

РГАСНТИ 44.09.29

ISSN 2409-5516

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА

ОБЩЕСТВЕННО-ДЕЛОВОЙ
НАУЧНЫЙ ЖУРНАЛ

№10(152), октябрь 2020



Тема номера

**МИРОВЫЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ТРЕНДЫ:
ОТ РОСТА КООПЕРАЦИИ ДО ОТКАЗА ОТ УГЛЕВОДОРОДОВ**

Содержание

3 Слово редакторов

От первого лица

- 4 **А. Новак.** Международная кооперация – путь к энергобезопасности планеты
- 16 **И. Артемьев.** Сейчас экономика поставок нефтепродуктов идет в обычном русле

Климат

- 24 **П. Бобылев, А. Семейкин.** «Зеленый» протекционизм Европы
- 34 **А. Догуб.** «Зеленая сделка» – реальность, в которой надо жить
- 40 **В. Пархоменко.** Проблемы изменения и прогнозирования климата

Регионы

- 52 **А. Погосян.** Африка: большие интересы, большие риски

Нефть

- 62 **А. Мастепанов.** Перспективы нефтегазового комплекса на Востоке России

Энергетика

- 74 **В. Бушуев, Н. Новиков.** Инфраструктурные накопители в энергетике
- 90 **В. Зайченко, А. Чернявский.** Создание систем гарантированного энергообеспечения с использованием комбинированных источников энергии



Contents

3 Editor's Column

In the first person

- 4 **A. Novak.** International cooperation is the path to the planet's energy security
- 16 **I. Artemyev.** The economy of the supply of petroleum products is going on as usual

Climate

- 24 **P. Bobylev, A. Semeikin.** Green protectionism in Europe
- 34 **A. Doguab.** The Green Deal is a reality to live in
- 40 **V. Parhomenko.** Problems of forecasting and climate change

Regions

- 52 **A. Pogosyan.** Africa: big interests, big risks

Oil

- 62 **A. Mastepanov.** Prospects for the oil and gas complex in the East of Russia

Energy

- 74 **V. Bushuev, N. Novikov.** Infrastructure storage in the energy sector
- 90 **V. Zhaichenko, A. Chernayvsky.** Creation of guaranteed energy supply systems using combined energy sources

УЧРЕДИТЕЛИ

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

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

ИЗДАТЕЛЬ

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

НАУЧНО-РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ

В.В. Бушуев – акад. РАЕН и РИЗ, д. т. н., председатель совета, ген. директор ИЭС
А.М. 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., директор Департамента 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., заместитель министра энергетики России
П.Ю. Сорокин – заместитель министра энергетики России
О.В. Жданев – к. ф.-м. н., руководитель дирекции технологий ТЭК ФГБУ «РЭА»

Главный редактор
Анна Горшкова

Научный редактор
Виталий Бушуев

Обозреватель
Марина Коцубинская

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: 05.10.2020
Время подписания в печать по графику: 13:00
фактическое: 13:00

16+



145,9 тыс. км ЛЭП
958 подстанций

79 регионов России
22 тыс. сотрудников



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

Анна ГОРШКОВА
Главный редактор журнала
«Энергетическая политика»

Полярные тренды: от полного отказа до бурного роста производства углеводородов

Мировые события и тренды становятся неотъемлемой частью национальных энергетических политик. На этом фоне международная кооперация и сотрудничество для достижения общих интересов приобретает первостепенное значение. Это подтверждает многолетнее успешное сотрудничество России со странами ОПЕК и ФСЭГ, работа министров энергетики «большой двадцатки» для стабилизации мирового рынка нефти, продвижение в создании единого рыночного пространства со странами ЕАЭС и так далее.

В последнее время мировая повестка пополнилась новой сложной и болезненной темой перехода Евросоюза на безуглеродную экономику. В новом номере журнала «Энергетическая политика» мы постарались обрисовать основные черты и оценить риски этого перехода для российского ТЭК.

В противоположность Европе, нацеленной на отказ от нефти и газа, Африканский континент продолжает развивать производство углеводородов. Мало того, Африка по-праву считается одним из самых быстрорастущих энергетических рынков, в котором предложение энергоресурсов не успевает за спросом. В новом номере мы попробовали «сыграть на контрасте» и показать два разнонаправленных тренда глобального развития ТЭК.

Большое внимание в этом номере было уделено ситуации на внутреннем топливном рынке. Он заметно окреп после кризисной весны 2020 года, когда спрос на нефтепродукты упал примерно на 40%, но продолжает требовать постоянного мониторинга и анализа со стороны регуляторов, таких как Федеральная антимонопольная служба.

Александр НОВАК

Министр энергетики Российской Федерации

УДК 339.9

DOI 10.46920/2409-5516_2020_10152_4

Международная кооперация – путь к энергобезопасности планеты

С началом процессов глобализации человечество столкнулось еще несколько веков назад, но в течение последнего столетия темпы интеграции существенно ускорились, а с началом XXI века стали по-настоящему галопирующими. В первую очередь, этому способствует развитие технологий коммуникации, связи и транспорта, а также наличие все большего количества общих для мирового сообщества проблем, задач и вызовов, в числе которых в последние месяцы оказалось противодействие эпидемии коронавирусной инфекции, а также борьба с экономическими последствиями пандемии. Этот опыт в очередной раз продемонстрировал необходимость и даже неизбежность международной кооперации в различных отраслях экономики для достижения стабильности.

К числу наиболее важных сфер для международного сообщества относится энергетика, которая выступает одним из основных гарантов всеобщей безопасности в современном мире. Отрасли ТЭК обеспечивают комфортное существование населения планеты и возможности для развития мировой экономики. Поэтому в условиях глобальных вызовов и постоянно меняющегося мира крайне важно объединить усилия стран для сохранения баланса в этой отрасли. В этой связи российская энергетическая политика в течение нескольких последних лет неизменно направлена на развитие и углубление международного сотрудничества, которое с каждым годом выходит на все более высокие уровни коммуникации.

ОПЕК+

Предпосылкой для сотрудничества в формате ОПЕК+ стал начавшийся в 2014 году затяжной кризис на рынке черного золота. В течение двух лет цены на нефть упали в среднем в два раза. Причин этому было несколько. Во-первых, существенный рост добычи практически во всех нефтедобывающих странах из-за предшествующего периода сверхвысоких цен и значительных инвестиций в сектор. Во-вторых, на фоне благоприятной конъюнктуры произошел резкий скачок добычи сланцевой нефти в США. И в-третьих, в число основных поставщиков вернулся Иран.

Россия, не входящая в ОПЕК, тем не менее, оказалась одной из первых стран мира,



которая пришла к выводу о необходимости кооперации стран-производителей нефти и выступила с инициативой о начале переговоров со странами – ключевыми производителями нефти. Этот путь не был простым. Нахождению компромисса предшествовала целая серия сложных переговоров. Необходимо было учесть интересы каждой страны. И в конце 2016 года это удалось. В результате 1 декабря – еще до начала действия соглашения (1 января 2017 года) – впервые с июня 2016 года стоимость барреля марки Brent превысила уровень в 50 долларов за баррель.



Переговоры министров энергетики G20

Источник: Минэнерго РФ

Соглашение о сокращении добычи нефти стран ОПЕК и не-ОПЕК стало наиболее знаковым примером международного многостороннего сотрудничества в энергетической сфере последних лет. Ключевую роль наряду с Россией в успешном заключении и последующей реализации сделки сыграла Саудовская Аравия, которая демонстрирует приверженность соглашению и активное участие в переговорах с другими странами. В течение 2017–2020 годов, благодаря соглашению ОПЕК+ рынок нефти удалось значительно стабилизировать. В 2017 году средняя стоимость Brent на рынке достигла

54,1 доллара, в 2018 году – 71,2 доллара, в 2019 году – 64,7 доллара.

К началу текущего года ожидаемый эффект был достигнут, и участники соглашения готовились к дальнейшему ослаблению ограничений, однако резкое сокращение спроса на энергоресурсы в связи с пандемией коронавируса потребовало принятия незапланированных – более жестких мер. Если в 2019 году спрос на нефть достиг порядка 100 млн баррелей в сутки, в апреле 2020 года он резко сократился примерно до 72–75 млн баррелей в сутки. Для стабилизации ситуации в апреле текущего

года было заключено новое соглашение с 1 мая 2020 года по 1 мая 2022 года. Кроме этого, значительно расширился список участников. Помимо 24 стран ОПЕК+ сделку поддержали ряд государств «большой двадцатки», в том числе США, которые из-за особенностей законодательства хоть и не вошли в кооперацию формально, но выразили готовность содействовать стабилизации ситуации на добровольных началах. Это был беспрецедентный сигнал для рынка.

Со вступлением соглашения в силу 1 мая рынок начал балансировку и примерно в июле-августе, согласно оценкам

Несмотря на начало второй волны эпидемии в ряде стран, мы с коллегами продолжаем смотреть на ситуацию с оптимизмом и рассчитываем, что сможем постепенно наращивать добычу в рамках сделки

аналитических агентств, спрос превысил предложение. В июле коммерческие запасы нефти впервые показали снижение, при этом спрос на нефть восстановился до 90 % от предпандемийного уровня, а нефтяные котировки стабилизировались выше уровня 40 долларов за баррель. На текущий момент, несмотря на начало второй волны эпидемии в ряде стран, мы с коллегами продолжаем смотреть на ситуацию с оптимизмом и рассчитываем, что сможем постепенно наращивать добычу, согласно условиям сделки, без ущерба для рынка.

Помимо соглашения взаимодействие со странами ОПЕК развивается по линии Хартии сотрудничества стран-производителей нефти, которая была единогласно одобрена и подписана в июле 2019 года. Это стратегический документ, у которого нет ограничений по времени действия. Хартия направлена на развитие диалога, технологического сотрудничества, взаимоподдержку энергетической политики нефтедобывающих стран. И это очень важное, знаковое соглашение, так как нефть будет оставаться ведущим источником энергии еще ни один десяток лет.

ФСЭГ

Одни из инициаторов основания Форума стран-экспортеров газа (ФСЭГ) в 2008 году была именно наша страна. Сегодня ФСЭГ – это международная правительственная организация, миссия которой – защита интересов и суверенитета энергетической политики стран-участниц и координации усилий по продвижению природного газа на мировой арене. За время своего существования газовая коалиция объединила 20 стран – ведущих производителей природного газа, которые контролируют 72 % доказанных запасов,

46 % производства, 55 % трубопроводного экспорта газа и 61 % поставок СПГ.

Важнейшим современным событием объединения стало подписание в 2019 году единогласно одобренной Малабской Декларации ФСЭГ, которая закрепила важность роли природного газа в достижении целей ООН в области устойчивого развития, а также незаменимый вклад голубого топлива в охрану окружающей среды, в частности, в смягчение последствий изменения климата. Знаковым для мирового газового сообщества стало внесение в документ формулировки о недопустимости применения односторонних экономических и политических санкций.

