабах, а лидерами в развитии технологий являются зарубежные научно-исследовательские институты и компании. В случае получения «голубого» водорода риформингом образуется диоксид углерода, который затем необходимо утилизировать, поскольку в ином случае образуемый углеродный след значительно превышает лимиты параметра устойчивого развития, установленного Европейской комиссией. Так, максимальный углеродный след по указанному параметру составляет 5,8 кг CO_2-экг/кг H_2, при получении водорода методом парового риформинга составляет около 12 кг CO_2-экг/кг H_2, а при использовании технологий улавливания и захоронения CO_2 он снижается до 4,6 кг CO_2-экг/кг H_2, однако повышается стоимость самого водорода с 1 $/кг H_2 до 1,9 $/кг H_2. Помимо этого, технология риформинга рентабельна только для крупномасштабного производства.

Таким образом, результатом третьего этапа может быть развитие мощностей и подходов получения низкоуглеродного водорода, в частности проведение НИОКР для получения новых знаний и опыта как в области пиролиза природного газа с последующим выходом на коммерческий масштаб в рамках четвертого этапа, так развитие риформинга метана с выстраиванием логистических цепочек до мест захоронения CO_2. Также на данном этапе продолжают совершенствоваться национальные стимулирующие и регулирующие механизмы для развития иных подходов декарбонизации.

Южно-Русское месторождение
Источник: gazprom.ru

АО «Самаранефтегаз» *Источник: aviatron-ufa.ru*

Этап 4. Данный этап характеризуется технологическим развитием методов улавливания и захоронения CO_2, в том числе для использования в методах увеличения нефтеотдачи пласта в нетрадиционных коллекторах (МУН). Поскольку при риформинге природного газа с целью получении «голубого» водорода образуются парниковые газы, то остро встает вопрос об их утилизации. Так, одной из наиболее обещающих глобальных идей утилизации диоксида углерода является его захоронение в отработанных пластах нефтегазовых месторождений. Поскольку Россия является лидером по добыче углеводородного сырья, то ранее, до санкционных ограничений, она рассматривалась в качестве перспективной локации по консервации диоксида углерода в пласты, что открывало бы новые возмож-

Западные санкции не смогут полностью остановить добычу углеводородов в России, но смогут снизить ее из-за отсутствия отечественных технологий и логистики до перспективных рынков сбыта

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА №6(172) / 2022

Вид энергии	LCOE, руб./кВт·ч
Газ – ГТУ	4,3
Газ – ПГУ	3,3
Газ	2,4
Уголь	2,4–4,6
Солнце	24,5
Ветер	10,5–11,5

Таблица 2. Себестоимость получения энергии из различных ресурсов

ности для привлечения финансирования и формированию новых рабочих мест.

Этап 5. Развитие технологий использования водорода в качестве энергоресурса. По данным на май 2022 г. в России не сформирована нормативно-правовая база, не осуществляется полноценных масштабных НИОКР для развития инфраструктурных и технологических возможностей использования водорода на территории РФ. В связи с этим, на пятом этапе предполагается проведение мер, способствующих развитию водородной энергетики на внутреннем рынке, в том числе создание отечественных автомобилей с топливными ячейками, обеспечение водородных заправок и др., что в дальнейшем также позволит транслировать полученные разработки на международной арене.

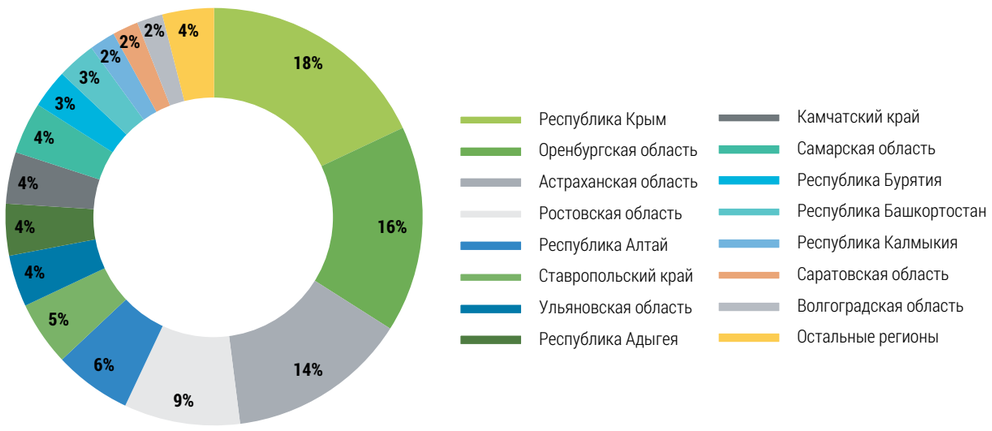
Этап 6. Развитие технологий альтернативного получения энергоресурсов, использования возобновляемых источников энергии. Себестоимость производства энергии из ВИЭ в несколько раз превышает стоимость энергии, полученной из газа (таблица 2). Так, себестоимость получения энергии из газа варьируется от 2,4 до 4,3 руб./кВт·ч, в то время как при использовании альтернативных источников (солнечная или ветряная генерация) себестоимость значительно повышается и составляет 24,5 руб./кВт·ч для энергии, полученной за счет солнечной генерации и 10,5–11,5 руб./кВт·ч для энергии, полученной с помощью ветряков.

Ключевыми регионами по наличию объектов ВИЭ являются Республика Крым (18 %), Оренбургская (16 %) и Астраханская (14 %) области (рис. 2).

Учитывая, что в соответствии с решением Еврокомиссии новые инвестиции в газовые проекты будут считаться устойчивыми в рамках таксономии ЕС лишь до 2030 года, то развитие отечественных инноваций в области ВИЭ является стратегически важным для России.

Помимо развития ВИЭ, на данном этапе предлагается проведение НИОКР для

Рис. 2. Региональное распределение действующих объектов ВИЭ РФ



разработки технологий химической утилизации диоксида углерода, что позволит не только сформировать востребованную продукцию, в том числе моторных топлив, и найти инновационные подходы к использованию CO_2, но и создать новые рабочие места, а также занять устойчивую позицию на международных рынках.

Этап 7. Развитие технологий химической утилизации CO_2, а именно проведение пилотных испытаний и выход на промышленные масштабы. Реализация данного направления может быть важным прорывом, который позволит снизить выбросы парниковых газов, сделав их полезным сырьевым ресурсом, а также и может стать передовым лидером в области декарбонизации.

Заключение

Политические и экономические ограничения в отношении России являются импульсом, благодаря которому может не только значительно поменяться ресурсная карта мира, но и могут произойти глобальные трансформации на внутреннем рынке, в том числе за счет реформирования и реализации новых стратегических приоритетов, способствующих в долгосрочной перспективе усилению позиций РФ на международной арене.

Государственные меры стимулирования, значительное повышение энергоэффективности, разработка систем регулирования, мониторинга и отчетности эмиссии парниковых газов, развитие высокотехнологичных сфер, поддержка НИОКР в наукоемких направлениях, способствующих декарбонизации отечественной промышленности и другие мероприятия должны найти отражение в новой парадигме развития энергетической отрасли России.

Реализация этих задач позволит России не только сформировать новые рабочие места, создать передовые производства с высокой добавленной стоимостью и повысить уровень знаний и технической оснащенности производств, но и стать лидером в глобальных трендах, связанных со снижением углеродного следа и минимизацией негативного воздействия на окружающую среду. Причем указанные мероприятия не подразумевают отказ от углеводородов. При определенной трансформации нефтегазовая отрасль может стать неотъемлемой частью новой климатоориентированной энергетики.

«Газпром нефть» в Оренбурге
Источник: perevolockday.ru

Использованные источники

1. *Федеральный закон от 6 марта 2022 г. № 34-ФЗ «О проведении эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов в отдельных субъектах Российской Федерации».*
2. *URL: https://meduza.io/feature/2022/03/08/rossiyu-nazvali-mirovym-liderom-po-ob-emu-nalozhennyh-sanktsiy*
3. *URL: https://www.swissinfo.ch/eng/bloomberg/russia-is-now-the-world-s-most-sanctioned-nation/47410978*
4. *URL: https://www.interfax.ru/world/825848*
5. *URL: https://ria.ru/20220303/sanktsii-1776154832.html)*
6. *URL: https://www.elvocero.com/gobierno/fortaleza/el-gobierno-de-puerto-rico-impone-medidas-contra-rusia/article_3d93f774-9bde-11ec-8a23-479b20507e0b.html*
7. *URL: https://www.epravda.com.ua/rus/news/2022/03/4/683266/)*
8. *URL: https://www.eurointegration.com.ua/rus/news/2022/03/8/7135507/*
9. *URL: https://www.epravda.com.ua/rus/news/2022/03/8/683555/*
10. *URL: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/home/en*
11. *URL: https://www.epravda.com.ua/rus/news/2022/03/15/684100/*
12. *URL: https://japantoday.com/category/politics/update1-japan-to-ban-exports-of-nearly-300-items-to-russia-belarus*
13. *URL: https://www.eurointegration.com.ua/news/2022/03/25/7136652/*
14. *URL: https://thebell.io/velikobritaniya-otkazhetsya-ot-rossiyskoy-nefti-i-uglya-do-kontsa-goda*

УДК 620.9:504 DOI 10.46920/2409-5516_2022_6172_56 EDN: EULADY

Проблемы и перспективы развития возобновляемой энергетики России в новых условиях

Problems and Outlook of Renewable Energy Development in Russia in the New Conditions

Кирилл ДЕГТЯРЕВ
Научный сотрудник, к. г. н., научно-исследовательская лаборатория возобновляемых источников энергии географического факультета МГУ им. М. В. Ломоносова
e-mail: kir1111@rambler.ru

Kirill DEGTYAREV
Researcher, doctor of Geographical Sciences, Research Laboratory of Renewable Energy Sources, Faculty of Geography, M.V. Lomonosov Moscow State University (MSU), Moscow, Russia
e-mail: kir1111@rambler.ru

Дмитрий СОЛОВЬЕВ
Старший научный сотрудник, к. ф.- м. н., Объединенный институт высоких температур Российской академии наук (ОИВТ РАН), г. Москва, Россия
e-mail: solovev@guies.ru

Dmitry SOLOVYEV
Researcher, doctor of Physical and Mathematical Sciences, Joint Institute for High Temperatures of the Russian Academy of Sciences (JIHT RAS), Moscow, Russia
e-mail: solovev@guies.ru

МГЭС-3 на канале Баксан-Малка, Кабардино-Балкария *Источник: ПАО «РусГидро»*

Аннотация. Рассмотрены проблемы развития топливно-энергетического комплекса России и связанные с ними экономические проблемы страны в целом, нараставшие со второй половины XX века, усиливавшиеся в XXI веке и принявшие особенно острый характер в связи с резким ростом геополитической напряжённости с 2021–2022 гг. Обозначены возможные направления переориентации развития ТЭК с целью решения этих проблем и роль возобновляемых источников энергии (ВИЭ). Обосновывается развитие возобновляемой энергетики на основе дифференцированного подхода к регионам страны, определённым энергетическим целям и задачам. Обозначаются предпосылки и драйверы развития энергетики на основе ВИЭ в новых условиях, включая геополитическую и климатическую проблематику.
Ключевые слова: топливно-энергетический комплекс, возобновляемые источники энергии, региональное развитие России, экспорт энергоносителей, водородная энергетика, энергетический переход, геополитические проблемы.

Abstract. The work views on the problems in the fuel-and-energy industry in Russia and the related economic problems that have been growing since the second half of the XX century, strengthening in XXI century and escalating together with geopolitical tensions since 2021–2022. The study considers the possible directions of re-orientation for the fuel-and-energy industry development for the sake of resolving these problems and the role of renewable energy sources in it. There is proved development of renewable energy on the base of differentiated approach to the regions of Russia and the certain energy goals and tasks. The article contours the background and drivers of renewable energy development in the new conditions, including geopolitical and climatic problems.
Keywords: fuel and energy complex, renewable energy sources, regional development of Russia, energy exports, hydrogen energy, energy transition, geopolitical problems.

