РГАСНТИ 44.09.29

ISSN 2409-5516

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА

ОБЩЕСТВЕННО-ДЕЛОВОЙ
НАУЧНЫЙ ЖУРНАЛ

№8(162), август 2021

Тема номера

ЭНЕРГОПЕРЕХОД: НОВЫЕ ПОДХОДЫ И КРИТИЧЕСКИЕ ОЦЕНКИ

Международная конференция по водородной энергетике

IH2CON

9-10 сентября 2021
Санкт-Петербург,
отель «Бельмонд»

ih2con.com

РОССЕТИ

«Россети» –
вместе
в будущее

Содержание

5 **Слово редакторов**

Футурама

6 **Ю. Рыков.** Пандемия COVID-19 как фактор изменений трендов в прогнозах мировой энергетики

Энергопереход

18 **Е. Телегина, Л. Студеникина, Д. Чапайкин.** Новые вызовы энергорынка – мир и Россия, возможности роста

30 **В. Арутюнов.** Российский акцент в мировом энергопереходе

42 **В. Иктисанов, Ф. Шкруднев.** Декарбонизация: взгляд со стороны

Нефть

52 **Ю. Цветаев.** Новая нефтяная биржа в Абу-Даби: борьба за статус-кво или шаг к переменам?

Регионы

62 **А. Мастепанов, А. Сумин.** Основы госрегулирования газовой отрасли Бразилии

82 **С. Подковальников, Л. Чудинова.** Эволюция межгосударственных энергообъединений

Contents

5 **Editor's Column**

Futurama

6 **Y. Rykov.** The COVID-19 pandemic as a factor in changing trends in world energy forecasts

Energy Transition

18 **E. Telegina, L. Studenikina, D. Chapaikin.** New challenges of the energy market - the world and Russia, opportunities for growth

30 **V. Arutyunov.** Russian accent in the global energy transition

42 **V. Iktisanov, F. Shkrudnev.** Decarbonization: outside view

Oil

52 **Y. Tsvetaev.** New Oil Exchange in Abu Dhabi: Struggle for the Status Quo or a Step for Change?

Regions

62 **A. Mastepanov, A. Sumin.** Basics of state regulation of the Brazilian gas industry

82 **S. Podkovalnikov, L. Chudinova.** The evolution of interstate power grids

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., руководитель 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
Н.И. Воропай – член-корр. РАН, д. т. н., научный руководитель ИСЭМ СО 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.
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
GorshkovaAA@minenergo.gov.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: 05.08.2021
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»

Энергопереход вырос до критики

По мере того, как энергопереход становится неотъемлемой частью мировой энергетики, появляется все больше информации, аналитики и критики этого процесса. В новом номере журнала «Энергетическая политика» мы постарались собрать разные взгляды на текущие изменения мирового энергетического рынка и его влиянии на российский ТЭК. Одни авторы указывают негативные факторы тотального перехода на использование ВИЭ и применение водородных технологий, другие анализируют новые возможности, которые может дать России активное участие в глобальном энергопереходе.

Одновременно в новом номере большое внимание уделяется новым тенденциям развития мирового рынка традиционных энергетических ресурсов. Весной этого года ОАЭ запустили торги новым фьючерсом на нефть арабского сорта Murban. В журнале проводится анализ первых шести месяцев использования этого инструмента. В другой части света также произошло знаковое событие: Бразилия запустила процесс либерализации рынка газа. В журнале проводится подробный анализ этого процесса.

УДК 620.9: 330.4

DOI 10.46920/2409-5516_2021_8162_6

Пандемия COVID-19 как фактор изменений трендов в прогнозах мировой энергетики

The COVID-19 pandemic as a factor in changing trends in world energy forecasts

Юрий РЫКОВ
Заведующий сектором «Моделирование», фонд «Институт энергетики и финансов», старший научный сотрудник ИПМ им. М.В. Келдыша РАН
e-mail: y_rykov@fief.ru

Yuri RYKOV
Head of sector «Modeling», Fund «Institute of Energy and Finance», Senior Researcher IPM named after M.V. Keldysh RAS
e-mail: y_rykov@fief.ru

Фактор COVID-19 стал причиной пересмотра прогнозов развития мировой энергетики

Источник: SergeyNivens / Depositphotos.com

Аннотация. За последние 10–15 лет существенно вырос интерес к долгосрочному прогнозированию развития мировой энергетики. В значительной степени этот интерес был вызван ростом внимания к проблемам изменения климата. В начале 2020 года появление нового фактора пандемии COVID-19 существенно повлияло на создание новых сценариев. Был обозначен общий тренд на торможение мировой экономики при осознании необходимости учета климатических изменений. В рамках данной публикации проведено сопоставление более семидесяти различных сценариев, построенных четырнадцатью организациями в разные годы, по основным характеристикам. Были рассмотрены сценарии МЭА, EIA, ОПЕК, ФСЭГ – Форум стран-экспортеров газа (Gas Exporting Countries Forum – GECF), Института экономики энергетики Японии (Institute of Energy Economics Japan – IEEJ), Массачусетского технологического института (Massachusetts Institute of Technology – MIT), Института энергетических исследований РАН (ИНЭИ), DNV GL Group (DNV), компаний Exxon, BP, Shell, Equinor, ЛУКОЙЛ, China National Petroleum Corporation – CNPC. Выделены основные тренды предполагаемого развития мировой энергетики и их изменение, вызванное появлением пандемии COVID-19.
Ключевые слова: мировая энергетика, долгосрочный прогноз, COVID-19, сокращение выбросов CO_2, энергопереход.

Abstract. Over the past ten to fifteen years, interest in long-term forecasting of the development of the world energy sector has grown significantly. Much of this interest has been driven by the growing attention to climate change issues. In early 2020, the emergence of a new factor in the COVID-19 pandemic significantly influenced the creation of new scenarios. There was a general trend towards a slowdown in the world economy with the awareness of the need to take into account climate changes. Within the framework of this publication, we have compared more than seventy different scenarios built by fourteen organizations in different years, according to their main characteristics. The scenarios of the IEA, EIA, OPEC, GECF – Gas Exporting Countries Forum (GECF), Institute of Energy Economics Japan (IEEJ), Massachusetts Institute of Technology (MIT), Energy Research Institute of the Russian Academy of Sciences (ERI), DNV GL Group (DNV), Exxon, BP, Shell, Equinor, Lukoil, China National Petroleum Corporation – CNPC. The main trends of the expected development of the world energy and their change caused by the appearance of the COVID-19 pandemic are highlighted.
Keywords: global energy, long-term forecast, COVID-19, CO_2 reduction, energy transition.

Фактор COVID-19, строго говоря, не имеет экономических причин, оперативная оценка силы и длительности его влияния оказалась затруднительной

Актуальность исследования

В начале 2020 года мировое сообщество столкнулось с появлением нового глобального фактора, оказавшего мощное влияние практически на все аспекты развития энергетики. Этим фактором стала пандемия коронавирусной инфекции COVID-19. Одновременно глобальный характер приобрел фактор антропогенного воздействия на окружающую среду. Эти два феномена, как это видится сегодня, имеют общие черты: глобальность воздействия и внеэкономический характер появления. Между тем, если полное осознание влияния климатического фактора заняло примерно десять лет, то общепри-

Нефтедобывающая платформа

Источник: Iurii / Depositphotos.com

знанный эффект от воздействия фактора COVID-19 проявился менее, чем за год. Кроме того, если COVID-19 можно охарактеризовать, как «черного лебедя» – в некотором смысле неожиданно возникшее сильное воздействие на функционирующую систему, то климатический фактор накапливал силу своего влияния постепенно. Эти явления оказывают влияние абсолютно на все страны и все мировые социально-экономические подсистемы, их возникновение и противодействие им имеет внеэкономический характер. Вполне возможно, что следующим фактором с аналогичными свойствами может стать новая фаза научно-технического прогресса, связанная с всеобщей цифровизацией и роботизацией.

В 2020 г. неожиданно возник новый глобальный фактор – эпидемия COVID-19, который оказал сильное воздействие на мировую энергетику и последствия которого еще не осмыслены в полной мере

Мировая энергетика также оказалась под давлением климатической повестки, в первую очередь за счет требований по сокращению выбросов парниковых газов. На этой основе уже сформировалась практически общепризнанная концепция энергоперехода, предполагающая рост мощностей возобновляемых источников энергии (ВИЭ) и уход от ископаемых (углеводородных) источников энергии. COVID-19 заметно повлиял на дальнейшую эволюцию энергетических стратегий.

Классификация сценариев долгосрочного развития мировой энергетики на начало 2020 года

Интерес к рассмотрению совокупности сценариев развития мировой энергетики проявляют многие организации исследовательского типа и индивидуальные эксперты, см., например, [1]–[4]. В данной статье будет проведена классификация сценариев, концептуальную основу которой составит сравнительный анализ трендов, см. [5].

Для проведения классификации сценариев выберем набор показателей для мира в целом, которые присутствуют практически во всех прогнозах развития мировой энергетики, отражают основные современные тенденции развития энергетики и для которых можно получить количественные данные из соответствующих обзоров. Такими доступными количественными характеристиками оказались: темпы прироста ВВП, темпы изменения объема потребления первичной энергии и изменения объемов выбросов CO_2 от энергетического использования. При проведении классификации на основе информации из обзоров мировой энергетики вычислялся средний ежегодный процент изменения ВВП, потребление первичной энергии, выбросов CO_2 за период 2020–2040 гг. Ниже для каждого сценария эти показатели приводятся в скобках. На основе сочетания значений указанных числовых показателей и, дополнительно, качественного характера поведения соответствующих графиков и строилась классификация сценариев, которая будет приведена ниже.

При построении графиков в качестве оси абсцисс будем использовать показатель «индекс ВВП», который равен отношению объема ВВП в текущем году (в тех единицах, которые приведены в том или ином обзоре) к соответствующему объему ВВП в 2010 году, а также спрос/потребление первичной энергии. В качестве оси ординат будут использоваться величины – потребление первичной энергии и показатели объема выбросов CO_2 от энергетического использования. Такая система координат позволяет наглядно представить на макроуровне связь между экономикой и энергетикой с учетом экологической составляющей. Дополнительно отметим, что прогнозы EIA имеют к 2040–2050 гг. заметно более высокие показатели для ВВП и потребления первичной энергии сравнительно с другими сценариями. Поэтому на приводимых ниже графиках соответствующие данные обрезаны для лучшей визуализации остальных прогнозов. Вна-

Практически все новые сценарии демонстрируют падение выбросов CO_2, что стало следствием фактора COVID-19, снижения потребления первичной энергии и свертыванием экономического развития

Качалка на выработанных месторождениях нефти

Источник: panaramka.ukr.net / Depositphotos.com

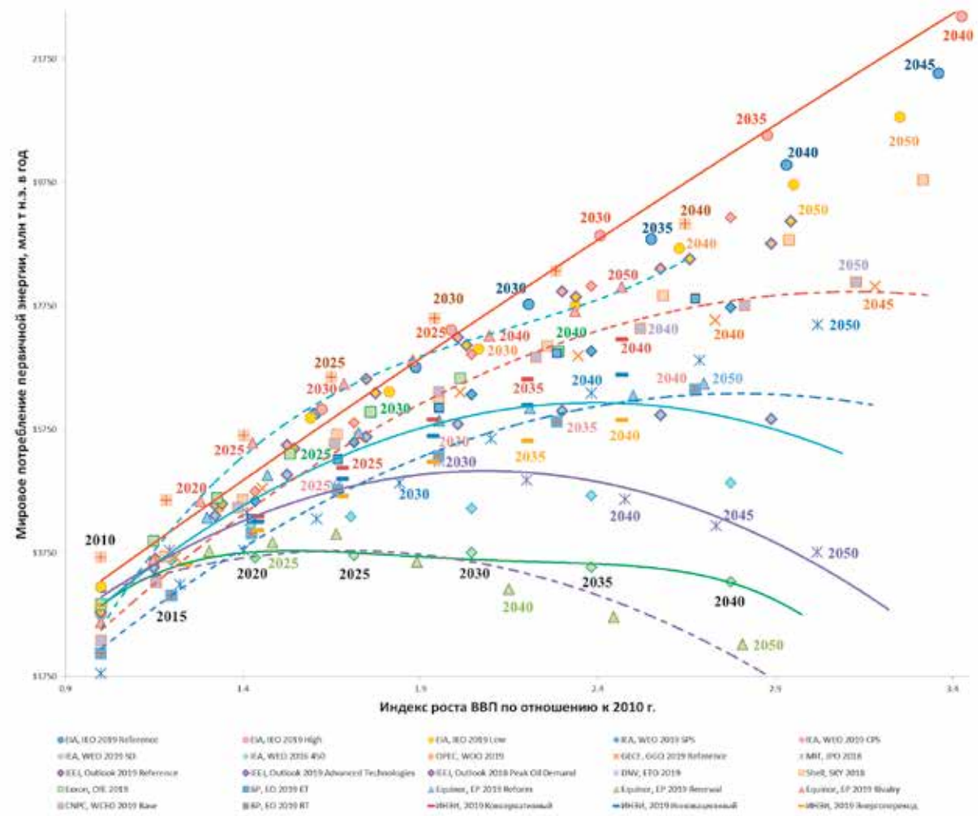


Рис. 1. Совокупность сценариев мирового потребления первичной энергии как функции индекса роста мирового ВВП, построенная на основании прогнозов 2018 – начало 2020 г.

Источник: ФИЭФ по данным МЭА, EIA, ОПЕК, BP, MIT, Shell, Exxon, Equinor, ИНЭИ и др.

чале приведем комбинированный график прогнозов потребления первичной энергии в зависимости от индекса роста ВВП, рис. 1, а также комбинированный график объемов выбросов CO_2, рис. 2. Тренды на рисунках отражают характерное поведение сценариев каждой из групп, описанных ниже.

На основании данных рис. 1,2 выделим группу I сценариев, имеющих инерционный характер. В свою очередь группу I разобьем на три подкласса. Остальные группы сценариев подклассов не имеют, они будут обозначены как группа II и группа III.

Группу Ia составят сценарии, которые показывают достаточно быстрый рост как экономики, так и потребление первичной энергии и выбросов CO_2. При этом рост потребления первичной энергии и CO_2 в зависимости от индекса роста ВВП имеет близкий к линейному характер. На рис. 1, 2 приведены графики следующих сценариев этой группы: IEA, WEO 2019 CPS (3,3 %; 1,3 %; 1 %); EIA, IEO 2019 Reference (3,1 %; 1,1 %; 0,5 %); IEEJ, Outlook 2018 Peak Oil Demand (2,8 %; 1 %; 0,8 %); EIA, IEO 2019 High (3,8 %; 1,7 %; 1 %) – для этого сценария построен тренд в виде красной жирной линии; IEEJ, Outlook 2019 Reference (2,8 %; 1,2 %; 0,9 %). Дополнительно на рис. 2 приведен сценарий BP, EO 2019 ME, для которого нет данных для расчета обозначенных трех показателей, но который демонстрирует наивысший прогноз в отношении выбросов CO_2.

Группу Iб составят сценарии, в которых рост экономики сочетается с наличием тенденции к стабилизации уровня выбросов CO_2 в зависимости от индекса роста ВВП. Такая же тенденция «логарифмического роста» видна и в зависимости потребления первичной энергии от индекса роста ВВП. На рис. 1, 2 приведены графики следующих сценариев этой группы: МЭА, WEO 2019 SPS (3,3 %; 1 %; 0,3 %); OPEC, WOO 2019 (3,2 %; 1 %; 0,5 %); BP, EO 2019 ET (3,2 %; 1,1 %; 0,2 %); GECF, GGO 2019 Reference (3,3 %; 1 %; 0,6 %); CNPC, WCEO 2019 Base (3,1 %; 0,9 %; 0,4 %) – для этого сценария построен тренд в виде коричневой штрихпунктирной линии. Дополнительно стоит отметить, что CNPC в конце 2019 года существенно понизило прогноз выбросов CO_2, что отражено на рис. 2. Но в целом эта тенденция присуща большинству сценариев группы Iб.

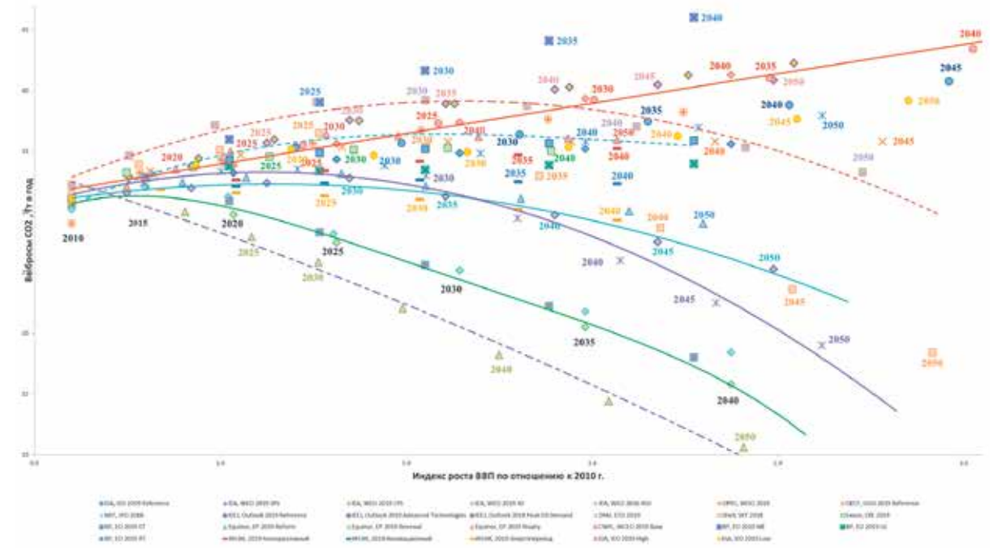


Рис. 2. Совокупность сценариев сокращения мировых выбросов CO2 как функции индекса роста мирового ВВП, построенная на основании прогнозов 2018 – начало 2020 г.

Источник: ФИЭФ по данным МЭА, EIA, ОПЕК, BP, MIT, Shell, Exxon, Equinor, ИНЭИ и др.

Группу Iв составят сценарии, основной характеристикой которых является замедленный рост экономики, что приводит к соответствующему замедлению темпов роста потребления первичной энергии (тенденция к «логарифмическому росту» проявляется более четко, чем для группы Iб), к стабилизации и в дальнейшем некоторому снижению объема выбросов CO2. На рис. 1, 2 приведены графики следующих сценариев этой группы: Exxon, OfE 2019 (2,8 %; 0,8 %; 0,4 %); Equinor, EP 2019 Reform (2,7 %; 0,6 %; –0,2 %); ИНЭИ 2019, Инновационный (2,7 %; 0,8 %; 0 %); Equinor, EP 2019 Rivalry (2,5 %; 0,8 %; 0,4 %) – для этого сценария построен тренд в виде голубой штрихпунктирной линии; EIA, IEO 2019 Low (2,5 %; 0,8 %; 0,2 %) – этот сценарий имеет замедленные темпы развития экономики по сравнению с другими сценариями EIA, а также характеризующийся немонотонностью прогноз по выбросам CO2; MIT, JPO 2018 (2,7 %; 0,9 %; 0,4 %); IEEJ, Outlook 2019 Advanced Technologies (2,8 %; 0,7 %; –0,2 %) – для этого сценария построен тренд в виде голубой жирной линии, этот тренд характеризует постепенное тяготение группы Iв к группе III; ИНЭИ 2019, Консервативный (2,7 %; 0,9 %; 0 %).

Группа II представляет собой нормативные экологические сценарии, которые характеризуются практически немедленной стабилизацией, а затем снижением потребления первичной энергии и немедленным резким сокращением объема выбросов CO_2. При этом темпы роста экономики, как правило, невысокие. На рис. 1, 2 приведены графики двух сценариев этой группы: IEA, WEO 2019 SD (3,3 %; –0,1 %; –3,1 %) – построен тренд в виде зеленой жирной линии; Equinor, EP 2019 Renewal (2,5 %; –0,2 %; –2,5 %) – построен тренд в виде фиолетовой штрихпун-

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА №8(162) / 2021

ктирной линии, которая фиксирует тяготение характера эволюции этого сценария к сценарию DNV из группы III.

Группа III представляет собой сценарии низкоуглеродного развития, которые характеризуются ростом потребления первичной энергии, по крайней мере, до 2030 года и началом сокращения объема выбросов CO_2 после 2025 года. По сравнению с текущим уровнем выбросов CO_2 к 2040 г. в группе III происходит сокращение выбросов примерно на четверть, для сравнения в группе II к тому же году происходит сокращение практически в два раза. При этом темпы роста экономики остаются достаточно высокими. На рис. 1, 2 приведены графики трех сценариев этой группы: Shell, SKY 2018 (3,1 %; 1 %; –1 %); BP, EO 2019 RT (3,2 %; 0,8 %; –2,7 %); DNV, ETO 2019 (2,8 %; 0,1 %; –1,3 %) – для этого сценария построен тренд в виде фиолетовой жирной линии. К этой же группе, хотя и с некоторой натяжкой, можно отнести и сценарий ИНЭИ 2019, Энергопереход (2,7 %; 0,6 %; –0,4 %).

Таким образом, на период до начала 2020 г. можно выделить следующие основные направления эволюции множества сценариев: 1) заметен общий тренд на уменьшение прогнозов по потреблению первичной энергии и уровню выбросов CO_2 от энергетического использования в зависимости от года составления прогноза; 2) все больше организаций включают в свой набор проекций сценарии климатического типа, ставящие своей целью значительно увеличить долю ВИЭ в энергобалансе и резко сократить выбросы CO_2; 3) в основном нефтяными компаниями делаются попытки построения сценариев, сохраняющих относительно высокие темпы экономического роста, а также рост потребления первичной энергии, но в то же время предполагающих сильное сокращение выбросов CO_2.

Влияние фактора COVID-19 на сценарии долгосрочного развития мировой энергетики после 2020 года

В 2020 году довольно неожиданно возник новый глобальный фактор – эпидемия COVID-19, который оказал сильное воздействие на мировую энергетику и последствия которого еще не осмыслены в полной мере. Непосредственное воздействие

COVID-19 ускорил переход на ВИЭ
Источник: mimadeo / Depositphotos.com

данного фактора выразилось в падении спроса, в первую очередь на углеводороды, вследствие общего торможения экономики и сокращения активности населения. Поскольку данный фактор, строго говоря, не имеет экономических причин, оперативная оценка силы и длительности его влияния оказалась затруднительной. Тем не менее, к концу 2020 года появился ряд обзоров мировой энергетики, пытающихся учесть последствия возникновения пандемии в своих прогнозах.

Мы рассмотрим новые (вышедшие во второй половине 2020 г.) обзоры МЭА, ОПЕК, DNV, а также компаний BP и Equinor. Также коснемся новых сценарных набросков компании Shell. Сценарии, содержащиеся в указанных обзорах, сравним с описанным выше сценарным полем 2019 года и выделим наметившиеся изменения по отношению к разработанной классификации сценариев. Эти изменения и будут отражать влияние фактора COVID-19.

Предварительно необходимо сразу выделить одну общую характеристику новых сценариев 2020 года по сравнению со сценариями 2019 года. Все они исходят из того, что долгосрочное развитие мировой экономики заметно замедлится из-за возможности возникновения пандемий, поэтому темпы роста мирового ВВП во всех сценариях 2020 года меньше прогнозов 2019 года. Вследствие этого также становится более акцентированной тенденция уменьшения прогноза по потреблению первичной энергии, которая выше уже была обозначена при изучении множества сценариев 2019 года.

Кардинальные изменения произошли в наборе сценариев МЭА. Причем следует сразу отметить, что, судя по обзору WEO 2020 [6], осмысление воздействия фактора COVID-19 только началось, и поэтому представленные сценарные проекции характеризуются определенной фрагментарностью по сравнению с обзорами прошлых лет. МЭА впервые отказалось от инерционного сценария CPS, и теперь в полном объеме представило данные лишь по двум сценариям SPS и SD. Кроме того, разработаны два новых сценария: DRS (Delayed Recovery Scenario – задержка восстановления), который отражает замедленное восстановление экономики в результате последствий вирусных инфекций и NZE2050 (Net Zero Emissions by 2050 – углеродная нейтральность к 2050 году). При этом по сценарию DRS имеется лишь неполная информация в разрезе мирового развития энергетики, а по сценарию NZE2050 – только некоторые ориентиры, представленные в основном только в графической форме. Можно сказать, что появление NZE2050 в качестве «официального» сценария МЭА знаменует собой возникновение нового IV типа сценариев (по отношению к классификации предыдущих разделов) – сценариев углеродной нейтральности.

В новых прогнозах происходит постепенный отказ от сценариев инерционного развития и проявляется тенденция учета социальных факторов, направленных на реализацию человеческих ценностей

Бизнес-аналитика
Источник: Wirestock / Depositphotos.com

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА №8(162) / 2021

BP сохранило два свои основных сценария, но переименовало их: сценарий энергетической трансформации (ET) в сценарий BAU (Business as usual – бизнес, как обычно), а сценарий быстрой трансформации (RT) в сценарий Rapid. Здесь интересно отметить, что энергетическая трансформация уже рассмотрена как очевидность и неизбежность, а для более радикальных ситуаций создан новый сценарий Net Zero – радикального сокращения выбросов CO_2. Фактически этот сценарий тоже представляет собой сценарий IV типа, аналогичный соответствующему сценарию МЭА.

Также изменения произошли в наборе сценариев компании Equinor. Сценарий Renewal был заменен сценарием Rebalance. Сценарий Rebalance усилил тенденции нормативного сценария Renewal (II тип), однако темпы экономического развития заметно снизились. Смена названия произошла вследствие того, что теперь Equinor собирается учитывать дисбалансы в мировом развитии, имеющийся разрыв между богатыми и бедными странами.

На представленных ниже рисунках жирными маркерами отмечены новые сценарии 2020 года, а жирными линиями обозначены основные тренды. При этом изображена часть сценариев более ранних лет (обычные маркеры) и тонкими линиями отмечены тренды, которые уже не реализовались в новом сценарном поле. Рис. 3 и 4 отображают комбинированные графики прогнозов потребления первичной энергии и объемов выбросов CO_2 в зависимости от индекса роста ВВП.

В группе Ia не появилось новых сценариев, а сценарий МЭА CPS и сценарий BP ME больше не рассматриваются. В группе Iб остались сценарии SPS (3 %; 0,9 %; 0 %), ОПЕК (3 %; 1 %; 0,7 %), хотя и с пониженными темпами роста ВВП. Сценарий BP BAU (2,6 %; 0,8 %; –0,2 %) перешел в группу Iв, хотя его прототип – сценарий BP ET – относился к группе Iб. Также к группе Iв приблизились сценарии, находившиеся в группе III, новый сценарий DNV (2,4 %; 0,2 %; –1,3 %) и сценарий Rapid (2,6 %; 0,4 %; –3,2 %) вследствие сильного падения темпов роста ВВП. В группе Iв сохранились и сценарии Equinor Rivalry (1,9 %; 0,8 %; 0,5 %) и Reform (2,2 %; 0,5 %; –0,5 %). Новый сценарий МЭА DRS (2,5 %; 1 %; –0,1 %) также принадлежит этой группе.

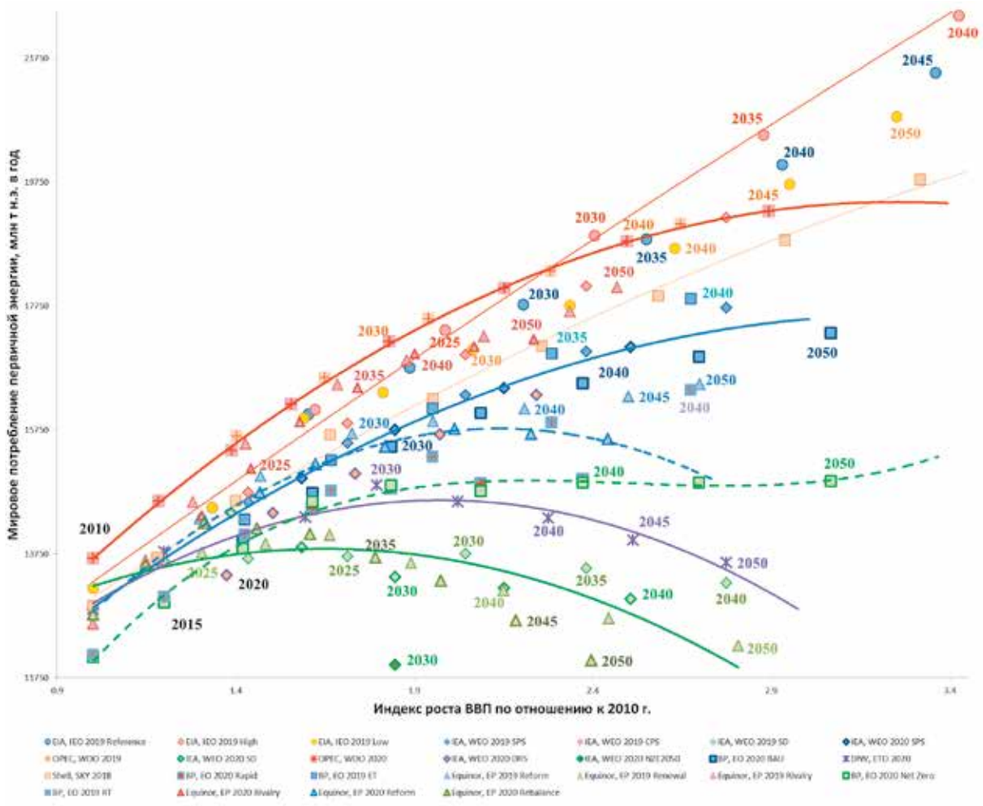
Сценарии МЭА SD (3 %; –0,5 %; –4 %) и Equinor Rebalance (2,1 %; –0,3 %; –2,9 %) так же, как и в 2019 году представляют группу II, хотя и с пониженными темпами роста ВВП. Наконец появилась новая группа IV сценариев углеродной нейтральности, представленная сценариями МЭА NZE2050 (3 %; –; –7,9 %) и BP Net Zero (2,6 %; 0,4 %; –5,8 %).

Анализ приведенных рисунков подтверждает факт существенного сокращения темпов роста ВВП в сценариях 2020 года по сравнению со сценариями 2019 года. Жирные маркеры находятся существенно левее обычных маркеров за соответствующие годы. То есть все организации прогнозируют заметное долгосрочное снижение темпов экономического роста вследствие COVID-19 или последующих возможных эпидемий.

Также в сценариях 2020 г. снижаются прогнозы потребления первичной энергии по сравнению с 2019 г., что, в том числе, отражает торможение экономического развития. При этом тренд развития, показанный на рис. 3, 4 тонкой красной линией (прогноз EIA 2019 г.), скорее всего, больше рассма-

Рис. 3. Совокупность сценариев мирового потребления первичной энергии как функции индекса роста мирового ВВП, построенная с учетом прогнозов 2020 г.

Источник: ФИЭФ по данным МЭА, EIA, ОПЕК, BP, MIT, Shell, Exxon, Equinor и др.



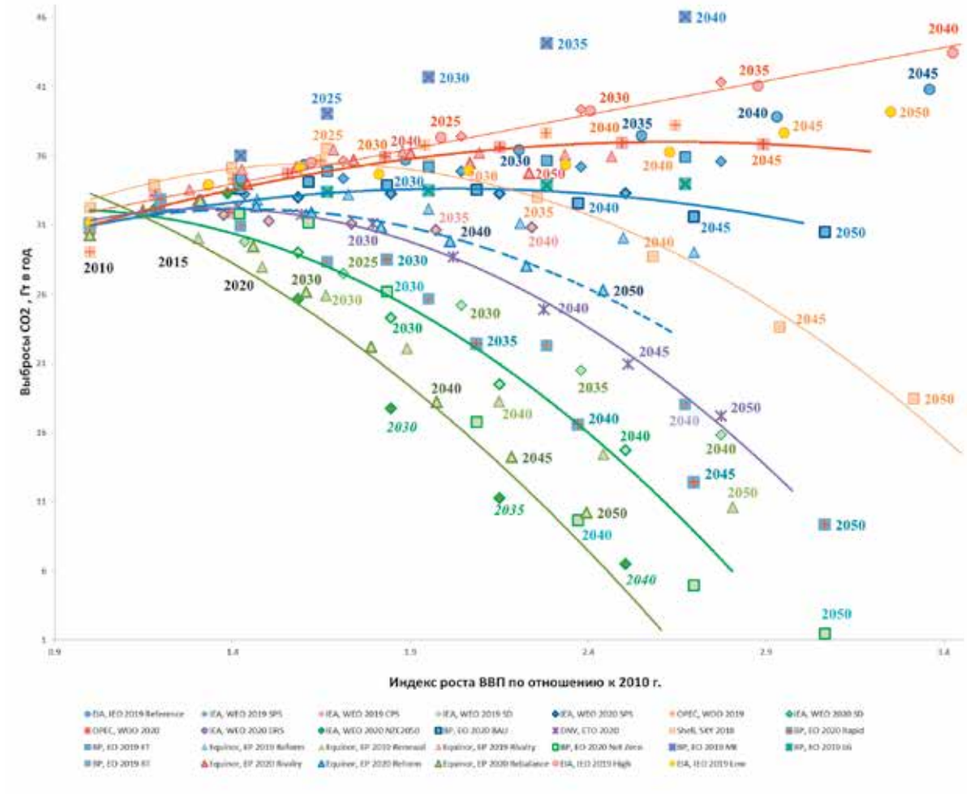


Рис. 4. Совокупность сценариев сокращения мировых выбросов CO2 как функции индекса роста мирового ВВП, построенная с учетом прогнозов 2020 г.