Одним из ключевых направлений деятельности ФСЭГ также является мониторинг текущего состояния и прогнозирование развития ситуации на газовых рынках,

Штаб-квартира ФСЭГ

Источник: canyalcin / Depositphotos.com



что необходимо для планирования энергетической политики всех игроков и особенно важно для оценки экономических последствий пандемии коронавируса. По прогнозам ФСЭГ, падение спроса на газ в мире может составить от 2,8 % до 6 % в 2020 году. Восстановление глобальной экономики в 2021 году не сможет компенсировать понесенные газовой отраслью потери, а спрос на газ достигнет уровня 2019 года только в 2022 году. При этом в будущем природный газ останется неотъемлемой частью энергетической трансформации, а его доля газа в мировом энергобалансе к 2050 году превысит 27 %.

В 2020 году темпы роста торговли СПГ будут более медленными и составят до 3–3,5 % при снижении темпов ввода новых мощностей по производству сжиженного газа и сокращения его предложения на рынке. В 2021 году объемы торгового оборота СПГ могут вырасти на 7–7,5 % ввиду возможного оживления спроса и запуска новых проектов. В дальнейшем ожидается ускорение темпов его ежегодного роста до 3,5–5,5 %, вызванное появлением новых импортеров сырья, способных к 2025 году повысить мировое потребление. В этой связи в будущем вновь может возникнуть ситуация с переизбытком предложения СПГ, что повторно поднимает

вопрос о действенных механизмах по стабилизации рынков.

На этом фоне ФСЭГ приобретает особое значение. Это весьма важный для рынка институт в условиях устойчивого превышения глобального предложения газа над спросом в силу замедления темпов эконо-

Падение спроса на газ в мире может составить 2,8–6 % в 2020 г. Восстановление экономики в 2021 г. не компенсирует потери отрасли, а спрос на газ достигнет уровня 2019 г. только в 2022 г.

мического роста и запуска новых мощностей по сжижению природного газа. ФСЭГ должен предвосхищать будущие тренды, задавать темп инновациям и быть примером эффективной кооперации в газовой отрасли. Ведущие эксперты сегодня по степени влияния и авторитета сравнивают газовый альянс с ОПЕК. И это вполне справедливо. Сегодня на базе ФСЭГ существуют

аналогичные ОПЕК возможности по созданию коалиций и договоренностей для балансировки отраслевого рынка. И при необходимости эти рычаги могут быть использованы.

ЕАЭС

Евразийский экономический союз – стратегическая кооперация стран-участниц, которая направлена на повышение конкурентоспособности национальных экономик и уровня жизни населения. Сотрудничество в сфере энергетики со странами СНГ в рамках ЕАЭС является для России одним из приоритетных направлений деятельности. С 2014 года идет работа по созданию общих рынков энергоресурсов стран ЕАЭС, то есть России, Белоруссии, Казахстана, Киргизии и Армении.

Интеграция энергосистем повысит энергобезопасность наших стран и будет способствовать более рациональному использованию энергоресурсов государств союза. В июле 2019 года было завершено формирование общего электроэнергетического рынка, что позволяет на качественно новом уровне использовать имеющиеся преимущества параллельной работы энергосистем государств-членов ЕАЭС. Документ предусматривает принятие единых правил доступа к услугам по межгосударственной передаче электрической энергии и взаимной торговли электрической энергией на общем рынке ЕАЭС к 2022 году.

К 2025 году государства-члены ЕАЭС заключат международные договоры по формированию единых рынков газа, нефти и нефтепродуктов. Для обеспечения бесперебойной межгосударственной транспортировки нефти, нефтепродуктов и газа при участии Минэнерго России организован обмен технологической информацией между трубопроводными компаниями государств-членов ЕАЭС, а также газотранспортных систем государств-членов ЕАЭС и операторами биржевых торгов.

БРИКС

Еще одна международная организация – БРИКС – объединяет пять стран из разных частей света – Россию, Бразилию, Индию, Китай, ЮАР, каждая из которых обладает уникальными для планеты ресурсами. Изначально сообщество предполагалось как консультативный орган,

но практически сразу организация стала преобразовываться в экономический и даже геополитический клуб международного значения. На долю входящих в БРИКС стран приходится более четверти территории Земли, 42 % населения планеты и около 40 % мирового потребления энергии. Поэтому энергетика стала одним из ключевых элементов сотрудничества, основная цель которого – решение проблем обеспечения доступа к недорогой, надежной, устойчивой и современной энергии. Здесь особая роль как раз принадлежит нашей стране, которая является одним из лидеров по запасам углеводородных ресурсов, уровню технологий, в том числе в атомной энергетике.



Заседание Евразийского межправительственного совета
Источник: government.ru

С 2019 года работает созданная по инициативе российской стороны Платформа энергетических исследований БРИКС. Россия в этом году председательствует в объединении БРИКС, и мы видим, что запрос на оценку глобального энергетического развития поступает не только из стран БРИКС, но и других крупных экономик. Энергоплатформа – именно тот инструмент, который позволяет оценить структуру энергопотребления, тенденции производства, стоимости, инвестиции, развитие инфраструктуры не только в странах сообщества, но и в мировом масштабе. Прогнозы строятся на среднесрочную перспективу и способствуют странам БРИКС в формировании грамотной энер-

СПГ останется частью глобальной энергетической трансформации

Источник: Altinosmanaj / Depositphotos.com



гетической политики с учетом полученных данных. Важно, что исследование охватывает не только традиционные угольную, нефтяную, газовую (включая СПГ), электро-энергетическую отрасли, но также возобновляемые источники энергии и использование экологически чистых видов топлива в транспортном секторе, в частности, газа. Устойчивая энергетическая система будет отличным фундаментом БРИКС, у которого, по мнению экспертов, в будущем есть все шансы составить политическую конкуренцию странам «большой семерки».

«Группа двадцати»

В период пандемии страны «Группы двадцати» показали новый уровень кооперации. В апреле состоялась встреча министров энергетики стран «большой двадцатки» на фоне беспрецедентного спада экономической активности, который серьезным образом повлиял на энергетический сектор и снизил спрос на нефть. Была создана краткосрочная энергетическая фокус-группа, в рамках которой налажен эффективный механизм мониторинга и выработки необходимых мер реагирования по балансировке рынка энергоресурсов.

В ходе рабочей группы по устойчивой энергетике «Группы двадцати» мы подробно рассмотрели вопросы циркулярной углеродной экономики, всеобщего доступа к энергии с акцентом на экологичные способы приготовления пищи, безопасности и стабильности энергетических рынков. В результате по итогам сентябрьской министерской встречи ее участники выразили намерения дальнейшей кооперации по выработке принципов безопасности и стабильности энергетических рынков, продолжения коллективных усилий по искорене-

Сегодня наиболее важно обеспечить наличие источников энергии у каждого жителя Земли, доступность научных изысканий для широкого применения, соблюсти интересы всех участников рынка

Как и планировалось в дорожной карте, к 2050 году мы выйдем на формирование пан-Европейского энергетического пространства с интегрированной сетевой инфраструктурой, с прозрачными рынками

нию энергетической нищеты, содействию доступу к надежной и устойчивой энергии. Также был представлен механизм работы платформы циркулярной углеродной экономики (CCE) с так называемой основой «4R», подразумевающей снижение выбросов углерода, использование полученного CO₂, его улавливание и переработку. Рост использования экономики замкнутого углеродного цикла может обеспечить до 40 % сокращения выбросов со стороны промышленного сектора. В целом мы поддерживаем предложенный коллегами подход, при этом целесообразно рассматривать механизм в широком аспекте.

Так как принцип «циркулярной углеродной экономики» основывается на модели круговой экономики из четырех измерений «4R» (сокращение, повторное использование, рециркуляция, удаление), важен каждый компонент, и каждая страна в этой связи вольна выбирать наиболее оптимальное решение, исходя из национальных условий, приоритетов, потребностей и энергетического баланса. Отмечу, что ископаемые источники энергии, в частности, природный газ, могут быть экологически нейтральными с учетом развития и применения современных технологий по улавливанию и утилизации вредных выбросов.

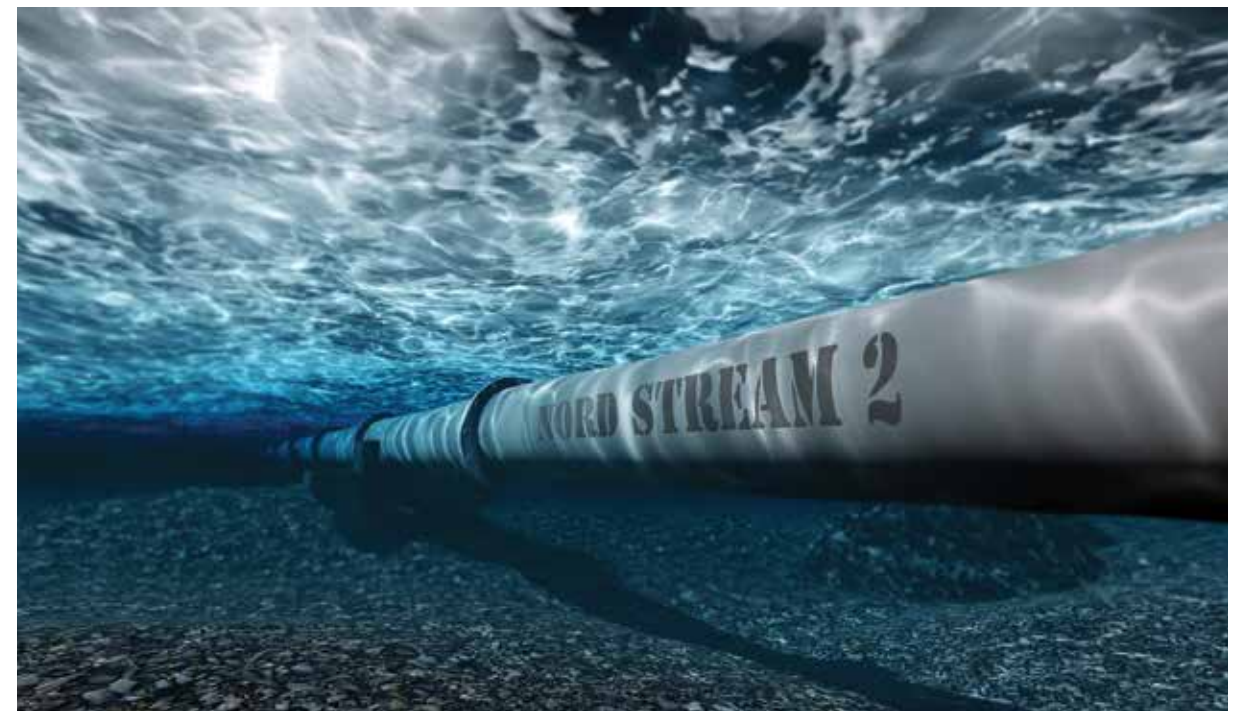
Россия – Евросоюз

Россия – крупнейший поставщик энергоресурсов на рынок Европы в течение последних 50 лет. Документ об утверждении в 2000 году энергодиалога «Россия – ЕС» стал первым для Евросоюза диалогом по энергетике с внешним партнером. Это было уникальное, первое в числе других отраслевых диалогов в двусторонних от-

ношениях соглашение, которое вывело коммуникацию по вопросам энергетики с европейскими партнерами на новый уровень. Налаживание энергодиалога позволило оперативно рассматривать актуальные вопросы энергетического сотрудничества, включая рационализацию производственных и транспортных инфраструктур, возможности для европейских инвестиций, отношения между странами-производителями и странами-потребителями, развитие сотрудничества в сфере энергосбережения.