На больших территориях проблемой является высокая степень физического износа распределительной сети, прежде всего в сельской местности

Введение

Энергетика на основе возобновляемых источников в России имеет уже достаточно давнюю и богатую историю, начинающуюся со строительства первых гидроэлектростанций (ГЭС) в конце XIX века. Фаза активного развития возобновляемой энергетики (при том, что сам этот термин в то время не использовался) тесно связана с реализацией плана Государственной электрификации России (ГОЭЛРО). Разработка и начало реализации этого плана происходило в период международной изоляции России, в условиях экономической блокады нашей страны, а также потери или разрушения ряда прежних источников энергетических ресурсов – таких, как Донбасс, угольные месторождения Польши и бакинские нефтепромыслы [1]. В этой связи возможно проведение, до некоторой степени, параллелей с настоящим временем.

В условиях 1920-х гг. развитие топливно-энергетического комплекса (ТЭК) страны было возможно только с опорой на местные энергоресурсы, включая возобновляемые – гидроресурсы и запасы торфа. Это и предусматривал план ГОЭЛРО.

В настоящее время, с одной стороны, условия существенно отличаются – прежде всего, топливный «голод», «кризис топлива» как таковой на уровне страны в целом отсутствует, и проведение полных анало-

Лесогорская ГЭС, Ленинградская область

Источник: wikivoyage.org

гий с 1920-ми годами было бы неверным. В то же время, существует комплекс проблем ТЭК и экономики в целом, для решения которых целесообразно активно задействовать возобновляемые источники энергии и технологии возобновляемой энергетики.

Текущая проблематика ТЭК России

В настоящее время ТЭК России (и страна в целом) также сталкивается с комплексом проблем, нараставших уже длительное время и обострившихся в 2022 году. Они связаны с рядом факторов:

Затраты на глобальный переход к углеродно-нейтральной экономике оцениваются до 150 трлн долларов. Энергопереход в РФ может оцениваться примерно в 5 % от мирового или 5 трлн долларов

- ещё во второй половине XX века складывается экспортная специализация отрасли, где ключевую роль играют поставки углеводородного сырья на западноевропейский рынок, ставшие ведущим источником валютных поступлений страны;
- с начала XXI века это вступает во всё более сильное противоречие с политикой ключевого импортёра российских энергоресурсов – Европейского союза (ЕС), активно продвигающего «зелёную повестку» и «климатическую повестку», с середины – конца 2010-х гг. – в форсированном режиме;
- российский экспорт энергоносителей в Европу в XXI веке сталкивается и с растущим давлением со стороны конкурентов, прежде всего – США, усилившимся в конце 2000-х гг. в связи со «сланцевой революцией» в Северной Америке [2];
- экспортно-сырьевая ориентация российской экономики вступает, в значительной степени, в противоречие и с потребностями страны в комплексном и диверсифицированном технологическом и экономическом развитии;
- в постсоветский период существенно усилилась складывавшаяся и ранее зависимость российской экономики, включая ТЭК, от импорта оборудования, технологий и материалов;
- политическое обострение с начала 2022 года резко усиливает и экономическое давление Запада на Россию в целом, ставя под угрозу перспективы экспорта энергоносителей и импорта продукции, необходимой для функционирования российского ТЭК.

Несмотря на то, что данные проблемы нарастали в течение нескольких десятилетий, энергетическая политика России до последнего времени оставалась стабильной. Это позволяла экспортная ориентация отраслей ТЭК на западноевропейский рынок, включая возобновляемую [3, 4] и водородную энергетики, где акцент делался, прежде всего, на перспективу экспорта водорода в Западную Европу. Согласно концепции развития водородной энергетики в России [5], предполагалось наращивание экспорта водорода из России до 0,2 млн тонн к 2024 году, до 2–12 млн тонн к 2035 году и до 15–50 млн тонн в 2050 году.

Кроме того, политика в области «зелёной энергетики» носила, в большей степени, не «проактивный», а «реактивный» и, отчасти, имитационный характер – стремление следовать заданному извне тренду, в рамках которого страна брала на себя некоторые обязательства по срокам достижения определённой доли ВИЭ в энергобалансе [6] и перехода к углеродно-нейтральной экономике в целом [7, 8].

Мощность солнечных электростанций достигла к 2022 г. в РФ 1960,6 МВт. Мощность ветровых электростанций выросла до 2035,4 МВт. Установленная мощность в целом ВИЭ выросла на 45 %, до 4 ГВт

При этом, в последнее время появились расчёты стоимости глобального перехода к углеродно-нейтральной экономике. В среднем, он оценивается до 150 трлн долларов; по нашим оценкам – порядка 120 трлн долларов [9]. Для России его можно было бы оценить в величину порядка

Акбашская МГЭС, Кабардино-Балкария

Источник: ПАО «РусГидро»

Размещение объектов ВИЭ в России с точки зрения эффективности является удачным и соответствует высокому потенциалу соответствующих источников энергии на отдельно взятой территории

5 % от глобальной или 5 трлн долларов (порядка 300–400 трлн рублей) [10]. Переход к полностью неуглеродной экономике в мировом масштабе потребовал бы увеличения инвестиций в мировое энергообеспечение в 2–3 раза – с нынешних 1,5 трлн долларов до 4 трлн долларов ежегодно, и увеличения примерно в 5 раз темпов роста мощностей и производства в атомной и гидроэнергетике.

Таким образом, принятие на себя определённых обязательств – в том числе, нашей страной, изначально не было подкреплено должной оценкой реалистичности их исполнения.

В настоящий момент Россия столкнулась с высокими рисками блокирования существенной части экспорта энергоносителей, а также снижением темпов роста возобновляемой энергетики и развития ТЭК в целом, что связано с сохраняющейся высокой степенью зависимости, по ряду позиций, от импорта оборудования и материалов, а также выходом западных партнёров из ряда совместных проектов и предприятий, в том числе, в возобновляемой энергетике.

Текущая ситуация вынуждает Россию к пересмотру ряда подходов к энергетическому развитию в целом, и к развитию возобновляемой энергетики в частности.

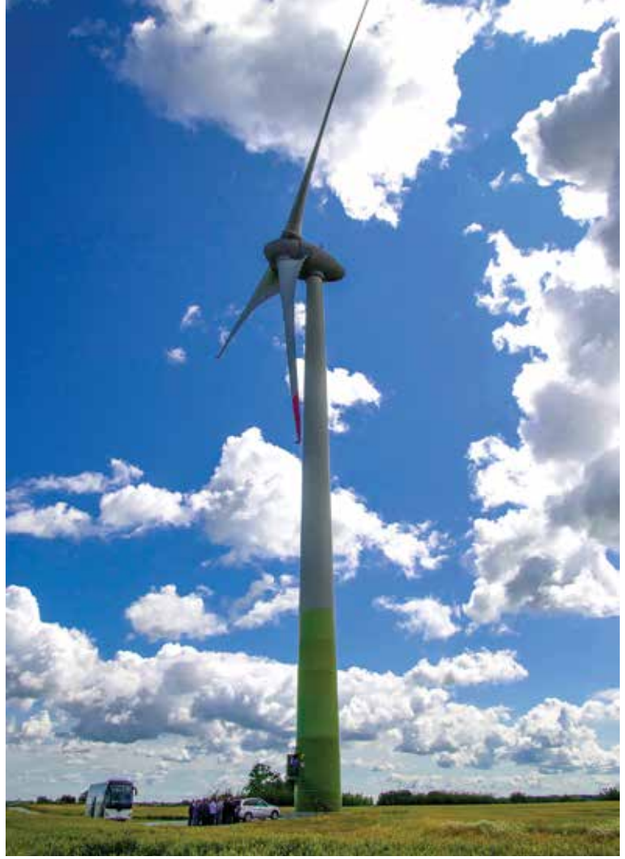
Ориентация ТЭК России в новых условиях

Основные направления дальнейшего развития ТЭК России, включая возобновляемую энергетику, могут быть следующими:

- переориентация потоков энергоносителей на внутренний российский рынок, страны ЕАЭС, рынки Азии, Африки и Латинской Америки;
- использование профицита энергоносителей на внутреннем рынке в условиях трудностей с экспортом для развития новых отраслей;
- использование возобновляемых источников энергии для решения задач регионального развития;
- изменение подходов к климатической политике [11] с выходом на первое место вопросов экологии, а не собственно изменения климата;
- развитие технологий возобновляемых источников энергии, экспорт оборудования и технологий.

В связи с ориентацией на внутренний рынок, прежде всего, отметим, что душевое потребление энергии в России в 1,9 раза ниже, чем в Канаде, в 1,4 раза ниже, чем в США и в 1,1 раза ниже, чем в Австралии (соответственно, 57 тыс., 107 тыс., 80 тыс. и 65 тыс. кВт·ч в год [12]). Душевое производство электроэнергии в России в 2,3 раза ниже,

Освещение улиц Москвы с использованием солнечных панелей
Источник: ЭП



Ушаковская ВЭС, Калининградская область
Источник: «Янтарьэнерго»

чем в Канаде, в 1,7 раза ниже, чем в США и в 1,4 раза ниже, чем в Австралии (соответственно, 7658, 17532, 13367 и 10636 кВт·ч).

Отметим, что душевая эмиссия CO_2 в России также почти пропорционально ниже, чем в этих странах [13]: Россия – 11,4 тонн, Канада – 18,6 тонн (в 1,6 раза выше), США – 15,5 тонн (в 1,4 раза выше), Австралия – 17,1 тонн (в 1,5 раза выше). Также Россия вырабатывает электроэнергию с удельными выбросами на 26 % ниже, чем в США, на 30 % ниже, чем в Германии и на 41 % ниже среднемировых значений [14].

В то же время, Россия экспортирует значительную часть энергоресурсов. Так, в 2019 году [15] общий объём производства энергоресурсов составил 1974 млн тонн условного топлива (т у. т.), экспорт – 802 млн т у. т., или 40 %, без учёта экспорта переработанного топлива.

Тенденция к преимущественно экспортной специализации ТЭК воспроизводится и в возобновляемой энергетике. Так, в 2010–2020 гг. производство древесных пеллет в России (рис. 1) испытывало экспоненциальный рост с 0,4–0,5 млн тонн до 2,5–3 млн тонн в год [16]. В свою очередь, экспорт древесных пеллет из России составил в 2020 году 2,3 млн тонн, или более 75 % [17], преимущественно в страны ЕС. Отметим, что экспорт древесных пеллет из России в данный момент также оказывается под угрозой из-за прекращения действия европейских сертификатов системы ENplus для компаний из России и Белоруссии [18].

В то же время, в долгосрочной перспективе экономическое развитие России и повышение уровня жизни россиян тесно связано с повышением внутренней энерговооружённости, что следует из сравнения энергопотребления России и группы наиболее развитых стран, находящихся в сопоставимых природно-хозяйственных условиях (см. выше). Это может предполагать и переориентацию значительной части потоков энергоносителей на внутренний рынок, наращивание производства электроэнергии и внутреннего энергопотребления, включая и энергию из возобновляемых источников [19].

Направления развития возобновляемой энергетики в России

В последние несколько лет в России активно строятся крупные сетевые солнечные (СЭС) и ветровые электростанции (ВЭС). Их общая мощность на конец декабря 2021 составила по 2000 МВт, всего 4000 МВт [20]. Это 1,6 % в общей структуре установленных электроэнергетических мощностей России (рис. 1). Установленная

Проблемы ТЭК России связаны со сложившейся во второй половине XX века экспортно-сырьевой ориентацией на европейский рынок, которая до настоящего времени лишь усиливалась, несмотря на риски

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА №6(172) / 2022

мощность ВИЭ выросла на 45 % и составила к 1 января 2022 года около 4 ГВт (рис. 1).

В течение 2021 года в эксплуатацию введено 232,9 МВт солнечной генерации (СЭС), суммарная мощность электростанций этого типа достигла 1960,6 МВт. Мощность действующих в России ветровых электростанций (ВЭС) выросла с 1008,89 МВт до 2035,4 МВт.

По итогам 2021 года доля ВИЭ в производстве энергии составила только 0,5 %. Суммарная выработка «зелёной» генерации в ЕЭС за год выросла на 74,8 % и достигла 5873 млн кВт·ч. В декабре показатель составил 530,2 млн кВт·ч, что на 93 % больше, чем в декабре 2020 года.