Источник: ФИЭФ по данным МЭА, EIA, ОПЕК, BP, MIT, Shell, Exxon, Equinor и др.

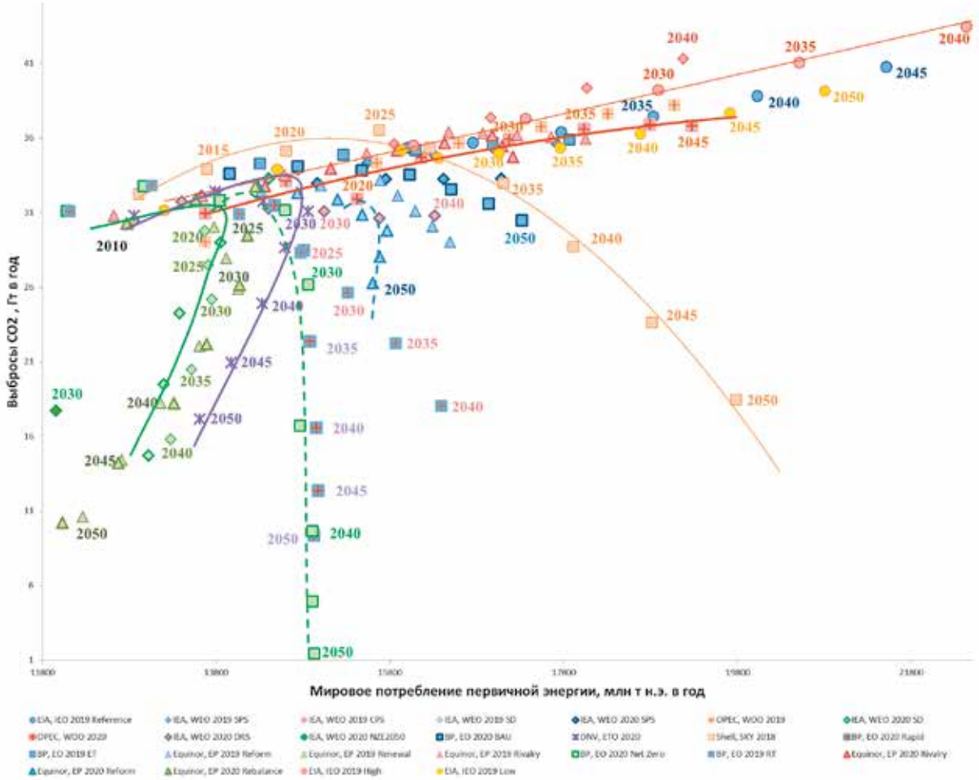
триваться не будет. От соответствующих сценариев отказались МЭА и BP. Остается неясным вопрос сохранения группы III, представленной на графиках трендом тонкой оранжевой линии (прогноз Shell 2018 г.), поскольку соответствующие сценарии DNV и BP (Rapid), как уже было сказано, дрейфуют в сторону группы Iв.

Практически все новые сценарии теперь демонстрируют стабилизацию и падение уровня выбросов CO_2 (только в сценарии ОПЕК снижение наблюдается лишь после 2040 г.). Эта тенденция, по-видимому, явилась следствием появления нового фактора COVID-19. То, что в новой парадигме снижение выбросов CO_2 связано со снижением потребления первичной энергии и свертыванием экономического развития, хорошо заметно на рис. 5. Прошлая тенденция на инерционное развитие экономики (прогноз EIA 2019 г.) поддержана только прогнозом ОПЕК, но и то при заметном снижении темпов энергопотребления. Промежуточный путь развития, представленный траекторией прогноза Shell 2018 г., хоть как-то поддержан лишь прогнозом BP, но опять же при очень существенном снижении потребления первичной энергии. Оставшиеся сценарии тяготеют к тренду сильного снижения уровня выбросов CO_2 при ограниченном или уменьшающемся потреблении энергии.

В заключение остановимся на новых сценарных набросках [7] компании Shell. Предыдущая группа сценариев «Горы» (Mountains), «Океаны» (Oceans), «Небо» (Sky) отражала определенные общие структуры мировой экономики: наличие немногих центров мирового развития, множественность таких центров с обострением конкуренции, наличие общечеловеческого направления эволюции. В 2020 году Shell представил

Рис. 5. Совокупность сценариев сокращения мировых выбросов CO2 как функции мирового потребления первичной энергии, построенная с учетом прогнозов 2020 г.

Источник: ФИЭФ по данным МЭА, EIA, ОПЕК, BP, MIT, Shell, Exxon, Equinor и др.



Современные прогнозы предполагают снижение потребления первичных энергоресурсов и рост спроса на электроэнергию

Источник: Anna_Om / Depositphotos.com

новую парадигму, которую пока оформил в виде сценарных набросков. Эта парадигма основывается на социально значимых факторах, выделение которых, по-видимому, в будущем будет использовано для построения полноценных сценариев. Аналогичный уклон в сторону социально значимых факторов, как уже было сказано, также продемонстрировала компания Equinor. Текущие три зародыша новых сценариев Shell обозначены как: Wealth first – сначала благосостояние, Security first – сначала безопасность, Health first – сначала здоровье. Данные названия представляют собой некие целевые ориентиры, которые не основаны исключительно на экономических факторах и которые будут положены в основу нового набора сценариев компании Shell.

Таким образом, на основании проведенного анализа можно сделать следующие предварительные выводы об эволюции сценариев вследствие появления фактора COVID-19: 1) происходит постепенный отказ от сценариев инерционного развития (типа CPS МЭА), и появляются сценарии углеродной нейтральности к 2050 году; 2) все сценарии характеризуются значительным снижением долгосрочных прогнозов темпов роста мировой экономики, а также снижением прогнозов потребления первичной энергии; 3) постепенно проявляется тенденция построения сценариев с учетом социально значимых факторов, то есть сценариев, направленных на реализацию каких-либо ценностей, которые может ощутить отдельный человек.

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ и CNPq (Бразилия), Фонда содействия инновациям (Россия), DBT, DST (Индия), MOST, NSFC (Китай), SAMRC (ЮАР) в рамках научного проекта № 20-51-80002.

Использованные источники

1. *Paltsev S. Energy scenarios: the value and limits of scenario analysis // WIREs Energy and Environment, v. 6, Issue 4, 2017.*
2. *A comparison of recent IEA and OPEC Outlooks // International Energy Forum publication, in partnership with Resources for the Future, февраль 2020 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: ief-rff-introductory-paper.pdf (дата обращения 15.03.2021).*
3. *Мастепанов А.С. Сценарий устойчивого развития МЭА, как путь к малоуглеродной энергетике будущего // Экологический вестник России. № 6, 2019. С. 12–23.*
4. *World Energy Insights Brief – Global Energy Scenarios Comparison Review // World Energy Council, апрель 2019 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.worldenergy.org/publications/entry/innovation-insights-brief-global-energy-scenarios-comparison-review (дата обращения 15.03.2021).*
5. *Рыков Ю.Г. Сравнительный анализ долгосрочных сценариев развития мировой энергетики: перспективы энергоперехода // в кн. Мировая экономика и энергетика: драйверы перемен, ред. С.В. Жуков, серия «Библиотека Национального исследовательского института мировой экономики и международных отношений им. Е.М. Примакова», 2020. М.: ИМЭМО РАН. С. 107–124.*
6. *World Energy Outlook, 2020 edition // International Energy Agency*
7. *Shell scenarios: Rethinking the 2020s // Shell, 2020 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.shell.com/energy-and-innovation/the-energy-future/scenarios/rethinking-the-2020s.html#iframe=L3dlYmFwcHMvcmV0aGlua18yMDIwX3NjZW5hcmlvcy8 (дата обращения 15.03.2021).*

УДК 620.9

DOI 10.46920/2409-5516_2021_8162_18

Новые вызовы энергорынка – мир и Россия, возможности роста

New challenges of the energy market - the world and Russia, opportunities for growth

Елена ТЕЛЕГИНА
Декан факультета международного энергетического бизнеса РГУ нефти и газа (НИУ) им. И. М. Губкина, член-корреспондент РАН, д. э. н., профессор
e-mail: meb@gubkin.ru

Elena TELEGINA
Associate member of RAS, D. Sc. Economics, Gubkin University
e-mail: meb@gubkin.ru

Людмила СТУДЕНИКИНА
Доцент кафедры стратегического управления ТЭК, к. э. н., доцент, РГУ нефти и газа (НИУ) им. И. М. Губкина
e-mail: las@gubkin.ru

Lyudmila STUDENIKINA
C. Sc. Economic, Gubkin University
e-mail: las@gubkin.ru

Даниил ЧАПАЙКИН
Магистрант, РГУ нефти и газа (НИУ) им. И. М. Губкина
e-mail: dchapaykin@gmail.com

Daniil CHAPAIKIN
Undergraduate, Gubkin University
e-mail: dchapaykin@gmail.com

Аннотация. В статье рассматриваются тенденции энергетического перехода, получившие ускорение в период пандемии. Рост доли ВИЭ в балансе электрогенерации в 2020 году и увеличение финансирования альтернативной энергетики за счет сокращения инвестиций в добывающие сектора являются устойчивыми долгосрочными трендами, требующими изменения стратегий развития мировых нефтегазовых компаний. Глобальная климатическая повестка и введение углеродного налога стимулируют компании к внедрению принципов ответственного управления и инвестирования. Водород становится лидирующим направлением мировой энергетики.
Ключевые слова: энергетический переход, декарбонизация, климатическая политика, ответственное управление, диверсификация бизнеса, водородная энергетика.

Abstract. The article examines the tendencies of the energy transition, which were accelerated during the pandemic. The increase in the share of renewable energy sources in the balance of electricity generation in 2020 and an increase in financing for alternative energy due to a reduction in investments in the extractive sectors are stable long-term trends that require changes in the development strategies of world oil and gas companies. The Global Climate Agenda and the introduction of a carbon tax are driving companies to embrace the principles of responsible governance and investment. Hydrogen is becoming the leading trend in the global energy sector.
Keywords: energy transition, decarbonization, climate policy, responsible management, business diversification, hydrogen energy.

Динамика замещения одного энергоносителя другим происходила постепенно, переход от дров к углю, от угля к нефти занимал не менее полувека

Развитие энергетического рынка динамично меняет структуру потребления, увеличивая долю возобновляемой энергетики в мировом энергобалансе. Прошедший 2020 год стал определенным водоразделом, когда потребители сделали свой выбор в пользу чистой экологической повестки.

Изменение энергетического баланса в пользу ВИЭ демонстрирует долгосрочные тренды энергетического перехода. Исторически динамика замещения одного энергоносителя другим происходила постепенно, такой переход от древесины к углю и от угля к нефти занимал не менее полувека (рис. 1).

Движение в сторону альтернативной энергетики, зарождаясь в начале нынешнего столетия, набирает ускорение. Следующие 30–40 лет станут тем периодом, в который возобновляемые источники энергии вытеснят органическое топливо

Дрова по-прежнему играют значительную роль в отоплении домов по всему миру
Источник: sergeyksen / Depositphotos.com

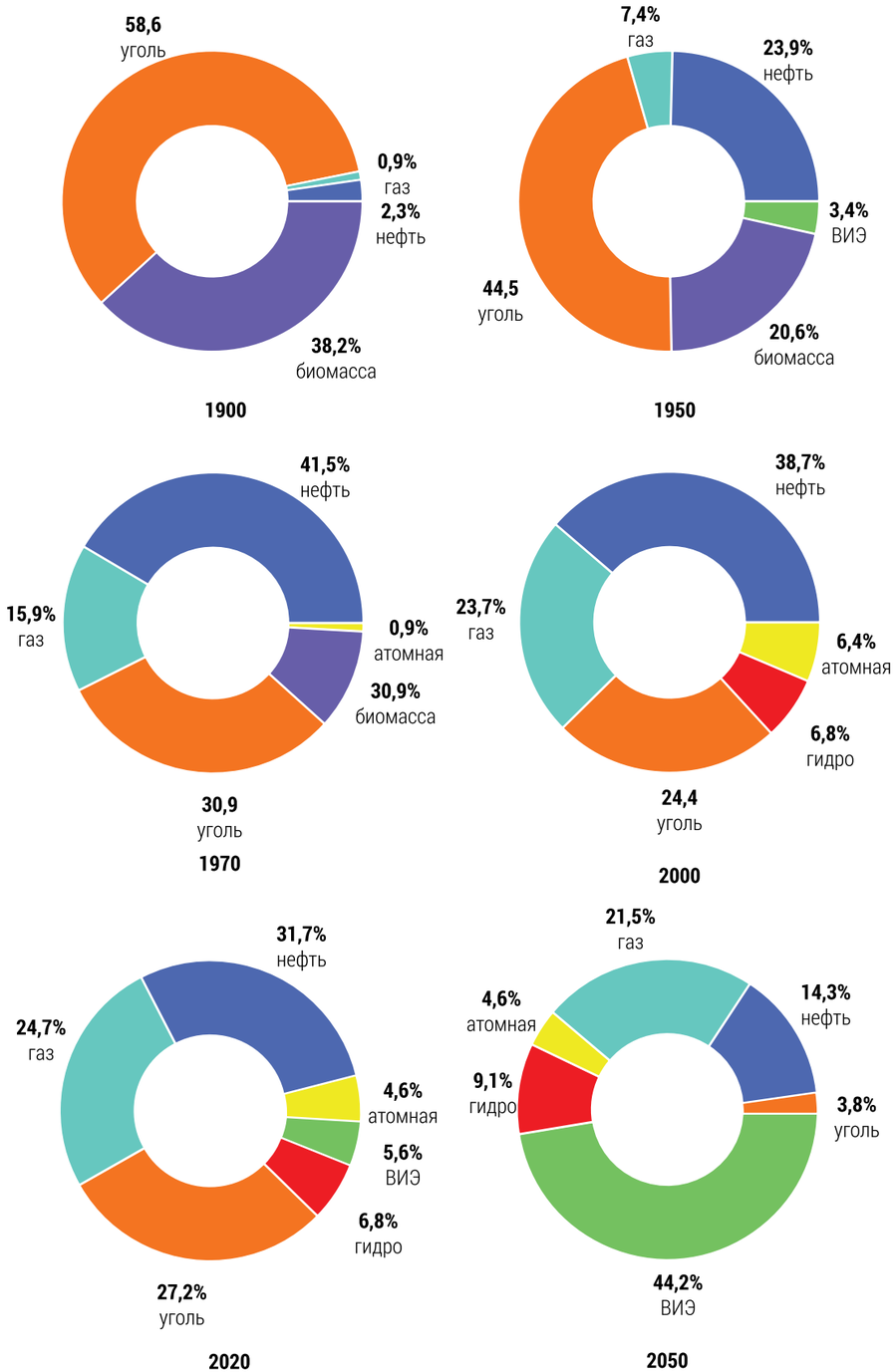


Рис. 1. Потребление первичных энергетических ресурсов в мире, 1900-2050, %

Источники: https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/energy-outlook.html, https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html, www.oilru/nr/129/22401

из производства электроэнергии и затем потеснят их и в производстве тепла.

В будущем конечным продуктом энергетического рынка станет электричество, получаемое на основе солнечной энергии. Хотя сегодня доля ВИЭ в производстве электроэнергии составляет 25 %, к 2050 году она достигнет 90 %. А само электричество как конечный продукт потребления составит более 51 % (в настоящее время – 21 %) (рис. 2).

Рекордное сокращение выбросов углекислого газа на 7 %[1] в 2020 году вследствие строгих карантинных мер и практически полного прекращения экономической активности, особенно в транспортном секторе, продемонстрировали высокую вероятность достижения целей политики декарбонизации, которая предусматривает дальнейшее развитие возобновляемых источников энергии и накопителей энергии, водорода, технологий улавливания и хранения углекислого газа.

Переломным моментом развития энергетического рынка стало изменение предпочтений инвесторов в выборе целей долгосрочных вложений. В 2020 году впервые инвестиции в технологии глобального энергетического перехода достигли 500 млрд долларов, а в возобновляемую энергетику – 304 млрд долларов, значительно превысив глобальные инвестиции в сектор добычи нефти и газа, составившие 382 млрд долларов (оценка Rystad Energy)[2] (рис. 3).

Переломным моментом развития энергорынка стало изменение предпочтений инвесторов в выборе целей долгосрочных вложений. В 2020 году впервые инвестиции в ВИЭ превысили 304 млрд долларов

В мае 2021 года Международное энергетическое агентство представило план по достижению к 2050 г. глобальной углеродной нейтральности «Net Zero by 2050.

[1] URL: https://www.gazeta.ru/science/2020/12/13_a_13398277.shtml

[2] URL: https://www.rystadenergy.com/newsevents/news/press-releases/upstream-spending-cut-by-$285-billion-in-two-years-will-struggle-to-recover-to-pre-pandemic-levels/

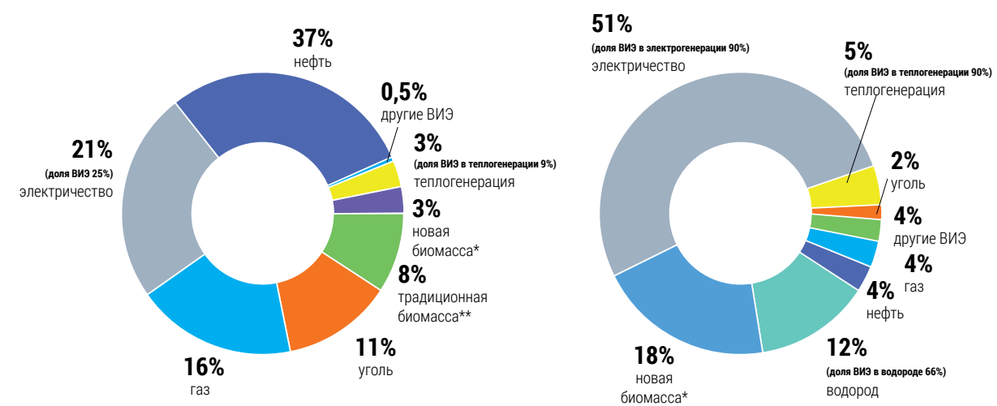
Рис. 2. Прогноз конечного энергопотребления до 2050 года

Источник: https://www.irena.org/publications/2021/March/World-Energy-Transitions-Outlook

Электричество станет основным продуктом к 2050 г.

Баланс конечного энергопотребления в мире, 2018 г.

Прогноз конечного энергопотребления к 2050 г. (по сценарию сдерживания потепления до 1,5 градусов Цельсия)



* Новая биомасса – дерево, отходы животноводство, торф и пр.
** Традиционная биомасса – биотехнологии производства биотоплива из жмыха, биогаз и др.

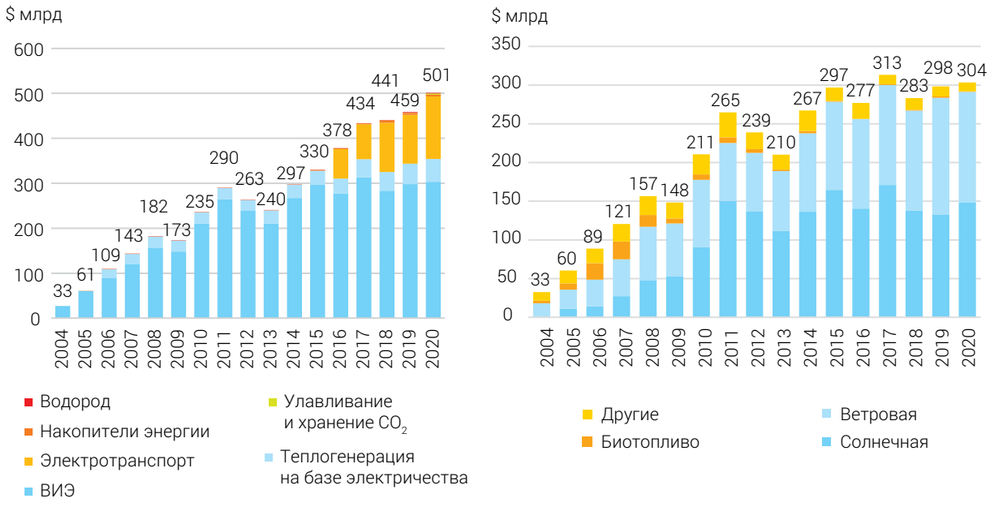


Рис. 3. Прогноз конечного энергопотребления до 2050 года

Источник: https://about.bnef.com/blog/energy-transition-investment-hit-500-billion-in-2020-for-first-time/

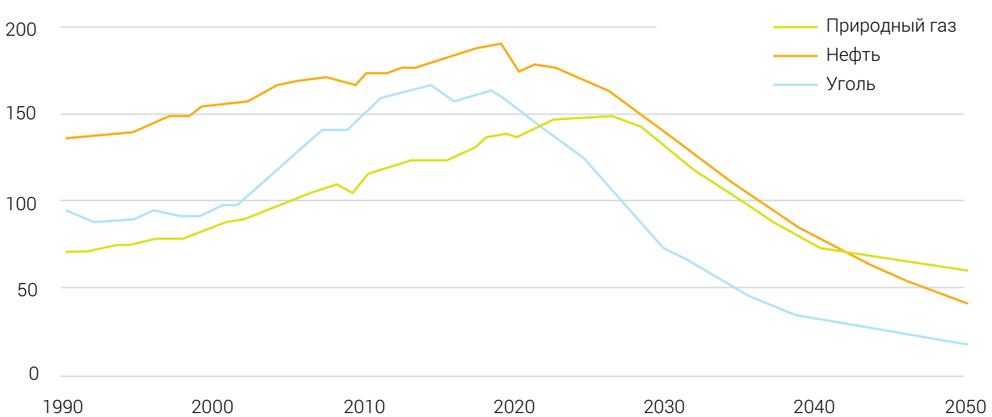
A Roadmap for the Global Energy Sector»[3], в котором для достижения этой цели, а также удержания роста среднегодовой температуры на планете в рамках 1,5 градуса Цельсия, мировым компаниям энергетического сектора предлагается сократить до нуля объем инвестиций в новые проекты по добыче ископаемого топлива и отказаться от разведки и разработки новых месторождений нефти и газа, а также от открытия новых угольных шахт и расширения существующих (рис. 4). По прогнозу МЭА, в период между 2020 и 2050 годами спрос на уголь упадет на 90 %, нефть – на 75 % и природный газ на 55 %.

Этот тренд становится главным вызовом для крупных нефтегазовых вертикально-интегрированных компаний, которым приходится формировать стратегии развития в условиях сокращения инвестиций в нефтегазовый сектор и сложно прогнозируемой ситуации со спросом на углеводороды в будущем. Риск может реализоваться как в недоинвестировании,

[3] URL: https://www.iea.org/events/net-zero-by-2050-a-roadmap-for-the-global-energy-system

Рис. 4. Добыча угля, нефти и газа в сценарии нулевых выбросов МЭА, эксаджоули

Источник: https://www.iea.org/events/net-zero-by-2050-a-roadmap-for-the-global-energy-system



Добыча нефти будет продолжаться и после 2050 г., хотя в значительно меньших объемах

Источник: Rumo / Depositphotos.com

так и в излишнем финансировании новых проектов. Если продолжать инвестировать в проекты разработки традиционных углеводородов, рассматриваемых еще до пандемии, то в перспективе капитал может оказаться «связанным» (таблица 1) и не окупиться, что приведет к тяжелым финансовым потерям для компаний и отрасли в целом.

Сегодня мы видим трансформацию технологической организационной структуры: востребованы наукоемкие отрасли, квалифицированные кадры, гибкая сеть постепенно замещает вертикальную интеграцию

С другой стороны, если не будут реализованы необходимые инвестиционные программы, то в перспективе возможен дефицит новых углеводородных ресурсов, что может привести к резкому росту цен и даже коллапсу на энергетическом рынке.

В этих условиях нефтегазовые компании выбирают различные стратегии. Одни монетизируют запасы и добывают максимум, пока есть благоприятные условия – спрос на нефть приближается к 100 млн баррелей в день и цены растут. Другие компании стремятся диверсифицировать портфель и значительно увеличить долю возобновляемой энергетики. Третьи уже объявили себя энергетическими и стремятся полностью избавиться от углеводородных активов.

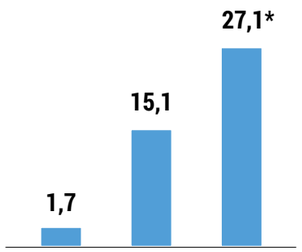
Однако представляется, что этот выбор более сложен и должен учитывать, что инвестиции в углеводородные активы являются долгосрочными и медленно окупаются. В настоящее время они становятся все более высокорисковыми, а в условиях сокращения финансирования нефтегазового сектора и приоритетного инвестирования в ВИЭ привлечение средств на финансовых рынках становится все проблематичнее.

С другой стороны, в сложных кризисных условиях компании получили возможность «протестировать» стратегии своего развития. Так, «Газпром экспорт» в период пандемии через запущенную в 2018 году

Таблица 1. «Связанные» нефтегазовые активы

Связанные объемы	Ресурсы, предполагаемые к разработке, остаются в земле (недобытыми)
Связанный капитал	Нефтегазовые проекты не возвращают вложенный капитал
Связанная стоимость	Сокращение прибыли компании от снижения как добычи, так и цен

Объем реализации, млрд м^3



* с учетом контрактов в 2021 и 2022 гг.

Структура продаж по инструментам, 2020 г.

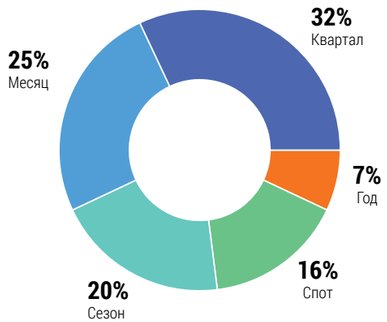


Рис. 5. Объемы реализации (млрд м^3) газа через ЭТП ООО «Газпром экспорт» и структура продаж по инструментам в 2020 году

Источник: http://www.gazpromexport.ru/files/European_Gas_Virtual_EVBurmistrova_270121765878.pdf

электронную торговую платформу (ЭТП) успешно осуществлял продажи газа на европейском рынке. Даже в условиях падения спроса на энергоносители из-за коронакризиса через торговую площадку в 2020 году было реализовано более 27 млрд м^3 газа, что в 1,8 раза выше уровня 2019 года[4]. Также в этот период компания расширила диапазон торговых возможностей, внедрив новые инструменты с привязкой к различным энергоносителям и газовым индексам, а также продукты с географической и объемной гибкостью[5] (рис. 5).

Энергетический переход меняет структуру и принципы организации бизнеса. Когда-то именно на базе угля, потом нефти, сложились традиционные ресурсо-ориентированные автоматизированные производства, сформировалась жесткая вертикально-интегрированная структура управления, которые практически без изменений существовали более 100 лет.

Сегодня мы видим трансформацию технологической организационной структуры: востребованы наукоемкие отрасли, квалифицированные кадры, гибкая сеть постепенно замещает вертикальную интеграцию (таблица 2).

Помимо развития горизонтальных связей во внешней среде, нарастающую важность данная модель обретает и внутри компаний.

Глобальная климатическая повестка создает вызовы для экономики России, которая входит в число крупнейших эмитентов парниковых газов (около 5 % совокупных выбросов). Отказ от ископаемого топлива и автомобилей с двигателями внутреннего сгорания уже в среднесрочной перспективе создает риски сокращения спроса на углеводороды, что критически важно для России как крупнейшего экспортера. Введение в Европейском союзе трансграничного углеродного регулирования (ТУР) приведет к появлению климатических ограничений в секторе международных перевозок, в международной торговле и дискриминации российской продукции[6].

Ужесточение подходов со стороны регуляторов и иностранных инвесторов, сокращение спроса на проекты с высокими климатическими рисками, а также введение углеродного налога[7] стимулируют российские компании к внедрению принципов ответственного управления ESG (Environmental, Social, Governance) (окружающая среда, социальная сфера, корпоративное управление), которые становятся доминирующими для международного бизнеса.

Принципы ответственного управления (экология, социальная сфера, корпоративное управление) применимы и для ответственного инвестирования (выпуска «зеленых» или социальных облигаций, ориентированных на реализацию проектов возобновляемой энергетики, привлечение «зеленых» кредитов или реализацию социальных программ), что актуально для российских нефтегазовых компаний, привлекающих финансирование на зарубежных рынках. В России рынок только формируется – первые выпуски «зеленых» облигаций состоялись в 2018 году. К 2021 году проведено уже более 16 выпусков[8].

Еще одним трендом энергетического перехода, очень популярным в последнее

Ужесточение подходов иностранных инвесторов, сокращение спроса на климатически рискованные проекты, введение углеродного налога стимулируют компании из РФ к внедрению принципов ESG

[4] URL: https://www.gazprom.ru/about/subsidiaries/news/2020/september/article513198/

[5] URL: http://www.gazpromexport.ru/files/European_Gas_Virtual_EVBurmistrova_270121765878.pdf

[6] URL: http://www.dipacademy.ru/documents/2267/2021_1_Доклад_Климат_ЦСР_АЦ_РЭА_СЦ.pdf

[7] С 2023 года Европа собирается установить углеродный налог, который оценивается для российских предприятий в 2–6,5 млрд евро в год, по некоторым оценкам – до 50 млрд евро.

[8] URL: https://www.vedomosti.ru/partner/articles/2021/04/21/867045-zelenie-ambitsii

Таблица 2. Переход от традиционного к сетевому принципу организации

Источник: https://renen.ru/dolya-vie-v-vyrabotke-elektroenergii-v-es-dostignet-60-k-2030-godu

Традиционные принципы	Прорывные технологии
Ресурсо-ориентированные	Наукоемкие
Трудоемкие	Высококвалифицированные
Вертикально-интегрированные	Требующие сотрудничества
Требующие контроля	Тесные горизонтальные связи
Массовое производство	Массовое сотрудничество
Важно расстояние	Расположение менее важно
Жесткая структура	Гибкость

Промышленность является одним из основных источников выбросов CO_2

Источник: AlexBrylov / Depositphotos.com

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА №8(162) / 2021

время, стало развитие водородной энергетики. В июле 2020 года Еврокомиссия приняла Водородную стратегию для климатически нейтральной Европы, рассчитанную до 2050 года. Она предусматривает инвестиции в размере 470 млрд евро в строительство электролизных мощностей на базе возобновляемой энергетики и сооружение новых солнечных и ветряных электростанций, что потребует еще 340 млрд евро инвестиций[9].

Также ведущие газотранспортные операторы из девяти стран ЕС представили план модернизации и развития панъевропейской инфраструктуры транспорта газа, большую часть из которой планируется создать на базе

Производство водорода
Источник: greenbiz.com

существующих газопроводов. К 2030 году будет сформирована система из 6800 км газопроводов, соединяющая кластеры потребления H_2 – «водородные долины», которая к 2040 году вырастет до 23 тыс. км, где 75 % будет обеспечено конверсией метановых труб и 25 % построено с нуля[10].

Россия имеет все возможности стать экспортером водорода и интегрироваться в водородную инфраструктуру ЕС. Основными игроками в области водорода в России являются «Газпром», «Роснефть», «Росатом», «НОВАТЭК». Безусловным преимуществом «Газпрома» на европейском направлении является его газопроводная сеть, которая уже сейчас позволяет подмешивать от 20 до 70 % водорода в поставляемый в Европу метан. Для поставок H_2 может быть использован и находящийся в стадии завершения «Северный поток-2», и его сухопутное продолжение Eugal. Кроме того, компания располагает в Германии крупными подземными хранилищами газа, в том числе наиболее подходящими для H_2 соляными кавернами[11].

В начале 2021 года «Роснефть» и British Petroleum подписали соглашение о стратегическом сотрудничестве, которое направлено на поддержку деятельности обеих компаний в области углеродного менеджмента и устойчивого развития с целью реализации совместных проектов, предусматривающих применение возобновляемых источников энергии, использование технологий улавливания, утилизации и хранения CO_2, а также развитие водородного бизнеса.

Россия может экспортировать водород и в восточном направлении – в Китай и азиатские страны.

Конечно, водородная энергетика является новой сферой международного бизнеса и существует еще много ограничений, рисков и неопределенностей по безопасности и технологиям производства и транспортировки водорода, однако в рамках энергетического перехода использование водорода тесно коррелируется с углеродным следом и декарбонизацией. Очевидно, что в ближайшие годы водородные технологии будут развиваться ускоренными темпами.

На фоне глобальных технологических прорывов и климатических изменений происходит структурное преобразование рынка – энергия превращается из товара в услугу, а глобальные тренды формируют переход от вертикальной интеграции к распределенной генерации и децентрализации. Новые потребители готовы стать участниками рынка по всей цепочке, превратиться в просьюмеров (одновременно производителей и потребителей электроэнергии) и участвовать в применении новой бизнес-модели.