В последующие годы был подписан ряд совместных документов, регламентирующих действия сторон по предупреждению и оперативному реагированию в случае

по инициативе ЕС, продолжает свою работу Консультативный совет по газу, в рамках которого проводится оценка объемов производства и спроса на российский газ на европейском рынке, формируются рекомендации по долгосрочному взаимодействию России и Евросоюза в газовой сфере. Как мы сегодня видим, европейские страны заинтересованы в поставках российского голубого топлива. Мы в этом еще раз убедились, в частности, по беспрецедентной поддержке европейскими партнерами нашего совместного проекта газопровода «Северный поток – 2». Уже всем очевидно, что это коммерческий проект, который никак не влияет на маршрут поставок газа через Украину. Последний,



Газопровод «Северный поток – 2»

Источник: YurikswO / Depositphotos.com

возникновения внештатных ситуаций в поставках газа, нефти и электроэнергии из России в ЕС. Это, безусловно, значительно повысило энергетическую безопасность континента. В марте 2013 года мы утвердили «Дорожную карту сотрудничества России и ЕС в сфере энергетики до 2050 года», которая направлена на взаимовыгодное развитие отношений России и ЕС в области энергетики и охватывает все отрасли ТЭК.

Несмотря на то, что в 2014 году энергодиалог был формально заморожен

согласно договоренностям, достигнутым в конце 2019 года, будет функционировать как минимум, до 2024 года.

Уверены, что со временем, причем в довольно короткой перспективе, энергодиалог с ЕС возобновится и по другим отраслям ТЭК. Как и планировалось в действующей дорожной карте, к 2050 году мы выйдем на «формирование пан-Европейского энергетического пространства с функционирующей интегрированной сетевой инфраструктурой, с открытыми, прозрач-



СПГ-танкер «Кристоф де Маржери» доставляет российский сжиженный газ в Китай

Источник:
sabetta-yanao.ru

ными, эффективными и конкурентными рынками, которое будет способствовать обеспечению энергетической безопасности и достижению целей устойчивого развития ЕС и России». Это важно, в первую очередь, для потребителей.

МИРЭС

С 2000 года мы активно взаимодействуем на площадке МИРЭС. Созданный в 1923 году по инициативе деловых и энергетических кругов ряда стран Европы и Северной Америки Мировой энергетический совет является крупнейшей энергетической международной неправительственной организацией, в которую входят 92 страны. Одним из основных мероприятий по линии МИРЭС стал Мировой энергетический конгресс (МЭК), который проводится один раз в три года и представляет собой платформу для обсуждения мировыми энергетическими лидерами и экспертами всех аспектов функционирования энергетической сферы, поиска наиболее оптимальных путей развития энергетической системы, предупреждение рисков и формирование ответов на существующие вызовы.

В 2018 году по итогам голосования представителей национальных комитетов стран МИРЭС Россия получила пра-

во на проведение 25-го МЭК в 2022 году в Санкт-Петербурге. МИРЭС сегодня играет исключительную роль в глобальном энергетическом балансе, поэтому и тема МЭК-2022 была выбрана с ориентиром на потребности населения планеты – «Энергия – человечеству». По нашему мнению, сегодня наиболее важно обеспечить наличие источников энергии у каждого жителя Земли, доступность научных изысканий для широкого практического применения, соблюсти интересы всех участников рынка. Все это необходимо для достижения целей социально-экономического благополучия и максимально возможного баланса интересов.

Руководство Минэнерго России возглавляет восемь межправительственных комиссий – с Испанией, Ираном, Пакистаном, Катаром, Турцией, Саудовской Аравией, Конго, Боливией и Афганистаном

От востока до запада

Помимо международных структур, о которых речь шла выше, Россия также входит в Организацию черноморского экономического сотрудничества (ЧЭС), объединяющую 12 государств Причерноморья и Южных Балкан, приоритетом которой является поощрение многостороннего сотрудничества в области промышленности и торговли, энергетики, транспорта, сельского хозяйства, науки и в других сферах.

Международный энергетический форум (МЭФ), образованный в 1991 году, – еще один самостоятельный институт мировой энергетической политики, призванный обеспечивать глобальный диалог потребителей и производителей энергоресурсов. На площадке МЭФ, где также регулярно принимает участие наша страна, уже около 20 лет налажен эффективный диалог между потребителями, производителями и транзитерами энергоресурсов, обсуждаются важнейшие вопросы, такие как повышение прозрачности рынков, преодоление «узких мест» в сфере развития инфраструктуры и правовой базы энергетического сектора, формирование общих подходов к развитию мировой энергетики.

С 2015 года Россия стала полноправным членом Международного агентства по возобновляемым источникам энергии (IRENA), которое образовано по инициативе Германии в 2009 году и объединяет 145 государств. Уже более 10 лет IRENA содействует распространению и устойчивому

использованию всех видов возобновляемой энергии, которые сегодня активно развиваются и в России.

Сотрудничество на энергетическом треке также налажено на базе Электроэнергетического Совета СНГ, Ассоциации государств Юго-Восточной Азии (АСЕАН), Европейской экономической комиссии ООН, Экономической и социальной комиссии ООН для Азии и Тихого океана (ЭСКАТО) и других организаций. Продолжается работа над проектами энергомоств «Россия – Армения – Грузия – Иран» и «Россия – Азербайджан – Иран».

Поставки угля в Индию выросли практически в два раза в 2019 году – до 8,41 млн тонн. Увеличились на 10% в сравнении с 2018 г. поставки угля из России в Японию, превысив 20 млн тонн

Помимо сотрудничества со странами в многосторонних форматах мы уделяем значительное внимание развитию взаимовыгодных двусторонних деловых контактов, которые связывают нашу страну с многочисленными странами-партнёрами по линии энергетики на всех континентах

Поставки нефти в Китай по ВСТО в 2019 году составили 40 млн т

Источник: magazine.neftegaz.ru





Добыча газа на месторождении Zohr
Источник: phillytrib.com

вывая со странами континента проекты в области поставок углеводородов, их хранения и глубокой переработки, а также участвуем в реновациях электроэнергетических мощностей. В январе 2020 года начались поставки газа по газопроводу «Турецкий поток», мощность первой и второй ниток которого составляет по 15,75 млрд кубометров каждая. «Газпром» и немецкая компания VNG на паритетных началах реализуют совместный проект ПХГ «Катарина» в Германии, «ЛУКОЙЛ» владеет нефтеперерабатывающим комплексом на Сицилии Isab, который является третьим по мощности заводом в Европе, а «Силовые машины» участвует в модернизации сербской ГЭС «Джердап-1»,

выполнив досрочно свои обязательства по поставке оборудования.

При этом диверсификация экспорта энергоресурсов – основа новой энергетической политики России, поэтому мы расширяем двустороннее энергетическое сотрудничество со странами АТР, Ближнего Востока, Африки и Америки. В частности, значительно возросли объёмы поставок угля в страны АТР, на стабильно высоком уровне поддерживается экспорт нефти и нефтепродуктов в регион.

Поставки нефти в Китай в 2019 году составили 40 млн тонн, в первом полугодии 2020 года – 19,48 млн тонн. В конце 2019 года компания «Транснефть» вывела трубопровод «Восточная Сибирь – Тихий океан» на максимальную мощность в 80 млн тонн в год. Экспорт угля в Китай увеличился на 19 %, составив в 2019 году 32,8 млн тонн. Введен в эксплуатацию магистральный газопровод «Сила Сибири», обеспечивающий поставку газа в Китай в объеме 38 млрд кубометров газа в год.

Что касается поставок угля в Индию, здесь отмечается рост практически в два раза, в 2019 году – до 8,41 млн тонн. Увеличились на 10 % в сравнении с 2018 года поставки угля из России в Японию, превысив 20 млн тонн. Реализуются совместные с азиатскими компаниями проекты в области добычи углеводородного сырья как за рубежом, так и на территории Российской Федерации. Речь, в частности, идет о проектах компаний «Зарубежнефть» и PetroVietnam – «Вьетсовпетро» и «Русвьетпетро», а также совместных проектах с китайскими, индийскими и японскими партнерами в области производства СПГ («Ямал СПГ», «Арктик СПГ-2»).

Отмечу, что благоприятный климат для взаимодействия российских компаний с регионом Ближнего Востока и Северной Африки сформировало, в том числе, сотрудничество в рамках ОПЕК+. Уверен, что нам необходимо сохранять набранный темп и распространять полученный опыт на другие возможные сферы нашей кооперации. В двустороннем взаимодействии в сфере энергетики со странами региона есть немало возможностей для расширения кооперации. В частности, для продвижения интересов российского бизнеса в регион Ближнего Востока и Северной Африки активно используется механизм межправительственных комиссий по торгово-экономическому сотрудничеству (МПК), а также функциони-



Проект по добыче сверхвязкой нефти «Бока де Харуко» на Кубе

Источник: «Зарубежнефть»

рующих в рамках МПК двусторонних рабочих групп по развитию сотрудничества в сфере энергетики. В качестве примеров успешного взаимодействия приведу недавнее вхождение компании «НОВАТЭК» в ливанский проект разведки и добычи на шельфовых блоках восточной части Средиземноморья, совместную работу «Газпром нефти» и Saudi Aramco в рамках проекта по использованию искусственного интеллекта при геолого-гидродинамическом моделировании, а также участие «Роснефти» в проекте разработки египетского газового месторождения «Зохран» и присоединение «ЛУКОЙЛ» к концессии по освоению месторождения Гаша в ОАЭ.

В Латинской Америке особое внимание уделяется сотрудничеству с Республикой

Куба. Основные усилия на данном направлении сосредоточены в модернизации энергетической системы страны, добыче сверхвязкой нефти с применением инновационных методов, разработанных российскими компаниями.