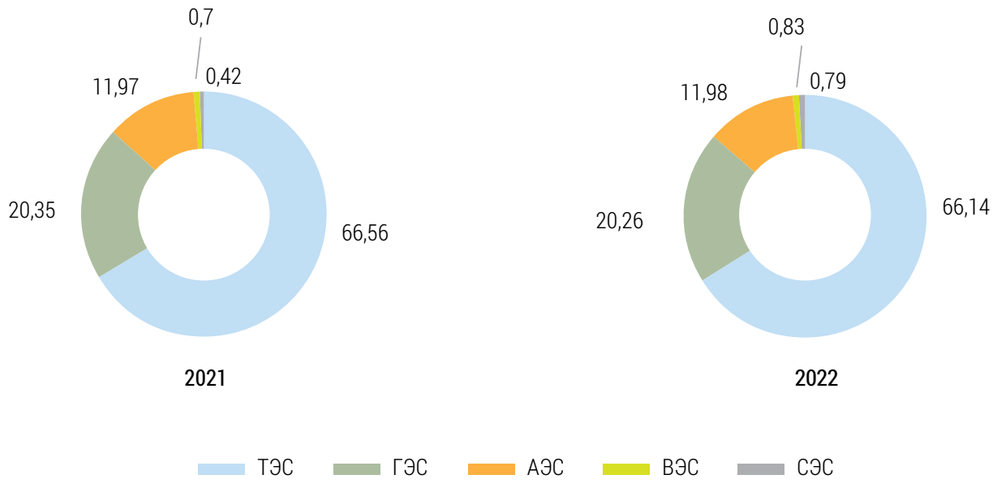


Рис. 1. Структура установленной мощности электростанций ЕЭС России в 2021 и 2022 гг.,%

Источник: составлено на основе данных, опубликованных на сайте системного оператора ЕЭС РФ – www.so-ups.ru

Годовая выработка ВЭС выросла на 162,4 %, до 3619,8 млн кВт·ч; в декабре результат ветростанций оказался на 123,6 % выше, чем годом ранее, увеличившись до 481,3 млн кВт·ч. Выработка СЭС в 2021 году составила 2254,5 млн кВт·ч, что на 13,7 % больше, чем в 2020 году. Прирост производства на СЭС фактически соответствует приросту их мощности (13,5 %).

Основная часть СЭС построена на юге европейской части России, Урала, Восточной Сибири и Дальнего Востока, ВЭС – на юге европейской части России, в Нижнем и Среднем Поволжье. Кроме того, построен ряд предприятий по производству оборудования и комплектующих для ветроэнергетики и солнечной энергетики (рис. 2) в рамках требований правительства к локализации производств для ВИЭ.

В соответствии с планом поддержки возобновляемой энергетики ДПМ ВИЭ 1.0 до 2024 года планируется увеличение электрогенерирующих мощностей на основе ВИЭ до 5400 МВт, в рамках программы ДПМ ВИЭ 2.0 до 2035 года – доведение совокупных мощностей объектов до 14000 МВт [21]. В связи с политическим обострением в 2022 году, реализация программы, вероятно, будет осложнена – в частности, сроки отбора проектов по ДПМ ВИЭ 2.0 были перенесены с июня на декабрь 2022 года [22], а позже Министерство энергетики предложило сдвинуть сроки ещё на 1,5 года – до середины 2024 года [23].

Размещение объектов ВИЭ с точки зрения эффективности является удачным и соответствует высокому потенциалу соответствующих источников энергии на данной территории. В то же время, при активном строительстве сетевых СЭС и ВЭС, в настоящее время в энергосистеме в силу ряда причин наблюдается низкий уровень загрузки имеющихся мощностей (рис. 3), и добавлять в систему мощности с ещё меньшим коэффициентом использования установленной мощности (КИУМ) и рисками нестабильной работы представляется неоднозначным решением.

Местоположение объектов возобновляемой энергетики в России (на октябрь 2021 года), созданных в постсоветское время

Общая мощность СЭС >1700 МВт в 20 субъектах РФ: Адыгея – 10 МВт; Респ. Алтай – 120 МВт; Амурская обл. – 2,5 МВт; Астраханская обл. >100 МВт; Башкортостан – 60 МВт; Бурятия – 105 МВт; Волгоградская обл. – 120 МВт; Забайкальский край – 30 МВт; Калмыкия – 50 МВт; Кемеровская обл. – 5 МВт; Крым – 400 МВт; Омская обл. – 30 МВт; Оренбургская обл. – 400 МВт; Самарская обл. – 75 МВт; Саратовская обл. – 45 МВт; Ставропольский край – 100 МВт; Хакасия – 5 МВт; Чечня – 5 МВт; Чукотка – 2,5 МВт; Якутия – 2 МВт. План к 2024 г. – около 3000 МВт.

«Хевел» – крупнейший в России завод по производству солнечных модулей в Новочебоксарске (Чувашия).

Общая мощность ВЭС – 1500 МВт в 10 субъектах РФ: Адыгея – 150 МВт; Калининградская обл. – 5 МВт; Калмыкия – 200 МВт; Крым – 100 МВт; Ростовская обл. – 400 МВт; Ставропольский край – 400 МВт; Ульяновская обл. – 170 МВт. План к 2024 г. – около 4000 МВт.

Крупнейшие центры производства оборудования для ветроэнергетики: Ульяновск, Таганрог, Нижегородская обл., Ленинградская обл.

Малые ГЭС, общая мощность около 1000 МВт в 15 субъектах РФ: Башкортостан, Дагестан, Кабардино-Балкария, Карачаево-Черкесия, Камчатский край, Карелия, Краснодарский край, Красноярский край, Ленинградская область, Мурманская область, Северная Осетия, Ставропольский край.

Крупнейшие производства биотопливных гранул и брикетов, общая мощность более 3 млн тонн в год в 40 субъектах РФ: Алтайский край, Архангельская обл., Башкортостан, Брянская обл., Бурятия, Владимирская обл., Вологодская обл., Забайкальский край, Иркутская обл., Калининградская обл., Карелия, Кемеровская обл., Кировская обл., Коми, Костромская обл., Красноярский край, Ленинградская обл., Липецкая обл., Марий Эл, Московская обл., Новгородская обл., Пензенская обл., Пермский край, Приморский край, Саратовская обл., Свердловская обл., Смоленская обл., Татарстан, Тверская обл., Томская обл., Тульская обл., Тюменская обл., Удмуртия, Ульяновская обл., Хабаровский край, ХМАО, Челябинская обл., Ярославская обл.

Рис. 2. Основные объекты возобновляемой энергетики России, созданные в постсоветское время, по состоянию на конец 2021 года

Источник: составлено на основе отраслевых источников

При этом, на больших территориях проблемой является высокая степень физического износа распределительной сети (местами и её отсутствие), прежде всего – в сельской местности и, как следствие, ненадёжность электроснабжения и высокая стоимость электроэнергии для потребителей. Возведение крупных сетевых ВЭС и ТЭС не устраняет этой проблемы. Вместе с тем, создание автономных генерирующих комплексов на основе или с участием местных возобновляемых энергоресурсов на сельских территориях, ориентированных на множество малых потребителей (небольшие населённые пункты, отдельные домохозяйства и сельскохозяйственные производства) способно её решить и, в ряде случаев, экономически стать более эффективным, чем строительство или модернизация сетевой инфраструктуры. Это подтверждают, в частности, наши исследования и расчёты по Республике Калмыкия [25, 26]. В той же или сопоставимой степени это можно отнести и к ряду других регионов России, отличающихся низкой плотностью и вы-

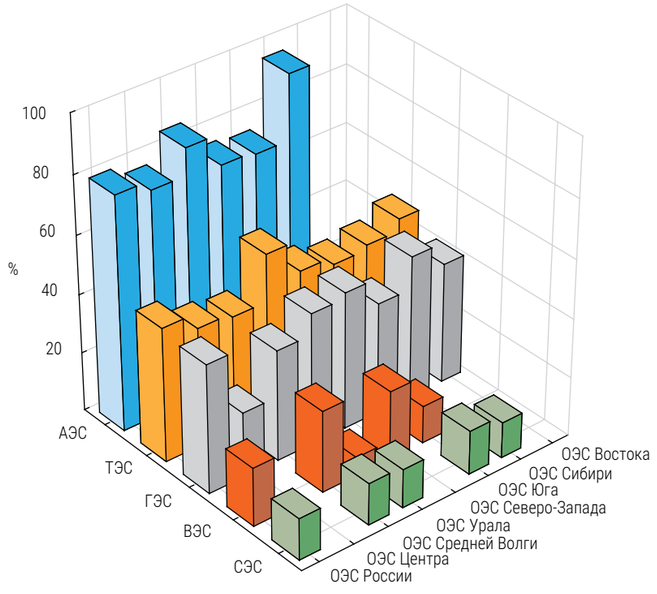


Рис. 3. Средний КИУМ (%) электростанций разных типов в энергосистеме России

Источник: составлено на основе [24]

сокой дисперсностью населения и инфраструктуры [27], расположенных в разных природно-хозяйственных зонах страны. В ряде случаев развитие местной энергетики на основе возобновляемых источников может стать драйвером экономического развития региона в целом – при наличии высокой концентрации и диверсификации источников энергии.

В этой связи необходим дифференцированный подход к регионам России с районированием с точки зрения предпосылок развития возобновляемой энергетики определённого направления в зависимости от природно-хозяйственных условий региона.

Развитие энергетики на основе ВИЭ и водорода ориентировалось на мировые рынки и в значительной степени было обусловлено международной климатической повесткой, а не внутренними потребностями

На основе имеющейся физико-географической и экономико-географической информации, предыдущих исследований региональных потенциалов ВИЭ, проведённых сотрудниками НИЛВИЭ географического факультета МГУ, нами составлена схема районирования территории России с выделением зон максимальной концентрации и разнообразия возобновляемых энергоресурсов (рис. 4, таблица 1) [28].

Следует добавить, что в перспективе необходим детальный анализ территории страны – на мезоуровне и микроуровне, для выявления территорий с оптимальными условиями развития возобновляемой энергетики, прежде всего – малой автономной энергетики. Как правило, в качестве таких территорий называют удалённые районы Сибири и Дальнего Востока, но на уровне отдельных муниципальных образований и отдельных точек они обнаруживаются практически по всей территории России, включая центральные и южные части европейской территории страны.

Также следует отметить возможности целенаправленного использования объектов генерации на основе ВИЭ для производства водорода с целью дальнейшего использования на внутреннем рынке; потенциал данного направления в разрезе регионов России рассматривался нами ранее в [29]. Отдельно представляется целесообразным рассмотреть и другие перспективные направления водородной энергетики – в частности, поиск и разработку месторождений свободного водорода [30]; в данном направлении пока преждевременно делать какие-либо определённые выводы, но первые результаты данных исследований представляются обнадёживающими.

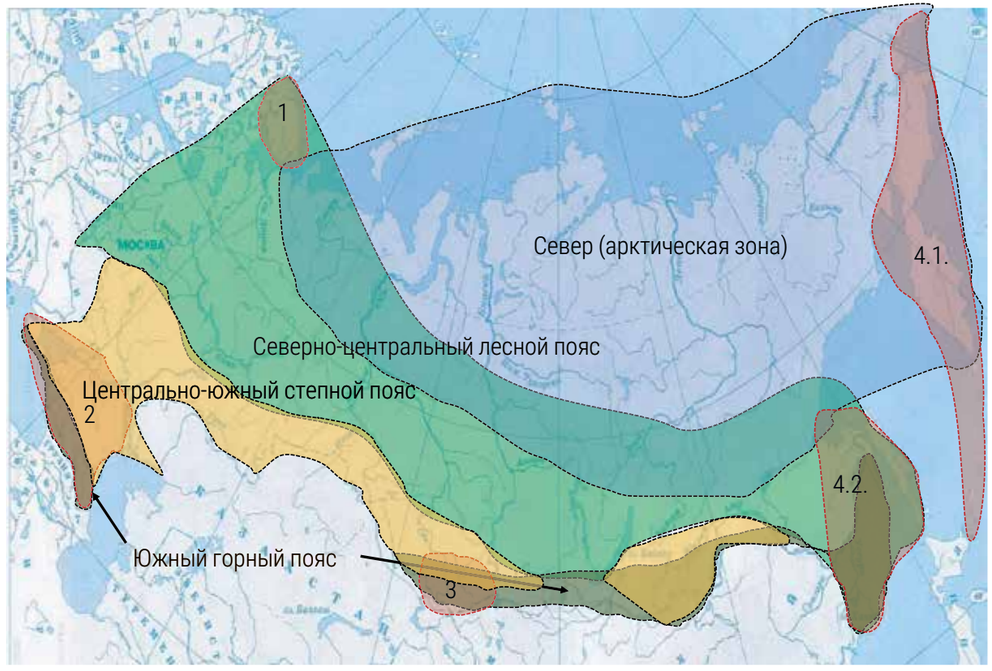
ВИЭ и проблемы климатических изменений

В настоящее время и на международном уровне, и в нашей стране (хотя и в меньшей степени) господствует представление о «консенсусе» относительно антропогенной природы изменений климата, а также о том, что именно текущее изменение климата является главной экологической проблемой. Это отражено в нынешней климатической доктрине Российской Федерации [11].