Эти тенденции накладываются на социальную картину общества и создают новые вызовы. Более взрослые люди и пенсионеры не готовы переплачивать за свободу выбора источника производства энергии, а вот новое поколение Z быстро адаптируется к технологическим изменениям, поддерживает шеринговую экономику и рациональное потребление, готово участвовать в распределённой генерации в качестве непосредственных участников рынка.

[9] URL: https://atomicexpert.com/europe_gets_engaged_to_hydrogen
[10] URL: https://www.interfax.ru/business/717931
[11] URL: https://www.kommersant.ru/doc/4575587

Солнечная электростанция «Перово»
Источник: dailycaller.com

На глобальном уровне переход к чистой среде усугубляет проблемы социального неравенства между странами с позиций доступа к новым технологиям производства чистой энергии. Цифровизация ускоряет энергопереход и создает новые рабочие места для квалифицированных кадров. По расчетам Международного агентства по возобновляемым источникам энергии, инвестиции в технологии энергетического перехода создают в 3 раза больше рабочих мест (на 1 млн долларов инвестиций), чем в отраслях, связанных с углеводородными ресурсами. Это может создать угрозу перспективам устойчивой занятости в традиционных отраслях.

Все эти вызовы, наряду с большими рисками, открывают новые возможности для стран и компаний в трансформации своих энергетических стратегий, быстрой адаптации и ускоренном выборе приоритетов низкоуглеродного развития.

Россия готова к масштабным изменениям, и, обладая большими запасами природного газа, может увеличить долю присутствия как поставщик экологически чистого ресурса, а используя существующую экспортную инфраструктуру – участвовать в частичном замещении метана водородом, становясь крупным игроком водородного рынка.

Развитие ВИЭ также рассматривается как возможность диверсификации бизнеса российских нефтегазовых компаний, многие из которых используют возможности генерации на базе собственного производства в отдельных регионах, где это рентабельно. Например, «Зарубежнефть», замещая часть выбывающих активов истощающихся нефтяных месторождений во Вьетнаме, планирует заняться морской ветроэнергетикой и в настоящее время

К 2030 г. будет сформирована система из 6800 км газопроводов, соединяющая кластеры потребления водорода. К 2040 г. она вырастет до 23 тыс. км, где 25 % труб будет построено с нуля

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА №8(162) / 2021

совместно с компанией «Вьетсовпетро» и «дочками» бельгийской DEME – Deme Offshore BE NV и Deme Concessions Wind NV – работает над проектом строительства офшорного ветропарка во Вьетнаме мощностью 1 ГВт.

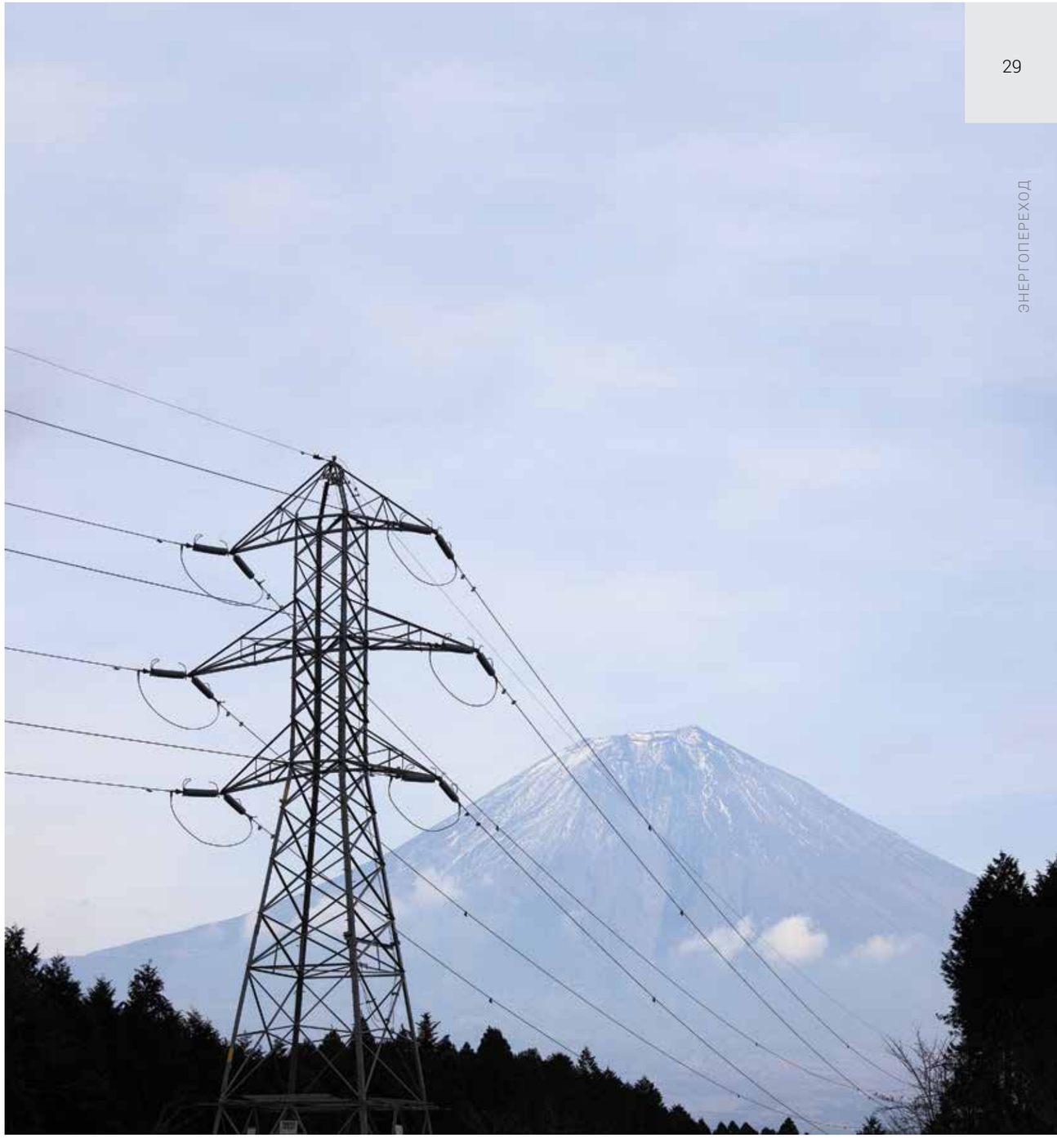
На фоне климатических изменений происходит структурное преобразование рынка – энергия превращается из товара в услугу, идет переход от вертикальной интеграции к децентрализации

Не происходит резкого сокращения инвестиций в добычу – без разумного долгосрочного инвестирования можно потерять рыночную нишу в производстве, поэтому стратегии российских компаний предполагают освоение рентабельных месторождений с применением новых технологий, сокращающих выбросы CO_2 в атмосферу.

Россия занимает устойчивые позиции в развитии цифровых технологий и готова развивать торговые площадки по реализации энергетических продуктов, хотя отсутствие возможностей расширения ликвидности для таких операций вследствие узости финансового рынка и санкционного давления замедляет динамику преобразований.

Конечно, современный мир стремительно меняется, цифровизация и переход на возобновляемую энергетику сопровождаются масштабными сдвигами как в структуре потребления, так и в бизнес-моделях международных компаний, прежде основывающих свои активы на балансовых запасах углеводородов. Страны-экспортеры энергоресурсов, зависимые от динамики нефтяной цены, также трансформируют свои стратегии с учетом растущих рисков глобального рынка. Искусственный интеллект в сочетании с высоким уровнем подготовки человеческого капитала российской энергетики позволяет очень быстро перестроить подходы к будущему развитию, максимально используя возможности, которые открывает новая пост-пандемическая реальность.

Электричество станет основным продуктом к 2050 г. *Источник: pxhere.com*



Опоры ЛЭП *Источник: pxhere.com*

УДК 620.9:665.7 DOI 10.46920/2409-5516_2021_8162_30

Российский акцент в мировом энергопереходе

Russian accent in the global energy transition

Владимир АРУТЮНОВ
Иностранный член НАН Республики Армения, профессор, д. х. н., главный научный сотрудник, Федеральный исследовательский центр химической физики им. Н.Н. Семенова РАН, Институт проблем химической физики РАН
e-mail: v_arutyunov@mail.ru

Vladimir ARUTYUNOV
Foreign member of NAS of Republic Armenia, professor, Dr. Sci. in Chemistry, chief researcher, N.N. Semenov Federal Research Center for Chemical Physics, RAS, Institute of Problems of Chemical Physics, RAS
e-mail: v_arutyunov@mail.ru

Краковский уезд, Польша

Источник: welcomia / Depositphotos.com

Аннотация. Рассмотрены причины современных мировых трендов отношения к углеводородным ресурсам. Отмечены необоснованность культивируемых в настоящее время надежд на будущую глобальную роль возобновляемой энергетики и ее определяющий вклад в стабилизацию еще плохо понимаемых климатических процессов, а также долговременный потенциал традиционных углеводородных ресурсов. Основной вывод – необходимость формирования отечественных приоритетов в области энергетики и нефтегазохимии на основе отечественных реалий и интересов, а не трендов, отражающих зарубежные приоритеты.
Ключевые слова: энергетика, глобальный климат, углеводородные ресурсы, нефтегазохимия.

Abstract. The reasons for the current global trends in the attitude to hydrocarbon resources are considered. It is noted that the currently cultivated expectations for the future global role of renewable energy and its decisive contribution to the stabilization of still poorly understood climate processes, as well as the long-term potential of traditional hydrocarbon resources, are groundless. The main conclusion is the need to form national priorities in energy and petrochemistry on the basis of national realities and interests, and not trends that reflect foreign priorities..
Keywords: energy, global climate, hydrocarbon resources, petrochemistry.

Энергия солнца – единственный первоисточник возобновляемой энергии. Энергии приливов, ветра и биомассы являются ее производными

Введение

Мировую политику в области энергетики в настоящее время определяют глобальные тренды, наиболее активными проводниками которых выступают развитые европейские страны. Катализатором формирования этих трендов стали наблюдаемые изменения глобального климата, прежде всего высокие темпы роста средней температуры земной поверхности [1]. Несмотря на не очень убедительную научную аргументацию и наличие альтернативных точек зрения [2], общественное мнение развитых стран однозначно связывает эти процессы с повышением концентрации парниковых газов в атмосфере [3], вызванным антропогенными факторами. Столь высокая чувствительность европейцев к проблеме глобального климата вполне объяснима, так как современные благоприятные климатические условия Западной Европы формируются тонким балансом морских и воздушных течений, любое серьезное изменение которых может его необратимо нарушить [4]. Достаточно отметить, что имеющие столь разные климатические условия Стокгольм и Магадан расположены на одной широте.

Еще одним фактором, влияющим на отношение населения большинства развитых стран к современной энергетике и, соответственно, государственную политику в этой области, являются постоянно растущие требования к качеству жизни, включая не только объем доступных материальных благ, но и качество окружающей среды. Возникшие во многих странах природозащитные движения и связанные с ними политические партии предъявляют постоянно растущие требования к чистоте воздуха, воды, утилизации промышленных и бытовых отходов, качеству продуктов питания, с которыми уже не могут не считаться их правительства.

В конце прошлого века политики и бизнесмены осознали в общем-то очевидный факт, что ресурсы ископаемых углеводородов, обеспечивающие современный высокий уровень жизни и энергопотребления, не только не вечны, но и уже близки к исто-

щению. И рано или поздно человечеству придется переходить на другие источники энергии.

Реакцией на изменение климата и экологические проблемы густонаселенных регионов планеты стало обвинение современной индустрии и энергетики в ущербе, наносимом ими окружающей среде не только индустриальных регионов, но и биосфере планеты в целом. Несомненно, экологические движения стимулировали повсеместный переход на более эффективные и экологически дружественные промышленные и энергетические технологии, способствовали повышению внимания к сокращению объема промышленных и бытовых отхо-

Солнечные панели на крышах Амстердама
Источник: commons.m.wikimedia.org

дов и повышению степени их утилизации. Но на фоне очевидных успехов в снижении локального промышленного прессинга на окружающую среду и повышения качества жизни, особенно в густонаселенных промышленных регионах, природозащитные движения перешли к тотальному прессингу на современную промышленность и энергетику. К сожалению, при этом часто не учитывается то, что полномасштабный переход к «зеленым» промышленным технологиям, «зеленой» энергетике и не использующему минеральные удобрения, пестициды и генномодифицированные сорта сельскохозяйственных культур «органическому» сельскому хозяйству невозможен без повышения стоимости и сокращения объема продукции соответствующих отраслей. А это означает снижение объема их потребления населением, то есть уровня жизни. Кроме того, полномасштабная реализация выдвигаемых экологических требований невозможна без прогрессивного роста затрат энергии и тех же самых природных ресурсов, то есть увеличения техногенной нагрузки на окружающую среду и ускорения антропогенного прессинга на природу.

Примером явно неразумных решений, на которые толкают правительства природозащитные движения ряда стран, является принятое федеральным правительством Германии и одобренное бундестагом решение отказаться от национальной ядерной энергетики. Замена наименее травмирующей окружающую среду атомной энергетики выращиванием в индустриальных масштабах биотопливных монокультур или другими видами возобновляемых источников энергии (ВИЭ) не только ведет к дополнительным проблемам с энергоресурсами в стране, но и гораздо сильнее травмирует природные экосистемы [5].

Прогрессивное развитие человечества, являющееся закономерной реализацией фундаментальных природных процессов, невозможно без постоянного роста потребления им природных ресурсов и энергии, что, к сожалению, нереально без постоянной трансформации окружающей нас среды [6]. Поэтому наиболее разумная глобальная политика в области экономического развития, энергетики и экологии должна быть направлена не на сохранение существующих условий, а на адаптацию к происходящим переменам.

Энергетика и климатические процессы

Одной из главных обвиняемых в глобальных климатических изменениях объявлена современная энергетика. С середины XIX века и вплоть до настоящего времени она более чем на 80 % базируется на ископаемом углеводородном сырье. В XIX веке это был уголь, в XX веке доминировала нефть, в недалеком будущем первенство почти наверняка перейдет к огромным ресурсам природного газа [7]. Несмотря на прогнозируемые проблемы с нефтяными ресурсами, их ожидаемое сокращение с лихвой может быть компенсировано ре-

Ветровая электростанция на побережье Франции
Источник: Amandine26 / Depositphotos.com

сурсами природного газа и угля и быстро прогрессирующими технологиями GTL (Gas to Liquids) и CTL (Coal to Liquids), которые позволяют производить синтетическую нефть и нефтехимические продукты [8, 9].

Однако под давлением обвинений углеродной энергетики в глобальных климатических изменениях как следствия эмиссии CO_2 началось интенсивное развитие альтернативных, «зеленых» методов генерации энергии. Ведущими среди них являются солнечная, ветровая и биоэнергетика. Дополнительным стимулом этих усилий является понимание того, что со временем человечество все равно будет вынуждено искать замену углеродной энергетике.

При анализе перспектив возобновляемых источников энергии необходимо помнить, что все они, за исключением крайне незначительной по своему потенциалу геотермальной энергетики, являются производными падающей на Землю солнечной радиации. Энергия солнечного излучения – единственный первичный источник возобновляемой энергии на Земле. Все остальные: гидроэнергетика, энергия приливов, ветра и биомассы являются ее производными. Поэтому глобальный потенциал возобновляемой энергетики определяется только потоком падающей на земную поверхность солнечной энергии.

Полный ресурс солнечной радиации огромен – верхней границы атмосферы Земли за год достигает поток энергии в ~$5{,}6 \cdot 10^{24}$ Дж, что примерно в 5 тысяч раз превышает современный объем потребляемой в мире энергии. Примерно 35 % этой энергии атмосфера Земли отражает обратно в космос, а остальная энергия расходуется на нагрев земной поверхности, испарительно-осадочный цикл в атмосфере, образование волн в морях и океанах, воздушных и океанских течений и ветра, а также процессы фотосинтеза. В ходе этих процессов высокопотенциальная энергия ультрафиолетового и видимого диапазонов солнечной радиации превращается

Прогрессивное развитие человечества невозможно без постоянного роста потребления природных ресурсов и энергии, что, к сожалению, нереально без постоянной трансформации окружающей нас среды

в низкопотенциальную энергию нагретой поверхности Земли, средняя температура которой примерно 20°С, испускаемую в виде инфракрасного излучения обратно в космическое пространство.

Принципиальный недостаток солнечной радиации для использования в промышленной энергетике был отмечен еще 40 лет назад П. Л. Капицей [10] – низкая плотность потока энергии и, соответственно, огромные площади, сотни тысяч квадратных километров, с которых необходимо собирать солнечное излучение для промышленных целей. При масштабах современной энергетики в земной коре может просто не хватить сырья для производства не только редких элементов, используемых при изготовлении солнечных панелей, но и обычных конструкционных материалов. Неизбежны и серьезные экологические проблемы из-за рассеивания в биосфере вредных отходов производства и последующей утилизации панелей. К сожалению, проблеме доступности сырья для производства самих возобновляемых источников [11] и связанным с их производством, эксплуатацией и утилизацией экологическим проблемам [7] пока не уделялось должного внимания.

Декарбонизация мировой энергетики

Несмотря на очевидные проблемы использования возобновляемых источников энергии в промышленных масштабах, существующие мировые тенденции отводят им определяющую роль в стабилизации глобального климата и перспективах долговременного развития мировой экономики. А главной целью развития мировой энергетики провозглашена ее декарбонизация. В 2015 г. представители 196 стран подписали Парижское соглашение по климату, вступившее в силу 4 ноября 2016 г. Целью соглашения является разработка и реализация стратегии снижения эмиссии парниковых газов, в основном CO_2, путем снижения доли углеводородных источников в мировом энергобалансе за счет перехода на возобновляемые источники энергии и не содержащие углерод энергоносители, в первую очередь водород.

Экологические движения и партии многих стран предъявляют постоянно растущие требования к чистоте воздуха, воды, утилизации отходов, с которыми уже не могут не считаться правительства

Геотермальная энергетика Исландии
Источник: digitalsubstation.com

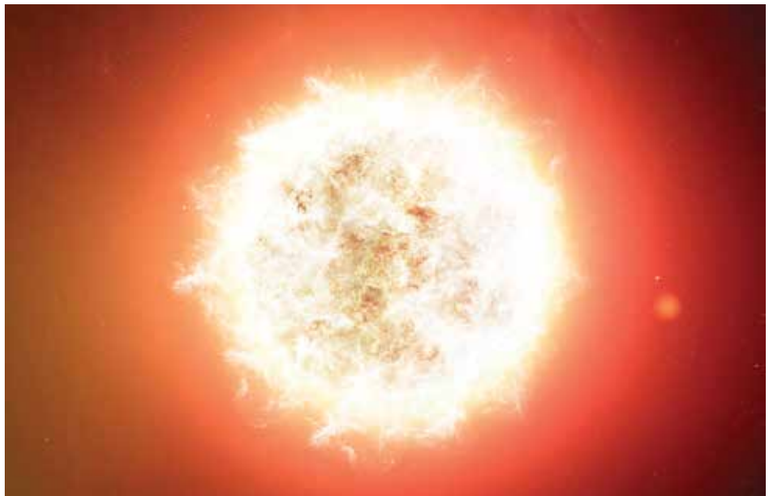
Однако реальный потенциал возобновляемых источников энергии значительно ниже даже текущих потребностей мировой энергетики [7]. Он вряд ли будет способен обеспечить быстро растущее мировое потребление энергии, необходимое для стабилизации экономической и социальной обстановки в развивающихся странах, в которых живет более половины населения планеты. Поэтому, несмотря на очевидные успехи последних лет в области ВИЭ и энтузиазм их поклонников, все серьезные прогнозы на обозримый период отводят им долю в мировом энергобалансе всего в несколько процентов [12]. Вследствие этого, несмотря на провозглашенную ведущую роль ВИЭ в декарбонизации, в последнее время основное внимание переключилось на более широкое использование водорода как более реальному пути декарбонизации энергетики.

Водород является самым распространенным элементом Вселенной, но Земля, в силу недостаточной силы тяжести, не способна удерживать в своей атмосфере свободный водород, выделяющийся в результате геотектонических процессов. Поэтому в земной атмосфере и коре нет сколько-нибудь значительных ресурсов свободного водорода. С точки зрения энергетики водород – это вторичный энергоноситель, который может быть получен только на основе первичных источников. Его промышленное потребление с 1975 г. выросло в три раза и продолжает быстро увеличиваться, но практически исключительно за счет использования ископаемых источников, на что расходуется примерно 6 % мировой добычи природного газа и 2 % мировой добычи угля, сопровождаемое эмиссией около 830 млн т CO_2 в год [13].

В зависимости от объема CO_2, образующегося в процессе его получения, водород принято делить на «серый» (получаемый конверсией ископаемых углеводородов), «голубой» (то же самое, но со сбором и захоронением образующегося при этом CO_2) и «зеленый», получаемый исключительно на основе возобновляемых источников сырья и энергии.

Наиболее эффективная современная технология получения водорода, на которую приходится около 80 % его производства – паровой риформинг природного газа (Steam Reforming of Methane – SRM) [14, 15]. С учетом последующей паровой конверсии образующегося монооксида углерода из одной молекулы метана можно получить 4 молекулы H_2. Энергия, выделяемая при их сгорании (низшая теплота сгорания водорода при нормальных условиях 10 800 кДж/м³), примерно эквивалентна энергии, выделяемой при сгорании исходной молекулы метана – 35 840 кДж/м³. Но с учетом большого дополнительного расхода энергии,

Солнце является единственным первоисточником возобновляемой энергетики
Источник: Shad.off / Depositphotos.com



Несмотря на очевидные проблемы использования ВИЭ в промышленных масштабах, мир отводит им определяющую роль в стабилизации глобального климата и перспективах развития мировой экономики

в данном случае того же природного газа, на нагрев сырья и производство большого объема пара реальный расход природного газа в сложной и капиталоемкой технологии SRM примерно в два раза выше. При мировом производстве водорода в 2019 г. около 75 млн т (в основном на производство аммиака и нефтехимические процессы) расход природного газа на это составил примерно 205 млрд м³.

Поскольку получение водорода паровым риформингом сопровождается образованием CO_2 (примерно 10 кг CO_2/кг H_2), по экологической градации такой водород рассматривается, как «серый», то есть экологически непривлекательный и не способствующий снижению эмиссии CO_2 в атмосферу. Для того чтобы водород можно было считать «экологически» более чистым и повысить его привлекательность для решения экологических и климатических проблем, необходимо секвестировать как CO_2, содержащийся в дымовых газах, образующихся при нагреве реагентов и производстве пара, так и CO_2, образующийся при паровой конверсии монооксида углерода, то есть дополнить процесс SRM технологией сбора и захоронения углерода (Carbon Capture and Storage – CCS). Получаемый в таком совмещенном процессе водород можно квалифицировать как «голубой». Однако добавление технологии CCS увеличивает капитальные затраты технологии SRM на ~90 %, а операционные затраты – на ~33 %. При этом стоимость получаемого водорода возрастает почти в полтора раза – до 1,8 евро за кг, а цена утилизации CO_2 достигает 70 евро за тонну CO_2 [16]. Таким образом, помимо немалых капитальных затрат и сложного процессинга, переход на использование в качестве топлива «голубого» водорода, получае-

мого на основе совмещения технологий SRM+CCS, потребует почти утроения общего потребления природного газа по сравнению с его непосредственным использованием в энергетике. Соответственно, в три раза возрастет скорость истощения его природных ресурсов.

«Голубой» водород может быть также получен пиролизом природного газа [17, 18]. Такие процессы сейчас в небольшом объеме используют для производства технического углерода (сажи). Термодинамические оценки показывают, что дополнительный расход энергии непосредственно на пиролиз составит примерно 20 % от энергосодержания полученного H_2. Но реально на это потребуется не менее 50 %, то есть для пиролиза 1 м^3 CH_4 потребуется 2 м^3 CH_4 с суммарной низшей теплотой сгорания примерно 71 700 кДж. При этом будет получено 2 м^3 водорода с суммарной низшей теплотой сгорания 21 600 кДж. Полный энергетический выход по отношению к затраченным ресурсам составит ~30 %. Таким образом, переход с природного газа в качестве источника энергии на водород, получаемый пиролизом метана, также потребует примерно трехкратного увеличения мирового потребления метана с ~4 трлн м^3/год до ~12 трлн м^3/год. Последняя величина примерно эквивалентна суммарному

Переход с природного газа в качестве источника энергии на водород, получаемый пиролизом метана, потребует увеличения мирового потребления метана с 4 трлн м^3/год до 12 трлн м^3/год

мировому потреблению газа, нефти и угля. Для выхода на такой уровень добычи газа мировой экономике потребуются десятилетия и колоссальные инвестиции, а ресурсы газа будут убывать в 3 раза быстрее. Кроме того, ежегодно будет образовываться примерно 9 млрд т/год невостребованного мелкодисперсного углерода, современное мировое потребление которого всего около 40 млн т/год. Чтобы полученный водород мог считаться «голубым», этот углерод нельзя использовать в качестве топлива, и возникнет дополнительная проблема его транспортировки и захоронения.

Получение же «зеленого» водорода электролизом на основе возобновляемых источников энергии остается самой дорогой технологией его производства. Стоимость такого водорода в 3 раза выше стоимости водорода, получаемого паровой конверсией метана, поэтому, несмотря на все усилия, доля «зеленого» водорода в его мировом производстве много меньше 1 %. И до сих пор в мире нет сколько-нибудь масштабных реализованных проектов получения водорода с использованием ВИЭ. Более реальные планы получения «безуглеродного» водорода пока предлагает только атомная энергетика при КПД электролиза около 40 %. Но доля самой атомной энергетики в мировом энергобалансе всего около 4 % и по ресурсным соображениям принципиально не может значительно превысить эту величину. Поэтому глобальные потребности в водороде этот источник обеспечить не может.

Производство «зеленого» водорода *Источник: «Газпром»*

и дешевая электроэнергия, вырабатываемая термоядерными электростанциями, работающими в режиме базовой нагрузки, будет использоваться для получения водорода электролизом воды. Однако создание термоядерной энергетики оказалось гораздо более сложной проблемой, чем это представлялось в середине прошлого века, и практическое освоение энергии термоядерного синтеза, единственного реального глобального источника энергии для человечества в более отдаленном будущем, пока прогнозируется не ранее конца текущего века. Попытки же связать концепцию водорода как глобального энергоносителя, изначально рассчитанную на доступную и дешевую электроэнергию, вырабатываемую на установках большой единичной мощности, с дорогой энергией маломощных и рассредоточенных источников возобновляемой энергии выглядят неубедительно.

Граффити с изображением производства водорода *Источник: «Газпром»*

Необходимо напомнить, что сама идея использовать водород в качестве глобального энергоносителя возникла еще в конце 1960-х годов, когда отечественные успехи в области термоядерного синтеза, прежде всего, в создании токамаков, породили надежды на быстрое освоение этого вида энергии. Предполагалось, что обильная

Необходимо также учитывать, что в настоящее время более 90 % водорода производят непосредственно на месте его потребления (так называемый кэптивный продукт) и лишь менее 10 % поставляют специализированные компании, работа-

С учетом проблем хранения и транспортировки водорода, наиболее разумным способом его экспорта могла бы быть поставка смеси природного газа с H_2 (до 40–50 % об.) по существующим газопроводам

ющие на рынке промышленных газов (Air Liquide, Linde, Praxair и др.). Переход к более широкому использованию водорода в различных секторах энергетики и на транспорте невозможен без практического решения отдельной не менее сложной проблемы, чем его получение – проблемы его хранения, транспортировки и распределения. И пока эта проблема еще далека от практического решения не только в индустриальных масштабах, но и на уровне коммунального сектора и транспорта. Кроме того, массовое использование водорода, имеющего значительно более широкие пределы воспламенения и более высокую скорость горения, чем метан, невозможно без разработки мер, гарантирующих его безопасную эксплуатацию в быту и на транспорте.

Перспективы углеводородной энергетики в России

Следует обратить внимание, что наиболее активными и даже агрессивными проводниками политики глобального перехода на ВИЭ являются те страны, которые испытывают наиболее серьезные проблемы с энергоресурсами. Эта политика не ограничивается стремлением обеспечить национальное энергопотребление за счет ВИЭ, но ставит своей целью побудить и другие страны, обладающие вполне достаточными традиционными энергоресурсами, такие как Россия, под предлогом глобальных климатических или экологических проблем перейти на такие источники. Причина такой политики очевидна. Высокая стоимость энергии, производимой из возобновляемых источников, делает ее потребителей менее конкурентоспособными на мировом рынке. В этом отношении очень показательны зигзаги последних десятилетий в энергетической политике США. До начала текущего века США были крупнейшим импортером энергоресурсов, и в попытке сбить цены на них активно финансировали проекты в области ВИЭ. Особенно ярко это проявилось в мощном государственном дотировании производства и потребления биотоплив. Однако, как только началась масштабная разработка месторождений сланцевых нефти и газа, превратившая США из импортера в экспортера энергоресурсов, большинство программ в области ВИЭ были свернуты или закрыты, дотация производства биотоплив сокращена, интерес к ним упал, а сами Соединенные Штаты вышли из Парижского соглашения по климату. Возвращение же новой администрации США в это соглашение носит не экономический, а исключительно политический характер.

Россия занимает уникальное положение на мировом рынке энергоресурсов. Страна обладает мощными запасами углеводородов, является одним из ведущих производителей и экспортеров первичных энергоресурсов, и, одновременно, – одним из крупнейших производителей и потребителей энергии. В то же время Россия – это страна с наиболее суровыми климатическими условиями, расположенная в высоких широтах, более 60 % территории которой находится в зоне вечной мерзлоты. Поэтому полагаться на серьезный вклад в ее энергетику даже в отдаленном будущем солнечных электростанций или биотоплива вряд ли разумно. Огромные ресурсы относительно дешевых углеводородов являются стратегическим преимуществом России в мировой конкурентной борьбе, и это преимущество необходимо максимально эффективно использовать.

Хранилище водорода
Источник: about.bnef.com

Установка по производству биоэтанола
Источник: uzotoka.ru

До еще не скорого появления термоядерной энергетики Россия должна максимально полагаться на свои углеводородные ресурсы и исходить из своих экономических и стратегических интересов, а не следовать зарубежным веяниям. Но учитывать эти веяния необходимо, извлекая из них максимальную пользу и выгоду. Принимая во внимание растущий интерес за рубежом к низкоуглеродному топливу и, прежде всего, водороду, своим распоряжением от 12 октября 2020 года правительство РФ утвердило план мероприятий «Развитие водородной энергетики в Российской Федерации до 2024 года» [19]. Задачей плана является организация работ по формированию в РФ высокопроизводительной экспортно ориентированной области производства водорода и развития водородной энергетики. Огромный ресурсный потенциал РФ (запасы природного газа, нефти и угля) и наличие незагруженных мощностей в электроэнергетике, при наличии спроса, гарантируемого Парижским соглашением по климату и ожидаемым введением Евросоюзом «углеродного налога», делает экспорт низкоуглеродного топлива (водорода или его смеси с природным газом) перспективным направлением. Оно вполне может компенсировать прогнозируемые для РФ потери от введения «углеродного налога» на импорт в страны Евросоюза, который предполагает, что поставщики товаров на европейский рынок, которые сжигают слишком много ископаемого топлива в процессе их производства, будут платить за каждую тонну углекислого газа, попавшего в атмосферу.

Без масштабных поставок водорода из России выполнение собственных планов стран Европейского союза по развитию водородной энергетики вряд ли реально [20]. Поэтому развитие ориентированного на экспорт производства водорода в РФ представляется вполне целесообразным. Учитывая наличие нерешенных проблем хранения и транспортировки больших объемов водорода, наиболее разумным способом экспорта низкоуглеродного топлива могла бы быть поставка смеси природного газа с водородом (до 40–50 % об.) по уже существующим газопроводам. Как показывают исследования, пределы воспламенения и скорость горения таких смесей еще не сильно отличаются от пределов воспламенения и скорости горения природного газа [21, 22], что позволяет эксплуатировать их на том же оборудовании и при соблюдении тех же мер безопасности, которые давно отработаны для работы с природным газом.

Менее очевидна целесообразность перехода на водород для самой отечественной энергетики. Конечно, большинство типов газовых турбин может работать на водороде или его смеси с природным газом. Недавно компании «НОВАТЭК» и Nuovo Pignone заключили соглашение о сотрудничестве в области электрических и газотурбинных решений по добыче и сжижению газа, а также сокращения выбросов CO_2, в рамках которого приступят к реализации проекта по переводу турбин на работу на водородсодержащих смесях [23]. Но как показывают исследования,

Переход на использование метановодородных смесей с содержанием H_2 менее 50 % не дает дополнительных экологических преимуществ, кроме снижения эмиссии CO_2, причем только в месте потребления

переход на использование в энергетике метановодородных смесей с содержанием водорода менее 50 % не дает дополнительных экологических преимуществ, кроме соответствующего снижения эмиссии CO_2 из-за более высокой доли водорода, причем только непосредственно в месте потребления. Но при этом, как было показано выше, вырастут глобальная эмиссия CO_2 в атмосферу, стоимость получаемой энергии, расход первичных энергоресурсов. Учитывая, что энергетический КПД экологически чистого преобразования природного газа в водород, как было показано выше, около 30 %, КПД современных газовых турбин также ~30 %, суммарный энергетический коэффициент полезного действия использования природного газа по такой схеме будет ~10 %. Вряд ли желание следовать зарубежным политическим и экономическим трендам оправдывает реализацию таких низкоэффективных проектов.