Как мы видим, на сегодняшний день во внешней энергетической политике России уже достигнуты значительные успехи. В то же время в ближайших планах – расширение российского участия в работе профильных международных организаций и структур, а также в специализированных подгруппах по энергетическому сотрудничеству в составе двусторонних межправительственных комиссий. Кроме того, предстоит дальнейшая работа в части разработки и трансфера инновационных энергетических технологий, в том числе, в области водородной энергетики.

Еще раз подчёркиваю: наша страна всегда готова к обсуждению возможностей налаживания и расширения сотрудничества с партнерами в отраслях ТЭК, причем исключительно на взаимовыгодных условиях. Уверены, что только такой подход будет способствовать снижению рисков в энергетической сфере, повышению эффективности внешнеэкономической деятельности организаций ТЭК и, в конечном счете, позволит значительно повысить уровень энергетической безопасности планеты во благо всех стран и народов.

Благоприятный климат для взаимодействия российских компаний с регионом Ближнего Востока и Северной Африки сформировало сотрудничество в рамках ОПЕК+. Нам нужно сохранять набранный темп

Игорь АРТЕМЬЕВ

Руководитель ФАС России

УДК 303.62: 665.733

DOI 10.46920/2409-5516_2020_10152_16

Сейчас экономика поставок нефтепродуктов идет в обычном русле

Ограничения, введенные из-за пандемии коронавируса, сильно ударили по топливному рынку. Весной 2020 года цены на нефть упали до 10–15 долларов за баррель, транспортная активность населения снизилась до минимальных значений. Компании вынуждены были останавливать нефтеперерабатывающие заводы на внеплановые ремонты, чтобы не допустить их полного закрытия. Тем не менее, цены на топливо российских АЗС остались на докризисно высоких значениях. Как российский топливный рынок пережил пандемию, насколько сильно пострадали независимые АЗС, какие меры были предприняты правительством для поддержания отрасли, какая ситуация складывается на Дальнем Востоке и как идет процесс восстановления спроса на нефтепродукты, – рассказал глава Федеральной антимонопольной службы Игорь Артемьев в интервью журналу «Энергетическая политика».

– Как рынок топлива пережил пандемию коронавирусной инфекции, из-за которой спрос на топливо резко упал в марте-мае, и начал также резко расти в июне-августе? Были ли проблемы с недостатком топлива, когда НПЗ не успевали поставить нужные объемы в нужный срок?

– Действительно, эпидемия коронавирусной инфекции и меры, направленные на ограничение ее распространения (в том числе введение режима самоизоляции), привели к дисбалансу спроса и предложения моторного топлива на рынке. Возникли резкие колебания цен в оптовом и мелкооптовом сегменте.

Для поддержки нефтяной отрасли и обеспечения энергетической безопасно-

сти страны правительство России реализовало ряд мер. Это – временное сокращение нормативов биржевых продаж моторного топлива, временный запрет импорта, что позволило в определенной степени стабилизировать ситуацию.

Нефтяные компании в целях недопущения затоваривания резервуаров и полной остановки производства нефтепродуктов были вынуждены сократить производство, в том числе путем проведения профилактических, внеплановых работ на заводах.

После отмены режима самоизоляции спрос восстановился одномоментно до 90 % от допандемического уровня. В этих условиях предложение топлива в коротком промежутке времени не поспевало за спросом. Вследствие, в мае 2020 года

начался рост цен, который уже в июне 2020 года замедлился, когда был профицитный баланс производства и реализации топлива на внутреннем рынке.

В настоящее время экономика поставок нефтепродуктов на внутренний рынок и экспорт выровнялась.

– Как образовался диспаритет розничных и оптовых цен на топливо на внутреннем рынке в целом по России в последние месяцы лета? Удалось ли решить эту проблему?

– На фоне сильной волатильности цен в оптовом и мелкооптовом сегменте, вызванных эпидемией коронавирусной инфекции, розничная цена изменялась в пределах инфляции, без каких-либо ценовых скачков. Из-за такой разнонаправленной

динамики во всех сегментах рынка нефтепродуктов в краткосрочный период образовался диспаритет между розничными и оптовыми ценами. В целях стабилизации ситуации мы в ежедневном режиме на основе получаемых данных из разных источников, в том числе от наших территориальных управлений, в рамках заседаний Биржевого комитета при ФАС, Штаба при Минэнерго вырабатывали рекомендации и принимали решения по наращиванию предложения нефтепродуктов на должном уровне. И эта работа принесла свои положительные результаты.

– Как этот период прошли ВИНКИ и независимые АЗС? Были ли претензии к работе крупных нефтегазовых компаний, которые балансировали между падением



спроса на нефть, закрытием НПЗ на ремонты, социальной функцией топливного обеспечения и необходимостью сохранения экономически эффективной работы, выгодностью поставок топлива на экспорт и т. д.?

— Конечно, этот период отразился на всех субъектах рынка. Мы ведем постоянный мониторинг текущей ситуации на рынке нефтепродуктов, взаимодействуем с федеральными органами исполнительной власти и ведем диалог с крупными компаниями, биржевыми площадками, экспертными организациями и независимыми участниками рынка нефтепродуктов. Необходимые решения, как я уже говорил, максимально

объемов продаж на бирже, предложения о нормативах продаж для недоминантов, запрет на импорт)? Как в дальнейшем будет развиваться рынок независимых АЗС?

— Для независимых сетей АЗС 2020 год стал испытанием на прочность и профессионализм. В 2019 году и в период резкого снижения оптовых цен маржинальная доходность сетей АЗС находилась на достаточно премиальном уровне, что позволило независимым участникам рынка накопить запас прочности, в том числе заполнить все нефтебазы и нефтехранилища топливом, приобретенным в комфортных для рынка ценовых условиях. В период резкого роста оптовых цен эта «подушка безопасно-



В марте-апреле транспортная активность снизилась до минимума

Источник: *hansenn / Depositphotos.com*

оперативно принимались для удержания ситуации в контролируемой зоне. И, мне кажется, нам это удалось. Принятые меры позволили стабилизировать цены на топливо в оптовом сегменте. Что в итоге также сдержало рост розничных цен.

— Насколько тяжелой оказалась ситуация для независимых АЗС? Обоснованы ли были жалобы РТС? Много ли независимых сетей ушло с рынка? Как это отразилось на топливном обеспечении регионов, где не присутствуют ВИНК? Достаточно ли для этого сегмента оказалось мер, предложенных ФАС и Минэнерго (увеличение

сти» сработала и позволила им восполнить соответствующие потери.

Необходимость увеличения нормативов продаж на бирже нефтепродуктов мы обсуждаем давно. Сейчас мы пришли к единому мнению с коллегами из Минэнерго о поступательном их повышении, но с обязательным распространением на всех участников рынка и введением четких критериев регулярности и равномерности. Все это призвано обеспечить достаточное предложение топлива на бирже, сгладить колебание цен на торгах, сдержать рост цен, предотвратить ажиотажный спрос на рынке нефтепродук-

ФАС работает над новым Национальным планом по развитию конкуренции на 2021–2025 гг. В нем предусмотрено развитие срочного рынка и рынка производными финансовыми инструментами

тов. Отмечу, что каких-либо предпосылок для дефицита топлива в стране не имеется.

В настоящее время ФАС ведет работу по созданию нового Национального плана по развитию конкуренции в Российской Федерации на 2021–2025 годы. В нем предусмотрены мероприятия, направленные на развитие срочного рынка и рынка производными финансовыми инструментами.

Этот инструмент позволяет покупать топливо не только на предстоящий месяц, но и заблаговременно, скажем, за 2–3 месяца или на полгода вперед. Тем самым хеджировать риски и сократить потери от колебаний цен на нефтепродукты.

— Кризис на рынке весной-летом снова обострил проблему обеспечения топливом Дальнего Востока России. В чем причина столь высоких цен на территории всего региона (не только, например, на Камчатке, но и в Хабаровском крае, где есть НПЗ)? Насколько необходим новый НПЗ, например ВНХК, в этом регионе и поможет ли он решить проблемы завышенных цен? Почему так и не заработал дальневосточный режим демпфера?

— Дальневосточный рынок нефтепродуктов имеет определенные особенности по сравнению с другими федеральными округами.

Основные крупнооптовые поставки нефтепродуктов на территорию ДФО осуществляются с четырех нефтеперерабатывающих заводов. Два НПЗ находятся непосредственно в ДФО. Это Комсомольский НПЗ, принадлежащий «Роснефти», и Хабаровский НПЗ, принадлежащий ННК. Есть еще два НПЗ в других регионах — Ангарский и Ачинский — оба также принадлежат «Роснефти».

Мощности двух НПЗ, расположенных в ДФО, не позволяют обеспечить внутрен-

ний рынок округа достаточными объемами нефтепродуктов. Стоимость недостающих объемов нефтепродуктов, поставляемых по железной дороге с сибирских НПЗ, также содержит дополнительные транспортные издержки.

По данным нашего постоянного мониторинга цен на нефтепродукты, исторически ДФО является ценовым лидером во всех сегментах рынка нефтепродуктов среди других федеральных округов России. На формирование цен в мелкооптовом сегменте дальневосточного рынка нефтепродуктов также влияет наличие излишних посреднических структур в системах реализации нефтепродуктов и сла-



Хабаровский НПЗ
Источник: *chemtech.ru*

бая развитость конкуренции. Свой вклад вносят и дополнительные транспортные издержки поставок нефтепродуктов непосредственно в регионы Дальнего Востока, и недостаток емкостей (нефтебаз, складов хранения) под нефтепродукты с целью создания резерва на случай остановки ближайших НПЗ на модернизацию или плановый/внеплановый ремонт. Негативным образом на формирование рыночных цен в мелкооптовом и розничном сегментах рынка и развитие конкуренции на Дальнем Востоке влияет недостаточность предложения моторного топлива на биржевых торгах. Эти проблемы, к сожалению, характерны для всех регионов Дальневосточного федерального округа.

Нефтяные компании по приблизительным расчетам пополнили бюджет за июль 2020 г. на сумму около 44 млрд рублей. За август 2020 г. планируется поступление в бюджет около 29,7 млрд рублей

Безусловно, наличие еще одного НПЗ на территории ДФО окажет существенное положительное влияние на баланс спроса и предложения, а соответственно и на цены. Строительство ВНХК было предложено «Роснефти». Однако по имеющейся у нас информации, «Роснефть» отказалась от реализации этого инвестиционного проекта в связи с изменением налогового маневра. Чтобы повысить эффективность поставок топлива на Дальний Восток, а также в целях снижения цен на нефтепродукты соразмерно на величину предоставляемой субсидии в расчете 4000 рублей на тонну, Минэнерго вместе с нами разработало проект постановления правительства «Об утверждении правил предоставления субсидии из федерального бюджета ОАО «РЖД». Суть постановления – возместить недополученные доходы, возникающие в результате льготных тарифов на перевозку по внутрироссийским железным дорогам топлива, предназначенного для реализации на Дальнем Востоке. Сейчас этот документ проходит межведомственное согласование.