После геополитического обострения с начала 2022 года, необходима разработка новых подходов и направлений развития ВИЭ с ориентацией, прежде всего, на внутренний рынок России и страны СНГ

На рис. 5 показан межгодовой ход аномалий (отклонений от средней температуры с 1981 по 2010 гг.) среднегодовой температуры воздуха над территорией России (1950–2021 гг.). Из этого графика можно видеть, что в России каждое последующее десятилетие становится гораздо теплее предыдущего. В этом контексте, использование ВИЭ зачастую рассматривается, прежде всего, как способ сокращения выбросов парниковых газов, а значит – предот-

Рис. 4. Схема районирования территории России с точки зрения предпосылок развития возобновляемой энергетики



вращения или замедления климатических изменений [31].

В то же время, это отнюдь не является научным консенсусом. Вопрос причин и динамики изменений климата – сложный и дискуссионный [32]. К настоящему времени разработаны теории изменений климата, в частности – солярная теория изменений климата [33], дающая объяснения как росту концентрации парниковых газов, так и изменениям климата в целом, с точки зрения естественных факторов. В связи с этим, представляется целесообразным и пересмотр существующей климатической доктрины [34]. Однако, это ни в коей мере не снимает актуальности развития неуглеродной энергетики, включая возобновляемую энергетику, в том числе, в России. Существует целый ряд реальных предпосылок использования ВИЭ в ТЭК, среди которых необходимость:

- разрешения экологических проблем, связанных с загрязнением окружающей среды (не имеющим отношения к собственно выбросам CO_2 и других парниковых газов, которые не являются, сами по себе, токсичными и загрязняющими веществами) в результате сжигания ископаемых углеводородов;
- развития инновационных технологий;
- экономического подъёма ряда регионов России, решения их энергетических, социально-экономических проблем и сглаживания региональных диспропорций развития.

Таким образом, актуальность развития возобновляемой энергетики в России сохраняется; более того, отход от излишнего фокусирования на климатической повестке позволяет обратить внимание на ряд других, более существенных предпосылок её использования.

Выводы

Проблемы ТЭК России связаны со сложившейся во второй половине XX века экспортно-сырьевой ориентацией преимущественно на западноевропейский рынок, которая сохранялась и даже усиливалась в постсоветский период и вплоть до настоящего времени, несмотря на нарастающие угрозы и риски. Развитие энергетики на основе ВИЭ и водородной энергетики воспроизводило, большей частью, эту же ориентацию. Кроме того, оно в значительной степени было обусловлено международной климатической повесткой.

Таблица 1. Пояснения к схеме районирования России (рис. 3) в контексте ВИЭ

Природно-хозяйственный пояс	Охватываемая территория	Особенности с точки зрения ВИЭ
Север (Арктическая зона)	Крайний север Европейской части, большая часть Сибири и Дальнего Востока	Локально высокий природный потенциал ВИЭ. Низкая плотность и высокая дисперсность расселения населения, удалённость от централизованных сетевых источников энергии
Северно-Центральный лесной	Север и центр Европейской части, Верхнее и Среднее Поволжье, Северный и Средний Урал, средняя часть Сибири, южная часть Дальнего Востока	Высокий потенциал гидроэнергии и биоэнергии на основе лесной биомассы, торфа и лесопереработки, локально – сельского хозяйства. Сравнительно низкий солнечный и ветровой, высокая дисперсность расселения сельского населения на большей части территории
Центрально-Южный степной	Центр и юг Европейской части России, Нижнее Поволжье, Южный Урал, южные районы Западной, Средней Сибири, Прибайкалья и Забайкалья	Высокий потенциал солнечной и ветровой энергии, а также биоэнергии на отходах сельского хозяйства. Низкий потенциал гидроэнергии. Высокая доля сельского населения, часто сталкивающегося с проблемами в энергоснабжении
Южный горный	Крым и Кавказ, горы Южной Сибири, юг Хабаровского края и Приморский край	Максимальный потенциал солнечной и ветровой энергии, гидроэнергии, геотермальной энергии; высокий потенциал биоэнергии на отходах с/х. Высокая доля сельского населения, часто сталкивающегося с проблемами в энергоснабжении
Области повышения и сгущения потенциалов		
1. Кольская	Кольский полуостров и прилегающие акватории	Повышенный потенциал гидроэнергии, ветровой и приливной энергии
2. Южная	Кавказ, Предкавказье, Крым	Повышенный потенциал солнечной, ветровой, гидро-, геотермальной и биоэнергии
3. Алтайская	Горы и предгорья Алтая	Повышенный потенциал солнечной, ветровой и биоэнергии
4.1. Камчатско-Курильская	Камчатка, Курильские острова и прилегающие акватории	Повышенный потенциал геотермальной, приливной, гидро- и ветровой энергии
4.2. Приморско-Сахалинская	Приморский край, юг Хабаровского края, Сахалин	Повышенный потенциал солнечной, ветровой, приливной и биоэнергии

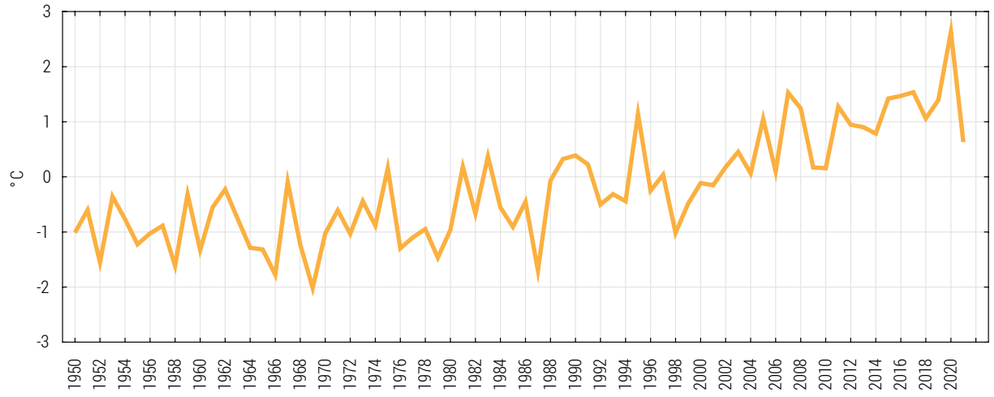


Рис. 5. Межгодовой ход аномалий температуры воздуха над территорией РФ (для области 50°N-80°N, 25°E-180°E)

Источник: по данным ECMWF ERA5

Поскольку, после геополитического обострения с начала 2022 года, сохранение этой ситуации практически невозможно, необходима разработка новых подходов и направлений развития, включая:

- ориентацию, прежде всего, на внутренний рынок России, страны СНГ, рынки Азии, Африки и Латинской Америки;

Сорочинская СЭС, Оренбургская область

Источник: Т Плюс

- наращивание энерговооружённости страны в контексте технологического и экономического развития с активным использованием, в том числе, ВИЭ в определённых территориальных, технологических и социально-экономических нишах;

При отходе климатической повестки в России на второй план актуальность возобновляемой энергетики сохраняется и связана с необходимостью решения комплекса задач:

- развития экономики регионов;
- разработки инновационных технологий;
- решения экологических проблем.

Необходимо уделить особое внимание:

- малой автономной энергетике с использованием ВИЭ в сельских районах;
- районированию территории Российской Федерации с точки зрения предпосылок развития возобновляемой энергетики с выделением наиболее перспективных территорий не только на макроуровне, но и на мезо- и микроуровнях.

Целесообразна не ориентация на показатели установленных мощностей и выработки энергии на основе возобновляемых источников энергии для Российской Федерации в целом, а дифференцированный подход к регионам Российской Федерации с разработкой программ развития возобновляемой энергетики на основе анализа местных ресурсов на региональном и локальном уровнях там, где это способно дать положительный экономический и экологический эффект.

Кармалиновская ВЭС, Ставропольский край

Источник: pomnim.pobeda26.ru

Использованные источники

1. *Дегтярев К. С., Залиханов А. М., Соловьев А. А., Соловьев Д. А. План ГОЭЛРО и возобновляемые источники энергии // Энергетическая политика. № 3, 2016. URL: https://cyberleninka.ru/article/n/plan-goelro-i-vozobnovlyaemye-istochniki-energii (дата обращения: 01.05.2022).*
2. *Дегтярев К. С. Сланцевый газ и другие неконвенциональные углеводороды – запасы, добыча, перспективы // Сантехника, отопление, кондиционирование. № 6, 2016. URL: https://www.c-o-k.ru/articles/slancevyy-gaz-i-drugie-nekonvencionalnye-uglevodorody-zapasy-dobycha-perspektivy (дата обращения: 01.05.2022).*
3. *Дегтярев К. С. Возобновляемая энергетика в контексте экспортно-сырьевой ориентации российского ТЭК // Малая энергетика. № 1–2, 2014. С. 9–11.*
4. *В Калининградской области началось строительство завода по выпуску оборудования для солнечной энергетики. URL: https://neftegaz.ru/news/Alternative-energy/690993-v-kaliningradskoy-oblasti-nachalos-stroitelstvo-zavoda-po-vypusku-oborudovaniya-dlya-solnechnoy-ener/ (дата обращения: 01.05.2022).*
5. *Концепция развития водородной энергетики в Российской Федерации // Распоряжение Правительства Российской Федерации от 5 августа 2021 г. № 2162-р.*
6. *Александр Новак: Доля ВИЭ в энергобалансе России достигнет 4–5 %. URL: https://rg.ru/2020/09/04/aleksandr-novak-dolia-vie-v-energobalanse-rossii-dostignet-4–5.html (дата обращения: 01.05.2022).*
7. *Россия сообщила о своем первом определяемом на национальном уровне вкладе в реализацию Парижского соглашения. URL: https://www.economy.gov.ru/material/news/rossiya_soobshchila_o_svoem_pervom_opredelyaemom_na_nacionalnom_urovne_vklade_v_realizaciyu_parizhskogo_soglasheniya.html (дата обращения: 01.05.2022).*
8. *Путин: Россия будет добиваться достижения углеродной нейтральности не позднее 2060 года. URL: https://tass.ru/ekonomika/12651091?utm_source=yandex.ru&utm_medium=organic&utm_campaign=yandex.ru&utm_referrer=yandex.ru (дата обращения: 01.05.2022).*
9. *Березкин М. Ю., Дегтярев К. С., Синюгин О. А. Подходы к оценке инвестиционных затрат на глобальный энергетический переход // Окружающая среда и энерговедение. № 1, 2022. С. 4–14.*
10. *Дегтярев К. С., Березкин М. Ю., Нефедова Л. В. Глобальный энергетический переход как безуглеродный путь развития экономики: оценка инвестиционных затрат // Доклад на XXIII международной конференции «Актуальные вопросы экологии и природопользования». Москва, РУДН, 22.04.2022 г.*
11. *Климатическая доктрина Российской Федерации // Распоряжение Президента Российской Федерации от 17.12.2009 г. № 861-рп. URL: http://government.ru/docs/all/70631/ (дата обращения: 01.05.2022).*
12. *Statistical Review of World Energy. BP. URL: https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html (дата обращения: 01.05.2022).*
13. *Worldometer – Real time world statistics – CO_2 emissions by countries. URL: https://www.worldometers.info/co2-emissions/co2-emissions-by-country/ (дата обращения: 01.05.2022).*
14. *Белобородов С. С., Гашо Е. Г., Ненашев А. В. Возобновляемые источники энергии и водород в энергосистеме: проблемы и преимущества. Монография. – СПб.: Наукоёмкие технологии, 2021. – 151 с.*
15. *Баланс энергоресурсов за 2019 год. Росстат. URL: https://rosstat.gov.ru/storage/mediabank/2EuHouQF/en_balans2019.htm (дата обращения: 01.05.2022).*
16. *Экспоненциальный рост производства топливных гранул в следующие 10 лет. URL: https://forestcomplex.ru/unikalno/rynok-toplivnyh-granul/ (дата обращения: 01.05.2022).*
17. *В 2020 году экспорт российских пеллет вырос на 19,1 %. URL: https://whatwood.ru/v-2020-g-eksport-rossiyskih-pellet-vyiros-na-19–1/ (дата обращения: 01.05.2022).*
18. *Сохранится ли российский экспорт пеллет после отмены сертификации? URL: http://www.infobio.ru/analytics/5232.html (дата обращения: 01.05.2022).*
19. *Дегтярев К. С., Соловьёв А. А. Энергообеспечение России – проблемы и возможности решения // Молодой ученый. № 8–1, 2011. С. 107–112.*
20. *Ветроэнергетический рынок России. Отчёт Российской ассоциации ветроиндустрии. Февраль, 2022 г. URL: https://rawi.ru/windpower/market-report/info2021/ (дата обращения: 01.05.2022).*
21. *Стратегия России в области возобновляемой энергетики. 27.10.2021 г., АРВЭ. URL: https://www.huawei.ru/upload/iblock/29d/29dd23f69897ac31159956d44d0fb4ec.pdf (дата обращения: 01.05.2022).*
22. *Правительство РФ перенесло отбор ДПМ ВИЭ 2.0 с июня на декабрь. URL: https://peretok.ru/news/generation/24651/ (дата обращения: 01.05.2022).*
23. *Минэнерго предлагает сдвинуть отбор ВИЭ ещё на 1,5 года, до середины 2024 года. URL: https://peretok.ru/news/strategy/24736/ (дата обращения: 01.05.2022).*
24. *Основные характеристики российской электроэнергетики. Министерство энергетики РФ. URL: https://minenergo.gov.ru/node/532 (дата обращения: 01.05.2022).*
25. *Дегтярев К. С. Потенциал возобновляемых источников энергии в Республике Калмыкия // Вестник Московского университета. Серия 5: География. № 1, 2019. С. 75–82.*
26. *Дегтярев К. С., Сангаджиев М. М., Манджиева Т. В. Энергетика на возобновляемых источниках в Республике Калмыкия – потенциал, опыт и перспективы. Монография. – Изд-во Калм. ун-та г. Элиста, 2020. – 140 с.*
27. *Дегтярев К. С. Расселение сельского населения как экономико-географический фактор эффективности малой автономной возобновляемой энергетики // Окружающая среда и энерговедение. № 4, 2019. С. 28–45.*
28. *Дегтярев К. С. Географические основы возобновляемой энергетики // Окружающая среда и энерговедение. № 3, 2021. С. 25–42.*
29. *Estimation of wind energy resources in regions of russia for green hydrogen production and reduction of CO_2 emission / L. V. Nefedova, K. S. Degtyarev, S. V. Kiseleva, M. Y. Berezkin // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. 2022. Vol. 988, no. 3. P. 032023.*
30. *Ларин Н. В. Строение Земли и водородная энергетика. // Окружающая среда и энерговедение. № 3, 2021. С. 43–61.*
31. *Бушуев В. В., Соловьев Д. А. Климат и энергопереход: взаимодействие и взаимозависимость // Энергетическая политика. № 11(165), 2021. С. 44–55. DOI:10.46920/2409-5516_2021_11165_44.*
32. *Дегтярев К. С. Изменения климата – введение в проблематику // Доклад на конференции «Причины изменений климата и вес антропогенной составляющей: модели и результаты. Оценки роли парниковых газов в изменениях климата». НИЛВИЭ географического факультета МГУ, Исследовательская ассоциация «Центр изучения кризисного общества Centero». Москва, 29.06.2021 г.*
33. *Фёдоров В. М. Солярная теория изменений климата // Окружающая среда и энерговедение. № 2, 2021. С. 78–97.*
34. *Федоров В. М. Политика в области климата и вопросы национальной безопасности Российской Федерации // Политика и общество. № 12, 2017. URL: https://cyberleninka.ru/article/n/politika-v-oblasti-klimata-i-voprosy-natsionalnoy-bezopasnosti-rossiyskoy-federatsii (дата обращения: 01.05.2022).*