Поэтому в отечественной модели развития водородной энергетики, помимо ориентированного на экспорт производства водорода, имеет смысл ограничиться его использованием в транспортном секторе крупных мегаполисов для решения действительно серьезных локальных экологических проблем на основе использования топливных элементов с КПД до 60 %. А основным, помимо энергетики, направлением использования отечественных углеводородных ресурсов должна стать их переработка в нефтехимические продукты с высокой добавленной стоимостью.

Заключение

Развитие отечественной энергетики и нефтегазохимии не может происходить в отрыве от мировых тенденций в этой сфере. Но слепо следовать им также неразумно, как игнорировать их наличие. Главный вопрос в том, как увязать мировые тенденции с отечественными интересами и реальными условиями, поскольку относящиеся к этой сфере решения окажут сильнейшее влияние практически на все сферы отечественной экономики, а также социальной и даже внешней политики.

Работа выполнена в рамках Программы фундаментальных научных исследований государственных академий наук, тема ФИЦ ХФ РАН 0082-2019-0014, номер госрегистрации АААА-А20-120020590084-9 и тема ИПХФ РАН 0089-2019-0018, номер госрегистрации АААА-А19-119022690098-3.

Изменения климата наиболее заметны в Арктике

Источник: grabieckrzysiek@gmail.com / Depositphotos.com

Использованные источники

1. *The Intergovernmental Panel on Climate Change. URL: https://www.ipcc.ch/ (последнее посещение 25.01.2021).*
2. *Шполянская Н.А. Климат и его динамика в плейстоцене-голоцене как основа для возникновения разнообразных рисков при освоении районов криолитозоны // Геориск. № 1, 2019. С. 6–24. URL: http://www.geomark.ru/journals_list/zhurnal-georisk-1-2019/*
3. *Lindsey R., 2020. Climate Change: Atmospheric Carbon Dioxide. URL: https://www.climate.gov/news-features/understanding-climate/climate-change-atmospheric-carbon-dioxide#:~:text=The%20global%20average%20atmospheric%20carbon,least%20the%20past%20800%2C000%20years (последнее посещение 09.01.2021).*
4. *Арутюнов В.С. Глобальное потепление: Миф или реальность? Катастрофа или благо? // Российский химический журнал. №4, 2005. Т. 49. С. 102–109.*
5. *Горшков В.Г. Физические и биологические основы устойчивой жизни // М.: Изд-во ВИНИТИ, 1995. 470 с.*
6. *Арутюнов В.С. Концепция устойчивого развития и реальные вызовы цивилизации // Вестник РАН. №3, 2021. Т. 91. С. 3–12.*
7. *Арутюнов В.С., Лисичкин Г.В. Энергетические ресурсы XXI столетия: проблемы и прогнозы. Могут ли возобновляемые источники энергии заменить ископаемое топливо? // Успехи химии. №8, 2017. Т. 86. С. 777–804. URL: http://iopscience.iop.org/article/10.1070/RCR4723/pdf*
8. *Савченко В.И., Макарян И.А., Арутюнов В.С. Анализ зарубежных промышленных технологий по переработке углеводородных газов и оценка перспектив их реализации в нефтегазохимическом комплексе России // Мир нефтепродуктов. Вестник нефтяных компаний. №11, 2013. С. 3–12.*
9. *Макарян И.А., Берзигияров П.К., Седов И.В., Арутюнов В.С., Савченко В.И. Перспективы производства нефтехимических продуктов с высокой добавленной стоимостью на основе GTL-процессов нового поколения // Мир нефтепродуктов. №7, 2015. С. 4–17.*
10. *Капица П.Л. Успехи физ. наук // 1976. Т. 118. С. 307.*
11. *Speirs, J., McGlade, C., Slade, R. Uncertainty in the availability of natural resources: Fossil fuels, critical metals and biomass. Energy Policy. 2015. 2015. V. 87. P. 654–664. URL: http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2015.02.031*
12. *BP Energy Outlook 2035: February 2015. URL: http://www.bp.com/energyoutlook (accessed January 09, 2021).*
13. *IEA. Fuels and technologies, 2021. URL: https://www.iea.org/fuels-and-technologies (последнее посещение 10.01.2021).*
14. *Арутюнов В.С., Голубева И.А., Елисеев О.Л., Жагфаров Ф.Г. Технология переработки углеводородных газов: Учебник для вузов // М.: Юрайт, 2020. 723 с. ISBN 978-5-534-12398-2*
15. *Макарян И.А., Седов И.В., Никитин А.В., Арутюнов В.С. Современные подходы к получению водорода из углеводородного сырья // Научный журнал РГО. № 1(24), 2020. С. 50–68.*
16. *Mitrova, N., Melnikov, Y., Chugunov, D., 2019. The hydrogen economy – a path towards low carbon development. Skolkovo Energy Centre, Moscow School of Management, Skolkovo. URL: https://energy.skolkovo.ru/downloads/documents/SEneC/Research/SKOLKOVO_EneC_Hydrogen-economy_Eng.pdf*
17. *Amin A.M., Croiset E., Epling W. Review of methane catalytic cracking for hydrogen production. Int. J. Hydrogen En. 2011. V. 36. P. 2904–2935. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2010.11.035*
18. *Ashik U.P.M., Wan Daud W.M.A., Hazzim A.F. Production of greenhouse gas free hydrogen by thermocatalytic decomposition of methane – A review. Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2015. V. 44. P. 221–256. DOI: http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2014.12.025*
19. *План мероприятий «Развитие водородной энергетики в Российской Федерации до 2024 года».*
20. *Кочетков А. Россия будет развивать водородную энергетику, окончательно и бесповоротно. URL: https://zen.yandex.ru/media/dbk/rossiia-budet-razvivat-vodorodnuiu-energetiku-okonchatelno-i-bespovorotno-5ff0a0b4fe4e686f6ac32417 (последнее посещение 01.02.2021).*
21. *Арутюнов В.С., Беляев А.А., Арутюнов А.В., Трошин К.Я., Царенко А.А., Никитин А.В. Об использовании метан-водородных смесей в двигателях внутреннего сгорания // НефтеГазоХимия. № 3–4, 2019. С. 5–17. DOI: https://doi.org/10.24411/2310-8266-2019-10401*
22. *Арутюнов А.В., Беляев А.А., Иновенков И.Н., Арутюнов В.С. Влияние водорода на нормальную скорость горения метан-воздушных смесей при повышенных температурах // Горение и взрыв. №4, 2019. Т. 12. С. 4–10. DOI: 10.30826/CE19120401*
23. *URL: https://globuc.com/ru/news/novatyek-i-nuovo-pignone-podpisali-soglashenie/*

УДК 620.9 DOI 10.46920/2409-5516_2021_8162_42

Декарбонизация: взгляд со стороны

Decarbonization: outside view

Валерий ИКТИСАНОВ
Заведующий лабораторией гидродинамических исследований института «ТатНИПИнефть»,
д. т. н., профессор
e-mail: iktissanov@tatnipi.ru

Valery IKTISANOV
PhD, professor, Head of Well Test Lab,
R&D institute «TatNIPIneft»
e-mail: iktissanov@tatnipi.ru

Фёдор ШКРУДНЕВ
Полномочный представитель президента РФ в Ленинградской области в 1993-1999 гг.,
председатель президиума Русского научно-технического общества (РНТО)
e-mail: rnto369@gmail.com

Fyodor SHKRUDNEV
Presidential plenipotentiary envoy
in the Leningrad Region (1993-1999), presidium chairman, Russian Scientific Technical Society (RSTS)
e-mail: rnto369@gmail.com

Климатическая повестка становится определяющим фактором развития экономики

Источник: wallpaperscraft.ru

Аннотация. В статье рассмотрены проблемные вопросы обоснования декарбонизации: малая доля антропогенных выбросов диоксида углерода, естественные выбросы метана и углеводородов, недостатки водородной энергетики. Приведены примеры влияния политики и финансов на развитие науки. Показано, что навязываемая обществу декарбонизация практически не связана с действительными процессами улучшения экологической ситуации на планете, а преследует увеличение стоимости энергии и повышение степени управления обществом. Однако, в связи с особыми свойствами углерода в ископаемом топливе, необходимо действительно ограничивать и в перспективе прекратить добычу нефти и газа. Заменой существующих традиционных и возобновляемых источников энергии должны стать действительно экологические чистые устройства по выработке электроэнергии, предложенные и апробированные различными авторами.
Ключевые слова: декарбонизация, экология, изменение климата, углеводороды, политика, особенности углерода.

Abstract. The authors discuss the challenging issues of decarbonization substantiation, namely: small amount of man-made carbon dioxide emission; natural emissions of methane and hydrocarbon emissions; and disadvantages of hydrogen energy. There are examples of policy and finances influence on the development of science in the paper. It is shown that decarbonization imposed on society has little to do with actual processes for improving the environmental situation on the planet, but is instead aimed at rising the cost of energy and increasing the degree of public management. However, due to the specific properties of carbon in fossil fuels, it is necessary to restrict and, in ideal scenario, stop the production of oil and gas. The truly green means for electric energy generation proposed and tested by various authors should substitute the conventional and renewable energy sources.
Keywords: decarbonization; ecology; climate change; hydrocarbons; politics; specific features of carbon.

> **Достижение нефтедобывающей компанией нулевых выбросов CO_2 возможно только при прекращении добычи нефти и газа или выводе данного актива**

Введение

Термин «декарбонизация» в настоящее время у всех на слуху. Достаточно упомянуть принятые решения нефтяных компаний:

- Shell – нулевой уровень выбросов CO_2 к 2050 г.
- BP – сокращение выбросов на 30–35 % к 2030 г. Достижение чистых нулевых выбросов по всей цепочке производства к 2050 г., а также снижение интенсивности выбросов от всей проданной продукции на 50 % к 2050 г. Увеличение мощностей ВИЭ с 2,5 ГВт в 2019 г. до 20 ГВт к 2025 г. и до 50 ГВт к 2050 г. Увеличение производства биотоплив с 22 тыс. б/с до 100 тыс. б/с в 2030 г.
- Total – снижение выбросов на 30 % к 2030 г. и достижение нулевого целевого показателя чистых выбросов к 2050 г.
- Eni – снижение абсолютных выбросов на 80 % и интенсивность выбросов на 55 % к 2050 г. Нулевой чистый углеродный след для разведки и добычи к 2030 г.
- Equinor – достижение нулевого уровня выбросов к 2050 г. Прекращение сжигания ПНГ на факелах и сокра-

Добыча нефти на выработанных месторождениях

Источник: phonoteka.org

щение выбросов метана практически до нуля к 2030 г. Рост мощностей ВИЭ до 12–16 ГВт к 2035 г.

- ExxonMobil – снижение интенсивности выброса метана от добычи нефти и газа на 25 % к 2025 г.
- Chevron – Снижение выбросов в нефтяной промышленности на 5–10 %, в природном газе – на 2–5 % к 2023 г. Инвестиции в термоядерный синтез.
- Baker Hughes – сокращение выбросов CO_2 на 50 % к 2030 г. и достижению чистого нуля выбросов CO_2 к 2050 г. в соответствии с Парижским соглашением по климату.
- «Газпром» – снижение к 2024 г. выбросов парниковых газов при транспортировке природного газа на 3,8 %.
- «Роснефть» – предотвращение выбросов 20 млн т CO_2-экв. до 2035 г., сокращение интенсивности выбросов в разведке и добыче на 30 %, объем «зеленых инвестиций» за 2018–2022 гг. 300 млрд руб. Реализация программы энергосбережения для снижения выбросов на 8 млн т CO_2-экв. до 2022 г.
- «Татнефть» – достижение углеродной нейтральности к 2050 г. Снижение выбросов CO_2 на 10 % к 2025 г., и на 20 % к 2030 г.

Заметим, что достижение нулевых выбросов CO_2 или достижение углеродной нейтральности (Scope 3) возможно только при прекращении добычи нефти и газа или выводе данного актива из компании, так как именно в этом случае достигается отсутствие углеродного следа от деятельности. Как видим, данный глобальный проект должен кардинальным образом изменить нашу жизнь в обозримом будущем. Но вначале опустим тонкости принятых компаниями решений и остановимся на вопросе – чем не угодил углерод, который входит в состав органических молекул и является основой жизни, и почему от него необходимо избавляться?

Использование водорода приведёт к росту водяного пара, который вносит больший вклад в парниковый эффект, чем углекислота. Выход пара кратно увеличивается в сравнении с обычным топливом

Закачка CO_2 в пласт требует затрат электроэнергии, для которой нужно сжечь углеводороды. Закачанный диоксид углерода с течением времени вновь появляется с нефтью в добывающих скважинах

Для этого следует определиться, что понимается под термином декарбонизация и каковы истоки возникновения этого проекта. С первым разобраться довольно легко. Данный термин подразумевает переход к низкоуглеродным источникам энергии – возобновляемым (солнечная, ветровая, приливная), использование водорода, термоядерный синтез и др. Со вторым пунктом гораздо сложнее. Считается, что основной причиной декарбонизации является негативное воздействие на климат планеты углекислого газа, выделяющегося при сгорании топлива. В связи с этим предполагается, что декарбонизация предотвратит или уменьшит глобальное потепление климата.

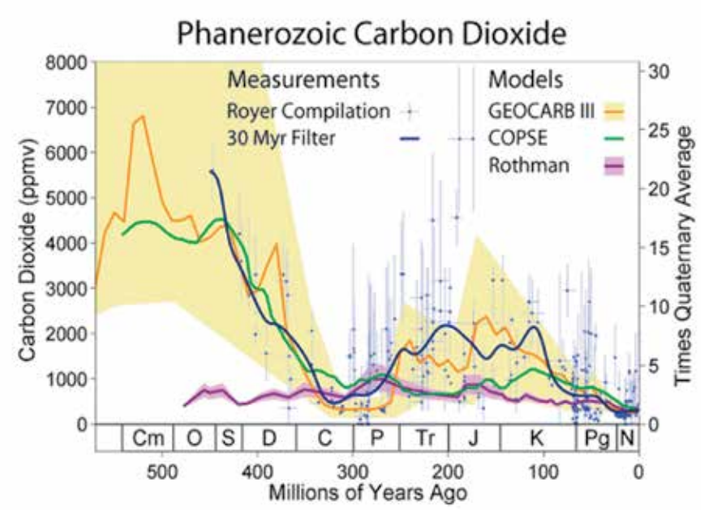
Проблемные вопросы обоснования декарбонизации

Согласно различным исследованиям, на Земле существовали периоды с гораздо большим содержанием углекислого газа в атмосфере (рис. 1). Поэтому глобальное потепление не является таким уж и глобальным, а относится к текущим изменениям климата. В частности, в эпоху динозавров наша Земля была зеленой планетой, на территории Арктики и Антарктики находят остатки теплолюбивой флоры и фауны. Имеется много свидетельств того, что великое похолодание произошло чуть более 13 тысяч лет назад после планетарной катастрофы. Следует также подчеркнуть, что в постановляющей части по целесообразности присоединения России к Киотскому протоколу РАН вынесла свой вердикт – «Киотский протокол не имеет научного обоснования» [1].

При рассмотрении принципов декарбонизации сразу возникает ряд вопросов. Совершенно непонятно, почему основная привязка происходит именно к углекислоте, вклад которой в изменение теплового баланса составляет всего 9–26 % в отличие

Рис. 1. Динамика изменения оксида углерода

Источник: взято с работы Н. М. Гаврилова



от других парниковых газов, основными из которых являются водяной пар (вклад 36–72 %), метан (4–9 %), озон (3–7 %) [2].

В последнее время наметилась тенденция к переходу на водородную энергетику, но, как справедливо отметил В. С. Литвиненко на вебинаре «Водородная стратегия и ключевые тренды энергоперехода», данное направление несет в себе целый груз нерешенных проблем, обусловленных прежде всего высокой температурой горения водорода. Это приводит к снижению ресурса двигателей, печей. Кроме того, необходимо создание специальных трубопроводов, условий хранения, снижение стоимости производства водорода и проч. Вероятно поэтому позиция Минэнерго сводится к реализации разумного подхода к водородной энергетике.

Но почему-то никто не замечает, что использование водородной энергетики однозначно приведёт к увеличению водяного пара, который вносит больший вклад в парниковый эффект, чем углекислота. Причем выход водяного пара кратно увеличивается в сравнении с обычным топливом. Например, при сжигании 1 кг традиционного топлива образуется около 1,2–1,4 кг водяного пара, при сжигании водорода – около 8 кг водяного пара. При этом, если получать водород при паровой конверсии метана, то возникает опять же углекислота. Для осуществления этого процесса, как и в случае электролиза воды, необходимо затратить энергию, для чего опять же сжечь углеводороды. В результате, учитывая КПД всех этих процессов, потребление углеводородов никак не уменьшится. Представители Минатома полагают, что электроэнергия, получаемая при ядерных реакциях, является чистой, и проблема получения водорода решается без ущерба для природы. Но при этом они, наверное, совершенно случайно упускают из вида тот факт, что ядерные отходы от АЭС невозможно отнести к безвредным для окружающей среды.

Факел с попутным газом

Источник: news.myseldon.com

Существуют проекты по закачке диоксида углерода в нефтяные пласты с целью его утилизации и как метода повышения нефтеотдачи. В этом случае также прослеживается однобокий подход. Если осуществлять закачку CO_2, то на это надо потратить энергию, для которой нужно сжечь углеводороды. К тому же, как показывает практика, закачанный диоксид углерода с течением времени вновь появляется с нефтью в добывающих скважинах, что свидетельствует только об оттягивании во времени этого процесса.

Извержение грязевого вулкана Шуго, Анапа

Источник: passenger.rocks

Особое внимание следует уделить другому парниковому газу – метану, концентрация которого в атмосфере выросла с 715 ppb в доиндустриальную эпоху до 1774 ppb в 2005 году, то есть почти в 2,5 раза, в отличие от увеличения углекислого газа с 280 ppm в доиндустриальную эпоху до 379 ppm в 2005 году, т. е. на 36 % [3]. Однако снижению выбросов метана, основным источником которого является газо- и нефтедобыча, уделяется гораздо меньше внимания в сравнении с декарбонизацией. Причем считается, что парниковый эффект от метана в 25–28 раз превышает аналогичный показатель для углекислого газа.

Может возникнуть вопрос, откуда взялся метан в доиндустриальную эпоху? Известны значительные естественные выбросы метана. Они вызваны трещинами, по которым метан и другие углеводороды мигрируют с глубин земли. По данным О. Г. Сорохтина и А. С. Ушакова [3], выход метана из «черных курильщиков» – конусообразных вершин высотой в сотни метров в рифтовых долинах Мирового океана оценивается в 10 млн тонн в год (10 млрд кубометров в год). Подсчеты, проведенные Ф. Г. Дадашевым и другими, показали, что в районе Апшеронского полуострова на дневную поверхность при извержении грязевых вулканов выходят миллиарды кубометров газа и несколько миллионов тонн нефти в год. В. Д. Скарятин и М. Г. Макарова [4] отметили, что, при такой интенсивности миграции, только за четвертичный период из недр планеты естественным путем просочилось бы около 4 10^{12} т нефти, что в 2 раза превышает известные на сегодняшний день её геологические запасы, и в 7 раз больше извлекаемых запасов. Согласно Г. И. Войтову, ежегодно с поверхности Западно-Сибирской низменности в атмосферу уходит порядка 0,44 млрд кубометров углеводородных газов.

Концентрация метана в атмосфере выросла с 715 ppb в доиндустриальную эпоху до 1774 ppb, то есть в 2,5 раза. Концентрация CO2 выросла на 36 %, с 280 ppm в доиндустриальную эпоху до 379 ppm

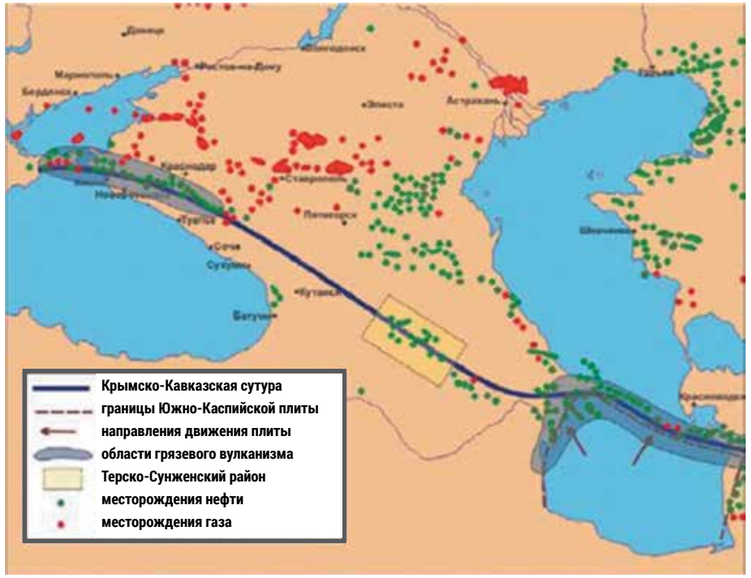


Рис. 2. Обзорная карта нефтегазоносности Предкавказья с месторождениями и грязевыми вулканами

Источник: взято с работы В. П. Гаврилова

Всё это является свидетельством того, что естественная миграция углеводородов на поверхность планеты, в том числе и метана, являлась довольно значительной в различные времена, но существенно выросла в последние десятилетия. Однако, повторимся, выбросам метана уделяется гораздо меньше внимания в сравнении с процессом декарбонизации.

Более половины антропогенного диоксида углерода удаляется из атмосферы биотой суши и океанами, причем скорость этого поглощения не остается постоянной величиной, а возрастает

Второе, следует напомнить, что существуют естественные причины выделения углекислого газа, к которым относятся процессы дыхания, брожения, гниения, пожары, вулканическая деятельность. Поэтому одним из основных вопросов является соотношение между антропогенными и естественными выбросами углекислого газа. Определение данного показателя осложняется многими факторами. Например, изотопный состав углерода в его диоксиде, выделяемого наземными и подводными вулканами, схож с изотопным составом сжигаемых углеводородов, поэтому отделение вулканической деятельности от общего поступления оксида углерода может быть очень приближенно. Далее, более половины антропогенного диоксида углерода удаляется из атмосферы биотой суши и океанами, причем скорость этого поглощения не остается постоянной величиной, а возрастает. Поэтому баланс углерода в атмосфере, гидросфере и литосфере может быть рассчитан приближенно [5,6].

Согласно работам [2,5], суммарное антропогенное выделение CO_2 на 2011 год не превосходило 8 % от его естественного годового цикла. Заметим, это менее одной десятой от всего выделяемого CO_2, однако мы наблюдаем массовое внедрение процессов декарбонизации. Уже из этой информации становится очевидным, что данный вопрос явно политизирован.

Влияние финансовых и политических сил на науку

Для того, чтобы разобраться с декарбонизацией более подробно, следует отделить политическую составляющую от научной. История знает много примеров того, когда наукой, и не только ею, управляли финансовые и политические деятели. Причем это касается не только истории, когда победители переписывали её под своё усмотрение, но и естественных наук. Достаточно вспомнить гонения на генетику, которые отбросили развитие этой науки на значительное время.

Среди отечественных ученых особо следует выделить уникальные проекты под руководством акад. РАН Д. С. Стребкова. Его команде удалось самостоятельно пройти путь изобретений Н. Тесла и воплотить трансформаторы с однонаправленной передачей энергии (82 патента), создать солнечные элементы с максимальным в мире КПД 25 % (сотни патентов), решить проблему беспроводной передачи электроэнергии через океаны. Все разработки воплощены в образцах и испытаны в различных отраслях промышленности, включая аэрокосмическую. Под его руководством осуществлена мечта физиков – объединение 4 типов взаимодействий. Однако мы не видим воплощения его разработок, которые могли бы похоронить всю существующую энергетику, включая и нефтяную и газовые промышленности. Вместо этого, труды Д. С. Стребкова не печатали в докладах РАН, действующее оборудование отправлено на свалку, контракты с зарубежными поставщиками разрушены.

Другим ярким примером являются труды В. С. Леонова, которому на основе созданной теории суперобъединения удалось разработать действующий образец бестопливного двигателя. Однако, несмотря на все его старания, уникальная разработка оказалась не востребованной в России, но очень востребована за рубежом.

Вместо внедрения действительно безуглеродной энергетики мы наблюдаем переход на некий суррогат – использование ветровой, приливной энергии, водородной энергетики. Переход на эти якобы «экологически чистые» источники энергии не улучшит текущую экологическую нагрузку на планету, но увеличит плату за неё и соответственно повысит степень управления обществом. Собственно, ради этого и затевается существующая компания по декарбонизации. Под внешней маской смены экономического уклада и заботой об экологии намечается банальный передел собственности. В противном случае, при реальной заботе об экологии, уникальные действующие разработки по выработке «атмосферного» электричества и его передаче давно были бы воплощены повсеместно.

Современное общество уже пришло к реальной экологической катастрофе на планете. Поэтому из чисто теоретических понятий вопрос о развитии или деградации науки переходит в вопрос, касающийся каждого человека.

Вулкан Эйяфьятлайокудль в Исландии
Источник: liveinternet.ru

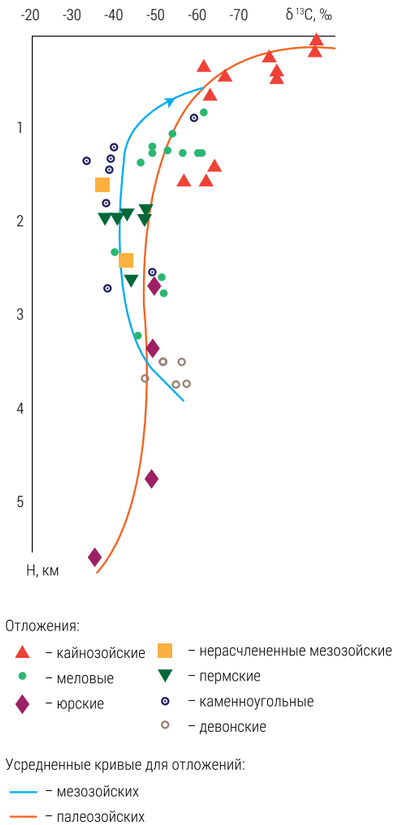
В итоге, нестыковки в навязываемой декарбонизации прежде всего наталкивают на определенные выгоды для финансово-политических кругов. Поэтому попытаемся разобраться в данной проблеме без политического подтекста.

Действительные причины необходимости снижения потребления нефти

Ранее нами была предложена гипотеза, позволяющая разрешить принципиальные нерешенные проблемы по геологии и разработке нефтяных месторождений – образование нефти в осадочных и магматиче-

ских породах, существование различных типов нефтей, восполнение запасов на длительно разрабатываемых месторождениях, несоответствие возраста нефти возрасту вмещающих пород [7]. Гипотеза основана на совершенно ином понятии материи и ином представлении нашей планеты. В частности, нашей планетой является не только физически плотное вещество, которое мы можем наблюдать при помощи органов чувств и приборов, но и сферы иных материй, которые невидимы и не ощущаемы. Все эти сферы, наподобие матрешки окружающие Землю, взаимосвязаны между собой, в результате чего происходит синтез и распад физически плотного вещества при определенных условиях. В первую очередь это следует отнести к атмосфере, которая частично теряется в виде газового шлейфа при движении планеты и восполняется при наличии для этого условий. Именно это, более сложное устройство Земли доказывает наблюдения В. И. Вернадского, что геохимическая система нашей планеты пребывала ранее и находится в настоящее время в состоянии устойчивого динамического равновесия.

Рис. 3. Зависимость изотопного состава углерода $\delta^{13}C$ метана подземных вод от глубины залегания
Источник: взято с работ Л. М. Зорькина



Однако восполнение может несколько отличаться от оригинала при изменении условий для синтеза физически плотной материи. Поэтому все текущие расчеты круговорота элементов и их соединений, например рассматриваемого углерода, являются приближенными. Данный фактор может объяснять различие компонентного состава атмосферы на протяжении геологических эпох и более коротких промежутков времени.

Согласно представленной гипотезе, нефть представляет собой отходы от бывшей жизнедеятельности организмов, но не в плане существующего захоронения органического вещества и последующих процессов, а в виде отработанных первичных материй после смерти организмов, которые утилизируются в определенных участках недр различных типов пород [8]. Конечно, данная утилизация, является условной, так как часть углеводородов, как отмечалось выше, всё равно попадает на поверхность планеты. Но захоронение углеводородов позволяет частично разделить живую и неживую природу в связи особыми качествами углеводородов нефти.

Данные особые качества углерода отмечены давно. Так, исследования Ф. А. Алексеева и соавторов [9] свидетельствуют, что углерод болотного газа (фоссилизация растительных останков в поверхностных условиях) по изотопному составу значительно легче углерода нефти и природного газа (отработанные первичные материи жизнедеятельности). В целом, углерод метана биохимических газов содержит относительный изотопный состав от стандарта $\delta^{13}C$ от – 50 до – 97 ‰, т. е. гораздо легче. Метан газов магматических пород, меняется от – 8 до – 18 ‰. Замечено, что изотопный состав углерода не зависит от возраста отложений и тектонического строения районов (рис. 3), наблюдается только утяжеление изотопного состава газов с увеличением глубины залегания пород [10].

Всё это подтверждает, что углерод нефти и природного газа иной, как собственно, и углерод, выделяемый в виде соединений

Снимок Земли с МКС
Источник: oko-planet.su

вулканами. Соответственно и углекислота, образующаяся при их сжигании, будет отличаться от углекислоты, образуемой в процессе деятельности живых организмов – дыхания, брожения, гниения и др. Поэтому с этих позиций переход на низкоуглеродные технологии, а еще точнее на технологии, с минимальным использованием углерода нефти и газа, безусловно необходим. Но внешне это подается как уменьшение CO_2 для предотвращения потепления нашей планеты, что является явным абсурдом.

Основные выводы

Таким образом, согласно научным данным, на антропогенную деятельность человека в выработке диоксида углерода приходится всего около 1–8 % от всех выбросов. Поэтому никакого принципиального влияния выбросы диоксида углерода, вызванные деятельностью человека, на парниковый эффект не оказывают. Гораздо большее, кратное увеличение метана в сравнении с доиндустриальной эпохой не вызвало решительных действий, сопоставимых с декарбонизацией. Навязываемая обществу декарбонизация практически не связана с действительными процессами улучшения экологической ситуации на планете, а имеет своей целью увеличение стоимости энергии и энергоресурсов для потребителя и соответственно увеличения степени манипулирования обществом.

Вместе с тем, более тяжелый углерод, содержащийся в углеводородах, в сравнении с углеродом биохимических газов может оказывать отрицательное воздействие на живую природу, в связи с чем безусловно необходимо ограничивать и в перспективе прекратить добычу нефти и газа. Заменой существующих традиционных и возобновляемых источников энергии должны стать действительно экологически чистые устройства по выработке электроэнергии, предложенные и апробированные различными учеными в последнее столетие.

Использованные источники

1. *Павленко В. Б. Парижское соглашение как угроза национальной безопасности России // Астраханский вестник экологического образования. № 4 (42), 2017. С. 34.*
2. *Гаврилов Н.М. Физика и теория климата. Часть 3. Радиационные факторы климата. URL: https://www.researchgate.net/publication/324606359_Fizika_i_teoria_klimata_Cast_3Radiacionnye_faktory_klimata_Climate_Physics_and_Theory_Part_3_Radiation_factors_of_climate*
3. *Сорохтин О.Г., Ушаков С.А. Развитие Земли. М., Изд-во МГУ, 2002. 559 с.*
4. *Скарятин В. Д., Макарова М.Г. Геофлюидодинамика углеводородов и восполнение залежей // Геодинамика нефтегазоносных бассейнов. М., РГУНГ, 2002. С. 213–219.*
5. *Фёдоров Б.Г. Выбросы углекислого газа: углеродный баланс России. URL: https://cyberleninka.ru/article/n/vybrosy-uglekislogo-gaza-uglerodnyy-balans-rossii*
6. *Brovkin V., Bendtsen J., Claussen M. Etal. Carbon cycle, vegetation and climatic dynamics in the Holocene: Experiments with the CLIMBER-2 model// Global Biogeochem. Cycles. 2002. Vol. 16. № 4. P. 1139.*
7. *Иктисанов В.А., Шкруднев Ф.Д. Загадочная тёмная маслянистая жидкость. М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2019. 104 с.*
8. *Маков Б.В. Отказ от англо-американо-европейских технологий. URL: http://www.salvatorem.ru/?page_id=3140*
9. *Алексеев Ф.А., Лебедев В.С., Овсянников В.М. Изотопный состав углерода газов биохимического происхождения. М.: Недра, 1973. 88 с.*
10. *Зорькин Л.М. Генезис газов подземной гидросферы (в связи с разработкой методов поиска залежей углеводородов) // Геоинформатика. М., 2008. №1. С. 45–53.*

УДК 339.5:622.276 DOI 10.46920/2409-5516_2021_8162_52

Новая нефтяная биржа в Абу-Даби: борьба за статус-кво или шаг к переменам?