Также ФАС совместно с Минэнерго прорабатывают поправки, направленные на увеличение нормативов продаж нефтепродуктов на бирже, уточнение критериев регулярности и равномерности таких продаж, а также распространение этого на всех участников рынка нефтепродуктов (естественно включая компании, не занимающие доминирующее положение).

– Насколько с точки зрения ФАС обоснованными были претензии автовладельцев на высокие цены на бензин при падении цен на нефть? Если брать цены на нефть на данный момент, то они упали до 40–45 долларов, а цены на бензин выросли до 44 рубля за литр АИ-92

и до 47–48 рублей за литр АИ-95. Нет ли в этом признаков сговора крупных нефтяных компаний?

– В настоящее время цены на нефтепродукты формируются на конкурентных условиях. Какого-либо регулирования на этом рынке со стороны государства нет.

Как известно, на оптовую цену влияет множество факторов. Это, конечно, экономические факторы, ресурсная обеспеченность, конъюнктура внутренних и внешних рынков, включая налоговую нагрузку на нефтяной сектор, изменение пошлин.

Начиная с марта 2020 года, наблюдалось снижение мировых цен на нефть марки Brent с 52,46 долларов за баррель (02.03.2020 г.) до 19,93 долларов за баррель (27.04.2020 г.), что составило около 62 %. Мировые цены на нефтепродукты снизились на 63 % (с 44 466 руб./т до 16 077 руб./т).

На фоне заключенной сделки ОПЕК+ и постепенного возвращения спроса мировая цена на нефть выросла до 39,88 долларов за баррель (14.09.2020 г.), на нефтепродукты до 41 602 рублей за тонну.

Цены на АЗС в апреле-июле оставались стабильными
Источник: gutaper / Depositphotos.com



В июле спрос на топливо восстановился на 90% от докризисного уровня

Источник: Krivosheev / Depositphotos.com

С начала 2020 года рост ставок акциза на автомобильный бензин и дизельное топливо составил 3,5 %.

В целях сглаживания влияния внезапных изменений внешних цен для внутренних потребителей правительство утвердило обратный акциз на нефть с демпфирующей компонентой. Согласно демпферу, компании получают компенсации из бюджета, если экспортные цены на топливо оказываются выше условной внутренней цены. Если же экспортные цены формируются ниже этого уровня, уже компании доплачивают в бюджет. При текущей конъюнктуре рынка нефтяные компании по приблизительным расчетам (в рамках пункта 27 статьи 200 НК РФ) пополнили бюджет за июль 2020 года на сумму около 44 млрд руб. За август 2020 года планируется поступление в бюджет средств на сумму около 29,7 млрд руб. При такой ситуации на рынке нефтепродуктов розничные цены на моторные топлива оцениваются как стабильные.

– С точки зрения ФАС нужно ли изменять в формуле демпфера на бензин индикативные цены на биржевые, как предлагает «Роснефть»? Что выиграет рынок от этого?

– Демпфер стал необходимой мерой, которая позволила стабилизировать ситуацию, связанную с резкими скачками цен на рынке нефтепродуктов. Но в настоящее время он, возможно, требует небольшой корректировки его значений,

которые, по моему мнению, должны быть максимально равными текущим рыночным ценам.

– Что сейчас происходит на рынке авиакеросинов? Обоснованы ли жалобы авиакомпаний на многократный рост цен на топливо в основных аэропортах России, почему авиакомпании неохотно закупают топливо на бирже, почему объемы биржевых торгов находятся на таком низком уровне? Какие меры по стабилизации топливного рынка необходимы?

– В настоящее время рынок авиакеросина можно оценить, как стабильный, как в части объемов реализации, так и в части ценообразования и стоимости. Сегодняшние цены на НПЗ на авиакеросин значительно ниже цен, зафиксированных в аналогичном периоде прошлого года.

Колоссальное влияние на конечную стоимость авиакеросина в аэропортах

Мы предлагаем ускорить принятие правил предоставления субсидии из бюджета РЖД, проработать вопрос применения авиакомпаниями биржевых и внебиржевых индикаторов цен при проведении закупок

оказывают логистические и прочие услуги (перевозка, хранение, заправка самолета).

В целях их снижения мы предлагаем ускорить принятие правил предоставления субсидии из федерального бюджета «РЖД», проработать вопрос применения авиакомпаниями биржевых и внебиржевых индикаторов цен на авиационный керосин при проведении закупочных процедур. Компаниям, осуществляющим поставку авиационного керосина в аэропортах, считаем необходимым проработать вопрос снижения транспортной составляющей в конечной цене на авиационный керосин. Например, оптимизировать количество и стоимость логистических услуг по доставке авиационного керосина, снизить



Львиная доля в цене авиакеросина приходится на услуги по перевозке, хранению, заправке самолета и т. д.
Источник: aapsky / Depositphotos.com

количество посреднических организаций (в случае если доставку керосина может осуществить одна компания).

Также важно проработать вопрос повышения ликвидности биржевых торгов авиационным керосином, в том числе путем привлечения авиакомпаний приобретать авиакеросин на биржевых торгах.

Я бы еще рекомендовал компаниям-производителям авиационного топлива разработать проекты торговых политик, направленных на реализацию авиационного керосина на территории России в целях предупреждения нарушений антимонопольного законодательства.

Реализация этих предложений позволит стабилизировать ценовую ситуацию

на рынке авиационного топлива в регионах Дальнего Востока и будет способствовать формированию справедливых и прозрачных ценовых индикаторов на авиационный керосин.

– Независимые участники топливного рынка неоднократно говорили о необходимости повышения ликвидности биржевых торгов. С точки зрения ФАС, соответствуют ли показатели биржевых цен реальным? Охотно ли нефтекомпании идут на биржу? Достаточны ли предложенные рекомендации по увеличению доли продаж бензина и дизельного топлива на бирже до 11 % и 7,5 % соответственно? Нужны ли вообще подобные рекомендации, если компании сами идут на биржу?

– Биржевая торговля в качестве эффективного проконкурентного инструмента была применена ФАС на рынке нефтепродуктов впервые в 2008 году в рамках предписаний, выданных антимонопольными органами в отношении нефтяных компаний. В настоящее время на бирже реализуется нефть, нефтепродукты, природный газ, минеральные удобрения, лес и лесоматериалы, нефтехимия, сахар, зерно.

Вопросы развития биржевой торговли относятся к приоритетам государственной конкурентной политики, которые закреплены в указе № 618, а также в утвержденном им Национальном плане.

Являясь системной мерой, биржевая торговля способствует развитию конкуренции на товарных рынках, в первую очередь, на сырьевых, а также финансовых рынках, с учетом синергетического эффекта. В частности, повышается прозрачность ценообразования. Индикаторы цен, регулярно публикуемые биржей, используются компаниями при осуществлении ими хозяйственной деятельности, а также органами власти при исполнении ими своих функций.

В целях увеличения ликвидности биржевых торгов мы совместно с Минэнерго разработали проекты нормативных правовых актов, предусматривающие увеличение минимальных нормативов продаж на бирже на бензины до 11 % и 7,5 % – дизельное топливо. Обязанность по реализации нефтепродуктов в указанных объемах распространится на всех нефтепереработчиков, включая тех, кто не занимает доминирующее положение на рынке нефтепродуктов. Также я считаю необходимым ввести ответственность за несоблюдение регулярности и равномерности при реали-

Демпфер стал необходимой мерой. В настоящее время, возможно, требуется небольшая корректировка его значений, которые должны быть максимально равными текущим рыночным ценам

зации нефтепродуктов на бирже и запретить трейдерами покупать нефтепродукты в интересах нефтяных компаний.

Сейчас проекты этих документов опубликованы на regulation.gov.ru и проходят оценку регулирующего воздействия. Акты будут приняты по результатам завершения всех необходимых мероприятий, предусмотренных действующим законодательством.

Их реализация позволит стабилизировать ситуацию на рынке нефтепродуктов, обеспечив достаточное предложение моторного топлива на биржевых торгах, сдержать рост цен. Надеюсь, что это также послужит предотвращению ажиотажного спроса на рынке нефтепродуктов.

– Как будет развиваться топливный рынок России в дальнейшем? Будет ли

Транспортировка авиакеросина идет, в основном, по ж/д

Источник: Alex-VN / Depositphotos.com



продолжаться рост цен, удастся ли сохранить его в пределах инфляции? Что для этого нужно сделать? Стоит ли вводить ограничения на экспорт топлива для крупных нефтяных компаний, как предлагал РТС? Насколько внутренний рынок сбалансирован, требуются ли новые меры поддержки?

– В этом году сложилась достаточно непростая ситуация на рынке нефтепродуктов. Биржевой механизм показал себя как верифицированный рыночный инструмент, способствующий стабилизации ситуации. Он позволил обеспечить хрупкое равновесие между балансом спроса и предложения. Дальнейшее его развитие – абсолютно закономерно и своевременно.

Как я уже сказал, мы на постоянной основе осуществляем мониторинг текущей ситуации на рынке нефтепродуктов. Мы находимся в постоянном взаимодействии с другими органами власти и в диалоге с ВИНКАми, биржевыми площадками, экспертными организациями и независимыми участниками рынка нефтепродуктов.

В рамках заседаний биржевого комитета при ФАС, штаба при Минэнерго мы обсуждаем текущую ситуацию на рынке нефтепродуктов и принимаем решения, направленные на сохранение стабильности на них.

В настоящее время экономика поставок нефтепродуктов на внутренний рынок и экспорт выровнялась и находится в обычном русле.



Металлургический завод в Бирмингеме

Источник: ftadviser.com

УДК 502.15:339.54.012.435

DOI 10.46920/2409-5516_2020_10152_24

«Зеленый» протекционизм Европы

Green protectionism in Europe

Пётр БОБЫЛЕВ
Заместитель директора департамента развития электроэнергетики
e-mail: minenergo@minenergo.gov.ru

Petr BOBYLEV
Deputy director of Department of power engineering development
e-mail: minenergo@minenergo.gov.ru

Антон СЕМЕЙКИН
Директор департамента экономической безопасности в ТЭК
e-mail: minenergo@minenergo.gov.ru

Anton SEMEIKIN
Head of Department of economic security in FEC
e-mail: minenergo@minenergo.gov.ru

Нефтеперерабатывающий завод OMV в Швехате

Источник: BAYERNOIL.de



Аннотация. Авторы статьи рассматривают возможность введения углеводородного налога в Европе. В статье проведен анализ последствий и рисков такого шага для экономики России, как основного поставщика энергоресурсов в Европу. Авторы также предлагают комплекс мер по снижению негативного влияния углеводородного налога на российскую экономику.
Ключевые слова: Европа, климатическая повестка, углеводородный налог, выбросы парниковых газов.