УДК 621.039 DOI 10.46920/2409-5516_2022_6172_70 EDN: FWNEJJ

Атомная энергетика ЕС на пути к реабилитации

EU nuclear industry on the way to rehabilitation

Анастасия ЛЕБЕДЕВА
Заместитель руководителя Департамента международного сотрудничества ФГБУ «РЭА» Минэнерго России
e-mail: Lebedeva@rosenergo.gov.ru

Anastasia LEBEDEVA
Deputy Head of the International Cooperation Department of the Russian Energy Agency by the Ministry of Energy of the Russian Federation
e-mail: Lebedeva@rosenergo.gov.ru

Алена ЗАЙЦЕВА
Главный специалист отдела международных организаций Департамента международного сотрудничества ФГБУ «РЭА» Минэнерго России
e-mail: ZaycevaAV@rosenergo.gov.ru

Alyona ZAYTSEVA
Chief Specialist of the International Organizations Division of the International Cooperation Department of the Russian Energy Agency by the Ministry of Energy of the Russian Federation
e-mail: ZaycevaAV@rosenergo.gov.ru

Энергопотребление Парижа растет

Источник: bukki88 / depositphotos.com

Аннотация. В статье анализируются вопросы развития атомной отрасли Европейского союза на фоне энергоперехода, резкого роста цен на углеводороды и спецоперации на Украине. Особое внимание уделяется полярным оценкам значимости атомной промышленности в свете климатической повестки. С одной стороны, атомная энергия является низкоуглеродной, с другой стороны, она требует решения вопроса безопасности, захоронения ядерных отходов и разработки систем предотвращения масштабных аварий. Авторы приходят к выводу о том, что атомная энергетика является одной из наиболее перспективных отраслей ТЭК.
Ключевые слова: атомная энергетика, климатическая повестка, «зеленая» таксономия, энергетический баланс.

Abstract. The article analyzes issues of the development of the EU nuclear sector in the context of energy transition, the sharp rise in fossil fuel prices and the Russian special operation in Ukraine. Special attention is paid to the opposite assessments of the importance of the nuclear industry in the light of the climate agenda. On the one hand, nuclear energy is the low-carbon one, on the other hand, the issues of nuclear safety, disposal of nuclear waste and development of systems for large-scale nuclear accident prevention are needed to be addressed. The authors conclude that the nuclear industry is one of the most promising sectors of the fuel and energy industry.
Keywords: nuclear energy, climate agenda, green taxonomy, energy balance.

К началу 2022 г. решение об отказе от атомной энергетики приняли всего пять стран ЕС: Германия, Бельгия, Италия, Швейцария и Испания

Первая в мире промышленная атомная электростанция была введена в эксплуатацию в 1954 г. в СССР. Дальнейшие опыты и эксплуатация АЭС доказали практичность и эффективность применения атомных технологий для генерации электроэнергии. В результате во второй половине XX в. ведущие страны приступили к проектированию и строительству АЭС.

Дополнительным стимулом развития атомной энергетики в Европе послужил нефтяной кризис 1973 г. Если до событий 1973 г. объемы производства электроэнергии на АЭС в Европе были невелики и составляли порядка 67,5 ТВт·ч, то к 1980 г. значение данного показателя возросло в 3,5 раза, до 236,5 ТВт·ч, а к 1985 г. увеличение было более чем десятикратным (695,5 ТВт·ч) [1]. Авария на Чернобыльской АЭС 1986 г. не привела к широкому отказу от ядерной энергетики в Европе – наоборот, рост объемов атомной генерации продолжился, перевалив за отметку 800 ТВт·ч в 1988 г. и отметку 1000 ТВт·ч в 1996 [2]. Тенденция к снижению объемов производства электроэнергии на АЭС обозначилась в середине 2000-х гг. (что частично объясняется ее замещением газовой и угольной генерацией) и была усилена катастрофой на АЭС «Фукусима-1» 2011 г.

В результате аварии на АЭС «Фукусима-1» в Европе начались яростные споры между сторонниками и противниками ядерной энергетики. В качестве аргументов противники атомной энергетики приводят главным образом вероятность повторения аварий на АЭС, в том числе в результате ошибок человеческого фактора, опасность совершения террористических актов на объектах ядерной энергетики, а также проблему захоронения отработанного ядерного топлива. Сторонники, в свою очередь, настаивают на том, что атомная энергетика – при строгом соблюдении требований безопасности – является одним из наиболее надежных и эффективных

Рис. 1. Планы европейских стран по развитию/отказу от атомной энергетики

Источник: Bloomberg. Europe Is Losing Nuclear Power Just When It Really Needs Energy

низкоуглеродных источников генерации, позволяющих производить электроэнергию в больших объемах.

Многие ошибочно полагают, что в скором времени после аварии на АЭС «Фукусима-1» подавляющее число европейских государств приняли решение о полном отказе от ядерной энергетики. Это не совсем верно – на самом деле твердое решение полностью отказаться от генерации на АЭС тогда приняли Германия (планирует закрыть все АЭС к концу 2022 г. [3]), Швейцария (в 2017 г. по вопросу отказа от ядерной энергетики был проведен референдум, в ходе которого за отказ от «мирного атома» высказались 58 % участников [4]) и Бельгия (планировала закрыть все АЭС к 2025 г.).

В целом, по состоянию на начало 2022 г. от атомной энергетики отказались или планировали отказаться всего пять европейских государств: Германия, Бельгия, Италия, Швейцария и Испания. Одновременно строительство атомных реакторов продолжается в Великобритании, Франции, Венгрии, Словакии и Финляндии, еще ряд стран Европы рассматривает возможность строительства АЭС, среди них Польша, Чехия, Румыния, Нидерланды [5] (рис. 1).

В последние годы наблюдается активизация курса европейских стран, в первую очередь, государств-членов Евросоюза, на «зеленое» развитие – переход на использование «чистых», безуглеродных возобновляемых источников энергии (ВИЭ). Однако процесс «зеленого» энергоперехода выявил ряд проблем ВИЭ, которые на сегодняшнем этапе технологического развития вряд ли могут быть решены: нехватка свободных площадей для установок ВИЭ, отсутствие крупных накопителей, которые позволили бы «сгладить» суточные и сезонные колебания объемов выработки на ВИЭ, и, как следствие, необходимость

Атомные реакторы вводятся в Великобритании, Франции, Венгрии, Словакии и Финляндии, а в таких странах как Польша, Чехия, Румыния, Нидерланды изучается строительство новых АЭС

балансировки нестабильной возобновляемой энергетики с помощью газовой или атомной генерации. В настоящее время Евросоюз по-прежнему далек от того, чтобы вырабатывать бóльшую часть электроэнергии за счет ВИЭ: сейчас доля возобновляемой энергетики в генерации ЕС составляет лишь 35 % (для сравнения: доля ископаемых видов топлива в производстве электроэнергии достигает 40 %) [6].

В 2021 г. резкий рост цен на природный газ и уголь на фоне оживления мировой экономики и низкого уровня заполненности европейских ПХГ, повышение тарифов на электроэнергию при одновременной неспособности ВИЭ обеспечить стабильную и надежную выработку заставили европейские государства и мир в целом вновь задуматься о расширении доли атомной энергии в энергобалансах своих стран.

В марте 2021 г., еще до начала энергокризиса, Европейская экономическая комиссия ООН опубликовала доклад, в котором отмечается, что ядерная энергия – это «незаменимый инструмент» для достижения целей в области устойчивого развития, который может стать важнейшей частью энергосистем в странах, стремящихся к углеродной нейтральности [7]. В ноябре 2021 г. в ходе 26-й Конференции сторон Конвенции ООН по противодействию изменениям климата глава Международного энергетического агентства Фатих Бироль призвал нарастить объемы атомной генерации в два раза для достижения целей в области энергетики и климатической политики [8].

В случае с Евросоюзом энергокризис 2021–2022 гг. в очередной раз продемонстрировал колоссальную зависимость Европы от импорта энергоресурсов, в том числе из России. ЕС импортирует 90 % потребляемого газа, при этом около 45 % импорта идет из России. На долю России также приходится около 25 % импорта

АЭС «Сиво» во Франции

Источник: wikimapia.org

АЭС в Германии

Источник: commons.wikimedia.org

нефти и 45 % угля [9]. В условиях энергодефицита европейские страны вновь, как и в результате нефтяного кризиса 1973 г., вернулись к вопросу более интенсивного развития ядерной энергетики. Если ранее в официальных документах ЕС в сфере энергетики и климата внимание атомной энергетике практически не уделялось (например, такие основополагающие документы, как «Европейская зеленая сделка» [10] и программа «Fit for 55» [11] не содержат даже упоминания о ядерной энергетике), то в феврале 2022 г. Еврокомиссия выступила с предложением о ее включении (наравне с газовой генерацией) в «зеленую» таксономию ЕС [11] – систему классификации проектов ЕС по признаку устойчивости, предназначенную для инвесторов. Как обозначено в документе Еврокомиссии [13], ядерная энергетика может, при соблюдении строгих условий и в течение ограниченного периода времени, способствовать переходу к устойчивой энергетической системе, но она не должна препятствовать развитию возобновляемых источников энергии. При этом Еврокомиссия будет рассматривать атомные проекты, как «зеленые», если разрешение на их реализацию будет выдано до 2045 г. в стране, которая может обеспечить безопасное обращение с радиоактивными отходами [14].