New Oil Exchange in Abu Dhabi: Struggle for the Status Quo or a Step for Change?

Юрий ЦВЕТАЕВ
Заместитель руководителя пресс-службы СПбМТСБ
e-mail: y.tsvetaev@spimex.com

Yuri TSVETAEV
Deputy Head of the Press Service of SPIMEX
e-mail: y.tsvetaev@spimex.com

Абу-Даби

Источник: Patryk_Kosmider / Depositphotos.com

Аннотация. Смещение в последние годы центра глобального спроса на углеводороды в Азию и растущий экспорт нефти из США запустили процесс изменений во всех сегментах мирового нефтяном рынка. Меняющиеся потоки физической нефти, в свою очередь, ведут к сдвигам в системе ценовых индикаторов. Следствием и подтверждением этих закономерностей стал запуск поставочного нефтяного фьючерсного контракта на новой товарно-сырьевой бирже, открывшейся в марте 2021 года в Абу-Даби.
Ключевые слова: мировой рынок нефти, система ценообразования, ценовой эталон, бенчмарк, IFAD Murban, BCTO, Platts Dubai, Dated Brent, WTI.

Abstract. A shift in demand towards Asia over previous years and growing crude exports from the USA caused changes in all segments of the global oil market. Changing flows of physical barrels in their turn triggered shifts in oil price indicators. The launch of a physically-settled IFAD Murban futures contract on a new commodity exchange in Abu-Dhabi in March 2021 is a consequence and manifestation of these developments.
Keywords: global oil market; pricing system; benchmark; IFAD Murban, ESPO, Platts Dubai, Dated Brent, WTI.

Сильной стороной проекта по запуску нового нефтяного фьючерса являются значительные и при этом растущие объёмы добычи сорта Murban

Лондонская биржа ICE
Источник: aliveforfootball.com

Операция по разблокированию Суэцкого канала в конце марта 2021 года от перегородившего его сухогруза затмила собой другое важное событие на мировом рынке нефти – создание биржевой группой ICE* нефтяной биржи в Абу-Даби, столице ОАЭ и эмирата Абу-Даби. Новая биржа стала называться ICE Futures Abu Dhabi (IFAD). Основным партнёром ICE в этом предприятии стала ADNOC (Abu Dhabi National Oil Company), государственная нефтяная компания эмирата Абу-Даби. Кроме того, в число учредителей вошли 9 крупных нефтяных компаний и нефтетрейдеров, включая ряд настоящих гигантов мирового энергетического бизнеса: British Petroleum, Shell, TOTSA (Total), Vitol, PetroChina, ENEOS, GS Caltex, INPEX и PTT.

В день запуска второй на территории ОАЭ товарной биржи (29 марта 2021 года) состоялось событие, ради которого она и создавалась: был дан старт торгам поставочным фьючерсным контрактом на нефть марки Murban – главного экспортного сорта Абу-Даби и ОАЭ. Одновременно начались торги 18 расчётными производными финансовыми инструментами, не предполагающими поставки физического товара.

Информация о предстоящем запуске новой биржи появилась в сентябре 2019 года. И уже 4 ноября того же года Верховный нефтяной совет Абу-Даби (SPC) обнародовал решение о проведении реформы системы

Порт Фуджейра

Источник: news.ru

ценообразования на Murban. Во-первых, было заявлено о намерении снять ряд ограничений при реализации данного сорта на экспорт. Во-вторых, предусматривалось, что установление цены физических партий этого сорта будет производиться на основе цены фьючерсного контракта, который станет обращаться на независимой бирже[1]. В ноябре 2021 года биржевая группа ICE сообщила, что такая биржа будет создана ею при участии ADNOC и перечисленных выше компаний[2]. Запустить новую биржу и фьючерс на Murban планировалось в первом полугодии 2020 года. Однако, из-за эпидемии дату запуска несколько раз переносили. В результате он состоялся в конце первого квартала 2021 года.

Поставочный фьючерсный контракт IFAD Murban (торговый код: ADM)[3]

Базисным активом фьючерса является лёгкая среднесернистая нефть марки Murban. Объём контракта составляет 1 тыс. баррелей, валютой торгов является доллар. Клиринговая палата – ICE Clear Europe (Лондон). Обращение контракта с планом поставки в течение календарного месяца M, заканчивается в последний торговый день календарного месяца M-2. Окончательная цена исполнения обязательств по контракту вычисляется как средневзвешенная цена сделок, заключённых в интервале 16:29–16:30 по сингапурскому времени в последний день обращения контракта. Условия поставки – FOB (free on board) порт Фуджейра.

При этом условия контракта[4]: во-первых, не предусматривают стандартной поставочной партии в случае отгрузки нефти во исполнение обязательств по фьючерсу и, во-вторых, не содержат фиксированных физических характеристик поставляемой нефти. Организаторы торгов исходили из того, что Murban представляет собой

Преимуществом нового контракта является удобное расположение порта Фуджейра, наличие значительных мощностей по хранению, и его возможности по обслуживанию танкеров любых типов

Существенным моментом с точки зрения формирования нефтяного ценового индикатора является значительное число покупателей сорта Murban в АТР: Япония, Таиланд, Индия, Южная Корея, КНР

единый нефтяной поток, свойства которого в каждый конкретный момент хорошо известны участникам рынка.

После появления первых официальных сообщений о планах ADNOC и ICE специалисты стали анализировать как сильные стороны проекта, так и возможные преграды на пути его реализации.

Важнейшей сильной стороной проекта по запуску нового фьючерса являются значительные и при этом растущие объёмы добычи сорта Murban. В ноябре 2019 года ICE указывала, что компания ADNOC добывает 3 миллиона баррелей в сутки, из которых 1,7 миллиона приходится на Murban[2]. Его основные характеристики (по данным ценового агентства Platts)[5] в сравнении с некоторыми другими известными марками Персидского залива даны в таблице 1. Сорта перечислены в порядке убывания плотности, одного из ключевых физических свойств нефти.

С точки зрения потенциальной ликвидности и стабильности фьючерсного контракта IFAD Murban важно и то, что ADNOC реализует масштабную программу наращивания мощностей по добыче данного сорта. К 2030 году совокупные добычные возможности компании должны достичь 5 млн барр./сут., из которых почти 50 % будет приходиться на добычу Murban (то есть примерно 125 миллионов тонн в год). Объёмы, свободные к реализации на рынке и на обращение которых не распространяются какие-либо ограничения, крайне важны для любого ценового индикатора. Забегая вперёд укажем, что специфической проблемой фьючерса на Murban является квотирование в рамках ОПЕК. Это может создать сложности при дальнейшей реализации проекта нового абу-дабийского фьючерса.

Вторым важным преимуществом нового контракта является удобное расположение порта Фуджейра за пределами Персидского залива, наличие значительных мощностей по хранению, которые активно расширяются, и его возможности по обслуживанию танкеров любых типов вплоть до супертанкеров класса VLCC.

В-третьих, существенным моментом с точки зрения формирования нефтяного ценового индикатора является значительное число покупателей сорта Murban по всему Азиатско-Тихоокеанскому региону: Япония, Таиланд, Индия, Южная Корея, КНР.

Таблица 1. Некоторые сорта нефти Персидского залива

Источник: составлено на основе данных ценового агентства Platts[5]

Название сорта	Добывающая страна	Объём добычи в январе-июне 2020 (млн б/с)	Плотность (тонн/м³ и API)	Содержание сера (%)
Нефть средней плотности				
Al Shaheen	Катар	0,3	0,887 (28,1 API)	2,37
Basrah Light	Ирак	2,5	0,883 (28,8 API)	3,16
Dubai (Fateh)	ОАЭ (Дубай)	0,05	0,874 (30,4 API)	2,14
Oman blend	Оман	0,75	0,873 (30,5 API)	1,38
Arab Medium	КСА	1,3	0,871 (30,9 API)	2,54
Kw (Kuwait Export Crude)	Кувейт	2,45	0,871 (31,0 API)	2,52
Arab Light	КСА	5,25	0,859 (33,3 API)	1,96
Iranian Light	Иран	1,2	0,857 (33,6 API)	1,46
Upper Zakum	ОАЭ (Абу-Даби)	0,6	0,855 (33,9 API)	1,84
Лёгкая нефть				
Arab Extra Light	КСА	1,4	0,829 (39,2 API)	1
Murban	ОАЭ (Абу-Даби)	1,45	0,824 (40,2 API)	0,79

Высокая активность импортёров из Китая по покупке сортов PlattsDubai привела к росту их роли на площадке Platts в Сингапуре, что стало оказывать определенное влияние на цену эталона

И, наконец, состав участников проекта: ICE Group, ADNOC, BP, Shell и Total в представлении не нуждаются.

Реформа системы ценообразования Абу-Даби в рамках подготовки к запуску фьючерса IFAD Murban

Признавая перечисленные выше сильные стороны проекта IFAD Murban, специалисты указывали и на целый ряд моментов, которые в обязательном порядке предстояло решить в ходе подготовки к его запуску.

Типовые договоры купли-продажи практически всех государственных нефтяных компаний Персидского залива ограничивают права покупателей, во-первых, чёткой фиксацией страны/стран получателя, во-вторых, запретом на перепродажу нефти. Исключение составляют компании Омана и эмирата Дубай (ОАЭ). Логика указанных ограничений продиктована задачами борьбы по удержанию определённой доли того или иного странового или регионального рынка. Вплоть до 2021 года такие ограничения использовала и компания ADNOC, на долю которой приходится 60 % добычи Murban. Оставшиеся 40 % добывают иностранные компании (British Petroleum, Total, CNPC, INPEX, Zhenhua и GS Energy)[6]. Решения властей ОАЭ, о которых было заявлено в ноябре 2019 года, распространяются именно на эти 60 %. А в начале марта 2021 года ограничения были сняты и с остальных марок нефти, добываемой эмиратом Абу-Даби: Das, Upper Zakum и Umm Lulu.

Реформа системы ценообразования включала также пересмотр механизма определения официальной цены реализации (Official selling Price – OSP) всех абу-дабийских сортов. OSP – цены, по которым большая часть государственных компаний нефтедобывающих стран продают нефть по долгосрочным контактам. Большинство стран ОПЕК фиксируют их накануне месяца отгрузки. Особенностью ADNOC было то, что она объявляла свои OSP не до, а после месяца отгрузки. В рамках проведённой реформы с июня 2021 года OSP сорта Murban рассчитывается как средняя расчётная цена фьючерса IFAD Murban за последний календарный месяц его обращения на бирже, то есть за полный календарный месяц до месяца отгрузки.

В качестве ещё одной преграды на пути проекта ADNOC и ICE специалисты называют членство ОАЭ в ОПЕК, точнее, ограничения на добычу, устанавливаемые этой организацией. Для смягчения возможных последствий квотирования было найдено два решения: во-первых, уже до конца 2022 года мощности по хранению нефти в районе порта Фуджейра будут увеличены на 22 млн баррелей и, во-вторых, будет проведена реконструкция крупнейшего местного НПЗ в Рувайсе (мощностью более 40 миллионов тонн в год), работающего сегодня прежде всего на основном абу-дабийском сорте. В результате завод сможет существенно расширить спектр перерабатываемых марок нефти, включая импортные. При необходимости это позволит без ущерба для внутренних нужд Абу-Даби уменьшать переработку сорта Murban внутри ОАЭ и высвобождать дополнительные объёмы для экспорта. Цель: привлечение этих объёмов к участию в процессах выявления рыночной стоимости абу-дабийского сорта на мировом рынке, причём как в рамках организованных торгов на бирже IFAD, так и при определении величины ценового эталона Platts Dubai.

НПЗ в Рувайсе
Источник: wam.ae

Месторождение ADNOC
Источник: khaleejtimes.com

Стремясь убедить участников рынка в наличии достаточного количества нефти сорта Murban, направляемой на экспорт, и в предсказуемости таких поставок, ADNOC с апреля 2021 года публикует специальные отчёты, содержащие прогнозные объёмы таких поставок на ближайшие 12 месяцев.

Есть и другие вопросы, которые возникли уже после 29 марта 2021 года.[7]

Первые недели торгов IFAD Murban показали, что такой сложный проект как новый поставочный фьючерсный контракт неизбежно сталкивается с целым рядом проблем. Наиболее серьёзными из них являются сложности по наращиванию ликвидности торгов и неготовность участников рынка отказываться от привычных механизмов ценообразования и страхования риска неблагоприятного изменения цены.

Независимо от того, как покажет себя на практике новый контракт, работа по подготовке к его запуску заслуживает самого пристального внимания. Целенаправленные усилия Абу-Даби продемонстрировали, что помимо объективных предпосылок для реализации столь масштабного проекта ключевым субъективным фактором, необходимым для его успеха, является воля к преодолению имеющихся сложностей.

Запуск фьючерса IFAD Murban в контексте нефтяного ценообразования в Азии

Современная система ценообразования на мировом рынке нефти сложилась в начале 1990-х годов, когда крупнейшими центрами потребления и импортёрами были США и ЕС. В результате, её центральными элементами стали два ценовых эталона (нефтяных бенчмарка): NYMEX WTI и Platts Dated Brent. Критерием отнесения ценового индикатора к категории эталона является факт его использования в качестве основного элемента формулы цены в договорах купли-продажи физической нефти сортов, отличных от эталонных.

Третьим значимым рынком на тот момент были Япония и Южная Корея. И нефтяные потоки, обслуживающие эти рынки, и ценовая конъюнктура на них заметно отличались от положения в Северной Америке и Западной Европе. Отражением их цены стал Platts Dubai, ежедневно публикуемая оценка стоимости средней по плотности высокосернистой нефти Персидского залива на рынке «спот». Сегодня эта оценка основана на пяти сортах Персидского залива: Dubai (с 1980), Oman blend (с 2002), Upper Zakum (с 2006) и Al Shaheen и Murban (оба –

Важным фактором, оказывающим влияние на систему ценообразования ближневосточной нефти, стала экспансия на азиатских рынках лёгких сортов нефти, прежде всего западно-техасской WTI

с 2016). Краткая информация о них приведена в таблице 1. Так Platts Dubai, оказавшийся в центре системы ценообразования на ближневосточную нефть, превратился в третий мировой ценовой эталон (бенчмарк), вокруг которого сформировалась целая система производных финансовых инструментов. Для российского нефтяного экспорта в восточном направлении важно то, что часть из этих ПФИ напрямую влияет на величину премии в формуле цены сорта ВСТО (Восточная Сибирь – Тихий океан) – основного отечественного сорта, экспортируемого в страны АТР.

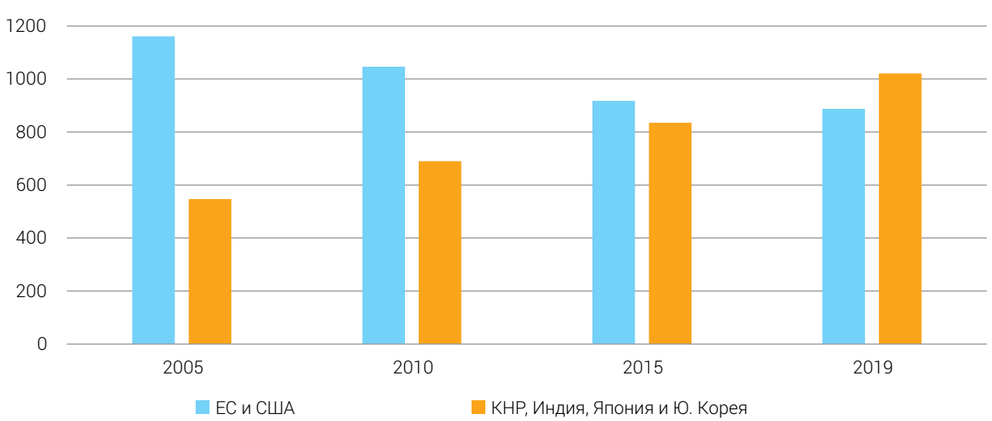
Создание в 2007 году биржевым холдингом CME Group (Chicago Mercantile Exchange) – основным конкурентом ICE – совместно с властями эмирата Дубай (ОАЭ) Дубайской товарно-сырьевой биржи (Dubai Mercantile Exchange, DME) и запуск поставочного фьючерса DME Oman на нефть соседнего Омана не смогло поколебать положение Platts Dubai как ценового эталона. Но в середине прошедшего десятилетия положение начало меняться.

В январе 2015 года американское издание Bloomberg[8] опубликовало статью, посвящённую рекордным объёмам нефтяного импорта Китая. В частности, указывалось, что в октябре предыдущего года компания ChinaOil приобрела миллионы баррелей ближневосточной нефти в Сингапуре через электронную платформу eWindow ценового агентства Platts. Ситуация повторилась в августе 2015 года[9], отмеченном очередным всплеском торговой активности ChinaOil и Unipec. Важны не столько объёмы закупок, совершённых компаниями из КНР, а путь, которым они пошли при этом. Выявление цены Platts Dubai происходит именно на указанной платформе eWindow. Высокая активность импортёров из Китая по приобретению сортов, входящих в корзину этого ценового эталона (на тот момент таких сортов было три), привела к тому, что в отдельные периоды они фактически стали доминировать на площадке Platts в Сингапуре, оказывая существенное влияние на величину ценового эталона. Подобная ситуация не могла не вызвать озабоченности крупнейших участников рынка. Более того, применительно к смеси Oman blend (базисного актива фьючерса DME Oman) это стало обычным состоянием рынка: не менее трёх четвертей этого сорта на регулярной основе уходит в Китай[9].

Проблемой фьючерса Murban стало ограничение добычи ОПЕК+. Для ее решения были увеличены хранилища нефти в порту Фуджейра, а местный НПЗ в Рувайсе переориентирован на импортные сорта

Рис. 1. Импорт нефти по группам стран (ЕС, США и ряд стран Азии) 2005–2019 гг., млн т

Источник: составлено на основе данных МЭА



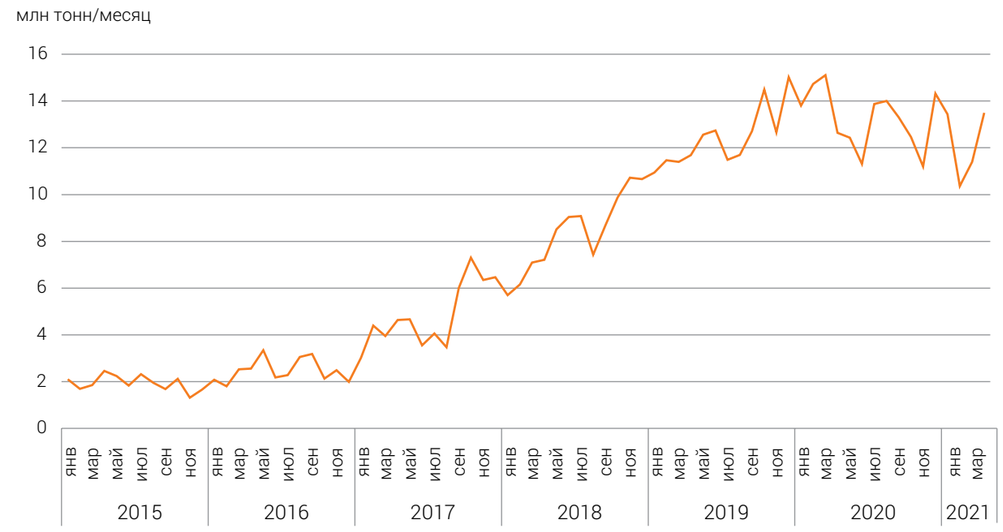


Рис. 2. Рост экспорта нефти из США (2015 – начало 2021)

Источник: составлено на основе данных Управления энергетической информации (EIA) министерства энергетики США

Вторым фактором, оказывающим влияние на систему ценообразования ближневосточной нефти, стала экспансия на азиатских рынках лёгких сортов нефти, прежде всего западно-техасской WTI, что нашло своё выражение и в области ценообразования. В июне 2020 года оба ведущих международных ценовых агентства – Argus и Platts – запустили свои ценовые индикаторы на лёгкую низкосернистую нефть, отгрузка которой производится с побережья Мексиканского залива США.

Азиатский импорт нефти изменился: если раньше он состоял из высоко- и среднесернистых сортов средней и высокой плотности, то в последние годы их потеснили лёгкие низкосернистые марки

Объяснение вышеописанным явлениям следует искать в переменах, произошедших на глобальном нефтяном рынке в последние годы. Во-первых, на фоне заметного уменьшения закупок нефти Соединёнными Штатами и ЕС стремительно рос нефтяной импорт стран Азии (см. рис. 1).

Во-вторых, азиатский импорт начал меняться качественно: если раньше он состоял почти исключительно из высокосернистых и среднесернистых сортов средней и высокой плотности, то в последние годы их потеснили более лёгкие марки с низким содержанием серы. Одной из важных причин стала «сланцевая революция» в США, в результате которой более всего выросла добыча как раз лёгких низкосернистых сортов. Именно поэтому в декабре 2015 года американский конгресс снял действовавшие последние 40 лет ограничения на экспорт нефти, добытой в США. На рис. 2 показана динамика его роста с 2015 года по начало 2021 года. Другими значимыми потоками лёгкой нефти в страны АТР стали российский ВСТО и британский Forties (входящий в североморскую корзину Brent).

Как следствие, все объёмы, включая ближневосточные, не имеющие устойчивого спроса в атлантическом бассейне,

устремились в Восточную, Юго-Восточную и Южную Азию.

Возникли условия, при которых азиатские и, прежде всего, китайские компании получили возможность влиять на систему ценообразования в регионе. Одной из попыток использовать сложившееся положение и, применяя общепринятые механизмы на рынке нефти, оказать влияние на ценообразование на нефть, поставляемую на внутренний рынок КНР, стал запуск в марте 2016 года на шанхайской бирже INE поставочного фьючерсного контракта в юанях на базе корзины, состоящей из одного китайского (Shengli) и ряда иностранных сортов. Среди них такие известные марки из стран

Офис ADNOC
Источник: upstreamonline.com

Персидского залива как Basrah Light, Oman, Dubai и Upper Zakum. Физические характеристики новой нефтяной корзины по условиям контракта (плотность: 865 кг/м^3 (API 32); содержание серы: 1,5 %) указывают на то, что речь идёт о цене высокосернистой нефти средней плотности, аналогичной большинству сортов корзины Plats Dubai.

С другой стороны, рост экспорта из США повысил статус WTI на экспортных рынках за пределами Северной Америки, позволив ему бросить вызов господству Platts Dated Brent в сфере ценообразования. Падение добычи пяти сортов североморской нефти корзины Brent и уменьшение доли ЕС в мировом потреблении, помноженные на приток значительных объёмов лёгкой западнотехасской нефти на западноевропейские рынки, поставили вопрос о релевантности главного ценового эталона мирового рынка нефти. Активизировались попытки реформирования Platts Dated Brent. В этих условиях важность доминирования в области ценообразования на растущих азиатских рынках ближневосточной нефти выросла многократно. Запуск поставочного фьючерса IFAD Murban можно рассматривать как создание биржевой группой ICE заделов для возможного смещения – вслед за меняющимся спросом – центра тяжести в мировой системе нефтяного ценообразования из Атлантического в Тихий и Индийские океаны.

Однако по состоянию на сегодняшний день можно констатировать, что объективно реализация ADNOC и ICE проекта по запуску нового биржевого контракта не только создала условия для формирования на его основе нового ценового индикатора ближневосточной нефти, реализуемой на рынках АТР, но и стала фактором сохранения в регионе – по крайней мере в краткосрочной перспективе – положения ценового эталона Platts Dubai. Отказ Абу-Даби как от ограничений на направление продаж реализуемой этим эмиратом нефти, так и от запрета на перепродажу той части объёмов марки Murban, которые добывает государственная компания ADNOC, привёл к ограничению влияния в сфере ценообразования в Азии и китайских нефтяных компаний, и биржи INE, и активно продвигаемой на рынки АТР смеси WTI, что ситуативно укрепило положение сегодняшнего регионального ценового эталона. Это, однако, не означает, что в дальнейшем IFAD Murban не сможет играть самостоятельную роль.

Проект по запуску фьючерса IFAD Murban, в случае его успешной реализации, имеет потенциал для того, чтобы превратиться в значимый фактор в системе нефтяного ценообразования в Азии.

Для нашей страны дальнейшее развитие событий в этой области представляет вполне прагматический интерес, так как может напрямую повлиять на формулу цены отечественного сорта ВСТО, положение которого в АТР продолжает укрепляться благодаря высокому качеству и растущим объёмам реализации.

Ситуация на нефтяных рынках Азии меняется. И эти изменения, касающиеся и спроса, и предложения, и системы ценообразования, требуют самого пристального внимания и анализа.

Порт Фуджейра

Источник: anba.com.br

Использованные источники

1. *Mohamed bin Zayed presides over SPC meeting, commends ADNOC's strong performance as it delivers 2030 Strategy. Nov 04, 2019. URL: https://wam.ae/en/details/1395302800006*
2. *Intercontinental Exchange to launch new exchange in Abu Dhabi Global Market (ADGM) to host world's first Murban crude futures contracts. Nov 10, 2019. URL: https://ir.theice.com/press/news-details/2019/Intercontinental-Exchange-to-launch-new-exchange-in-Abu-Dhabi-Global-Market-ADGM-to-host-worlds-first-Murban-crude-futures-contracts/default.aspx*
3. *Murban Crude Oil Futures. URL: https://www.theice.com/products/75443578/Murban-Crude-Oil-Futures*
4. *Contract Terms: ICE Futures Abu Dhabi Murban Crude Oil Futures Contract – K. URL: https://www.theice.com/publicdocs/futures/IFAD_Murban_Contract_Terms.pdf*
5. *Platts Periodic Table of Oil. URL: https://www.spglobal.com/platts/plattscontent/_assets/_files/downloads/crude_grades_periodic_table/crude_grades_periodic_table.html*
6. *Michael Wittner, The Prospects of Murban as a Benchmark. Oxford Energy Forum. May 2021: Issue 128. P. 18–22. URL: https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2021/05/OEF-128.pdf*
7. *Jorge Montepeque, IFAD: A Lurching Start in a Sandy Road. Oxford Energy Forum. May 2021: Issue 128. P. 22–28. URL: https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2021/05/OEF-128.pdf*
8. *China Imports Record Crude as Price Collapse Spurs Buying Spree. 13 Jan 2015. URL: https://www.bloomberg.com/news/articles/2015-01-13/china-imports-record-crude-as-price-collapse-spurs-buying-spree*
9. *Jonty Rushforth and Vera Blei. Oxford Institute for Energy Studies. July 2020. Yields vs. sulphur: What is driving crude benchmarks in 2020? URL: https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2020/07/Yields-vs-sulfur-what-is-driving-crude-benchmarks-in-2020.pdf*

УДК 553.981 DOI 10.46920/2409-5516_2021_8162_62

Основы госрегулирования газовой отрасли Бразилии

Basics of state regulation of the Brazilian gas industry

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

Alexey MASTEPANOV
Head of the Analytical Center for Energy policy and Security, OGRI of RAS, a member of the DC of the Institute of Energy Strategy, Dr. of economic sci., professor of the «Gubkin University», academician of the RANS
e-mail: amastepanov@mail.ru

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

Andrey SUMIN
Leading researcher of Analytical Center for Energy Policy and Security, OGRI of RAS, PhD in law
e-mail: andrey-sumin@rambler.ru

Бразилия, Росинью-фавела

Источник: SimplyADLC / Depositphotos.com

Аннотация. В статье проанализированы правовые основы государственного регулирования газовой отрасли Бразилии. Охарактеризованы особенности эволюции нормативно-правовой базы регулирования. Рассмотрены причины и ход проводимой в настоящее время реформы соответствующего нормативно-правового массива. Перечислены принципы, на основе которых осуществляется реформа нормативно-правовой базы. Описан механизм закрепления конституционных начал в федеральных и региональных нормативно-правовых актах, регулирующих газовую отрасль. Сделан акцент на присущих бразильской газовой отрасли особенностях, и их влиянии на формирование энергетической и экономической политики в национальном масштабе и на уровне отдельных регионов страны. Представлена характеристика бразильских органов управления, ответственных за реализацию государственной политики в газовой отрасли. Рассмотрены особенности и динамика её либерализации. Охарактеризованы нормативные механизмы, направленные на борьбу с монополистическими проявлениями в отрасли.
Ключевые слова: Бразилия, газовая отрасль, Petrobras, ANP, MME, углеводороды, природный газ, конкурентность, ГТС, газовый рынок, правовое регулирование, закон о газе, правовой режим, либерализация, монополизм.

Abstract. The article analyzes the legal basis of the state regulation of the gas industry in Brazil. The features of the evolution of the legal regulation of the gas industry are described. The reasons and progress of the current reform of the regulatory framework governing the gas industry are considered. The principles on the basis of which the reform of the regulatory framework is carried out are listed. The mechanism of fixing the constitutional principles in the federal and regional legal acts regulating the gas industry is described. The article focuses on the specific features of the Brazilian gas industry and their impact on the formation of energy and economic policy on a national scale and at the level of individual regions of the country. The article describes the Brazilian authorities responsible for the implementation of the state policy in the gas industry. The features and dynamics of the liberalization of the gas industry are considered. The article describes the regulatory mechanisms aimed at combating monopolistic manifestations in the industry.
Keywords: Brazil, gas industry, Petrobras, ANP, MME, hydrocarbons, natural gas, competitiveness, gas transportation system, gas market, legal regulation, natural gas law, legal regime, liberalization, monopolism.

Добыча газа в Бразилии вырастет к 2050 г. с 26 млрд м³ до 75 млрд м³, потребление с 36 млрд м³ до 50 млрд в 2040 г.

Введение

По оценкам ведущих международных прогностических центров, сделанных в последние два года, Бразилия к середине века может стать достаточно крупной региональной газовой державой. Так, ожидаемая добыча природного газа, по оценкам секретариата Форума стран-экспортеров газа (GECF) составит в 2050 г. почти 75 млрд кубометров [1, с. 75], против 26 млрд кубометров в 2019 г. [2]. А его потребление, по оценкам МЭА, возрастёт с 36 до 50 млрд кубометров в 2040 г. [2; 3, с. 358]. Ещё более оптимистичны в своих оценках специалисты Equinor ASA [4]. И это при том, что доказанные запасы природного газа в Бразилии по состоянию на конец 2019 г. составляли всего 0,4 трлн кубометров [2].

В чём же причина подобного оптимизма экспертов? Хотя это на первый взгляд может показаться и неожиданным, но она, как считают специалисты Международного газового союза (IGU) и аналитики компании McKinsey, кроется, прежде всего, в высоком ожидании успехов от запущенной в стране реформы (либерализации) всей газовой отрасли страны, о необходимости которой в своей предвыборной кампании на пост президента в 2018 г. заявил Жаир Мессиас Болсонару [5].

Рассмотрим предпосылки и ход этой реформы подробнее.

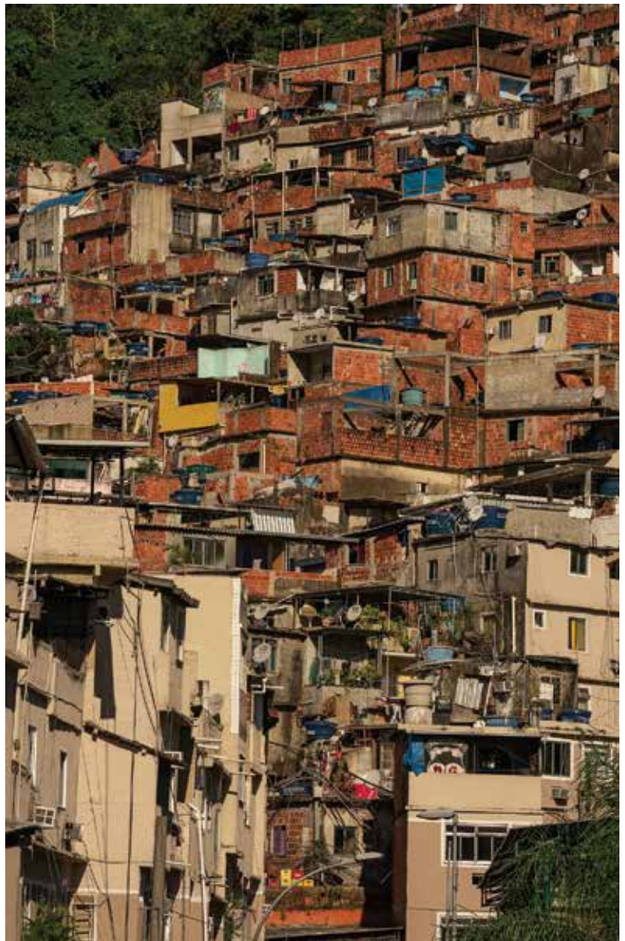
Немного истории

Первое месторождение природного газа на территории Бразилии было открыто в 1922 г. Однако отсутствие технологий, квалифицированных кадров и инвестиций не позволяло в течение длительного времени сделать газ существенной составной частью национального энергетического баланса. Изучение энергетического потенциала природного газа велось в рамках освоения нефтяных месторождений и не находило практического применения. Перелом наметился лишь после Второй мировой войны, когда Бразилия вступила в фазу индустриализации, что повлекло и резкий рост спроса на ископаемые энергоносители. Разработка и добыча углеводородов приобрели тем самым стратегическое значение. Не случайно, что на послевоенный период пришлось и начало системного присутствия государства в бразильской нефтегазовой отрасли. В 1953 г. во исполнение закона № 2004/1953 был учрежден государственный нефтегазовый концерн Petrobras, наделенный монопольным правом на геологоразведку, добычу и переработку углеводородного сырья на всей территории страны. Государственная нефтегазовая монополия сохранялась в неизменном виде до середины 1990-х гг.[1]

В 1995 г. в Бразилии была принята конституционная поправка № 9, формально упразднившая монопольное положение Petrobras: частные компании получили возможность работать в сферах разведки и добычи ископаемых углеводородов. В развитие поправки в 1997 г. был принят федеральный закон о нефти № 9.478/97 (англ. – Petroleum Act). Цель принятия обоих нормативно-правовых актов заключалась в практическом воплощении новых принципов функционирования внутреннего энергетического рынка в условиях ускорившейся глобализации и в создании более комфортных условий для работы на нём, в том числе и для зарубежных компаний, в особенности – в нефтегазовом секторе. Созданная новая правовая реальность позволила радикально пересмотреть роль государства в управлении нефтегазовым сектором: оно было отстранено от прямого участия в производственной деятельности, при этом были усилены его регуляторные полномочия. Тем не менее, в реальности концерн Petrobras продолжал удерживать монопольное положение в нефтегазовом секторе страны. В 2001 г. правительство Бразилии приняло стратегическое решение либерализовать механизм ценообразования на получаемое из углеводородов топливо и облегчить доступ на внутренний рынок топлива сторонним игрокам [7, с. 6].