Abstract. The authors of the article are considering the possibility of introducing a hydrocarbon tax in Europe. The article analyzes the consequences and risks of such a step for the Russian economy, as the main supplier of energy resources to Europe. The authors also propose a set of measures to reduce the negative impact of the hydrocarbon tax on the Russian economy.
Keywords: Europe, climate agenda, hydrocarbon tax, greenhouse gas emissions.

Трансграничное углеродное регулирование, по сути, является элементом давления на экономический суверенитет стран – торговых партнеров ЕС

В этом году одной из самых обсуждаемых экономических новостей в мире, которую не смогла заглушить даже пандемия коронавируса, стала новость о планах Европейского союза по введению трансграничного углеродного регулирования. Благие цели заботы о климате планеты легко могут скатиться к протекционистским мерам для поддержки европейских предприятий. Даже при первом приближении обсуждаемые механизмы противоречат целому ряду международных норм и правил. Против «углеродного налога» выступили крупнейшие импортеры Европы. Для российских же предприятий планы Евросоюза чреваты платежами в сотни миллиардов рублей в год, что, в свою очередь, негативно скажется на экономической безопасности российского ТЭК.



Заккрытие шахты Auguste Victoria
Источник: techkee.com

«Зеленая сделка»
В утвержденных президентом России Стратегии национальной безопасности и Доктрине энергетической безопасности отдельное внимание уделяется развитию экономики и обеспечению экономической безопасности России. Нарастание международных усилий по реализации климатической политики и ускоренному переходу к «зеленой» экономике прямо названо в этих документах внешнеполитическим вызовом энергетической безопасности.
В рамках климатической повестки, связанной с реализацией Парижского соглашения по климату, Евросоюз заявляет о крайне амбициозных целях по сокращению объема выбросов парниковых газов.

В 2019 году Еврокомиссия представила «Зеленую сделку», содержащую комплекс мер, который, по мнению разработчиков, позволит Европе к 2050 году достичь углеродной нейтральности, то есть баланса эмиссии и поглощения парниковых газов. По сути речь идет о новом масштабном направлении развития ЕС и серьезных изменениях в структуре его экономики, затрагивающих не только европейские предприятия, но и импортеров из других стран, так как одним из обсуждаемых механизмов в рамках «Зеленой сделки» является введение трансграничного углеродного регулирования.

ресурсов из конкурирующих юрисдикций. Например, стоимость водородной технологии восстановления железа в 5 раз выше стоимости традиционной, но она позволяет европейским странам избежать зависимости от импорта угля, добыча которого на территории Евросоюза экономически неэффективна.

Введение трансграничного углеродного регулирования, по своей сути, является элементом давления на экономический суверенитет стран-торговых партнеров ЕС, поскольку стимулирует их к ускоренному внедрению схожих моделей углеродного



Добыча нефти в шотландской части Северного моря

Источник: thescottishsun.co.uk

«Углеродный налог» на ввозимую в Евросоюз продукцию призван поддержать и повысить конкурентоспособность европейских производителей, чья продукция (в связи с отказом от традиционных энергоносителей) потеряла свою ценовую привлекательность. При этом решение о переходе на более дорогие источники энергии и сокращении материалоемкости экономики ЕС было продиктовано политической задачей по прекращению использования ресурсов, производство которых становилось экономически невыгодным на территории ЕС, поскольку возникала критическая зависимость от импорта таких

регулирования с использованием фискальных и ограничительных механизмов. Результатом такого подхода может стать утрата ценовых преимуществ продукции, производимой с использованием традиционных энергетических ресурсов. Для российских экспортно-ориентированных отраслей экономики, в особенности энергоемких производств (тяжелое машиностроение, металлургия) и нефтегазовой промышленности такие меры будут носить заведомо дискриминационный характер и приведут к значительным финансовым потерям. В связи с чем приоритетным направлением становится обеспечение

Трансграничное углеродное регулирование может войти в европейский закон о климате, который должен быть принят летом 2021 года. Начало регулирования ожидается в 2025–2030 годах

устойчивости нашей экономики в целом и отдельно экономических условий функционирования ТЭК на фоне планов ЕС по «углеродному налогу».

Нужно отметить, что уже сейчас для стимулирования сокращения углеродоемкости экономики на территории Евросоюза действует система квотирования выбросов парниковых газов и система торговли этими квотами (EU ETS), которая распространяется на наиболее энергоемкие отрасли промышленности.

Параметры введения трансграничного углеродного регулирования пока прорабатываются. В настоящее время проводятся официальные публичные консультации, которые должны завершиться 28 октября 2020 года. Принятие Еврокомиссией решения по введению углеродного регулирования ожидается во втором квартале следующего года. Предполагается, что трансграничное углеродное регулирование войдет в европейский закон о климате, который должен быть принят летом 2021 года. Полномасштабное начало регулирования может произойти в 2025–2030 годах.

Возможными формами трансграничного углеродного регулирования, которые сейчас обсуждаются на международных площадках, являются распространение на импортеров требований EU ETS, введение таможенной пошлины, ставка которой будет применяться к объему выбросов парниковых газов при производстве продукции, или потребительского налога на импортную продукцию. При этом две последние формы являются наиболее вероятными для применения. Отдельно стоит отметить, что учитываемый объем выбросов парниковых газов может включать в себя как прямые выбросы при производстве продукции, так и косвенные энергетиче-

ские выбросы (выбросы при производстве энергии, использованной для производства поставляемой на территорию Евросоюза продукции). Предполагается, что прогнозная цена за такие выбросы будет основываться на уровне текущей цены на EU ETS (в настоящее время около 25–30 евро за тонну CO₂-экв.).

Позиции заинтересованных сторон

Проведенные Еврокомиссией предварительные консультации показали разнонаправленность позиций сторон по всем аспектам трансграничного углеродного регулирования, в том числе относительно форм и условий его введения, целей, механизма регулирования, отраслевого охвата,

НПЗ в Швехате

Источник: OMV Aktiengesellschaft



направлений использования собранных средств. Предлагаемая инициатива также не соответствует экономическим интересам ряда стран, входящих в Евросоюз, что осложняет поиск консолидированного решения.

Еще до начала официальных консультаций появился ряд противоречий на международном уровне. Мнения о возможном протекционистском и одностороннем подходе выразили представители органов государственной власти США и Китая. В частности, министр торговли США Уилбур Росс предупредил, что страна примет ответные меры в отношении Евросоюза, в случае, если предлагаемый трансграничный «углеродный налог» будет носить протекционистский характер.

По мнению российских экспертов, обсуждаемые механизмы углеродного регулирования нельзя назвать иначе как протекционистскими. Предполагаемый фокус на фискальных мерах будет означать, что импортерам продукции в ЕС будет необходимо заплатить цену за углерод, сопоставимую с ценой на европейском рынке. В условиях, когда международные финансовые институты ограничивают доступ российских компаний к дешевым кредитам и «длинным» инвестициям, а на внутреннем рынке отсутствуют налоговые льготы, стимулирующие масштабные «климатические» капиталовложения, для российского бизнеса проблема корректного расчета углеродного следа поставляемой на экспорт продукции становится критически важной. Такой расчет должен максимально полно учитывать не только выбросы парниковых газов в процессе производства экспортируемой продукции, но и сопряженные проекты по компенсации выбросов CO₂, реализуемые на территории нашей страны.

Объем выбросов парниковых газов может включать как прямые выбросы производства, так и косвенные энергетические. Их стоимость может основываться на цене на EU ETS (25–30 евро за тонну CO₂)



Тесла в точке зарядки на канале, Амстердам
Источник: areadeposit / Depositphotos.com

Он необходим для того, чтобы обеспечить «климатическую нейтральность» нашей продукции.

Компенсационные проекты для России могут быть важным направлением бизнеса, учитывая глобальный характер климатических вопросов и потенциал России по развитию такого направления, как лесовосстановление и сохранение бореальных лесов. При этом актуальная редакция проекта европейского закона о климате не предполагает использования трансграничных офсетных проектов для компенсации выбросов в Евросоюзе. Такие проекты должны быть реализованы на территории ЕС. Это значит, что сегодня федеральные органы исполнительной власти, участвующие в формировании климатической политики России и представляющие ее на международных площадках, должны активизировать усилия по принятию отраслевых методик расчета углеродного следа продукции, учитывающих как прямые, так и косвенные выбросы, а также результаты реализации компенсационных проектов. Кроме того, становится крайне важным обеспечить скорейшее внедрение российской системы верификации и валидации сокращений выбросов парниковых газов, интегрированной в международную систему. Нужно более активно отстаивать интересы России на переговорных площадках в рамках Парижского соглашения, чтобы результаты российских компенсационных проектов

в полном объеме вычитались из углеродного следа отечественной продукции.

Введение трансграничного углеродного регулирования стоит рассматривать в общем контексте программы «Зеленой сделки», которая направлена не только на сокращение выбросов парниковых газов, но и на снижение зависимости ЕС от поставок энергоресурсов из стран, не входящих в него. Механизм углеродного регулирования в неблагоприятном для энергоносителей формате, особенно в комбинации с другими элементами «Зеленой сделки» (прежде всего с климатическим регулированием) может создать дополнительное давление на потребителей в Евросоюзе. Это в свою очередь негативно повлияет на уровни потребления российских энергоресурсов на европейских рынках. Необходимо также принимать во внимание, что в «Зеленой сделке» значительное внимание уделяется развитию «экологических» газов внутри ЕС. В ряде прогнозов ENTSOG (правда, наиболее агрессивных) доля импортируемого в Европу газа снижается до 10–20 % за счет перехода европейской энергетики на «зеленый» водород, полученный на основе гидролиза воды при использовании энергии ветряной и солнечной генерации. Негативные эффекты для стран-экспортеров традиционных энергоносителей при этом очевидны.

Финансовые последствия

Еврокомиссия в 2021–2027 годах ожидает получить от применения трансграничного углеродного регулирования от 5

до 14 млрд евро в год. «Углеродный налог» обозначен в качестве одного из источников финансирования масштабного (около 750 млрд евро) плана финансовой помощи по выводу экономики Евросоюза из кризиса, вызванного пандемией коронавируса.

Проект европейского закона о климате не предполагает использования трансграничных офсетных проектов для компенсации выбросов в Евросоюзе. Такие проекты должны быть реализованы в ЕС

По оценкам Института народнохозяйственного прогнозирования Российской академии наук, финансовые потери российских экспортеров от введения Евросоюзом трансграничного углеродного регулирования могут составить 2,8–3,6 млрд евро в год (при цене за единицу выбросов 20–25 евро за тонну CO₂-экв. с учетом только прямых выбросов). Однако, необходимо учитывать, что в данный анализ была включена широкая номенклатура товаров, в том числе подпадающих под выдачу бесплатных квот в Евросоюзе. Наиболее реалистичным вариантом представляется введение трансграничного углеродного регулирования для узкой линейки товаров. Таким образом,

Ветряные турбины на ветряной электростанции в Галисии, Испания

Источник: jorisvo / Depositphotos.com



суммарные ежегодные издержки российских экспортеров будут около 1 млрд евро, что существенно изменит существующий уровень фактической фискальной нагрузки для отраслей, попавших под такое регулирование (металлургия, энергетика, химическая промышленность).