Развитие атомной энергетики в Европе будет зависеть от того, какой из двух «лагерей» победит: «проатомный», возглавляемый Францией, или «антиатомный», лидером которого является Германия

Само по себе включение ядерной энергетики в «зеленую» таксономию не означает, что Евросоюз видит ее в своем энергобалансе после 2050 г. Более того, Еврокомиссия подчеркивает, что атомная энергетика будет относиться к категории переходных технологий [15] – технологий временного использования, призванных облегчить переход на «зеленые рельсы». Одновременно включение атомной энергетики в «зеленую» таксономию ЕС будет иметь большое значение, так как таксономия представляет собой своеобразный ориентир для инвесторов. Включая атомную энергетику в таксономию, руководство ЕС фактически дает «зеленый свет» ее финансированию: инвесторы будут иметь возможность вкладывать средства в атомные проекты, рассматриваемые на данном этапе как «зеленые», что, как ожидается, приведет к более активному развитию атомной энергетики в Евросоюзе.

Пока предложение Еврокомиссии окончательно не утверждено. Оно вряд ли получит поддержку со стороны таких противников атомной энергетики, как Германия, Австрия, Дания и Люксембург [16], однако предложение может быть заблокировано лишь «супербольшинством» голосов – для этого необходимо, чтобы против высказались 20 из 27 стран-членов ЕС, что считается маловероятным. Тем не менее, некоторые страны, скорее всего, не смогут смириться с включением ядерной энергетики в таксономию ЕС. Так, например, Австрия намерена подать иск в Европейский суд с требованием признать решение Еврокомиссии недействительным, когда оно вступит в силу [17]. Судьба предложения Еврокомиссии, по всей видимости, будет решена до конца 2022 г.

В целом, дальнейшее развитие атомной энергетики в Европе будет зависеть от того, какой из двух «лагерей» европейских стран победит: «проатомный», возглавляемый Францией, являющейся второй страной в мире по количеству эксплуатируемых реакторов [18], или «антиатомный», лидером которого является Германия, принявшая решение о закрытии собственных АЭС. За борьбой этих двух коалиций стоят большие национальные, политические и экономические интересы.

АЭС в Гундреммингене
Источник: wikimapia.org

Результаты совместных действий по сокращению эмиссии CO_2, которых удалось добиться за последние 30 лет, лишь на 20 % приближают ЕС к достижению углеродной нейтральности к 2050 г.

Достаточно сказать, что в текущей ситуации высоких цен на ископаемое топливо промышленность Франции обладает неоспоримыми преимуществами по отношению к Германии. По данным Евростата, стоимость электроэнергии в 2021 г. для предприятий промышленного сектора во Франции была почти в два раза ниже (0,1207 евро/1 кВт·ч), чем в Германии (0,2298 евро/1 кВт·ч) [19], что наглядно демонстрирует значительный вклад ядерной энергетики в повышение устойчивости и конкурентоспособности экономики страны в целом.

Развитие ядерной энергетики, позволяющей производить низкоуглеродную электроэнергию в больших объемах, важно с точки зрения снижения выбросов парниковых газов. Результаты совместных действий по сокращению эмиссии, которых удалось добиться Евросоюзу за последние три десятилетия, лишь на 20 % приближают ЕС к достижению углеродной нейтральности к 2050 г. Это означает, что если ЕС все же планирует достичь поставленных целей, то в ближайшие 30 лет ему предстоит пройти остальные 80 % пути (а это в четыре раза больше усилий, чем уже предпринято). В этом случае без атомной энергетики Европе не обойтись.

В то же время существенными недостатками атомной энергетики являются длительный срок строительства АЭС и огромные финансовые затраты [20] на строительство новых и модернизацию устаревающих реакторов. У установок ВИЭ сроки сооружения значительно меньше, их стоимость постоянно сокращается

[21], что приводит к снижению тарифов на вырабатываемую ими электроэнергию. В результате, конкурентоспособность ВИЭ постепенно растет [22]. В этом контексте стоимость генерации на АЭС значительно проигрывает ВИЭ. К тому же в последние годы наблюдается уверенный рост рентабельности ВИЭ (за счет приоритетного выкупа и фиксированных тарифов), в то время как для объектов ядерной энергетики растут затраты на обслуживание и эксплуатацию, что обусловлено повышением требований безопасности [23].

Однако, в отличие от переменных ВИЭ, генерация на АЭС осуществляется в базовом режиме и позволяет производить электроэнергию в больших объемах. В случае объединения с установками для выработки водорода методом электролиза такая система позволит обеспечить весьма гибкое управление, наращивать и сокращать объемы подачи генерируемой электроэнергии в сети в ответ на колебания спроса.

Российская спецоперация на Украине активизировала дискуссию европейских стран о необходимости полностью избавиться от импорта энергоресурсов из России. Ряд государств уже продемонстрировал заинтересованность в строительстве новых или продлении сроков службы существующих АЭС. Например, Бельгия приняла решение перенести сроки вывода из эксплуатации своих АЭС на 10 лет – с 2025 г. на 2035 г. [24]. Спецоперация оказала серьезное влияние и на исход дебатов по вопросу развития атомной энергетики в Польше, переломив их ход в пользу дальнейшего развития «мирного атома»: в настоящее время страна ведет переговоры о строительстве новых ядерных реакторов [25]. В марте 2022 г. Еврокомиссия представила

Стоимость электроэнергии в Германии одна из самых высоких
Источник: Деревенский блокнот / zen.yandex.ru

проект плана «REPowerEU» [25] по обеспечению независимости Европы от российского ископаемого топлива (прежде всего, природного газа) на период до 2030 г. В данном документе атомная энергетика упоминается в контексте дальнейшего развития производства низкоуглеродного водорода. В свою очередь, Международное энергетическое агентство опубликовало собственный план по сокращению зависимости Европейского союза от российского природного газа [26], который носит рекомендательный характер для стран-членов ЕС. В документе отмечается целесообразность наращивания производства электроэнергии на базе существующих мощностей генерации с низким уровнем выбросов, в том числе АЭС. И хотя разговоры о необходимости развития ядерной энергетики в некоторых странах ЕС шли и до февраля 2022 г. (например Латвия и Эстония рассматривали возможность строительства атомного реактора малой мощности, а Польша активно искала инвесторов в собственную атомную отрасль [27]), спецоперация России на Украине, как ожидается, заставит государства Евросоюза перейти от слов к решительным действиям.

Таким образом, энергокризис 2021–2022 гг. и начало российской спецоперации в очередной раз вернули АЭС на повестку дня европейских стран.

Желание отказаться от российских энергоносителей на фоне роста геополитической напряженности ставит перед европейским обществом две неразрешимые задачи. С одной стороны, стремление к достижению климатической нейтральности требует еще больше мощностей ВИЭ, но для этого в Европе уже сейчас недостаточно свободных территорий и проблема непредсказуемо неравномерной генерации пока должным образом не решена, с другой стороны, даже полный переход на водородную энергетику будет требовать больших объемов газа, но поставить его в необходимых количествах в среднесрочной перспективе может только Россия. Попытки отказаться от российских энергоресурсов вызывают резкий рост цен. Продолжение использования угля и нефти даже на текущих уровнях противоречит цели достижения углеродной нейтральности к 2050 г.

Развитие атомной энергетики представляется чуть ли не единственной политически приемлемой и надежной альтернативой, однако для преодоления текущего энергетического кризиса Европа не сможет быстро воспользоваться ее преимуществами, поскольку строительство новых АЭС требует значительных временных и капитальных затрат, а также сложных процедур согласования как на государственном, так и общественном уровне.

Использованные источники

1. *British Petroleum. Statistical Review of World Energy – all data, 1965-2020. URL: https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html*
2. *Reuters. Explainer: Could Germany keep its nuclear plants running? URL: https://www.reuters.com/business/energy/could-germany-keep-its-nuclear-plants-running-2022-02-28/*
3. *EurAsia Daily. Швейцария отказывается от атомной энергетики. URL: https://www.eadaily.com/ru/news/2017/05/22/shveycariya-otkazyvaetsya-ot-atomnoy-energetiki*
4. *Bloomberg. Europe Is Losing Nuclear Power Just When It Really Needs Energy. URL: https://www.bloomberg.com/news/features/2022-01-31/europe-s-nuclear-power-plants-are-disappearing-just-as-energy-crisis-hits-hard*
5. *Carnegie. Why Europe Is Looking to Nuclear Power to Fuel a Green Future. URL: https://www.carnegieendowment.org/2022/02/18/why-europe-is-looking-to-nuclear-power-to-fuel-green-future-pub-86468*
6. *Международное агентство по атомной энергии. Международное состояние и перспективы ядерной энергетики – 2021. URL: https://www.iaea.org/sites/default/files/gc/gc65-inf6_rus.pdf*
7. *World nuclear news. Birol calls for nuclear acceleration. URL: https://www.world-nuclear-news.org/Articles/Birol-calls-for-nuclear-acceleration#:~:text=In%20order%20to%20reach%20energy,climate%20goals%2C%22%20said%20Birol.*
8. *European Commission. Communication from the Commission to the European, Parliament, the European Council, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. REPowerEU Plan. Brussels, 18.5.2022 COM(2022) 230 final.*
9. *European Commission. Communication from the Commission. The European Green Deal. Brussels, 11.12.2019 COM(2019) 640 final.*
10. *Briefing EU Legislation in Progress. Revising the Energy Efficiency Directive: Fit for 55 package. URL: https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2021/698045/EPRS_BRI(2021)698045_EN.pdf*
11. *Глобальная энергия. Еврокомиссия предложила отнести газ и атом к «чистым» источникам энергии. URL: https://globalenergyprize.org/ru/2022/01/06/evrokomissiya-predlozhila-otnesti-gaz-i-atom-k-chistym-istochnikam-energii/*
12. *European Commission. Commission Delegated Regulation (EU). URL: https://ec.europa.eu/finance/docs/level-2-measures/taxonomy-regulation-delegated-act-2022-631_en.pdf*
13. *Фонд «Центр стратегических разработок». Мониторинг внешних климатических вызовов для России. I квартал 2022 г. URL: https://www.csr.ru/upload/iblock/417/fgw8a4utzr3qyi05ofsvk2mnlevk54ah.pdf*
14. *Deutsche Welle. European Commission declares nuclear and gas to be green. URL: https://www.dw.com/en/european-commission-declares-nuclear-and-gas-to-be-green/a-60614990*
15. *«Нефть и капитал». Мирный атом поссорит страны ЕС. URL: https://oilcapital.ru/article/general/24-01-2022/mirnyy-atom-possorit-strany-es*
16. *France24. Austria vows legal action as EU angers activists with 'green' label for nuclear energy. URL: https://www.france24.com/en/europe/20220202-austria-to-challenge-eu-s-proposed-nuclear-green-label-in-court*
17. *SwissInfo. Швейцария, Фукусима и будущее атомной энергетики. URL: https://www.swissinfo.ch/rus*
18. *Eurostat. Electricity prices for non-household consumers - bi-annual data (from 2007 onwards). URL: https://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg_pc_205*
19. *Greenpeace. Почему атомная энергетика не поможет справиться с климатическим кризисом. URL: https://greenpeace.ru/blogs/2020/09/01/pochemu-atomnaja-jenergetika-ne-pomozhet-spravitsja-s-klimaticheskim-krizisom/*
20. *Greenpeace. Почему атомная энергетика не поможет справиться с климатическим кризисом. URL: https://greenpeace.ru/blogs/2020/09/01/pochemu-atomnaja-jenergetika-ne-pomozhet-spravitsja-s-klimaticheskim-krizisom/*
21. *SwissInfo. Швейцария, Фукусима и будущее атомной энергетики. URL: https://www.swissinfo.ch/rus*
22. *SwissInfo. Швейцария, Фукусима и будущее атомной энергетики. URL: https://www.swissinfo.ch/rus*
23. *Euronews. Belgium postpones nuclear energy phase-out by 10 years over Ukraine. URL: https://www.euronews.com/*
24. *The Washington Post. War in Ukraine generates interest in nuclear energy, despite danger. URL: https://www.washingtonpost.com/climate-environment/2022/04/15/nuclear-energy-europe-ukraine-war*
25. *European Commission. Communication from the Commission to the European. Parliament, the European Council, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. REPowerEU Plan. Brussels, 18.5.2022 COM(2022) 230 final.*
26. *IEA. A 10-Point Plan to Reduce the European Union's Reliance on Russian Natural Gas.*
27. *Белорусское телеграфное агентство. RuBaltic: в Польшу и страны Балтии возвращается мода на АЭС. URL: https://atom.belta.by/ru/news_ru/view/rubaltic-v-polshu-i-strany-baltii-vozvraschaetsja-moda-na-aes-11644/*