[1] Подробнее об этом см. [6].

Потребление газа в Бразилии будет увеличиваться вслед за ростом населения. Фавелы Рио-Да-Жанейро
Источник: SimplyADLC / Depositphotos.com



Открытие и начало разработки первого в истории бразильской энергетики офшорного нефтегазового месторождения у побережья штата Сержипи в 1968 г. и крупного месторождения в Гарупе близ Рио-де-Жанейро в 1974 г. совпали с началом мирового нефтяного кризиса. Возникший дефицит предложения импортной нефти положил начало широкому внедрению природного газа во многих отраслях экономики Бразилии. Тем не менее, несмотря на столь продолжительную историю использования газа в качестве энергоносителя, бразильские власти начали расценивать его в качестве фактора диверсификации национального энергетического баланса лишь в 1990-е гг., после начала регулярного импорта газа из Боливии по специально построенному с этой целью газопроводу Gasbol [8, с. 9]. Юридически растущая роль природного газа в качестве энергоносителя была обозначена в 2009 г. с принятием федерального закона о газе № 11.909 – ФЗГ-2009 (англ. – Gas Law). Формально цель принятия закона состояла в развитии конкурентных начал в транспортировке, переработке, хранении, регазификации и коммерческом сбыте природного газа [8, с. 40]. Но фактически ФЗГ-2009 стал точкой отсчета, начиная с которой природный газ начал рассматриваться в Бразилии уже не как своего рода дополнение к нефти, а как самостоятельный и стратегически важный энергоноситель.

Не обошла стороной Бразилию и наделавшая в недавнем прошлом много шума в мировой энергетике тема разработки месторождений сланцевых углеводородов. В 2014 г. Национальное агентство по нефти, природному газу и биотопливу (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP) издало декрет № 21/2014, разрешивший использование метода гидроразрыва пластов (фрекинга) для добычи сланцевых газа и нефти на территории страны. Практического применения данный подзаконный акт не имел, поскольку сразу после его издания бразильские судебные органы по ходатайству Генеральной прокуратуры запретили использование фрекинга на неопределенный срок на всей национальной территории.

Начало реформ

Следующей важной вехой в развитии правового регулирования газовой отрасли Бразилии явилась выдвинутая в 2016 г. федеральным правительством инициатива по расширению использования природного газа для стимулирования экономического развития (англ. – Gas to Grow Initiative). В развитие данной инициативы под эгидой ANP была разработана и в июле 2018 г. официально опубликована Программа совершенствования правового регулирования газовой отрасли Бразилии (англ. – New Regulatory Framework for the Gas Sector in Brazil). В документе констатировалось, что, невзирая на ФЗГ-2009, в газовой отрасли страны фактически сохранилась монополия концерна Petrobras, а также делался вывод о необходимости новой реформы отрасли. На момент обнародования программы концерн Petrobras являлся единственной в Бразилии компанией, обладавшей правами на транспортировку природного газа и снабжение им потребителей. Исключительно Petrobras был наделен обязанностью обеспечивать подачу газа покупателям. Наконец, Petrobras оказывал влияние на ценообразование в газовой отрасли. Следствием сложившейся ситуации стали крайне высокие тарифы на поставляемый газ, особенно для производственного сектора и электростанций (за их счет

Национальная Petrobras стала монополистом в нефтяном, газовом и биоэнергетическом секторе Бразилии
Источник: regnum.ru

Газопровод Gasbol

Источник: emaze.com

отчасти компенсируются поддерживаемые на искусственно низком уровне тарифы на баллонный газ для коммунального сектора). Высокие тарифы на газ считаются в настоящее время одним из основных препятствий для развития бразильского газового рынка [9]. Как отметила Лиза Виссиди (Lisa Viscidi), директор по энергетике, изменению климата и добыче полезных ископаемых Отраслевой программы в рамках Межамериканского диалога, Бразильская промышленность сталкивается с одними из самых высоких цен на природный газ в мире, платя за газ в семь раз больше, чем компании в Соединенных Штатах [5, с. 34].

Либерализацию рынка газа было решено осуществлять по трем направлениям: допуск на рынок сторонних компаний, повышение эффективности управления финансами и пресечение монополизма

Реформу предлагалось начать с модернизации правового регулирования газовой отрасли с тем, чтобы отрасль стала в конечном итоге динамичной и конкурентоспособной [10], а её либерализацию предполагалось форсировать с помощью ликвидации монопольного положения концерна Petrobras через юридически урегулированное лишение его части активов.

Либерализацию было решено осуществлять по трем направлениям: допуск на газовый рынок сторонних компаний, повышение эффективности управления финансовыми ресурсами и пресечение монополистических тенденций. Данные три направления имели следующее содержание:

1. Допуск на внутренний рынок природного газа сторонних хозяйствующих субъектов (не связанных с Petrobras) предполагает ликвидацию всех видов препятствий для их работы на рынке, а также гарантию равного и недискриминационного доступа к производственной инфраструктуре.
2. Эффективность управления финансовыми ресурсами подразумевает как недопущение нехватки инвестиционных средств для реализации проектов, так и борьбу с выделением неоправданно завышенных денежных средств там, где они не требуются.
3. Пресечение монополистических тенденций обеспечивается совершенствованием нормативно-правовой базы, формированием рыночно обоснованных тарифов и созданием привлекательного инвестиционного климата в газовой отрасли.

Реформировать рынок природного газа планировалось в два этапа. На первом предлагалось дерегулировать оптовый газовый рынок путем ликвидации препон для доступа на него сторонних хозяйствующих субъектов (англ. – third party access), юридического обособления транспортировки и реализации газа в качестве самостоятельных разновидностей предпринимательской деятельности, внедрения конкурентных начал в поставку газа крупным оптовым покупателям и местным газоснабжающим организациям, упразднения контроля над ценообразованием в сфере реализации природного газа, упорядочивания критериев доступа к ГТС, включая введение платы за пользование ею. В качестве результата перечисленных шагов должна была сложиться конкурентная среда на внутреннем оптовом рынке природного газа.

Второй этап реформы предполагал либерализацию розничного рынка природного газа. В данном случае также предусматривалось осуществить доступ на него сторонних хозяйствующих субъектов, закрепить юридическое обособление всех разновидностей предпринимательской деятельности на газовом рынке, создать условия для развития конкуренции на нём, отменить централизованное ценообразование в сфере реализации природного газа конечным потребителям и упростить доступ к ГТС (включая введение платы за пользование ею) для всех компаний, желающих работать на этом рынке. Успешное завершение второго этапа либерализации предполагало создание новой реальности в бразильской газовой отрасли, четырьмя составными частями которой были призваны стать возможность работы на рынке для всех заинтересованных хозяйствующих субъектов, конкурентность, прозрачность и инвестиционная привлекательность.

Объекты национальной Petrobras

Источник: ploshadtruda.ru

По замыслу авторов, программа «Новый газовый рынок» должна привести к росту спроса на газ с шельфа, инвестиций в разработку и переработку газа, использования газа в энергетике и ЖКХ

Газовая реформа в действии

Во исполнение Gas to Grow Initiative в 2019 г. была введена в действие разработанная Министерством горнорудной промышленности и энергетики (Ministério de Minas e Energia – MME) программа «Новый газовый рынок» (порт. – Programa do Novo Mercado de Gás, англ. – New Gas Market Program) – ПНГР, суть которой состоит в запуске описанных выше мер по либерализации газовой отрасли и контроле за их исполнением. ПНГР предполагает достижение четырех основополагающих целей: стимулирование конкуренции на внутреннем газовом рынке; углубление интеграции газовой отрасли с производством электроэнергии и с промышленностью; гармонизацию федерального законодательства и законодательства штатов; совершенство-

вание налогового регулирования в газовой отрасли. По замыслу авторов программы, её реализация должна способствовать росту спроса на природный газ с бразильских шельфовых месторождений, стимулировать инвестиции в разработку, транспортировку, переработку и реализацию природного газа, увеличить использование газа в сфере производства электроэнергии и в коммунальном секторе [7, с. 10].

В настоящее время в Бразилии как в стране с федеративным государственным устройством регулирование газовой отрасли соответственно осуществляется также на двух уровнях – федеральном и отдельных субъектов федерации (штатов). На федеральном уровне сферы формирования политики в газовой отрасли и осуществления регулирующих функций разделены. Комплексная разработка и проведение политики в газовой отрасли возложены на Национальный совет по энергетической политике (Conselho Nacional de Política Energética – CNPE), MME и Энергетическую исследовательскую компанию (Empresa de Pesquisa Energética – EPE)[2]. Регулирующие функции относятся к компетенции упомянутого выше ANP. Правовой основой деятельности перечисленных федеральных органов управления до вступления в силу в апреле 2021 г. нового закона о газе являлся упомянутый выше ФЗГ-2009. Предмет регулирования данного нормативно-правого акта охватывал главным образом переработку, хранение, сжижение, регазификацию и поставку природного газа потребителям.

Газовая отрасль крупнейшей латиноамериканской страны по-прежнему сталкивается с целым рядом неоднородных системных проблем, общая причина которых – пережитки монополии Petrobras

[2] EPE является государственным учреждением в ранге правительственного агентства, функционирует в симбиозе с федеральным Министерством горнорудной промышленности и энергетики. Занимается научно-исследовательскими изысканиями по всему спектру проблем, актуальных для энергетического сектора Бразилии.

Район Ипанема в Рио-де-Жанейро
Источник: shegby.com

В 2010 г. в развитие ФЗГ-2009 был издан декрет о газе № 7.382 – подзаконный нормативный акт, направленный на конкретизацию положений закона применительно к перечисленным разновидностям экономической деятельности в газовой сфере. В том же 2010 г. и также в развитие закона о газе был принят закон № 12.276/2010. Цель принятия данного закона заключалась в привлечении новых игроков в сферы разведки и добычи углеводородов. На основании закона № 12.276/2010 федеральное правительство Бразилии наделялось правомочием передавать концерну Petrobras права на разведку и разработку новых нефтегазовых месторождений с доказанными запасами до 5 млн баррелей в нефтяном эквиваленте. В обмен на указанные права Petrobras обязывался эмитировать и передавать правительству определенное число собственных акций. Дважды – в 2013 г. (законопроект № 6.407) и в 2016 г. (законопроект № 6.102) – бразильский законодатель пытался внести изменения в ФЗГ-2009 с целью стимулировать использование природного газа в энергетике (обе попытки потерпели неудачу). Правовые нормы, относящиеся к газовой отрасли, имеются и в Положении о MME – согласно им министерство выдает хозяйствующим субъектам разрешения на импорт природного газа. Что касается энергетического регулятора ANP, то его правовой статус подразумевает вынесение юридически значимых решений по строительству и эксплуатации терминалов СПГ и газопроводов, по импорту, транспортировке и торговле природным газом, а также формированию всей палитры тарифов в газовой отрасли.

Компетенция штатов в газовой отрасли заложена в федеральной конституции Бразилии. Согласно § 2 ст. 25 конституции штаты отвечают за организацию и функционирование газораспределительных сетей на своих территориях. При этом штаты правомочны самостоятельно определять организационно-правовую форму компаний, осуществляющих данную деятельность. Бразильское законодательство знает две таких формы – либо в качестве находящейся в собственности штата публично-правовой компании, либо в виде передачи права на осуществление деятельности сторонним фирмам на концессионной основе. Штаты взаимодействуют между собой с целью обеспечения бесперебойности работы выходящих за пределы их территории участков ГТС и с целью гармонизации устанавливаемых ими тарифов в газовой отрасли. Вступившая в 2019 г. в силу ПНГР налагает на штаты обязанность продвигаться в направлении унификации норм, относящихся к их компетенции в газовой отрасли. Важно подчеркнуть, что в отличие от федерального уровня, на уровне штатов проведение политики и регулирующие функции в отношении газовой отрасли не разделены и осуществляются местными агентствами-регуляторами.

По общему правилу, находящийся в бразильских недрах природный газ (как и все прочие минеральные ресурсы) является собственностью федерального правительства. С момента извлечения природного газа из недр в законном порядке право собственности на него переходит к лицу, обладающему правом на газодобычу. Разведка и добыча природного газа также должны осуществляться согласно федеральному природоохранному законодательству

Согласно закону, любая получившая разрешение на деятельность в области транспортировки природного газа компания должна пройти независимую сертификацию согласно утвержденным критериям

Transocean Deepwater

Источник: upstreamonline.com

и экологическим нормативам, устанавливаемым федеральным природоохранным ведомством IBAMA [9].

Как видим, газовая отрасль крупнейшей латиноамериканской страны по-прежнему сталкивается с целым рядом неоднородных проблем. Принятый ФЗГ-2009 был скорее нацелен на обозначение магистрального пути развития бразильской газовой отрасли и поэтому изначально не был способен разрешить все сохраняющиеся и по сей день проблемы, многие из которых носят структурный характер. Более того, многие проблемы проистекают из одной общей причины – сохраняющихся пережитков монопольного положения кон-

Shell Brasil Petróleo Ltda
Источник: vesselfinder.com

церна Petrobras. Несмотря на достигнутые за предыдущие годы успехи в либерализации энергетического рынка, монополистические проявления всё ещё имеют место. Сложившаяся ситуация подвигла бразильского законодателя на реализацию очередного этапа реформы внутреннего рынка природного газа, который осуществляется в настоящее время.

Новый этап реформ

В течение 2018 г. ANP разработало и представило на рассмотрение профильных ведомств комплекс мер по стимулированию конкуренции на внутреннем газовом рынке. В декабре того же года федеральное правительство Бразилии утвердило предложенные меры. В 2019 г. CNPE путем особого декрета (№ 16/2019) закрепил ряд направлений по совершенствованию национальной энергетической политики. Центральными из них стали два – модернизация внутреннего газового рынка и стимулирование свободной конкуренции на нем.

Незадолго до этого по инициативе CNPE был учрежден межведомственный комитет по развитию свободной конкуренции на рынке природного газа Бразилии в составе ANP, EPE, MME и CADE – Административного совета по экономическому суверенитету (порт. – Conselho Administrativo de Defesa Econômica)[3]. В итоге CNPE и концерн Petrobras подписали юридически обязывающее соглашение о добровольном прекращении последним монопольной практики и воздержании от неё в будущем (англ. – Cease and Desist Agreement; порт. сокр. – TCC). Перечисленные меры явились, по сути, первым в истории страны правовым механизмом для практической реализации принципа конкурентности на внутреннем газовом рынке. Во исполнение подписанного соглашения Petrobras принялся воплощать на практике комплекс мер по демонополизации газового рынка и его открытию для сторонних игроков [8, с. 9–10]. В частности, Petrobras начал продавать принадлежащие ему доли в региональных газораспределительных компаниях [7, с. 10].

Новый закон «О газе» и основные подходы к реформированию газового рынка

Следующей стадией реформы правового регулирования газовой отрасли стала задуманная ещё в 2013 г. и завершенная лишь в течение 2020 г. разработка нового закона о природном газе. Следует подчеркнуть, что речь идёт даже не о новой редакции действовавшего до недавнего времени ФЗГ-2009, а о совершенно отличающемся от него новом нормативно-правовом акте – Федеральном новом законе о газе № 4.476/2020 (англ. – New Gas Law) – ФНЗГ. Редакция нового закона была одобрена

[3] В соответствии с бразильским Федеральным законом № 12.529/2011, основной функцией CADE является борьба с монополизмом на внутреннем рынке. Тем не менее, на практике отслеживание монополистических проявлений в нефтегазовом секторе возложено на ANP.

нижней палатой парламента (Национального конгресса) Бразилии (Палатой представителей) 1 сентября 2020 г. и передана на согласование в верхнюю палату (Федеральный сенат). Верхняя палата предложила ряд поправок в текст документа, который нижняя палата после продолжительных дебатов отклонила. В конечном итоге первоначальная редакция ФНЗГ была утверждена парламентом 16 марта 2021 г. и передана президенту Бразилии Ж. Болсонару для итогового утверждения. Президент Болсонару подписал окончательную редакцию закона 8 апреля 2021 г. Согласно

СПГ-танкер, порт Гуанабара в Рио-де-Жанейро *Источник: tradewindsnews.com*

бразильской законотворческой процедуре ФНЗГ получил новые регистрационные реквизиты – Федеральный новый закон о газе № 14.134/2021. Он был официально опубликован 9 апреля 2021 г. и тогда же вступил в силу, одновременно отменив действие ФЗГ-2009 [11].

ФНЗГ предусматривает радикальную трансформацию внутреннего газового рынка Бразилии, закладывая в основу его функционирования принципы конкурентности и гибкости. Согласно этим принципам, должны быть упразднены пока еще действующие на газовом рынке вертикально интегрированные объединения. Компаниям, заинтересованным в бразильском газовом рынке, гарантируется свободное право работы на нём при выполнении единых для всех критериев. Обеспечивается равный, недискриминационный доступ к основным объектам газодобывающей, газотранспортной и газораспределительной инфраструктуры. По замыслу законодателя, практическое воплощение принципов конкурентности и гибкости подстегнёт инвестиционную активность в газовой отрасли, снизит тарифы и издержки, а также стимулирует потребление природного газа в стране. Нельзя не отметить широкое воплощение в тексте ФНЗГ основополагающего общеправового принципа правовой определённости, что само по себе является многообещающей предпосылкой для формирования современной, качественно новой экономико-политической и регулятивной архитектуры бразильского газового рынка [12].

ФНЗГ содержит следующие основные подходы к реформированию бразильского газового рынка:

1. Закрепляется самостоятельный статус оператора газотранспортной сети (ГТС), который юридически выделяется в отдельную структуру, независимую от прочих

Поставщик будет одновременно обладать правомочиями как продавца, так и покупателя, и получит право продавать и покупать партии газа на основе экономической целесообразности

участников газового рынка. Нормы ст. 5 § 1 ФНЗГ направлены на недопущение любого (прямого и косвенного) влияния, контроля и аффилирования между оператором ГТС с одной стороны и компаниями (а также консорциумами), которые осуществляют деятельность в области геологоразведки, разработки, добычи, переработки, импорта, коммерческой поставки и розничного сбыта природного газа – с другой стороны. В частности, планируется ограничить практику торговли природным газом внутри компаний. Данные требования направлены на преодоление сложившегося в настоящее время положения, при котором перечисленные ситуации как раз широко распространены в деятельности концерна Petrobras. В контексте борьбы с монополизмом представляет также интерес бразильское толкование понятия контролируемой и аффилированной компании. Контролируемой считается компания, которая прямо или косвенно (через контролируемых третьих лиц) подконтрольна другому лицу, которое тем самым имеет возможность на постоянной основе оказывать решающее влияние на принятие решений и на назначение большинства руководящего состава в контролируемой компании. Аффилированными компании считаются в двух случаях: во-первых, при наличии существенного участия одной компании в капитале другой (20 % и выше голосующих акций либо сопоставимая доля в уставном капитале); во-вторых, если лицу формально либо неформально принадлежит (фактически используется) право принимать участие в финансовой и операционной деятельности компании при отсутствии формальных признаков контролируемой компании [7, с. 20]. ФНЗГ (ст. 5 § 2) содержит также комплекс норм, направленных на предотвращение скрытого монополизма путем манипулирования внутрикорпоративными отношениями и чувствительной информацией. Должностные лица, уполномоченные назначать членов советов генеральных директоров и исполнительных директоров, а также законных представителей компаний, не вправе использовать свои полномочия для манипулирования внутрикорпоративными назначениями и злоупотреблять полученной в процессе исполнения должностных обязанностей любой чувствительной информацией. Все перечисленные требования в конечном итоге направлены на увеличение числа участников газового рынка, стимулирование конкуренции и повышение предложения и потребления природного газа в стране. Согласно закону, любая получившая разрешение на деятельность в области транспортировки природного газа компания должна пройти также независимую сертификацию согласно утвержденным ANP критериям. Данная правовая новелла является ещё одним существенным шагом к демонополизации бразильского газового рынка, поскольку ранее действовавший ФЗГ-2009 не предусматривал даже саму возможность существования компаний-операторов ГТС.

2. Вводится принципиально новый для бразильского энергетического законодательства правовой режим «входа-выхода» (англ. – entry-exit), упрощающий порядок пользования транзитными мощностями

Месторождение Кариока Сугар Лоаф, бассейн Сантус на шельфе Бразилии
Источник: fool.com

Добыча газа на шельфе Бразилии
Источник: bing.com

ГТС. Теперь хозяйствующим субъектам, заинтересованным в транспортировке определенных партий природного газа, достаточно будет при бронировании транзитных мощностей указать (на выбор) точки входа и выхода газа из ГТС (ст. 14 § 1 ФНЗГ). Эта новая для Бразилии модель рынка газотранспортных услуг скопирована с уже действующей в Европейском союзе [7, с. 16]. При этом сделки по торговле газом будут осуществляться в виртуальном формате. Режим «входа-выхода» призван заменить действующий в настоящее время более жёсткий режим «от точки до точки» (англ. – point to point), предполагающий обязательное указание (и, соответственно, бронирование) в заявке на транзит газа не только точек входа и выхода, но и всех без исключения отрезков ГТС, по которым планируется физически прокачивать партии газа. Режим «от точки до точки» обязывает поставщиков прокачивать газ по заранее согласованному маршруту и в адрес одного-единственного покупателя. Покупатель, в свою очередь, обязан принять заказанную партию газа в заранее согласованной точке выхода. И поставщик, и покупатель, как правило, связаны долгосрочными контрактами, причем возможность сменить контрагента априори ограничена. Новый правовой режим («вход-выход») нацелен на наделение занятых в транзитной деятельности хозяйствующих субъектов единообразным статусом поставщика (англ. – shipper). Поставщик будет одновременно обладать правомочиями как продавца, так и покупателя, и получит право продавать и покупать партии природного газа на основе критерия экономической целесообразности. Упраздняется обязанность заключать исключительно долгосрочные контракты; вводится право пользования ГТС на основе краткосрочных контрактов (как правило, сроком действия до одного года, но не свыше пяти лет). Перечисленные требования будут применяться к уже функционирующим газопроводам, а не к вновь создаваемым. Новый правовой режим предоставляет всем заинтересованным компаниям (при соблюдении ряда четких критериев) возможность пользоваться услугами ГТС и свободно выбирать контрагентов. По замыслу законодателя, доступ к ГТС станет зависеть от имеющейся пропускной способности участков ГТС в точках входа и выхода газа, а не от возможности согласовать и забронировать весь маршрут прокачки газа, как было предусмотрено в ещё недавно действовавшем порядке. Тем самым рынку газотранспортных услуг придаётся недостающая ему гибкость и одновременно увеличивается его ликвидность.

3. С целью предотвращения возможных сбоев и хаоса в системе управления ГТС ФНЗГ предусматривает (ст. 3 п. III) деление национальной системы ГТС на так называемые транзитные зоны (англ. – capacity market area). Концепция подразумевает, что компании-поставщики смогут бронировать точки входа и/или выхода для прокачки природного газа и его подачи конечным потребителям в избранных ими транзитных зонах. Поставщики будут также обмениваться партиями природного газа на виртуальных хабах

Поставщики смогут бронировать точки входа и выхода для прокачки газа и его подачи потребителям в избранных транзитных зонах. Поставщики будут обмениваться партиями на виртуальных хабах

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА №8(162) / 2021

в пределах избранных ими транзитных зон. Предполагается, что зонирование станет двухуровневым – национальном (будет включать всю ГТС в пределах страны) и региональном (возможность пользования отдельными участками ГТС в регионах). Управление каждой транзитной зоной будет возложено, согласно ФНЗГ (ст. 3 п. XXVII), на особую компанию-оператор, подотчетную ANP. Компании-операторы будут осуществлять надзор и координировать работу участников газового рынка в подведомственных им транзитных зонах. Эти функции будут реализовываться согласно ст. 15 ФНЗГ в следующих формах:

- систематизация и обнародование информации об объёме транзитных мощностей и тарифах на прокачку газа в подведомственных транзитных зонах;
- координация планов технического обслуживания и ремонта трубопроводов в подведомственных транзитных зонах;
- разработка и предоставление на утверждение ANP перспективных планов развития ГТС;
- предоставление на утверждение ANP разрабатываемых совместно транзитёрами и поставщиками сетевых кодексов, а также алгоритмов реагирования на чрезвычайные ситуации;
- координация и улучшение работы организаций-транзитёров.

Зонирование ГТС Бразилии станет двухуровневым – национальным (включает всю газотранспортную систему страны) и региональным (возможность пользования отдельными участками в регионах)

Функции по координации и улучшению работы организаций-транзитёров призваны стать особенно всеобъемлющими. К ним отнесены следующие задачи:

- предоставление потенциальным поставщикам на прозрачной и недискриминационной основе всего спектра услуг по пользованию технологическими мощностями соответствующих транзитных зон;

СПГ-танкер Golar LNG

Источник: chartmill.com

СПГ-танкер Golar LNG

Источник: tradewindsnews.com

- транспортировка природного газа в подведомственных транзитных зонах на прозрачной и экономически эффективной основе с соблюдением положений сетевых кодексов;
- распределение технологических мощностей в точках входа и выхода подведомственных транзитных зон в соответствии с предписаниями ANP;
- организация технологической балансировки ГТС в транзитных зонах для обеспечения их бесперебойной работы;
- предоставление участникам газового рынка информации о транзитных зонах;
- реагирование на чрезвычайные ситуации по утвержденным планам согласно ст. 34 ФНЗГ.

Переход от концессионной к разрешительной системе использования ПХГ призван покончить с бюрократическими препонами и привлечь новых инвесторов в сферы транспортировки и хранения газа

4. Согласно ст. 48 ФЗГ-2009 сторонние компании[4] имели право пользоваться газопроводами – но лишь в объёмах, которые не охвачены действующими транзитными договорами. Важно подчеркнуть, что данная норма распространялась именно на газопроводы; газоперерабатывающие предприятия, терминалы по приёмке СПГ и прочие объекты газовой инфраструктуры оставались вне пределов действия нормы. Тем самым сторонние компании были по-прежнему фактически лишены возможности полноценно работать на бразильском газовом рынке, ибо на деле правом пользования всеми технологическими возможностями ГТС был наделён исключительно концерн Petrobras. ФНЗГ упраздняет сложившуюся дискриминационную ситуацию, закрепляя принцип свободного и равноправного доступа к основным (базовым) объектам газовой инфраструктуры. Заинтересованным компаниям гарантируется недискриминационный, согласуемый путём переговоров доступ к базовой газовой инфраструктуре (внутрипромысловым

[4] Третьи лица, формально не связанные ни с собственниками ГТС, ни с использующими её на основании действующих контрактов операторами.

газопроводам, газоперерабатывающим мощностям, терминалам по приемке СПГ, подземным газохранилищам – ПХГ). Необходимо отметить, что ФНЗГ оговаривает право свободного, устанавливаемого в договорном порядке (с последующим одобрением ANP) доступа именно к перечисленным базовым объектам газовой инфраструктуры, а не к газопроводам. Применительно к последним условия доступа будут и в дальнейшем регулироваться ANP согласно сложившейся практике [7, с. 25]. Условия доступа и плата за пользование объектами ГТС будут закрепляться в особых соглашениях. Указанные соглашения должны разрабатываться на основе единообразных критериев и подлежать обнародованию. При этом оговаривается преимущественное право собственников объектов газовой инфраструктуры на пользование ими. ФНЗГ возлагает на собственников объектов газовой инфраструктуры и акционеров компаний-собственников таких объектов обязанность разработать кодекс поведения при пользовании и практические правила пользования газовой инфраструктурой. ФНЗГ также предоставляет хозяйствующим субъектам право самостоятельно избирать инстанцию для разрешения возникающих при согласовании доступа к объектам ГТС разногласий. При отсутствии согласия сторон роль арбитра автоматически переходит к ANP. Расширенные регулятивные полномочия ANP теперь включают право устанавливать критерии и условия распределения доступных производственных мощностей объектов ГТС, закреплять особенности заключения контрактов на доступ к газовой инфраструктуре, а также разрабатывать механизмы принудительного распределения производственных мощностей объектов

Условия доступа и плата за пользование объектами ГТС будут закрепляться в особых соглашениях, которые должны разрабатываться на основе единообразных критериев и подлежать обнародованию

Платформа Petrobras на шельфе Бразилии
Источник: riotimesonline.com

инфраструктуры между заинтересованными лицами. Облегченный доступ к газовой инфраструктуре призван увеличить число игроков на рынке и обеспечить экономически рациональное ее использование.

5. Вместо предусмотренного ст. 39 ФЗГ-2009 правового режима транспортировки природного газа и его хранения в ПХГ на концессионной основе, закрепляется (применительно к вновь создаваемым объектам инфраструктуры) разрешительный порядок осуществления этих видов деятельности. ФЗГ-2009 формально допускал использование разрешительного порядка оформления сделок по транспортировке природного газа, но исключительно в случаях, оговоренных в международных соглашениях с участием Бразилии. На практике такая ситуация имела место лишь единожды – в 2011 г. (проект Guapimirim-Comperj I). Проект оказался неудачным: его реализация была приостановлена в 2015 г., а позднее ANP и вовсе аннулировал проект. ФНЗГ (ст. 4) закрепляет возможность ведения предпринимательской деятельности по транспортировке природного газа исключительно на основе разрешительного порядка, причем сфера транспортировки будет включать строительство, реконструкцию, оперативное управление, техническое обслуживание и иные виды работ, необходимых для функционирования ГТС. Схожий подход демонстрирует бразильский законодатель и к хранению природного газа в ПХГ. До недавних пор предпринимательская деятельность в сфере подземного хранения газа осуществлялась исключительно на концессионной основе. Хотя ФЗГ-2009 оговаривал особый порядок предоставления концессий в виде одобрения предварительно поданных заявок и на конкурентной основе, указанная процедура являлась лишь формальностью, поскольку ещё ни разу не была реализована на практике [7, с. 14]. ФНЗГ (ст. 20) ликвидирует сложившуюся ситуацию, закрепляя принцип ведения предпринимательской деятельности в сфере подземного хранения газа в разрешительном порядке. Выдача разрешений теперь производится ANP на основе утвержденных критериев и по результатам сертификации подземных газохранилищ в соответствии с их геологическими характеристиками. Разрешения на деятельность по транспортировке природного газа и его хранению в ПХГ выдаются ANP по результатам проводимых на гласной основе публичных конкурсов применительно к каждому новому объекту. Переход от концессионной к разрешительной системе призван покончить с присущими процессу предоставления концессий бюрократическими препонами и, тем самым, привлечь новых инвесторов в сферы транспортировки и хранения природного газа.

6. Схожий подход законодатель демонстрирует и в отношении сбыта природного газа на внутреннем рынке. ФЗГ-2009

Плавучая установка по добыче, хранению и отгрузке нефти и газа (FPSO)
Источник: sbmoffshore.com

В задачи ANP входит анализ сбытовых контрактов на наличие норм, препятствующих рыночной конкуренции. При их обнаружении ANP вправе санкционировать расторжение контрактов

предусматривал достаточно жёсткие рамочные условия осуществления деятельности по реализации газа. Каждый контракт на реализацию газа должен был, во-первых, быть зарегистрирован в ANP и, во-вторых, оговаривать механизм урегулирования споров. Заключение контрактов ставилось в зависимость от получения специального разрешения ANP. Эти стандартизированные требования были изначально рассчитаны на устоявшуюся за десятилетия деловую практику концерна Petrobras и аффилированных с ним структур. ФНЗГ сохраняет разрешительный порядок заключения сбытовых контрактов на природный газ. При этом участниками сбытовой деятельности теперь могут стать практически любые хозяйствующие субъекты – газотранспортные и газодобывающие компании, покупатели газа на внутреннем рынке, импортёры и трейдеры. Смягчаются и требования к сбытовым контрактам. На ANP возлагается лишь задача по разработке типовых форм таких контрактов с минимальным набором обязательных требований. В частности, в задачи ANP отныне входит анализ сбытовых контрактов на наличие норм, препятствующих рыночной конкуренции. При обнаружении таких норм ANP будет вправе санкционировать расторжение контрактов. При этом более не требуются разрешения ANP на сделки по поставке природного газа, заключаемые между компаниями-продавцами газа и покупателями из других отраслей экономики.