Если в базу для расчета платы в рамках трансграничного углеродного регулирования будут входить также косвенные энергетические выбросы, его дискриминационный характер в отношении российской продукции может усилиться из-за структурных особенностей российской системы энергоснабжения.



Металлургический завод FINSIDER в Италии
Источник: warosu.org

Соответствие нормам международного права

По мнению ряда экспертов, введение «углеродного налога» в ЕС не соответствует правилам ВТО и создает угрозу двойного налогообложения. Необходимо отметить, что Еврокомиссия рассматривает возможность введения трансграничного углеродного регулирования на основании пункта 2 статьи II Генерального соглашения по тарифам и торговле (ГАТТ) 1947 года, согласно которому допускается введение ввозных пошлин на любой товар, эквивалентных внутреннему налогу.

При этом Евросоюзом игнорируется тот факт, что часть 5 статьи 3 Рамочной конвенции ООН об изменении климата

прямо содержит норму, не допускающую использование мер по борьбе с изменением климата для ограничения международной торговли. Также мы видим противоречие с пунктом 1 статьи XI ГАТТ 1947 года, в соответствии с которым запрещаются установка протекционистских тарифов, дискриминация между ввозимыми товарами и товарами внутреннего производства и применение иных скрытых ограничений международной торговли.

Со стороны ЕС возможны попытки обосновать введение трансграничного углеродного регулирования в рамках положений статьи XX ГАТТ, допускающей применение договаривающейся стороной мер, относящихся к консервации истощаемых природных ресурсов, если подобные меры проводятся одновременно с ограничением внутреннего производства или потребления.

В связи с этим необходимо отметить, что статья XX ГАТТ по своей природе является исключительной с точки зрения ее использования (она и называется «Общие исключения»), поскольку обусловлена «двухуровневыми» ограничениями, в рамках которых необходимо выполнение следующих условий:

- 1) доказательство необходимости применения исключительных мер, в том числе, связанных с консервацией истощаемых природных ресурсов, если подобные меры проводятся одновременно с ограничением внутреннего производства или потребления;
- 2) такие меры не должны стать средством произвольной или неоправданной дискриминации между странами, в которых преобладают одинаковые условия, или скрытым ограничением международной торговли.

Таким образом, порядок применения исключений, предусмотренных статьей XX ГАТТ, является сложной многоступенчатой процедурой, для которой потребуются подготовка значительной доказательной базы, обосновывающей то, что предлагаемая мера направлена на консервацию истощаемого природного ресурса (под которым в контексте данного обсуждения ЕС может понимать стабильный климат) и способствует защите жизни или здоровья человека, животных и растений от негативного воздействия изменения климата.



ОЭМК, Старый Оскол

Источник: metalloinvest.com

Встречные меры

На уровне международного взаимодействия представляется необходимым оспаривать введение трансграничного углеродного регулирования в рамках двустороннего обсуждения с Евросоюзом, а также в формате соответствующих международных и наднациональных структур (ВТО, Парижского соглашения и пр.). Также стоит отдельно проработать возможность координации усилий по противодействию введению трансграничного углеродного регулирования с государствами, которые выражают отрицательную позицию относительно его введения (ОАЭ, Катар, Саудовская Аравия и другие).

Важным моментом мы считаем последовательное продвижение на международных переговорах тезиса о при-

оритетности механизмов климатической политики, обсуждаемых в рамках статьи 6 Парижского соглашения и являющихся основой международной кооперации в области предотвращения изменений климата. Статья 6 Парижского соглашения регулирует вопросы финансового и нефинансового взаимодействия между странами при реализации проектов по сокращению выбросов и увеличению поглощения парниковых газов.

В случае введения трансграничного углеродного регулирования ключевыми задачами по защите интересов российской промышленности представляются:

- признание на международном уровне данных российских производителей об углеродоемкости их продукции (объеме парниковых газов, эмитированных при производстве в расчете на единицу продукции с обязательным учетом результатов компенсационных мероприятий);
- возможность реализации проектов по сокращению и поглощению выбросов парниковых газов для компенсации углеродоемкости продукции;
- определение и учет углеродоемкости по видам продукции для каждого конкретного поставщика;
- освобождение от платы в случае соответствия продукции уровню бенчмарка Евросоюза по выбросам парниковых газов для аналогичной категории товаров;

ЕК ожидает получить от углеродного регулирования 5–14 млрд евро в год. «Углеродный налог» обозначен как один из источников финансирования плана выхода ЕС из коронавирусного кризиса

Для минимизации последствий введения ЕС «углеродного налога» нужно провести анализ всех национальных проектов и разработать комплекс мер для адаптации российского ТЭК к его применению

- корректировка платы для продукции, которая не соответствует уровню бенчмарка, однако достигает средних показателей выбросов парниковых газов в Евросоюзе по аналогичной категории товаров;
- установление для применения «углеродного налога» переходного периода в отношении импортеров продукции;
- обеспечение равных условий для российских поставщиков и европейских производителей по предоставлению бесплатных квот на выбросы парниковых газов.

Для решения перечисленных задач необходимо разработать российские отраслевые методики оценки углеродоемкости про-

дукции и обеспечить их признание на международном уровне, а также ускорить принятие законопроекта «О государственном регулировании выбросов парниковых газов и внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации». Такие действия позволят сформировать необходимую нормативно-правовую основу для реализации проектов по сокращению выбросов и увеличению поглощения парниковых газов. В рамках этой работы Минэнерго России в настоящее время разрабатывает методику распределения электроэнергии из энергосистемы от ее поставщиков (производителей), позволяющую определить косвенные выбросы парниковых газов любого хозяйствующего субъекта.

Еще один из ключевых вопросов — разработка в России методических указаний по определению объема поглощения парниковых газов. В нашей стране до сих пор нет единой методики, которая бы достаточно достоверно оценивала имеющийся потенциал поглощающей способности всех экосистем страны. Существующие методические указания носят рекомендательный характер и учитывают только поглощение «управляемых лесов» (то есть тех, где непосредственно ведется лесное хозяйство), и не рассматривают возможность поглощения углерода лесами, расположенными на землях сельскохозяйственного назначения, землях Минобороны России, землях

поселений. Также в указанном документе не учитывается возможность поглощения углерода другими биомами — лугами, сельскохозяйственными, водными объектами.

По мнению Минэнерго России, для минимизации возможных последствий от введения «углеродного налога» целесообразно провести анализ всех национальных проектов, по результатам которого разработать комплекс мер, направленный на адаптацию российской экономики и отдельно ТЭК к применению ЕС трансграничного углеродного регулирования.

Необходимо принимать во внимание, что от устойчивого функционирования ТЭК напрямую зависит работа смежных отраслей экономики, в частности промышленности, здравоохранения, обороны и иных, а также то, что на долю ТЭК приходится 51,8 % от общего объема выбросов парниковых газов в России. Таким образом, целесообразно рассмотреть вопрос о создании на базе Минэнерго России «центра компетенций», который будет разрабатывать и определять единые подходы в регулировании выбросов парниковых газов. В работе такого центра на должны участвовать Минпромторг, Минстрой, Минтранс и Минсельхоз.

Отдельно стоит сделать акцент на следующем. В Климатической доктрине России особую роль играет повышение энергоэффективности во всех секторах экономики в качестве меры, обеспечивающей снижение выбросов парниковых газов и увеличение их абсорбции поглотителями и накопителями. В ТЭК это достигается, в частности за счет повышения эффективности производства и потребления тепловой и электрической энергии.

С учетом планов ЕС по введению трансграничного углеродного регулирования, начатая Минэнерго России еще с 2014 года работа по оптимизации функционирования ТЭС для снижения расходов топлива на отпуск электроэнергии становится особенно актуальной и своевременной. Она позволяет снизить негативное воздействие электростанций на окружающую среду, включая сокращение выбросов парниковых газов. Оптимизация загрузки генерирующего оборудования с увеличением доли производства электроэнергии в комбинированном цикле, поддержка обновления основных фондов электростанций, а также улучшение энергоэффективности ТЭС уже привели к формированию устойчивой дина-

мики снижения выбросов. Так, в 2019 году по сравнению с 2014 годом ТЭС России снизили выбросы загрязняющих веществ на 19,6 %, а выбросы парниковых газов сократились на 6,48 %. Отдельного внимания заслуживает тот факт, что это произошло на фоне роста объемов производства тепловой и электроэнергетики при неизменности доли потребления угля в топливном балансе электроэнергетики России.

В заключении, необходимо отметить, что складывающаяся геополитическая обстановка является новым вызовом экономической безопасности ТЭК и, как следствие, национальной безопасности нашей страны. Для того, чтобы такой вызов



Производство водорода
Источник: [versiya.info](https://www.versiya.info)

не стал угрозой, а создал стимулы к развитию новых направлений, нам необходимо реализовать ряд мероприятий, в том числе на международных площадках, особое внимание при этом уделив повышению энергоэффективности и экологичности ТЭК. Отмечаем, что для реализации предложенных инициатив необходимы совместные усилия всех федеральных органов исполнительной власти, при активном содействии отраслевого, экспертного и научного сообщества. Минэкономразвития, Минэнерго, Минпромторг, Минприроды, Минсельхоз и МИД должны синхронизировать свои усилия для ответа на стоящие перед Российской Федерацией вызовы и угрозы в сфере климата.



Солнечные панели возле католической церкви

Источник: [GoneWithTheWind / Depositphotos.com](https://www.gonewiththewind.com)

«Зеленая сделка» – реальность, в которой надо жить

The Green Deal is a reality to live in

Анна ДОГУАБ

Обозреватель журнала «Энергетическая политика»

e-mail: anna.gorshik@yandex.ru

Anna DOGUAB

Correspondent of the Energy Policy magazine

e-mail: anna.gorshik@yandex.ru

ЕС ускоряет работу по реализации Парижского соглашения по климату

Источник:
danmir12 / Depositphotos.com



Аннотация. Статья представляет собой обзор дискуссии о переходе Европы на безуглеродную экономику, которая состоялась на полях Тюменского нефтегазового форума. В ней собраны высказывания чиновников и топ-менеджеров нефтегазовых компаний, анализирующих риски такого перехода для российской экономики.

Ключевые слова: «Зеленая сделка», безуглеродная экономика, выбросы углекислого газа.