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА №6(172) / 2022

УДК 721.021 DOI 10.46920/2409-5516_2022_6172_78 EDN: FYXLOD

Визуальное проектирование систем теплоснабжения

Visual design of heating systems

Анастасия ПЕСТРИКОВА
Магистрант НИУ МГСУ
e-mail: ShilovaLA@mgsu.ru

Любовь ШИЛОВА
Доцент кафедры информационных систем, технологий и автоматизации в строительстве НИУ МГСУ, к. т. н.
e-mail: ShilovaLA@mgsu.ru

Anastasia PESTRIKOVA
Master's student of MGSU
e-mail: ShilovaLA@mgsu.ru

Lyubov SHILOVA
Ph.D., Associate Professor, Associate Professor of the Department of Information Systems, Technologies and Automation in Construction of MGSU
e-mail: ShilovaLA@mgsu.ru

Район Аэропорт, Москва *Источник: localfeed.ru*

Аннотация. В статье рассматривается потенциал и возможности визуального проектирования энергоэффективных систем отопления в зданиях жилищно-гражданского назначения. Дается оценка перспектив использования визуального программирования для создания системы автоматизированного подбора оборудования. Авторами разработана цифровая информационная модель здания жилищно-гражданского назначения на примере модели многоэтажного жилого дома с техническим этажом и машинным помещением, который расположен в Северном административном округе города Москвы на территории муниципального района Аэропорт. При этом стоит отметить, что представленный в статье подход может быть использован относительно любого другого здания, расположенного в других климатических условиях.
Ключевые слова: энергетическое строительство, визуальное проектирование, энергоэффективность, тепловая энергия, информационное моделирование зданий.

Abstract. The article discusses the potential and possibilities of visual design of energy-efficient heating systems in housing and civilian buildings. Prospects for using visual programming to create a system of automated equipment selection is given. The authors have developed a digital information model of the Housing and Civil Building on the example of a model of a multi-storey residential building with a technical floor and a machine room, which is located in the Northern Administrative District of the city of Moscow in the territory of the municipal area of the Airport. It should be noted that the approach presented in the article can be used with respect to any other building located in other climatic conditions.
Keywords: energy construction, visual design, energy efficiency, thermal energy, information modeling of buildings.

Активное внедрение программных продуктов систем автоматизированного проектирования позволило сильно сократить сроки подготовки проекта

Введение

Одной из ключевых задач при проектировании зданий жилищно-гражданского назначения является подбор оборудования и проектирование систем отопления. Данная задача является комплексной и должна учитывать как требования нормативных документов, так и климатические условия, в которых будут эксплуатироваться здания [1].

В тоже время сократить время решения подобной задачи позволяет использование инструментов Индустрии 4.0, обеспечивающих цифровую трансформацию строительной отрасли. В статье представлен подход к автоматизации подбора оборудования при проектировании систем отопления в зданиях жилищно-гражданского назначения для оценки перспектив использования визуального программирования.

Для апробации данного подхода была разработана специальная информационная модель многоэтажного жилого дома с использованием проекта из реестра типовой рабочей документации на официальном сайте Минстроя России.

Многоквартирный 15-этажный жилой дом с техническим этажом и машинным помещением расположен в Северном административном округе города Москвы на территории муниципального района Аэропорт.

Здание выполнено из монолитного железобетона, несущими вертикальным элементами являются пилоны, стены и ядра жесткости, которые образованы стенами лестничных клеток и лифтовых шахт. Фундамент запроектирован в виде монолитной железобетонной фундаментной плиты постоянной толщины 600 мм.

Московский международный деловой центр «Москва-Сити» *Источник: hotwalls.ru*

Пилоны подземной и надземной части запроектированы монолитными железобетонными, толщиной 250 мм. Стены лестнично-лифтовых блоков, лестничных узлов – монолитные железобетонные толщиной 200 и 250 мм. Наружные стены подвала утепленные, толщиной 200 мм и 250 мм. Внутренние стены подвала – 200 и 250 мм. Межквартирные стены и стены, смежные с коридором – из газобетонных блоков толщиной 200 мм. Наружные стены самонесущие из газобетонных блоков толщиной 250 мм с поэтажным опиранием на железобетонное перекрытие.

Кровля здания – плоская неэксплуатируемая с покрытием из битумнополимерного материала, стяжки из керамзитобетона. В качестве теплоизоляции применен экструзионный пенополистирол толщиной 200 мм.

Типовое решение по этажам – лестничные марши сборные железобетонные, площадки – монолитные. Лестницы в машинном отделении и выход на кровлю – монолитные. Перекрытия и покрытие запроектированы монолитными железобетонными толщиной 200 мм.

В отделке фасадов жилого дома использованы фиброцементные плиты на подсистеме вентилируемого фасада. В качестве теплоизоляции применен двухслойный минераловатный утеплитель, толщиной 150 мм.

Витражное заполнение проемов помещений первого этажа выполнено с применением стеклопакетов из алюминиевого профиля до пола. Заполнение оконных проемов жилых квартир выполнено стеклопакетами ПВХ.

В качестве ограждающих конструкций балконов принята кирпичная кладка на высоту 1,2 м, облицованная фиброцементными плитами по подсистеме вентилируемого фасада без утепления. Остекление балконов выполнено алюминиевыми витражами.

Двери входов в подвал – металлические утепленные. Входные двери в жилую часть здания со стороны дворового фасада – металлические утепленные с армированным остеклением. Со стороны главного фасада входные двери в общественные помещения и в места общего пользования жилой части – алюминиевые, с остеклением.

В подземной части здания располагаются помещение подвала для сбора и прохождения сетей инженерных коммуникаций, помещение индивидуального теплового пункта (ИТП), вводно-распределительного устройства (ВРУ) и насосной холодного водоснабжения (ХВС).

В надземной части здания запроектированы помещения без конкретной технологии (БКТ), места общего пользования (МОП) и жилые квартиры. В состав помещений БКТ входят тамбуры и санузлы.

Относительная отметка 0,000 первого этажа, соответствует абсолютной отметке 161,4.

На первом этаже размещены: входной вестибюль жилой части здания; помещение дежурного по подъезду, с санузлом; лифтовой холл; камера мусороудаления; два помещения БКТ с отдельными входными группами.

Квартиры расположены на жилых этажах со 2 по 15. На отметке 49,7 располагается машинное помещение лифта. На рис. 1 представлена информационная модель объекта исследования.

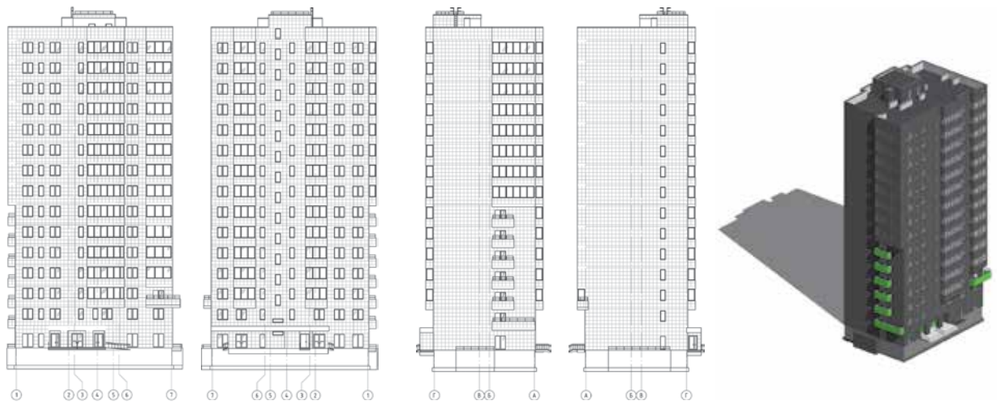
Подбор оборудования и проектирование систем отопления должны учитывать как требования нормативных документов, так и климатические условия, в которых будут эксплуатироваться здания

Для создания автоматизированной системы подбора оборудования при проектировании отопления была разработана специальная информационная модель типового многоэтажного жилого дома

Материалы и методы

Одним из важных шагов для создания системы автоматизированного подбора оборудования является выбор программных продуктов. В рамках реализации представленного исследования использованы такие программные продукты, как Autodesk Revit и Dynamo. Первый программный продукт – Autodesk Revit – является программным комплексом, который базируется на технологии информационного моделирования зданий (Building Information Modeling) и предоставляет возможности для архитектурного проекти-

Рис. 1. Информационная модель объекта исследования *Источник: данные авторов*



1 2 3

1 – южный и северный фасады,
2 – западный и восточный фасады,
3 – 3D-модель многоквартирного жилого дома

К возможностям платформы визуального программирования относят построение сложной геометрии, криволинейное армирование, размещение компонентов по правилам, составление ведомости отделки

рования, проектирования инженерных систем и строительных конструкций. Достоинством Autodesk Revit является возможность комплексного использования этих инструментов для решения общих задач. Этим обеспечивается точность и качество совместной работы проектировщиков.

На сегодняшний день программный комплекс Autodesk Revit включает в себя три направления проектирования: архитектурное проектирование (Revit Architecture), проектирование строительных конструкций (Revit Structure) и проектирование 51 инженерных систем (Revit MEP).

Для решения поставленных в представленном исследовании задач использовались Revit Architecture и Revit MEP.

Revit Architecture – специализированное решение для архитектурно-строительного проектирования с применением технологии информационного моделирования зданий и сооружений в промышленном и гражданском строительстве.

Revit MEP – это специализированное решение, предназначенное для проектирования и расчета внутренних инженерных систем, а также выпуска документации по ним. Программный продукт предлагает готовые решения и удобные инструменты для специалистов отопления, кондиционирования, вентиляции, электроснабжения, канализации и водоснабжения, что позволяет проектировать и строить инженерные системы любой сложности. Функционал позволяет создавать пользовательские типоразмеры воздуховодов и трубопроводов, наклонные трубы. Системы отопления и вентиляции создаются средствами 3D-моделирования воздуховодов и трубопроводов. Работа с моделью осуществляется на планах, на разрезах и фасадах, а также и на 3D-виде, что в разы повышает производительность работы с системами трубопроводов.

Новый ЖК на Кутузовском проспекте *Источник: loft-arena.ru*

Кутузовский проспект, Москва *Источник: wallbox.ru*

Еще одним инструментом, использованным в работе, является платформа визуального программирования Dynamo, которая относится к одному из набирающих популярность встроенных программных продуктов для ускорения процесса проектирования.

Функционал Dynamo позволяет создавать алгоритмы в наглядном для понимания пользователей формате, не требующем определенных знаний языков программирования. Dynamo встроен в Autodesk Revit в виде модуля, который дает возможность работать одновременно в двух этих системах.

Данная альтернатива обычному программированию предоставляет возможность написания скриптов, которые не только предназначены для автоматизации типовых задач, что в значительной степени упрощает рабочий процесс, но и помогают решить более сложные проблемы проектирования. Для этого достаточно лишь соединять узлы (носят название «ноды»), которые содержат в себе определенный код для реализации конкретных операций. Система Dynamo поддерживает собственный язык программирования Design Script. С помощью такой записи алгоритма можно сделать программу более эффективной. В интерфейсе Dynamo все ноды представлены в библиотеках.

К основным возможностям платформы визуального программирования относят построение сложной геометрии по формуле, криволинейное армирование, размещение компонентов по правилам, составление ведомости отделки, обновление семейств, подключение новых параметров сразу многим объектам, инженерные расчеты (теплотехнический, гидравлический, балансировочный расчёты, расчёт инсоляции) и др.