7. Действовавший до недавних пор правовой режим строительства и эксплуатации газопроводов характеризовался сложностью и запутанностью. Такое положение проистекало из наличия множества

конкурирующих норм федерального законодательства и законодательства штатов [9]. ФНЗГ закрепляет более чёткие критерии классификации газопроводов и тем самым усиливает правовую определенность в газотранспортной сфере. Новые критерии призваны снизить упомянутые «конфликты компетенций», минимизировать инвестиционные риски и предотвратить спорные ситуации при реализации проектов национального значения.

8. Упрощается порядок ведения экспортно-импортных операций по поставкам природного газа. Согласно ст. 36 что выдача разрешений на осуществление экспортно-импортных операций находится теперь исключительно в компетенции ANP.

9. ФНЗГ представляет собой настоящий правовой механизм, нацеленный на предотвращение угроз экономической безопасности Бразилии. Согласно ст. 33 закона, ANP наделяется целым арсеналом принципиально новых полномочий, направленных на обеспечение динамичного функционирования внутреннего газового рынка и на борьбу с проявлением монополистических явлений. В частности, ANP получает право:

Подготовка плавучей установки по добыче, хранению и отгрузке нефти и газа (FPSO) для работы на шельфе Бразилии

Источник: upstreamonline.com

ФЗГ-2009 такого рода сделки осуществлялись в разрешительном порядке, с санкции MME. Фактически же каждая сделка должна была сначала получить одобрение ANP, поскольку до вступления в силу ФНЗГ продолжал действовать и изданный ANP в 1999 г. декрет 07/1999, закреплявший данное ведомственное полномочие. Согласно декрету, ANP мог отказать в одобрении экспортно-импортной сделки, если она была потенциально способна подорвать надёжность газоснабжения бразильских потребителей. Без одобрения со стороны ANP выдача разрешения MME была невозможна. ФНЗГ специально оговаривает,

- принимать различные меры по децентрализации функционирования газовой отрасли, в том числе распределять в директивном порядке производственные мощности в сфере транзита, переработки и хранения природного газа;
- надзирать за исполнением программы «Новый газовый рынок». В частности, ANP теперь вправе принуждать компании, занимающие существенные позиции на внутреннем газовом рынке, реализовывать часть имеющихся в их распоряжении запасов природного газа посредством аукционных торгов;

- налагать ограничения на торговлю природным газом между добывающими компаниями в пределах отдельных регионов добычи.

С целью максимально результативного достижения целей ФНЗГ (дальнейшая либерализация внутреннего рынка природного газа, привлечение инвестиций в газовую отрасль, недопущение монополистических проявлений, стимулирование использования природного газа в стране) бразильский законодатель даже наделил ANP рядом полномочий в смежных сферах, прямо не входящих в его компетенцию [12]. К ним относятся:

- выработка критериев и правил сертификации разделения хозяйственной деятельности на газовом рынке на различные виды для стимулирования конкуренции;
- разработка регламентов предоставления разрешений на ведение предпринимательской деятельности по транспортировке и подземному хранению природного газа;
- разработка правил и условий предоставления доступа к базовой газовой инфраструктуре;
- разработка алгоритмов классификации газопроводов согласно диаметру труб и давлению в них;
- организация и осуществление надзора за эксплуатацией ГТС и отдельных трубопроводов;
- надзор и совершенствование правового режима «входа-выхода», регулирующего распределение транзитных мощностей ГТС;
- выработка и совершенствование правил работы на газовом рынке, стандартизация договоров поставки природного газа;
- утверждение регламентов по гармонизации функционирования ГТС и систематизация регламентов в сетевых кодексах;
- инкорпорация в сетевые кодексы различных технических нормативов по поддержанию трубопроводов в рабочем состоянии;
- разработка алгоритмов децентрализации предпринимательской деятельности в сферах подачи добытого газа в трубопроводы, его транспортировки и реализации;
- разработка и согласование сценариев реагирования на чрезвычайные ситуации в области газоснабжения.

ФНЗГ призван также унифицировать правовое регулирование подачи природного газа потребителям. В настоящее время правоотношения между поставщиками природного газа и конечными потребителями регулируются законами штатов. Эти законы существенно различаются от штата к штату, что является дополнительной помехой на пути формирования прозрачного внутреннего газового рынка. ФНЗГ предусматривает наделение центрального правительства (в лице MME и ANP) правом издавать особые директивы, в соответствие с которыми штаты теперь обязаны привести свои законы в сфере поставок природного газа конечным потребителям в соответствие с федеральным законом. Тем самым планируется повысить единообразие правого регулирования газоснабжения на местном уровне, при этом не ущемляя конституционно закрепленной законодательной компетенции штатов в данной сфере. Штаты и в дальнейшем сохранят за собой законодательные полномочия по регулированию правоотношений в следующих сферах газовой отрасли:

Газодобывающая платформа Petrobras
Источник: forbes.com

- разработка рамочных условий и инициатив по привлечению инвестиций на региональные газовые рынки;
- приватизация региональных газораспределительных компаний;

– стимулирование конкурентных начал на региональных газовых рынках с учётом местных условий;
– совершенствование администрирования региональных газовых рынков, включая пересмотр тарифов;
– определение степени самостоятельности региональных регуляторов;
– выдвижение инициатив в области налогообложения субъектов газового рынка.

Как видно, при разработке ФНЗГ бразильский законодатель явно стремился охватить максимально широкий круг проблем, возникающих в процессе трансформации внутреннего газового рынка. Очередным свидетельством в пользу данного предположения являются содержащиеся в законе положения о ICMS – налоге на перемещение товаров и услуг. Согласно действовавшим до недавнего времени нормам, данным налогом облагались и операции по транспортировке природного газа в ГТС согласно существующему режиму «от точки до точки». Как было упомянуто выше, ФНЗГ заменяет режим «от точки до точки» на режим «входа-выхода». Соответственно, облагаются ICMS теперь не объёмы физически транспортируемого газа, а объёмы, указываемые в контрактах (виртуальная прокачка). Новые правила позволяют также ликвидировать пробелы в обложении ICMS сделок по переработке, разгрузке, сжижению и регазификации природного газа. Вместо трудоемкого учёта физических объёмов газа при каждой сделке вводятся виртуальный их учёт и упрощённая ежемесячная финансовая отчетность [7, с. 8]. Совершенствование администрирования налогообложения в газовой отрасли поднимает также вопрос о необходимости модернизации норм других отраслей законодательства, напрямую не относящихся к правовому регулированию энергетики. В частности, бразильские эксперты обращают внимание на принятый еще в 1962 г. Федеральный закон № 4.131/1962, предметом регулирования которого являются зарубежные инвестиции в экономику страны. Указанный закон предписывает предварительно регистрировать в Центральном банке Бразилии все связанные с ввозом и вывозом капитала операции, проводимые в процессе инвестирования [9].

Нефтегазовая платформа Petrobras
Источник: fotospublicas.com

Заключение

Проведенный анализ позволяет сделать вывод, что Бразилия рассматривает свою газовую отрасль в качестве одного из важнейших драйверов развития национальной экономики на современном этапе. Начавшийся в 1990-е гг. процесс либерализации газовой отрасли осуществляется параллельно и в рамках реформирования нормативно-правовой базы, регулирующей газовую отрасль. Пересмотр нормативно-правового массива направлен главным образом на демонтаж формировавшегося на протяжении десятилетий монопольного положения национального нефтегазового концерна Petrobras. Проводимый в настоящее время очередной этап либерализации законодательного регулирования на основе принципов конкурентности и прозрачности призван способствовать формированию в газовой отрасли постоянной внутренней динамики, что привлечёт в отрасль новые технологии, инвестиции и современные методы управления и хозяйствования. Нарабатываемый в ходе этого процесса опыт представляет несомненный интерес и для других стран с развитой газовой отраслью, к числу которых относится и Россия.

Добыча углеводородов на шельфе Бразилии
Источник: fool.com

Использованные источники

1. *Gas Exporting Countries Forum. GECF Global Gas Outlook 2050 Synopsis. February 2021. 136 pages. – URL: 2020-edition-of-the-gecf-global-gas-outlook-2050.pdf*
2. *BP Statistical Review of World Energy, 2020 (69th edition). – URL: https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/ statistical-review/bp-stats-review-2020-full-report.pdf*
3. *World Energy Outlook 2020. OECD/IEA, 2020. 464 pages. – URL: https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2019*
4. *Energy Perspectives 2019. Long-term macro and market outlook. Equinor ASA, 2019. 64 pages. – URL: Energy Perspectives – long-term macro and market outlook – equinor.com*
5. *Global Voice of Gas by the International Gas Union. Issue 02 | Vol 01 December 2020. 62 pages. – URL: https://www.igu.org/news/global-voice-of-gas-2/*
6. *Мастепанов А. М., Сумин А. М. Энергетическая политика Бразилии // Энергетическая политика. № 3 (157), 2021. С. 58–79.*
7. *Mayer Brown. Brazilian New Gas Regulatory Framework. The New Gas Law – Bill of Law № 4.476/2020. – URL: https://www.energyforward.law/wp-content/uploads/sites/41/2020/11/General-Presentation-New-Gas-Regulatory-Framework-in-Brazil-Nov2020–101329279_1.pdf*
8. *Edmilson M. S., Abreu Netto A. L., Peyerl D. Opportunities and Challenges of Natural Gas and Liquified Natural Gas in Brazil. / Rio de Janeiro: Letra Capital, 2020. 174 c.*
9. *Cavalcanti J. R.F., De Souza L. C. Brazil: Oil and Gas Laws and Regulations 2021. – URL: https://iclg.com/practice-areas/oil-and-gas-laws-and-regulations/brazil*
10. *New Regulatory Framework for the Gas Sector in Brazil. – Superintendencia de Infraestrutura e Movimentacao (SIM). – URL: http://www.anp.gov.br/images/Palestras/Apresentacao_kincaid_24.07.2018.pdf*
11. *Lei № 14.134, de 8 de abril de 2021. – URL: https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/lei-n-14.134-de-8-de-abril-de-2021–312904769*
12. *Valois D., Fischer G. B., Sarian A., Maggessi P. Brazil: New Gas Law approved. – URL: https://globalcompliancenews.com/brazil-new-gas-law-approved-23032021/*

УДК 621.311 DOI 10.46920/2409-5516_2021_8162_82

Эволюция межгосударственных энергообъединений

The evolution of interstate power grids

Сергей ПОДКОВАЛЬНИКОВ
Заведующий отделом Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева, д. т. н., ведущий научный сотрудник
e-mail: spodkovalnikov@isem.irk.ru

Sergey PODKOVALNIKOV
Head of Departament of Melentiev Energy Systems Institute of Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Doctor of Technical Science, Principal Researcher
e-mail: spodkovalnikov@isem.irk.ru

Людмила ЧУДИНОВА
Старший научный сотрудник Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева, к. т. н.
e-mail: chudinova@isem.irk.ru

Ludmila CHUDINOVA
Senior Researcher of Melentiev Energy Systems Institute of Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Candidate of Technical Science
e-mail: chudinova@isem.irk.ru

Энергообъединения в Европе все активнее строятся на базе ВИЭ *Источник: wallhere.com*

Аннотация. В статье анализируется процесс электроэнергетической интеграции, протекающий в различных регионах мира и реализующийся через создание межгосударственных электрических связей и формирование межгосударственных энергообъединений. Отмечается, что в этот процесс вовлечены самые различные страны, включая богатые государства Европы и Северной Америки и беднейшие страны Центральной Америки и Африки. Рассматриваются системные, технические и рыночные аспекты интеграции. Отмечается роль России в электроэнергетической интеграции на постсоветском пространстве, в Северо-Восточной Азии и в Евразии в целом.
Ключевые слова: межгосударственные энергообъединения, межгосударственные электрические связи, Европа, Азия, Америка, Африка.

Abstract. The article analyzes the process of electric power integration that takes place in various regions of the world and is implemented through the creation of interstate electric ties and the formation of interstate power grids. It is noted that a wide variety of countries are involved in this process, including the rich countries of Europe and North America and the poorest countries of Central America and Africa. The system, technical and market issues of the integration are considered. The role of Russia in the electric power integration in the post-Soviet space, in North-East Asia and in Eurasia as a whole is noted.
Keywords: Interstate electric power grids, interstate electric ties, Europe, Asia, America, Africa.

В Европе первые МГЭС появились ещё в начале XX века. В 1906 г. были реализованы электрические связи между Швейцарией, Францией и Италией

Введение

Формирование межгосударственных электрических связей, энергообъединений и рынков (МГЭС, МГЭО, МГЭР) является глобальным интеграционным процессом, который протекает в различных странах и регионах мира уже в течение столетия. Созданы многочисленные МГЭС и мощные МГЭО в Америке и Европе. Происходит их активное формирование в Юго-Восточной Азии и отдельных регионах Африки, исследуются перспективы развития МГЭС и создания МГЭО в Южной и Северо-Восточной Азии (СВА) [1]. На концептуальном уровне рассматриваются перспективы создания глобального энергообъединения [2].

Интеграция дает такие эффекты, как: а) снижение потребности в установленных генерирующих мощностях за счет разновременности максимумов нагрузки (как в суточном, так и в годовом разрезе) в разных странах и регионах; б) снижение расходов топлива и топливных затрат путём оптимизации загрузки энергооборудования в рамках всего энергообъединения; в) повышение надежности объединяемых ЭЭС за счёт улучшения условий взаиморезервирования; г) расширение возможностей вовлечения в энергобалансы разных стран источников возобновляемой (гидравлической, ветровой, солнечной) энергии; д) расширение электроэнергетических рынков и интенсификация торговли электроэнергией между странами и получение доходов от торговли электроэнергией; е) возможность строительства более мощных электростанций с более крупными агрегатами (блоками), что остаётся по-прежнему актуальными, несмотря на получившую широкое распространение тенденцию развития распределённой генерации; ж) экологические, социальные и другие эффекты.

Несмотря на это, создание МГЭС и МГЭО сталкивается с определенными проблемами. Среди них может быть низкий начальный уровень развития МГЭС (что, в частности, характерно для региона Северо-Восточной Азии), высокая стоимость МГЭС, снижение энергетической безопасности стран-импортеров электроэнергии, политическая напряженность между отдельными странами и некоторые другие. Однако, эти препятствия преодолеваются совместными усилиями заинтересованных сторон и стран.

России, занимающей значительную часть Евразии, геополитически предопределено взаимодействовать с соседними

ЛЭП в Швейцарии
Источник: freeimg.ru

странами по периметру ее протяженных границ, в том числе в области электроэнергетики. Поэтому международный опыт в данной области, который анализируется и обобщается в данной статье, является полезным при формировании внешней электроэнергетической политики России.

Европа

В Европе первые МГЭС появились ещё в начале XX века. Так, в 1906 г. были реализованы электрические связи между Швейцарией, Францией и Италией [3]. В 1951 г. было создано крупнейшее на тот момент в Европе МГЭО UCPTE (Union for the Coordination of Production and Transport of Electricity – Союз по координации производства и передачи электроэнергии), объединявшее электроэнергетические системы (ЭЭС) Австрии, Бельгии, Италии, Люксембурга, Нидерландов, Франции, ФРГ, Швейцарии. В 1961 г. было сформировано МГЭО UFIPTE (Union franco-ibérique pour la coordination de la production et du transport d'électricité – Франко-иберийский союз по координации производства и передачи электроэнергии), куда вошли ЭЭС Франции, Испании, Португалии. В 1963 г. было образовано МГЭО Nordel, включавшее энергосистемы скандинавских стран – Норвегии, Дании, Финляндии, Швеции. МГЭО SUDEL (South East European Interconnected System – Южный союз) объединяло ЭЭС Австрии, Греции, Италии, Югославии. Энергообъединение социалистических стран МИР, охватывавшее территорию Евразии, не являлось собственно европейским, поэтому будет рассмотрено отдельно.

В ходе дальнейших интеграционных процессов к концу девяностых годов в Европе фактически осталось два МГЭО – UCPTE, которое присоединило к себе UFIPTE и SUDEL, а также Nordel, которое осталось в прежнем составе. В 1999 г. UCPTE было преобразовано в UCTE (Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity – Союз по координации передачи электроэнергии). Как видно, UCTE лишился функций по координации производства электроэнергии. По-видимому, это объясняется тем, что в Европе в то время развивались процессы рыночных преобразований в электроэнергетике. В сектор генерации внедрялись рыночные механизмы. Предполагалось, что рыночный баланс спроса и предложения будет определять необходимые объемы производства электроэнергии генерирующими компаниями. В то же время электрические сети оставались естественной монополией, поэтому у UCTE сохранились функции координации и регулирования передачи электроэнергии.

В 1992 г. в Европе появилось еще одно новое энергообъединение CENTREL, включавшее ЭЭС стран Восточной Европы (Польши, Венгрии, Чехии, Словакии, Восточной Германии), которые с распадом СССР вышли из энергосистемы МИР и сформировали собственное МГЭО. В 1995 г. оно было включено на параллельную работу с UCPTE, а в 1999 г. вошло в состав UCTE.

В 2009 г. все указанные выше МГЭО соединились в единое объединение ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity – Европейская ассоциация сетевых и системных операторов), включающее более сорока сетевых и системных операторов из 35 европейских стран. Как видно, единого сетевого и системного оператора в Европейском МГЭО нет. Данное энергообъединение не синхронизировано. В нем имеется пять синхронных зон, объединенных на совместную работу передачами и вставками постоянного тока (ППТ и ВПТ). Зоны включают континентальную Европу, Скандинавию, Великобританию, Ирландию и Северную Ирландию, Прибалтику.

Системообразующие электрические сети, в том числе межгосударственные, в основном выполнены на напряжение 380–400 кВ переменного тока [4]. Развиты линии постоянного тока напряжением до ±450–500 кВ, в основном для связи синхронных зон, в частности континентальной Европы, с одной стороны, и Скандинавии и Великобритании с другой. Основные показатели данного энергообъединения приведены в таблице 1 [5].

Наряду с общеевропейским интеграционным процессом, имеет место и субрегиональная электроэнергетическая интеграция. Так, реализуется проект так называемого Балтийского энергокольца (Baltic Sea Ring – BSR), предусматривающий соединение межгосударственными электропередачами 11 стран: Нидерланды, Германию, Польшу, Россию, Беларусь, Эстонию, Литву, Латвию, Швецию, Финляндию и Данию [6]. Данный проект развивается, начиная с 1998 г., когда электроэнергетическими компаниями из этих стран был создан Международный комитет по сотрудничеству стран Балтийского региона БАЛТРЕЛ (BALTREL – Baltic Ring Electricity Co-operation Committee). К настоящему времени Балтийское энергокольцо уже в значительной степени сформировано.

Энергоинтеграция ЕС выходит на новый уровень. Намечается формирование европейского суперэнергообъединения на базе ВИЭ, включая гидроэнергетику Исландии, и солнечные станции Северной Африки

Глобальная европейская интеграция предполагает объединение транспортных и энергетических систем

Источник: hirvilag.hu

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА №8(162) / 2021

Подписание в 2004 г. системными операторами России, Украины, Грузии, Молдовы, Армении, Болгарии, Румынии, Турции меморандума о взаимопонимании дало старт проекту планирования систем электропередачи в регионе Черного моря (Black Sea Regional Transmission Planning Project – BSRTP) [7]. Проект иначе называют Черноморским энергокольцом. В разработке проекта активное участие приняла Энергетическая ассоциация США (USEA). Данный проект выходит за рамки Европы и охватывает также территорию Малой Азии, что фактически делает его межконтинентальным. Несмотря на значительный период времени, прошедший с запуска проекта, он так и не вышел на этап реализации из-за политических разногласий между отдельными странами региона.

Следующий интеграционный проект создания Средиземноморского энергокольца (Mediterranean Electricity Ring – MEDRING) тоже выходит собственно за европейские рамки. Он охватывает страны Северной Африки, Малой Азии и Ближнего Востока [8, 9] и является межрегиональным и межконтинентальным. Всего в MEDRING входят 22 страны трех континентов. Цель проекта – повысить энергобезопасность региона за счет интенсификации обмена перетоками электроэнергии с низкой стоимостью между странами, диверсификации структуры энергоисточников, более широкого вовлечения в электроэнергетические балансы ВИЭ и прочее. Предполагается, что создание Средиземноморского энергокольца позволит образовать инфраструктуру одноименного электроэнергетического рынка (Mediterranean Power Pool – MPP) [10]. Следует отметить, что реализацию проекта осложняет политическая ситуация на Ближнем Востоке.

В странах Европы происходит развитие национальных электроэнергетических рынков. Причем имеется тенденция к их открытию для участников из соседних стран, интеграции и созданию общеевропейского ЭЭР.

Электроэнергетическая интеграция в Европе выходит на новый уровень. Намечается формирование европейского суперэнергообъединения на базе ВИЭ, включая ветровые энергоисточники, размещаемые в Северном, Балтийском и Норвежском морях, гидроэнергоресурсы Исландии, и с привлечением ресурсов солнечной энергии Северной Африки [11]. Для тесной интеграции указанных источников и МГЭО Европы предполагается создание мощной электросетевой инфраструктуры постоянного тока высокого напряжения.

Электроэнергетическая интеграция в Европе во всех её аспектах (техническом, экономическом, экологическом, рыночном) фактически является направляемым и регулируемым соответствующими общеевропейскими структурами процессом, развивающимся в интересах всего Евросоюза.

Таблица 1. Основные показатели МГЭО ENTSO-E, 2018 г.

Источник: European Network of Transmission System Operators for Electricity

Страны	Установленная мощность	Электропотребление	Экспорт	Импорт	Общий объем торговли	Импорт нетто
	ГВт	ТВт·ч				
Албания	1,932	7,188	2,683	1,771	4,454	-0,912
Австрия	25,413	77,836	19,057	29,393	48,45	10,336
Босния и Герцеговина	4,044	12,695	7,696	3,091	10,787	-4,605
Бельгия	22,671	86,437	4,313	21,65	25,963	17,337
Болгария	11,454	34,491	10,029	2,22	12,249	-7,809
Швейцария	17,895	66,327	31,693	30,42	62,113	-1,273
Кипр	1,768	5	0	0	0	0
Чехия	20,82	67,909	25,453	11,562	37,015	-13,891
Германия	215,046	546,469	82,673	31,542	114,215	-51,131
Дания	16,055	34,093	10,413	15,606	26,019	5,193
Эстония	2,832	8,45	5,364	3,514	8,878	-1,85
Испания	104,094	272,104	12,91	24,014	36,924	11,104
Финляндия	17,371	87,438	3,459	23,397	26,856	19,938
Франция	132,869	486,046	76,02	13,466	89,486	-62,554
Великобритания	90,207	306,273	2,189	22,662	24,851	20,473
Греция	16,392	51,587	2,265	8,552	10,817	6,287
Хорватия	4,832	18,259	6,533	12,692	19,225	6,159
Венгрия	8,474	42,548	4,265	18,613	22,878	14,348
Ирландия	10,51	29,271	1,643	1,614	3,257	-0,029
Исландия	2,733	19,3	0	0	0	0
Италия	130,935	324,401	3,268	47,169	50,437	43,901
Литва	3,553	12,831	3,219	12,85	16,069	9,631
Люксембург	1,744	8,165	1,349	7,514	8,863	6,165
Латвия	2,829	7,407	4,272	5,179	9,451	0,907
Черногория	0,952	3,349	3,011	2,76	5,771	-0,251
Македония	1,894	7,12	2,224	4,144	6,368	1,92
Нидерланды	30,531	116,822	18,596	26,818	45,414	8,222
Норвегия	35,022	135,831	17,954	8,085	26,039	-9,869
Польша	39,878	162,818	8,121	13,839	21,96	5,718
Португалия	19,978	52,445	8,324	5,669	13,993	-2,655
Румыния	19,766	58,159	5,37	2,829	8,199	-2,541
Сербия	8,766	40,197	6,703	7,3	14,003	0,597
Швеция	39,908	140,973	31,561	14,234	45,795	-17,327
Словения	3,958	14,608	9,32	8,928	18,248	-0,392
Словацкая Республика	7,728	28,897	8,747	12,544	21,291	3,797
Турция	88,551	299,992	3,046	2,638	5,684	-0,408
ENTSO-E	1163,405	3673,736	443,743	458,279	902,022	14,536

Америка

В Северной Америке первая МГЭС появилась между США и Канадой в 1901 г. Она служила для передачи электроэнергии от гидростанции на канадской стороне Ниагарского водопада потребителям штата Нью-Йорк [1, 12]. Вообще, нужно отметить, что сооружение ГЭС в Канаде послужило основным фактором, способствующим созданию межгосударственных электрических связей и объединений в Северной Америке (СА). В Канаде шло интенсивное строительство ГЭС не только для покрытия собственных потребностей в электроэнергии, но и для поставок её на экспорт в США.

Ещё один фактор, стимулирующий электроэнергетическую интеграцию Канады и США, это разносезонность наступления годовых максимумов электрической нагрузки в этих странах (в Канаде – зимой, в США – преимущественно летом). Это обусловлено природно-климатическими (высокими летними температурами в США) и социально-экономическими (развитием кондиционирования, приведшим к сдвигу годового максимума нагрузки в США на лето) причинами. Как показывают расчеты [1], объединение ЭЭС с зимним и летним максимумами нагрузки приводит к значительному мощностному системному эффекту (снижению потребности в установленных мощностях и затрат на их ввод и функционирование), а его реализация требует реверсивных сезонных обменов электроэнергией по МГЭС между США и Канадой.

Первое энергообъединение США и Канады для поставок электроэнергии от ГЭС на канадской стороне Ниагарского водопада в Нью-Йорк
Источник: maps.spravka-region.ru

В 1905 г., на юге Северной Америки появилась МГЭС, связывающая США и Мексику [1]. Сейчас в Северной Америке сформированы одни из крупнейших в мире МГЭО. Прежде всего, это Восточное энергообъединение, включающее восточные штаты США и провинции Канады, и Западное, в составе западных штатов США и провинций Канады, а также Мексики.

Основные показатели данных МГЭО представлены в таблице 2. Как видно,

Страны	Установленная мощность	Электропотребление	Экспорт	Импорт	Общий объем торговли	Импорт нетто
	ГВт	ТВт·ч				
Западные штаты США	214,364	704,434	20,116	14,586	34,702	-5,53
Западная Канада	34,618	148,82	9,118	11,697	20,815	2,579
Мексика	70,053	329,764	7,89	5,553	13,443	-2,337
Западное энергообъединение	**319,035**	**1183,018**	**37,125**	**31,836**	**68,961**	**-5,289**
Восточные штаты США	752,59	2895,662	1,746	43,676	45,422	41,93
Восточная Канада	105,103	398,699	50,931	1,498	52,429	-49,433
Восточное энергообъединение	**857,693**	**3294,361**	**52,677**	**45,174**	**97,851**	**-7,503**

Таблица 2. Основные показатели Северо-Американских МГЭО, 2018 г. *Источник: [13–15]*

Восточное Северо-Американское МГЭО по показателям мощности и выработки электроэнергии фактически аналогично Европейскому. В Северо-Американских МГЭО создана разветвленная мощная электросетевая инфраструктура переменного тока высокого напряжения до 765 кВ включительно, а также изобилуют линии и вставки постоянного тока, обеспечивающие стабильную несинхронную связь между очень крупными синхронными зонами, что повышает управляемость и надежность энергообъединения в целом.

Формирование ЭЭР в странах региона также наложило отпечаток на межгосударственные обмены мощностью, интенсифицируя их [16]. В то же время, различный уровень дерегулирования электроэнергетики в Северной Америке (при появлении конкурентных рынков электроэнергии и мощности, там сохранились и регулируемые вертикально-интегрированные компании) не стал препятствием для электроэнергетической интеграции в регионе.

Межгосударственная торговля на континенте регламентируется Североамериканским соглашением о свободной торговле (NAFTA – North American Free Trade Agreement) [16].

Намечается дальнейшее развитие Восточного МГЭО, особенно в части использования возобновляемых энергоресурсов. Так, планируется масштабное развитие офшорной ветровой генерации вдоль восточного побережья США от штата Нью-Джерси до Виргинии (проект «Атлантический ветер») с соответствующим развитием электрической сети постоянного тока для сбора вырабатываемой ветроустановками электроэнергии и передачи ее на берег потребителям [17]. Данный проект в перспективе может стать важным элементом общеамериканского суперэнергообъединения, а в более отдаленной перспективе и глобального энергообъединения.

Одно из самых мощных региональных энергообъединений между США и Мексикой *Источник: sfgate.com*

ГЭС «Итайпу», Бразилия *Источник: thebalancesmb.com*

Процесс развития МГЭС и формирования МГЭО активно идет в Южной Америке. В значительной степени он стимулируется созданием крупных межгосударственных гидроэнергетических объектов (таких, например, как ГЭС «Итайпу» и др.). Происходит развитие и других возобновляемых источников энергии (солнечных, ветровых, геотермальных) для использования их в рамках МГЭО.

Энергосистема Бразилии является крупнейшей в Южной Америке. Эта страна (совместно с соседними) имеет весьма значительный гидроэнергопотенциал. Поэтому развитие бразильской национальной энергосистемы и, в частности гидроэнергетических проектов, в существенной степени будет определять перспективы развития МГЭО Южной Америки в целом.

В МГЭО Южной Америки функционируют электрические сети переменного тока напряжением до 750 кВ включительно и линии и вставки постоянного тока напряжением до ±600 кВ. ЭЭС Аргентины, Чили, Уругвая, Парагвая, Боливии имеют частоту электрического тока 50 Гц. Остальные национальные ЭЭС в регионе работают с частотой 60 Гц. Это определяет физико-техническую необходимость использования ППТ и ВПТ при соединении национальных энергосистем Южной Америки с разной частотой.

Таблица 3. Основные показатели МГЭО Южной Америки, 2018 г. *Источник: [18]*

Страны	Установленная мощность	Электропотребление	Экспорт	Импорт	Общий объем торговли	Импорт нетто
	ГВт	ТВт·ч				
Аргентина	38,538	156,334	0,28	9,84	10,12	9,56
Боливия	2,771	9,949	0	0	0	0
Бразилия	163,445	636,375	0,001	34,98	34,981	34,979
Чили	24,31	80,214	0,001	0	0,001	-0,001
Парагвай	8,811	17,008	42,205	0	42,205	-42,205
Уругвай	4,912	13,447	1,196	0,014	1,21	-1,182
Перу	15,145	55,004	0	0,02	0,02	0,02
Венесуэла	31,912	106,267	1,023	0	1,023	-1,023
Колумбия	17,392	78,371	0,012	0,122	0,134	0,11
Эквадор	8,063	29,094	0,256	0,106	0,362	-0,15
Всего	**315,299**	**1182,063**	**44,974**	**45,082**	**90,056**	**0,108**

В настоящее время МГЭО стран континента пока еще недостаточно интегрировано. Однако, его основные контуры уже просматриваются, и можно говорить о межгосударственном энергообъединении в данном регионе, как таковом. В таблице 3 приводятся основные показатели МГЭО ЮА.

Следует отметить, что, наряду с созданием и усилением электрических связей между странами Южной Америки, также происходит развитие системы межгосударственных газопроводов [19]. Таким образом, имеет место комплексное межгосударственное сотрудничество в области энергетики. Для его координации между странами в регионе с 1973 г. действует организация OLADE (Organización Latinoamericana de Energía – Латиноамериканская энергетическая организация), которая также охватывает и Центральную Америку [20].

Хотя в Центральной Америке находятся одни из самых бедных стран мира, тем не менее, процесс электроэнергетической интеграции активно протекает и в этом регионе. Регион включает в себя семь стран с общим населением около 40 млн человек (Гватемалу, Сальвадор, Гондурас, Коста-Рику, Никарагуа, Панаму и Белиз [1]). В структуре генерации этих стран преобладает гидроэнергетика [21].

Еще одним фактором, стимулирующим электроэнергетическую интеграцию в регионе, является различие режимов электропотребления. Так, суточные максимумы нагрузки в разных странах приходятся на разные часы. Кроме того, различаются даже сезоны наступления годовых максимумов. В Никарагуа годовой максимум нагрузки приходится на весну, а в Гватемале – на лето [22].

[1] Не входит в МГЭО ЦА, поэтому далее не рассматривается.

Панамский канал, Панама, Центральная Америка

Источник: newsweek.com

В данном регионе формируется МГЭО SIEPAC (Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central – Энергообъединение стран Центральной Америки). Проект SIEPAC направлен на преодоление ограничений, связанных с недостаточным объемом и низкой эффективностью региональной торговли, что вызвано небольшими размерами и ограниченной взаимосвязью национальных энергосистем, приводящих к их фрагментации на региональном уровне. В таблице 4 представлены основные энергетические показатели данного МГЭО.

Обсуждение концепции регионального МГЭО правительствами стран Центральной Америки при поддержке правительства Испании и испанской энергокомпании Endesa началось ещё в 1987 году. Было разработано межправительственное рамочное соглашение, обеспечившее основу для проекта интеграции. В 1989 году официально учрежден Совет по электрификации Центральной Америки (Consejo de Electrificación de América Central – CEAC). В качестве органа регионального планирования CEAC играет ключевую роль в надзоре за развитием и координации деятельности институтов SIEPAC [22, 23].

Для скоординированного оперативного управления ЭЭС региона создан межгосударственный диспетчерский центр.

Электросетевая инфраструктура SIEPAC, выполненная на переменном токе, создает условия для повышения эффективности использования гидроэнергетических ресурсов региона, а также для строительства более эффективных крупных тепловых электростанций. Магистральная линия позволит вести торговлю электроэнергией с Мексикой. Возможна организация торгов-

Таблица 4. Основные показатели МГЭО Центральной Америки, 2018 г.

Источник: [24]

Страны	Установленная мощность	Электропотребление	Экспорт	Импорт	Общий объем торговли	Импорт нетто
	ГВт	ТВт·ч				
Коста-Рика	3,617	11,114	0,308	0,066	0,374	-0,242
Сальвадор	2,004	6,796	0,065	1,824	1,889	1,759
Гватемала	4,152	10,848	2,5	0,826	3,326	-1,674
Гондурас	2,637	9,174	0,008	0,372	0,38	0,364
Никарагуа	1,467	4,387	0	0,201	0,201	0,201
Панама	4,118	10,792	0,326	0,013	0,339	-0,313
Всего	**17,995**	**53,111**	**3,207**	**3,302**	**6,509**	**0,095**

Таблица 5. Основные показатели Африканских МГЭО, 2018 г.

Источник: [25–27]

Страны	Установленная мощность	Электропотребление	Экспорт	Импорт	Общий объем торговли	Импорт нетто
	ГВт	ТВт·ч				
Ангола	5,236	13,251	0	0,061	0,061	0,061
Ботсвана	0,928	4,515	0	0,312	0,312	0,312
Демократическая Республика Конго	2,624	8,689	0,7	0,75	1,45	0,05
Свазиленд	0,061	1,192	0	0,926	0,926	0,926
Лесото	0,074	0,625	0,001	0,294	0,295	0,293
Малави	0,497	2,025	0,002	0,041	0,043	0,039
Мозамбик	2,744	16,968	0,457	0,052	0,509	-0,405
Намибия	0,614	4,692	0,114	3,537	3,651	3,423
Южно-Африканская Республика	50,774	-1,976	4,169	0,003	4,172	-4,166
Танзания	1,566	7,398	0	0,121	0,121	0,121
Замбия	2,926	14,692	1,272	0,017	1,289	-1,255
Зимбабве	2,412	8,985	0,356	0,828	1,184	0,472
Южно-Африканское МГЭО	**70,456**	**81,056**	**7,071**	**6,942**	**14,013**	**-0,129**
Бурунди	0,082	0,316	0	0,121	0,121	0,121
Демократическая Республика Конго (восточн.)	2,881	10,178	0,949	0,565	1,514	-0,384
Египет	55,213	198,377	0,67	0,077	0,747	-0,593
Эфиопия	4,284	12,071	0,179	0	0,179	-0,179
Ливия	10,243	38,82	0	0,39	0,39	0,39
Кения	2,351	11,419	0,043	0,228	0,271	0,185
Руанда	0,218	0,672	0	0,117	0,117	0,117
Судан	3,721	17,064	0	0,808	0,808	0,808
Танзания	1,538	7,396	0	0,119	0,119	0,119
Уганда	0,957	3,465	0,098	0,01	0,108	-0,088
Джибути	0,126	0,389	0	0,121	0,121	0,121
Восточно-Африканское МГЭО	**81,614**	**300,167**	**1,939**	**2,556**	**4,495**	**0,617**

ли электроэнергией и с Колумбией, когда будет построена линия электропередачи для связи с ЭЭС этой страны.

Реформы и развитие рынка электроэнергии в странах Центральной Америки продвигаются с различной скоростью. В результате, регион характеризуется неравномерным развитием ЭЭР, но это не является препятствием для стран Центральной Америки к их электроэнергетической интеграции.

Следует отметить, что МГЭО региона выступает своего рода связующим звеном между энергообъединениями Северной и Южной Америки. В результате уже сейчас можно говорить о формировании контуров будущего общеамериканского суперэнергообъединения.

Африка

Процессы интеграции национальных энергосистем также протекают в Африке. МГЭС здесь впервые появились в 50-е годы, связав Алжир и Тунис ЛЭП 220 кВ для обмена электроэнергией в аварийных ситуациях [1]. Этим было положено начало формирования Северо-Африканского МГЭО COMELEC (Comité Maghrébin de L'Electricité – Магрибский электроэнергетический комитет), которое затем вошло в интеграционный проект Средиземноморского энергокольца.

Сейчас в Африке сформировано несколько межгосударственных энергообъединений. Однако в основном это относительно небольшие МГЭО, поскольку электроэнергетика в большинстве африканских стран слабо развита. Наиболее крупными МГЭО на этом континенте являются Южное и Восточное.

Важную роль в энергообъединениях Африки призваны сыграть проекты освоения ВИЭ, в том числе гидроэнергетических, а также солнечных станций зоны Сахары для передачи электроэнергии в Европу

Электросети Eskom в Южной Африке
Источник: voanews.com

Южное межгосударственное энергообъединение является крупнейшим на континенте, хотя по сравнению с Европейским и Американскими МГЭО оно совсем невелико. Оно было образовано в 1995 г. по инициативе Южно-африканской экономической организации (Southern African Development Community – SADC) с целью объединения энергосистем стран региона для повышения надежности, эффективности, гибкости производства и поставок электроэнергии и формирования регионального электроэнергетического рынка [26, 28]. В 2009 г. в рамках МГЭО был введен рынок на сутки вперед. Также в рамках всего энергообъединения ведется работа по планированию развития генерирующих мощностей и электрических сетей.

Ведущую роль в нем играет национальная система ЮАР, составляя три четверти от установленной мощности МГЭО. В этой стране функционирует единственная на континенте АЭС мощностью около 2 ГВт. Также ЮАР является безусловным лидером по обмену перетоками мощности и электроэнергии с другими странами, входящими в энергообъединение, выступая, таким образом, драйвером интеграционного процесса в регионе. Ожидается, что в перспективе ситуация с доминированием ЮАР в генерации электроэнергии, также как в электропотреблении и обменах ею с соседними странами в МГЭО сохранится.

Демократическая Республика Конго обладает весьма значительными запасами гидроэнергоресурсов, которые могут быть вовлечены в электроэнергетические балансы как Южного, так и других энергообъединений Африки, стимулируя создание новых МГЭС и расширение МГЭО на континенте.

Восточно-Африканское МГЭО было создано в 2005 г. с целью оптимизации использования энергоресурсов, имеющихся в регионе, интенсификации обмена мощностью и электроэнергией между странами региона, снижения затрат на производство электроэнергии, обеспечения эффективной координации участвующих субъектов по производству и передаче электроэнергии и мощности [28, 29]. В рамках МГЭО также создан рынок на сутки вперед. Развитие генерирующих мощностей и электрических сетей МГЭО стимулируется существенным ростом электропотребления, который, как ожидается, составит 100 % за предстоящие десять лет. Причем это развитие осуществляется оптимальным образом с обеспечением минимума затрат в рамках всего МГЭО.

Восточно-Африканское МГЭО, также как в большинстве случаев, формировалось и развивалось под эгидой общеэкономической региональной организации, называемой сообществом Восточной Африки (East Africa Community – EAC). Данное энергообъединение меньше Южно-Африканского, и доминирующая роль в нем принадлежит Египту. Эта страна имеет установленную мощность электростанций, составляющую несколько более 60 % и электропотребление порядка двух третей от всего МГЭО.

Следует отметить, что Демократическая Республика Конго одновременно входит в Южное и частично в Восточное МГЭО, имея МГЭС с каждым из них. Кроме того, Ливия, являясь членом энергообъединения COMELEC, также присоединилась к МГЭО Восточной Африки. Фактически это означает, что на этом континенте уже идет процесс межрегиональной электроэнергетической интеграции, когда формируются электрические связи между отдельными МГЭО, намечая контуры континентального энергообъединения. В качестве МГЭС в Южно-Африканских МГЭО в основном используются ЛЭП переменного тока, хотя имеются и передачи постоянного тока.

ЛЭП в Африке
Источник: qz.com

В Центральной Америке находятся одни из самых бедных стран мира, тем не менее здесь активно протекают процессы энергоинтеграции. В основе генерации этих стран преобладает гидроэнергетика

В целом Африканские МГЭО пока еще не вышли на тот уровень развития, который достигнут в Европейском и Американском энергообъединениях. Это зависит не столько от самой электроэнергетики и ЭЭС, сколько от развития экономики, промышленности, сферы услуг страны в целом; а в большинстве стран Африки социально-экономические показатели находятся на очень низком уровне. Тем не менее, в перспективе намечается последовательное развитие и интеграция МГЭО с выходом на формирование континентального африканского суперэнергообъединения. Немаловажную роль в этом призваны сыграть проекты освоения возобновляемых энергоресурсов Африки, в том числе гидроэнергетических (проект ГЭС «Гранд Инга»), а также солнечных энергоресурсов зоны Сахары для передачи вырабатываемой электроэнергии в страны Западной Европы.

Азия

В Азиатском регионе на том или ином уровне развития находятся МГЭО Центральной, Южной, Юго-Восточной и Северо-Восточной Азии.

Наиболее развитым в настоящее время является МГЭО Юго-Восточной Азии. Это энергообъединение охватывает страны АСЕАН (ASEAN – Association of Southeast Asian Nations) [30]. Оно является относительно крупным, существенно превосходящим африканские и приближающимся к Южно-Американскому МГЭО.

Страны	Установленная мощность	Электропотребление	Экспорт	Импорт	Общий объем торговли	Импорт нетто
	ГВт	ТВт·ч				
Бруней Дар-эс-Салам	0,993	4,294	-	-	-	-
Камбоджа	2,187	9,739	0	1,567	1,567	1,567
Индонезия	64,965	288,311		1,496	1,496	1,496
Лаос	7,171	7,495	27,216	0,302	27,518	-26,914
Малайзия	34,389	168,979	1,51	0,02	1,53	-1,49
Мьянма	5,828	22,198	2,356	0	2,356	-2,356
Филиппины	23,951	99,192	-	-	-	-
Сингапур	13,614	53,144	-	-	-	-
Таиланд	64,051	207,966	0,997	26,665	27,662	25,668
Вьетнам	48,563	241,93	0,732	1,722	2,454	0,99
АСЕАН	**265,712**	**1103,248**	**32,811**	**31,772**	**64,583**	**-1,039**

Таблица 6. Основные показатели МГЭО Юго-Восточной Азии, 2018 г. *Источник: [26]*

Идея создания и концепция МГЭО в регионе продвигалась и поддерживалась на уровне ассоциации АСЕАН. В 1999 г. в рамках этой организации был создан Энергетический центр для выработки инновационных решений. Он также является базой данных по энергетике в АСЕАН и способствует обмену энергетической информацией, знаниями и технологиями.

В 2007 г. странами-участницами АСЕАН был подписан меморандум о взаимопонимании по формированию МГЭО в Юго-Восточной Азии и развитию торговли электроэнергией. Предусматривалась поэтапная реализация проекта объединения. На первых этапах предполагалась двусторонняя торговля электроэнергией, а на финальной стадии – многосторонняя торговля [30].

В настоящее время создана электросетевая инфраструктура из шестнадцати МГЭС общей пропускной способностью 23,3 ГВт [30, 31]. В значительной степени это электрические связи постоянного тока.

Поскольку значительная часть стран региона расположена на островах, то для соединения их национальных энергосистем используются подводные кабели постоянного тока. При всей дороговизне такого способа объединения, он признается в данном случае эффективным. Это означает, что выгоды, получаемые от интеграции ЭЭС превосходят затраты на прокладку кабелей.

Процесс электроэнергетической интеграции идёт и в других субрегионах Азии. В частности активно формируется Южно-Азиатское МГЭО (SAARC – South Asian Association for Regional Cooperation) [32, 33]. Продолжает развиваться Центрально-Азиатское (CAPS – Central Asian Power System) МГЭО совместно с проектом CASAREM (Central Asia South Asia Regional Electricity Market) [34–36]. Проводятся исследования Восточно-Азиатского (NEAREST – North East Asia Regional Electric System Ties) МГЭО совместно с проектом «Гобитэк» [1, 36–42]. Данный процесс получил поддержку комиссии ООН по социально-экономическому развитию стран Азиатско-Тихоокеанского региона (ЭСКАТО ООН). В перспективе речь идет о формировании азиатского суперэнергообъединения [38], включающего в себя перечисленные выше субрегиональные МГЭО.

Следует отметить, что наряду с интеграционными процессами, протекающими в различных субрегионах Азии, имеет место и межрегиональная электроэнергетическая интеграция. Так, рассматривается идея Каспийского энергокольца, предполагающего соединение межгосударственными электропередачами стран Центральной и Южной Азии, Ближнего Востока, Кавказа и России [38]. Данный проект фактически выступает связующим звеном между МГЭО Азии и Европы, закладывая основу для формирования Евразийского МГЭО.

Ремонт опоры ЛЭП в Тайланде *Источник: imgday.com*

Подключение дома к электросети в Индии *Источник: asia.nikkei.com*

Таблица 7. Основные показатели МГЭО ОЭС/ЕЭС, 2018 г. *Источник: [5, 44–47]*

Страны	Установленная мощность	Электропотребление	Экспорт	Импорт	Общий объем торговли	Импорт нетто
	ГВт	ТВт·ч				
Азербайджан	7,829	23,915	1,445	0,131	1,576	-1,314
Армения	3,582	6,354	1,627	0,204	1,831	-1,423
Беларусь	10,05	37,937	1,04	0,05	1,09	-0,99
Грузия	4,166	13,069	0,589	1,509	2,098	0,92
Казахстан	21,902	103,316	5,042	1,561	6,603	-3,481
Кыргызстан	3,932	14,99	0,753	0,015	0,768	-0,738
Латвия	2,829	7,407	4,272	5,179	9,451	0,907
Литва	3,553	12,831	3,219	12,85	16,069	9,631
Молдова	2,999	4,759	0,093	0,956	1,049	0,863
Россия	243,243	1060,2	17,779	5,177	22,956	-12,602
Таджикистан	5,747	17,315	2,945	0,56	3,505	-2,385
Туркменистан	5,2	19,333	3,201	0	3,201	-3,201
Узбекистан	14,191	60,305	2,592	0	2,592	-2,592
Украина	49,816	153,786	6,099	0,032	6,131	-6,067
Эстония	2,832	8,45	5,364	3,514	8,878	-1,85
ОЭС/ЕЭС	**381,871**	**1543,967**	**56,06**	**31,738**	**87,798**	**-24,322**

Постсоветское пространство

Начало интеграции электроэнергетических систем СССР и социалистических стран Восточной Европы фактически было положено в 1959 г., когда комиссией по обмену электроэнергией и комплексному использованию гидроэнергоресурсов р. Дунай, функционировавшей в рамках Совета экономической взаимопомощи (СЭВ), был подготовлен и утвержден доклад по объединению ЭЭС стран-членов СЭВ и взаимной передаче электроэнергии [42]. В докладе были сформулированы конкретные предложения по объединению национальных энергосистем, которые вскоре стали реализовываться. Так, в 1960 г. были построены первые ЛЭП 220 кВ для объединения ЭЭС ГДР, Польши, Чехословакии и Венгрии. В 1962 г. для экспорта электроэнергии из СССР в Венгрию и Польшу были введены в эксплуатацию линии напряжением 220 кВ. В том же году было подписано соглашение о создании в Праге Центрального диспетчерского управления энергообъединения стран Восточной Европы и СССР, получившего название МИР.

ГБАО ГЭС в Таджикистане
Источник: asiaplustj.info

В дальнейшем продолжалось укрепление межгосударственной электросетевой инфраструктуры этого энергообъединения. В 1963 г. по линии 220 кВ была подключена к энергообъединению ЭЭС Румынии. Затем были построены ЛЭП 220 кВ «Румыния – Болгария» (1967 г.) и «СССР – МНР (Монгольская Народная Республика)» (1974 г.). В 1978 г. была введена в строй ЛЭП 750 кВ «СССР – Венгрия», а в начале 1980-х годов линии того же класса напряжения связали СССР с Польшей и Болгарией.

Первоначально, параллельно с ЭЭС стран Восточной Европы работала только Львовская энергосистема Советского Союза. В 1979 г. на параллельную работу с ними подключилась уже вся ЕЭС СССР, с которой синхронно работала Центральная ЭЭС Монголии [43]. В результате МГЭО МИР охватило территорию от Улан-Батора на востоке до Эрфурта на западе и стало тогда крупнейшим на планете, имея установленную мощность электростанций более 400 ГВт.

С распадом СССР и СЭВ энергообъединение МИР также прекратило свое существование. Как отмечалось ранее, восточноевропейские страны ушли в западноевропейское МГЭО. ЕЭС СССР превратилась в межгосударственное энергообъединение, включающее страны – бывшие советские республики, получившее название ОЭС/ЕЭС.

МГЭО ОЭС/ЕЭС в его современном состоянии является слабо интегрированным. Обмены электроэнергией, характеризующие степень интеграции и реализацию системных эффектов при объединении ЭЭС, снизились между странами – бывшими республиками за период с 1990 года по настоящее время примерно в четыре раза [48]. Однако, потенциал для их роста, безусловно, остался.

В настоящее время в МГЭО ОЭС/ЕЭС реализуются некоторые системные эффекты [39]. Так, Беларусь увеличивает импорт электроэнергии из России и других близлежащих стран постсоветского пространства. В результате минимизируются тарифы на электроэнергию для белорусских потребителей. Благодаря импорту электроэнергии, у страны появляется возможность снижения своего ремонтного резерва. Россия получает выгоды от экспорта электроэнергии в Беларусь.

Регулирование суточного графика нагрузки в Европейской части России за счет водохранилищ гидроэлектростанций ОЭС Сибири идет с использованием сетей Северного Казахстана. Казахстан при этом получает средства за транзит.

В странах Центральной Азии совместно используются гидроэнергоресурсы Таджикистана и Кыргызстана, при этом происходит минимизация тарифов для потребителей. Но в связи с определёнными трениями между странами Центральной Азии, он реализуется далеко не полностью.

Ожидается, что в конечном счете дезинтеграционная тенденция в электроэнергетике постсоветского пространства сменится на интеграционную, в рамках происходящих глобальных трендов.

Заключение

Электроэнергетическая интеграция является всеобщим глобальным процессом, протекающим во всех регионах мира и охватывающим как развитые страны Европы и Северной Америки, так и беднейшие страны Центральной Америки и Африки. Несмотря на рост распределённой генерации, данный процесс продолжает развиваться, и наблюдается переход от формирования отдельных региональных МГЭО к созданию межрегиональных и континентальных межгосударственных суперэнергообъединений. Начинают просматриваться контуры первых межконтинентальных энергообъединений, и исследуется концепция глобального МГЭО.

Формирование МГЭО происходит постепенно, начиная с отдельных МГЭС и двусторонней торговли электроэнергией, переходя к многосторонним отношениям между участвующими субъектами, по мере развития электросетевой инфраструктуры.

Вовлечение в электроэнергетические балансы возобновляемых энергоресурсов, различные режимы электропотребления в разных странах региона, улучшение использования имеющихся генерирующих мощностей, взаимопомощь аварийными перетоками и прочее – выступают катализатором развития МГЭС и формирования МГЭО.

Электроэнергетическая интеграция является всеобщим глобальным процессом, протекающим как в развитых странах Европы, так и в беднейших странах Центральной Америки и Африки

Для оперативного управления МГЭО не обязательно создание единого диспетчерского центра. Достаточно горизонтальной координации действий системных операторов субрегиональных энергообъединений. Но в небольших МГЭО возможно и полезно создание единого диспетчерского центра. При управлении развитием, особенно на этапе формирования МГЭО, целесообразно и эффективно создание наднациональных структур, координирующих решения по его развитию в общерегиональном масштабе.

Межгосударственная электроэнергетическая интеграция протекает, как правило,

Энергообъединение систем России и Казахстана, Оренбургская область, Россия
Источник: ural56.ru

совместно с формированием других энергетических связей, обеспечивающих торговлю топливно-энергетическими ресурсами между странами.

Для реализации МГЭС используются линии переменного и линии вставки постоянного тока. Причем, во многих случаях, для улучшения управляемости и надежности сложных МГЭО или там, где физически невозможно использование технологии переменного тока (при соединении ЭЭС с разной частотой электрического тока, преодоление протяжённых водных преград), используются ВПТ и ППТ. Политические разногласия между странами тормозят и осложняют развитие электроэнергетической интеграции, как и другие межгосударственные интеграционные процессы.

Различная скорость реформирования электроэнергетики и создание разных форм национальных ЭЭР не создают серьёзных препятствий для электроэнергетической интеграции.

Россия вовлечена в глобальный процесс электроэнергетической интеграции практически по всему периметру своих национальных границ, реализуя системные интеграционные эффекты совместно с близлежащими странами. При этом в ряде случаев происходит процесс электроэнергетической дезинтеграции (с Украиной и странами Балтии), имеющий в своей основе сугубо политические причины. В то же время, в Северо-Восточной Азии процесс электроэнергетической интеграции набирает силу, охватывая страны региона, в том числе Россию.

Использованные источники

1. *Беляев Л.С., Подковальников С.В., Савельев В.А., Чудинова Л.Ю. Эффективность межгосударственных электрических связей // Новосибирск: Наука, 2008.*
2. *Лю Чж. Глобальное энергетическое объединение // М.: Издательский дом МЭИ, 2016.*
3. *Multi Dimensional Issues in International Electric Power Grid. New York: United Nations, 2006. – URL: https://www.un.org/esa/sustdev/publications/energy/interconnections.pdf (19.02.2021).*
4. *Interconnected network of ENTSO-E 2019. Brussels: European Network of Transmission System Operators for Electricity, 2020. – URL: https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/Publications/maps/ 2019/Map_ENTSO-E-4.000.000.pdf (22.02.2021).*
5. *Statistical Factsheet 2019. Brussels: European Network of Transmission System Operators for Electricity, 2020. – URL: https://eepublicdownloads.entsoe.eu /clean-documents/Publications/Statistics/Factsheet/entsoe_sfs2018_web.pdf (19.02.2021).*
6. *10-Year network development plan 2014. Brussels: European Network of Transmission System Operators for Electricity, 2014. – URL: https://www.euroasia-interconnector.com/wp-content/uploads/2018/01/Ten-Year-Network-Development-Plan-TYNDP-2014-2020.pdf (19.02.2021).*
7. *Analysis of the Potential to Provide Cross-Border Balancing Services and Energy in the Black Sea Region. United States Agency for International Development (USAID), 2018. – URL: https://usea.org/sites/default/files/Joint%20BSTP%20and%20BSRI%20Study%20 FINAL %20EN.pdf (22.02.2021).*
8. *Completing the circuit –interconnecting the electricity grids of the Mediterranean. – URL: https://www.africa-eu-partnership.org/en/success-stories/completing-circuit-interconnecting-electricity-grids-mediterranean (22.02.2021).*
9. *Moretti A., Pitas Ch., Christofi G., Bué E., Gabrieli M. Grid Integration as a Strategy of Med-TSO in the Mediterranean Area in the Framework of Climate Change and Energy Transition. Energies, 2020. – URL: https://res.mdpi.com/d_attachment/energies/energies-13-05307/article_deploy/energies-13-05307-v2.pdf (22.02.2021).*
10. *Regional Energy Integration In Africa. London: World Energy Council, 2005. – URL: https://www.worldenergy.org/assets/downloads/PUB_Regiona_-Energy_Integration_in_Africa_2005_WEC.pdf (22.02.2021).*
11. *New Africa-Europe interconnection proposed by Green Energy 2020. Energypress, 2020. – URL: https://energypress.eu/new-africa-europe-interconnection-proposed-green-energy-2020/*
12. *Charpentier J.P. International Power Interconnections. Moving from electricity exchange to competitive trade // The World Bank Note, № 42, 2005. – URL: https://openknowledge.worldbank.org/bitstream/handle/10986/11675/multi_page.pdf?sequence=1&isAllowed=y (22.02.2021).*
13. *Electric Power Annual (EPA) 2020. Washington: Energy Information Administration U.S. Department of Energy, 2020.– https://www.eia.gov/electricity/annual/ (19.02.2021).*
14. *Statistical Information. Energy Sector. México: Secretaría de Energía (SENER), 2021. – URL: – http://sie.energia.gob.mx/bdiController.do?action =temas&language=en#. (19.02.2021).*
15. *Electric power, electric utilities and industry, annual supply and disposition. Statistics Canada, 2021. – URL: https://www150.statcan.gc.ca/t1/tbl1/en /cv.action?pid=2510002101#timeframe (19.02.2021).*
16. *Annual Energy Review 2005. Washington: Energy Information Administration Office of Energy Markets and End Use U.S. Department of Energy, 2006. – URL: http://www.eia.doe.gov/emeu/aer/pdf/aer.pdf (19.02.2021).*
17. *Mitchell B. Bernard P. Atlantic wind connection. Electric Transmission Superhighway.USEA. Bernard Energy Advocacy, 2014. – URL: https://usea.org/sites/default/files/event-/20140416_Atlantic_Wind_Connection_Slides.pdf*
18. *Sistema de Información Energética de Latinomérica y el Caribe. OLADE (Organización Latinoamericana de Energía), 2021. – URL: http://sielac.olade.org/default.aspx (19.02.2021).*
19. *South American Gas. Daring to Tap the Bounty. Paris: International Energy Agency, 2003. – URL: http://library.umac.mo/ebooks/b13623874.pdf (21.02.2021).*
20. *Latin American Energy Organization (OLADE). – URL: http://www.olade.org/olade-2/?lang=en (21.02.2021).*
21. *Интеграция зарубежных рынков электроэнергии. Исследование № 1. М.: НП Совет рынка, 2017. – URL: https://www.np-sr.ru/sites/default/files/sr_pages/SR_0V053219 /integraciya-zarubezhnyh-rynkov-elektroenergii_2016_1.pdf (21.02.2021).*
22. *Energy Interconnection and Regional Integration in Latin America and the Caribbean. OLADE, Quito (Ecuador), 1999. – 300 p.*
23. *Casallas D. Renewables Secure Central America grid nod // Business News Americas, 2017. – URL: https://www.bnamericas.com/en/news/q1-review-latin-america-caribbean-renewable-energy/?position=702975 (22.02.2021).*
24. *Estadísticas del subsector eléctrico de los países del Sistema de la Integración Centroamericana (SICA), 2018. Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), 2020. – URL: https://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/45299/1/2000254_es.pdf. (19.02.2021).*
25. *Annual report 2019. Zimbabwe: Southern African Power Pool, 2020. – URL: http://www.sapp.co.zw/sites/default/files/SAPP%20ANNUAL%20REPORT%202019.pdf (19.02.2021).*
26. *2018 The Electricity Profiles. United Nations Statistics Division, 2020. – URL: http://unstats.un.org/unsd/energy/Eprofiles/default.htm (22.02.2021).*
27. *Africa Energy Portal. 2021. – URL: https://africa-energy-portal.org/country-profile (19.02.2021).*
28. *Regional Energy Integration in Africa. London:The World Energy Council, 2005. – URL: https://www.worldenergy.org/assets/downloads/PUB_Regiona_-Energy_Integration_in_Africa_2005_WEC.pdf (22.02.2021).*
29. *The Eastern Africa Power Pool. – URL: http://eappool.org/ (22.02.2021).*
30. *Bambang H. ASEAN Power Grid: Powering the Region // 4th North East Asia Energy Security Forum, Seoul, ROK, 2016. – URL: http://www.unescap.org/sites/default/files/Session%20 4.1.%20Bambang%20Hermawanto_ASEAN.pdf (22.02.2021).*
31. *Han Jiang, Yi Gao, Pengfei Xu, Jun Li. Study of future power interconnection scheme in ASEAN // Global Energy Interconnection, Vol. 2, № 6, 2019. – URL: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2096511720300098 (22.02.2021).*
32. *South Asian Association for Regional Cooperation. Energy. – URL: https://saarc-sec.org/index.php/areas-of-cooperation/energy-transport-science-technology (22.02.2021).*
33. *Presentation of SARI Workshop on Power Trade through Power Exchange. Nepal: USAID, SARI/EI, 2019. – URL: https://sari-energy.org/wp-content/uploads/2019/07/All-Presentation-of-the-SARI-EI-Workshop-on-Power-Trade-through-Power-Exchange23rd-July-2019-at-Hotel-Radisson-Kathmandu-Nepal.pdf (22.02.2021).*
34. *CASA-1000. – URL: http://www.casa-1000.org/ (22.02.2021).*
35. *Asia International Grid Connection Study Group Interim Report. Tokyo: Renewable Energy Institute, 2017.*
36. *Mano S., Ovgor B., Samadov Z., Sokolov D. et al. Gobitec and Asian Super Grid for Renewable Energies in Northeast Asia / Brussels: Energy Charter Secretariat, 2014.*
37. *Кучеров Ю.Н., Кучерова О.М., Капойи Л., Руденко Ю.Н. Надежность и эффективность функционирования больших транснациональных ЭЭС. Методы анализа: транснациональное измерение // Новосибирск: Наука, 1996.*
38. *«Россети» прорабатывают возможность интеграции энергосистем Европы и Азии через Россию // Energy base, 18 апреля 2017. – URL: https://energybase.ru/news/industry/rosseti-prorabatyvaut-vozmoznost-integracii-energosistem--1-2017-04-18 (22.02.2021).*
39. *Подковальников С.В., Савельев В.А., Чудинова Л.Ю. Исследование системной энергоэкономической эффективности формирования межгосударственного энергообъединения Северо-Восточной Азии // Известия РАН. Энергетика. № 5, 2015. С. 16–32. [Podkoval'nikov S.V., Savel'ev V.A., CHudinova L.YU. Issledovanie sistemnoj energoekonomicheskoj effektivnosti formirovaniya mezhgosudarstvennogo energoob»edineniya Severo-Vostochnoj Azii // Izvestiya RAN. Energetika. 2015. № 5. – S.16-32]*
40. *Otsuki T., Isa A.B.M., Samuelson R.D. Electric Power Grid Interconnections in Northeast Asia: A Quantitative Analysis of Opportunities and Challenges // Energy Policy. 2016. Vol. 89. P. 311–329.*
41. *Bogdanov D., Breyer C. North-East Asian Super Grid for 100% renewable energy supply: Optimal Mix of Energy Technologies for Electricity, Gas and Heat Supply Options // Energy Conversion and Management. 2016. Vol.112. P. 176–190.*
42. *Воропай Н.И., Ершевич В.В., Лугинский Я.Н. и др. Управление мощными энергообъединениями // М.: Энергоатомиздат, 1984.*
43. *ЦДУ ЕЭС СССР. История / Энергодиспетчер, 2013. – URL: http://operby.com/cdu-ees-sssr-istoriya.html (22.02.2021).*
44. *Электроэнергетика Содружества Независимых Государств 2009–2019. Москва: Исполнительный комитет Электроэнергетического совета СНГ, 2020. – URL: http://energo-cis.ru/rumain675/22.02.2021).*
45. *Ten Year Network Development Plan of Georgia 2019-2029. Georgian State Electrosystem. – URL: http://www.gse.com.ge/sw/static/file/TYNDP_GE-2019-2029_ENG.pdf https://esco.ge/files/data/Balance/energobalans_2018_eng.pdf (22.02.2021).*
46. *Нефінансовий Звіт 2018. Національна енергетична компанія «Укренерго», 2019 – URL: https://ua.energy/wp-content/uploads/2019/05/UKRENERGO_NFR_2018.pdf ; https://ua.energy/vstanovlena-potuzhnist-energosystemy-ukrayiny/ (22.02.2021).*
47. *Отчет о функционировании ЕЭС России в 2018 году. М: СО ЕЭС, 2019. – URL: https://so-ups.ru/fileadmin/files/company/reports/disclosure/2019/ups_rep2018.pdf (22.02.2021).*
48. *Волкова Е.Д., Подковальников С.В., Чудинова Л.Ю. Кооперация национальных электроэнергетических систем на постсоветском пространстве: реальные и потенциальные системные эффекты // Евразийская экономическая интеграция. № 1 (18), 2013. С. 97–119.*

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА

Оформить подписку на журнал «Энергетическая политика» на 2021 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

ПРОМСЫРЬЕИМПОРТ

ГАЗПРОМ НЕФТЬ | СТРЕМИМСЯ К БОЛЬШЕМУ!

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО ЗАРУБЕЖНЕФТЬ

ИНТЕР РАО ЕЭС энергия без границ

РОССЕТИ ФСК ЕЭС

СУЭК СИБИРСКАЯ УГОЛЬНАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ КОМПАНИЯ

БЛАГОТВОРИТЕЛЬНЫЙ ФОНД TATNEFT

ISSN 2409-5516

Источник фото на обложке:
vitaliy_sokol / Depositphotos.com