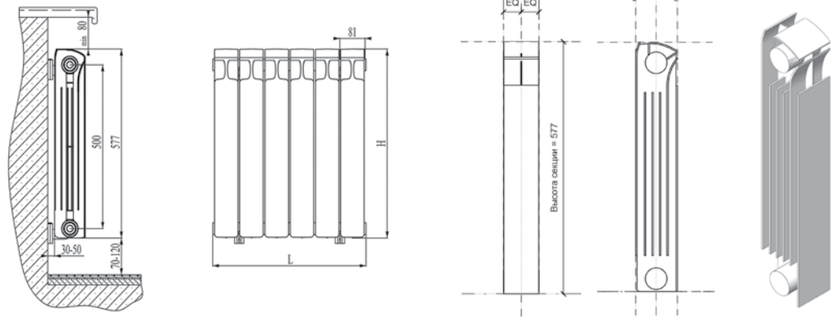
Вместе с тем, в современных условиях существования российской экономики и рынка программных продуктов возника-

Данная альтернатива обычному программированию предоставляет возможность написания скриптов для автоматизации типовых задач и помогает решить более сложные проблемы проектирования

Информационное моделирование зданий (BIM), разработка решений:	Технологии информационного моделирования для разработки цифровых информационных моделей (ЦИМ)		
	Название отечественного ПО	Компания	Область применения ПО
Архитектура. Конструкции. Водоснабжение и водоотведение. Отопление. Вентиляция и кондиционирование. Сети связи. Технологические решения	Renga	Renga Software	Архитектура. Конструкции. Водоснабжение и водоотведение. Отопление. Вентиляция. Система газоснабжения. Сети связи. Технологические решения (в гражданском строительстве)
	УМНАЯ ВОДА	«Элита» и «СанТехПроект»	Программа для проектирования систем внутреннего водопровода и канализации зданий. Имеет интеграцию с Renga
	АЛЬФА СЭ	САПР-АЛЬФА	Модуль электрорасчётов для BIM-решения Renga
Конструкции	nanoCAD BIM Конструкции	Нанософт разработка	Проектирование металлических и железобетонных конструкций зданий/ сооружений в *.dwg-среде платформы nanoCAD
	Model Studio CS Строительные решения	CSoft Development	Инженерный программный комплекс для создания зданий и сооружений объектов промышленного и гражданского строительства и выпуска проектной/рабочей документации. Предназначен для разработки архитектурно-строительной части (марки АР, АС, КЖ, КМ). Для работы требуется nanoCAD
	nanoCAD Инженерный BIM	Нанософт разработка	Комплект профессиональных инструментов для инженеров-проектировщиков, позволяющий быстро и качественно разрабатывать инженерные системы объектов и сооружений. Возможно приобретение и использование отдельных модулей
Водоснабжение и водоотведение	nanoCAD BIM ВК	Нанософт разработка	Программа позволяет проектировать и моделировать внутренние системы горячего и холодного водоснабжения и канализации, а также водяного пожаротушения с использованием пожарных кранов. В nanoCAD BIM ВК объединены расчетная и графическая части раздела проектирования «Внутренний водопровод и канализация»
	Model Studio CS Водоснабжение и канализация	CSoft Development	Разработка внутренних сетей водоснабжения и канализации (марка ВК). Для работы требуется nanoCAD
Вентиляция, отопление и кондиционирование	nanoCAD BIM Вентиляция	Нанософт разработка	Программный продукт предназначен для автоматизированного проектирования и информационного моделирования систем вентиляции и кондиционирования зданий и сооружений
	nanoCAD BIM Отопление	Нанософт разработка	Программа позволяет проектировать и моделировать системы отопления зданий и сооружений. В nanoCAD BIM Отопление представлены расчетная (гидравлический и тепловой расчет системы водяного отопления по СП 60.13330.2016) и графическая части раздела проектирования «Отопление» и автоматическое специфицирование

Таблица 1. Варианты импортозамещения программного обеспечения для технологий информационного моделирования Autodesk Revit

Источник: [2]



(а) Принципиальная схема установки радиатора

(б) Вид спереди и вид слева

(в) Модель секции радиатора

Рис. 2. Разработка семейства отопительного прибора

Источник: данные авторов

ет необходимость подбора отечественных аналогов[1].

В таблице 1 представлена выдержка из расширенного перечня Минстроя России, отечественного ПО «Импортозамещение программного обеспечения для технологий информационного моделирования».

Результаты

Для разработки семейств оборудования и отопительных приборов использовалась программа Revit. В качестве отопительного прибора был принят наиболее популярный на рынке России секционный радиатор RIFAR Base трех моделей, каждая из которых различна по определенным параметрам (таблица 2).

[1] Использование указанных программных продуктов для реализации поставленной в исследовании цели обусловлено тем, что статья была подготовлена до введения санкций на использование зарубежного ПО.

Разработка семейства отопительного прибора

Для создания семейства отопительного прибора на первом этапе было создано семейство секции радиатора на основе шаблона «Метрическая система, типовая модель» [1].

Согласно принципиальной схеме установки радиатора (рис. 2(а), при помощи элемента выдавливания была подготовлена секция радиатора и нанесены размеры для задания параметров (рис. 2(б) и рис. 2(в). Помимо этого, были созданы три типоразмера для этого семейства, соответствующие моделям, которые представлены в таблице 1. Для корректной работы семейства необходимо задать категорию «Оборудование».

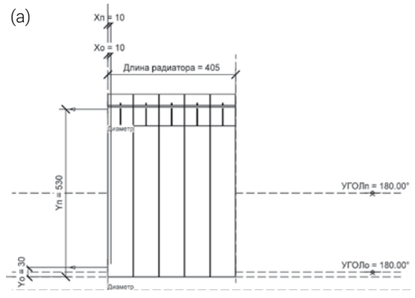
На следующем этапе создается семейство на основе шаблона «Метрическая система, типовая модель на основе грани»,

Таблица 2. Основные технические характеристики отопительных приборов

Источник: сайт компании «Рифар», https://rifar.ru/products

Модель	Межосевое расстояние, мм	Габаритные размеры 1 секции, мм			Масса 1 секции, кг	Номинальный тепловой поток 1 секции, Вт	Внутренний объем 1 секции, л	Максимальная температура теплоносителя, °С
		Высота, мм	Глубина, мм	Ширина, мм				
B 500	500	577	100	81	1,84	197	0,2	135
B 350	350	427	100	81	1,25	139	0,18	135
B 200	200	277	100	81	0,9	100	0,16	135

(а)



(б)

Рис. 3. Результат работы с формулами для определения положения соединителей (а) и полученное семейство секционного радиатора (б)

Источник: данные авторов

в которое следует загрузить семейство секции радиатора. Вложенное семейство размещается параллельно грани поверхности. Для определения расстояния от пола и от стены до поверхности радиатора задаются опорные плоскости и наносятся размеры.

На следующем этапе создается параметр, определяющий типоразмер секции радиатора. Данный параметр следует назначить на вложенное семейство секции.

Следующий созданный параметр «Тип» определяет тип присоединения подающей и обратной магистрали, в данном случае рассмотрено 4 типа присоединения: одностороннее, верхнее, нижнее и по диагонали.

Для дальнейшей работы с семейством необходимо добавить следующие параметры: мощность одной секции (определяется по характеристикам данного радиатора, полученных от производителя); общий параметр ADSK_Тепловая мощность, который в дальнейшем может использоваться для вывода значений в спецификациях (необходим для определения тепловой мощности прибора и рассчитывается по формуле: (Мощность одной секции) · (Количество секций); расход (вычисляемое значение по формуле: ADSK_Тепловая мощность/(20 · 4196 · 1000 · (1 Дж / 1 м³)), где значение 1000 требуется для перевода в кВт, 20 – разность температур, 4196 – удельная теплоемкость воды, предварительно требуется изменить единицы проекта с британских тепловых единиц на джоули); условный диаметр Ду.

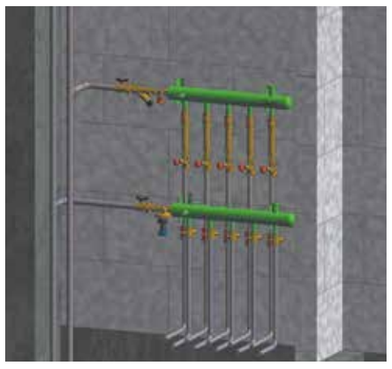
Следующий этап предполагает создание соединителей, которые меняют свое местоположение в зависимости от типа подключения. Для этого предварительно создается ряд параметров, благодаря которым соединитель будет перемещаться относительно осей X и Y и поворачиваться на определенный угол: Хо, Yo, УГОЛо – для обратной магистрали, Хп, Yп, УГОЛп – для подающей магистрали.

Рис. 4. Информационная модель системы отопления многоквартирного жилого дома (а) и этажный распределительный узел (б)

Источник: данные авторов

(а)

(б)



Для дальнейших операций необходимо добавить параметры коэффициентов, уменьшающих значения в зависимости от высоты радиатора, а также ввести формулы для перемещения соединителя подающей магистрали в точку, соответствующую расположению типа присоединения.

Аналогичным образом следует поступить и с определением местоположения соединителя обратной магистрали, отличительными аспектами являются: параметр направления воды (в данном случае примет значение «Наружу»), классификация систем (обратная жидкость).

В результате получаем расположение соединителей трубопроводов подающей и обратной магистрали в соответствии с выбранным типом присоединения (рис. 3(а).

Загрузив в проект полученное семейство (рис. 3(б), можно переходить к следующему этапу разработки системы.

Разработка информационной модели системы отопления многоэтажного жилого дома

На следующем этапе разрабатывается модель (рис. 4(а) двухтрубной системы отопления с поквартирной внутрипольной разводкой на этажах. Этажный узел подключения квартир расположен в общественном коридоре (рис. 4(б).

Магистрали и стояки систем радиаторного отопления запроектированы из стальных водогазопроводных труб по ГОСТ [3] и стальных электросварных труб по ГОСТ [4].

В качестве приборов отопления используются радиаторы с боковым подключением. Допустимые параметры теплоносителя:

– максимальная температура – 120 °С;

– максимальное рабочее избыточное давление при толщине стального листа 1,4 мм 1 Мпа;

Регулирование теплоотдачи производится с помощью термостатических клапанов, встроенных в нагревательные приборы или размещаемых на подводке к приборам.

Отопительные приборы размещены под световыми проемами в местах, доступных для осмотра, ремонта и очистки.

Трубопроводы укладываются в подготовке пола в теплоизоляции, фиксируются прижимными пластмассовыми крюками к плите перекрытия.

Выводы

Активное внедрение программных продуктов систем автоматизированного проектирования позволило в значительной степени сократить сроки проектирования за счет автоматизации рутинной работы и оперативного устранения ошибок проектировщиков.

При этом одной из ключевых задач при проектировании зданий жилищно-гражданского назначения является подбор оборудования и проектирование систем отопления. Данная задача является комплексной и должна учитывать как требования нормативных документов, так и климатические условия, в которых проектируется здание. При этом значительно сократить время решения задачи позволяет использование инструментов визуального программирования, что наглядно продемонстрировано результатами исследования.

Несмотря на то, что в статье для достижения поставленной цели использовано зарубежное ПО, описанный подход может быть реализован и с использованием отечественных программных продуктов, однако в части визуального программирования единственным отечественным продуктом в настоящее время остается система визуального программирования САПФИР-Генератор.

Использованные источники

1. *Ерёмкин, А. И. Тепловой режим зданий: учебное пособие / А. И. Ерёмкин, Т. И. Королева. – М.: Изд-во АСВ, 2000. – 368 с. (дата обращения: 10.05.2020).*
2. *Расширенный перечень отечественного ПО «Импортозамещение программного обеспечения для технологий информационного моделирования» [Электронный ресурс]. – URL: https://minstroyrf.gov.ru/docs/182926/ (дата обращения: 23.05.2022).*
3. *ГОСТ 3262–75. Трубы стальные водогазопроводные. Технические условия. [Электронный ресурс] // «Техэксперт». – URL: http://docs.cntd.ru/document/1200001411 (дата обращения: 15.05.2020).*
4. *ГОСТ 10704–91. Трубы стальные электросварные прямошовные. Сортамент. [Электронный ресурс] // «Техэксперт». – URL: http://docs.cntd.ru/document/gost-10704–91 (дата обращения: 15.05.2020).*

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

ISSN 2409-5516

Источник фото на обложке:
lucamaxe / pixabay.com