Abstract. The article is an overview of the discussion on Europe's transition to a carbon-free economy, which took place on the sidelines of the Tyumen Oil and Gas Forum. It contains the statements of officials and top managers of oil and gas companies, analyzing the risks of such a transition for the Russian economy.

Keywords: Green Deal, carbon-free economy, carbon dioxide emissions.

//

Еврокомиссия заявила о планах по ускорению сокращения выбросов CO₂ на 55 % от объемов 1999 года вместо ожидаемых ранее 40 %

Европейский союз в декабре 2019 года представил первый план-презентацию по переходу к 2050 году на безуглеродную экономику, так называемую «Зеленую сделку» (Green Deal). Она предполагает сокращение выбросов парниковых газов в основных энергоемких секторах европейской экономики за счет использования энергии из возобновляемых источников, повышение энергоэффективности, развитие технологий использования и хранения электроэнергии и тепла.

Реализация подобного перехода потребует более быстрого отказа от выбросов парниковых газов. Глава еврокомиссии Урсула фон дер Ляйен уже заявила, что объемы выбросов CO₂ к 2030 году должны быть сокращены на 55 % от выбросов 1999 года вместо планируемых ранее 40 %. По оценкам экспертов, для выполнения этого плана доля ВИЭ в структуре электроэнергетики теперь должна вырасти с нынешних 32 % до 65 %, а в общем спросе на электроэнергию до-

стичь 38–40 % по сравнению с нынешними 33 %. По данным агентства Reuters, это потребует дополнительных инвестиций в 300 млрд евро в 2021–2023 годах.

Одновременно прорабатывается вопрос о введении углеродного налога на товары, импортируемые в Европейский союз из других стран. Россия является одним из основных поставщиков энергоресурсов и металлургической продукции в Европу. По расчетам экспертов, введение такого налога может обойтись российской экономике в 3–5 млрд долларов в год. Такие перспективы заставляют российские компании уже сейчас искать возможности по оптимизации производства и приспособлению к европейским планам. Тема введения углеродного налога при импорте продукции стала одной из ключевых на Тюменском нефтегазовом форуме.

Кот в мешке

Россия уже давно идет по пути повышения энергоэффективности и снижения негативного воздействия на окружающую среду. Основную роль при этом сыграл запущенный несколько лет назад процесс по стимулированию компаний к переходу на наилучшие доступные технологии. Однако насколько они будут соответствовать новым инициативам Евросоюза пока не известно. Не решенным остается и вопрос о компенсационных подходах при расчете объемов выбросов парниковых газов.

«Перед всеми компаниями нефтегазового сектора, тяжелой промышленности и другими предприятиями первой категории влияния на окружающую среду, стоит задача перейти на наилучшие доступные технологии и получить все необходимые экологические разрешения к 2024 году. У всех компаний

должны быть программы по повышению экологической эффективности и снижению выбросов парниковых газов... Международное законодательство еще только разрабатывается. «Зеленая сделка», например, практически не предусматривает компенсационных мероприятий по снижению углеродного следа. Имеющиеся методы, связанные с лесовосстановлением, сохранением биоразнообразия, возможности хранения CO₂ в рамках законодательства ЕС еще не рассматриваются», – отметил заместитель министра природных ресурсов и экологии РФ Денис Храмов. «Сейчас в методике учитывается поглощающая способность только управляемых лесов, а у нас гигантские неуправляемые лесные массивы», – добавил он.

«Самый большой риск сейчас – неопределенность самого механизма (взимания налога), это настоящий «кот в мешке». Мы не знаем, на что надо ориентироваться», – добавил заместитель министра промышленности и торговли РФ Михаил Иванов.

Гиганты ставят на зеро

Ориентиром для подготовки к глобальной безуглеродной экономике могли бы стать европейские нефтегазовые гиганты, такие как Shell, BP, Total, Eni и другие. Каждая из них уже объявила о том, что будет постепенно уходить от добычи нефти и наращивать производство «чистой энергии» на основе ВИЭ и газа так, чтобы к 2050 году выбросы углерода были равны нулю.

BP пошла дальше всех, объявив о конце нефтяной эпохи. Компания намерена инве-

стировать 5 млрд евро ежегодно, чтобы увеличить свои мощности, работающие на ВИЭ, более чем в 20 раз – до 50 ГВт. Одновременно BP планирует создать комплексный портфель низкоуглеродных технологий, включающий ВИЭ, биоэнергетику и водород. Добыча нефти и газа компанией к этому сроку снизится на 1 млн баррелей нефтяного эквивалента в сутки или 40 % от уровня 2019 года, а выбросы от добычи – на 30–40 %. Входить в новые геологоразведочные проекты BP больше не будет. Total объявила, что будет инвестировать 2–3 млрд евро в год, чтобы к 2030 году увеличить производство электроэнергии на треть за счет СПГ и энергии из возобновляемых источников.

Европейские нефтегазовые гиганты, такие как Shell, BP, Total, Eni, уже объявили о том, что будут наращивать производство «чистой энергии» и снижать к 2050 году выбросы углерода до нуля

Однако подобные заявления европейских гигантов пока вызывают у коллег больше вопросов, чем стремлений взять их методы на заметку. «Мы очень внимательно изучали все публичные заявления наших коллег европейских компаний: Shell, Total (SPB: TOT), BP,

Eni – они были сделаны буквально в течение последних 6–8 месяцев. Это длинные заявления, они достаточно пространные, пока без конкретики и какого-либо фактического наполнения. В них они говорят, что большинство из них уходят на возобновляемые источники энергии, на развитие этого вида деятельности. Корпорации делятся пополам: одна половина занимается естественными ресурсами, углеводородами, вторая половина сосредотачивается на лесоразведении, возобновляемых, экологически чистых, «зеленых», «голубых» водородах», – сказал первый вице-президент «ЛУКОЙЛа» Азат Шамсуаров.

«Это тоже вызов. Мы совсем недавно были свидетелями, как энергия из ВИЭ была в 3–4 раза дороже энергии из традиционных источников. Сейчас эта цена сопоставима. Мы ведем оценку последствия для компании от углеродных инициатив как в России, так и за ее пределами. Очевидно, что мы бы хотели принимать участие в защите интересов государства и в защите бюджетного наполнения», – добавил он.

Впрочем, стремление европейских нефтегазовых гигантов к переходу на «чистую энергию» может иметь «грязную» подоплеку. По мнению главы «Газпром нефти» Александра Дюкова, ими движет не столько забота об экологии, сколько борьба за сохранение лидирующих позиций на энергетических рынках.

«Если говорить о причинах этого, прежде всего в Европе, то на мой взгляд, речь идет не только о беспокойстве по поводу климата, хотя, это безусловно, важно. В том, что происходит, есть определенное состояние рыночной ситуации. Не секрет, что запасы в Европе продолжительное время истощаются. А другие страны, которые обладают ресурсом, не так рады, как прежде, европейским компаниям на своих проектах. Доступ к инвестициям перестал быть проблемой, сейчас получить инвестиции стало гораздо проще. А с точки зрения технологий, то сервисные компании готовы построить скважину и сделать другие сервисные работы без участия в проекте. Эта рыночная ситуация вытесняет европейские компании в новые сектора энергетики: в ВИЭ, в проекты «зеленого» водорода, биотопливо», – сказал он.

«Европейские правительства обсуждают новые цели снижения парниковых газов уже на 55 % снижения от 1990 года, введение углеродного налога и другие меры. Это меры протекционизма в попытках защитить свой

энергетический сектор, понимая, что в традиционном секторе им очень тяжело сейчас конкурировать. Они пошли по пути попытки построить новую отрасль климатически нейтральной энергетики, в которой европейские компании будут доминировать», – подчеркнул А. Дюков.

«Все это, прежде всего, относится к Европе. Если мы возьмем Соединенные Штаты, то у них другое отношение к этому вопросу (построению безуглеродной экономики). Нет столь громких заявлений. И одна из причин в том, что у них есть с чем работать с точки зрения запасов. Поэтому крупнейшие нефтегазовые компании США пока не следуют примеру своих европейских коллег,



Концерн BASF – крупнейший химический концерн и эмитент выбросов со штаб-квартирой в Людвигсхафене (Германия)
Источник: gures.ru

но и на них осуществляется массируемое давление общественного мнения», – добавил глава «Газпром нефти».

Мировая несправедливость

Тот факт, что планы европейских регуляторов об исключении углеродного следа к 2050 году, были молниеносно подхвачены европейскими нефтегазовыми компаниями, дает основания думать о протекционистской основе энергетической политики Евросоюза.

«Углеродный сбор надо воспринимать как определенный элемент протекционистской политики со стороны ЕС. Это, по сути дела, выравнивание возможностей европейских компаний, чье производство находится

ЕС готова пойти на введение налога на выбросы CO₂ в рамках борьбы с изменениями климата

Источник:

Imaginechina-Tuchong / Depositphotos.com



в ЕС, где они вынуждены платить за выбросы, и тех мировых компаний, которые импортируют свою продукцию в Европу. Если опираться на оценки по объемам будущего углеродного сбора в 3–5 млрд долларов ежегодно, то это почти 3 % нашего экспорта. Мы столкнемся с ситуацией, когда конкурентность нашей продукции будет под ударом углеродного сбора», – сказал М. Иванов.

«Когда мы начинаем смотреть на то, как устроена европейская «Зеленая сделка», когда мы начинаем смотреть на подход европейских регуляторов и европейских политиков, мы начинаем ощущать, что их, может быть, интересует не только и не столько борьба с выбросами CO₂ как таковыми, сколько это начинает выглядеть как протекционизм. Например, когда начинаются разговоры про водород, европейцы заявляют, что их интересует только «зеленый» водород. «Голубой» водород с захоронением CO₂ для Европы – анафема», – добавил руководитель департамента стратегии и инноваций «Газпром нефти» Сергей Вакуленко.

Такой подход болезненно воспринимается компаниями-партнерами Евросоюза по поставкам энергоресурсов. На первый план начинают выходить не деловая аргументация, а морально-этическая.

«Тема карбона, выбросов CO₂ начала развиваться быстрее, чем массовое регулирование и отношение к компаниям по другим вопросам. Возникает вопрос справедливости: кто должен что-то менять. Евросоюз – один из лидеров движения к чистой энергетике, который стимулирует себя и остальных к переходу на безуглеродную энергетику. Здесь есть страны, которые много лет накапливали свой экономический потенциал, много лет развивали свою промышленность и выбрасывали CO₂. Сейчас они дошли до более высокого уровня жизни и желая жить комфортно в безуглерод-

Тот факт, что планы европейских регуляторов об исключении углеродного следа к 2050 году, были подхвачены нефтегазовыми компаниями, дает основания думать об их протекционистской основе



Катар является одним из поставщиков СПГ в Европу

Источник: *Courrierinternational.com*

ном мире. Но есть много стран, которые этот путь еще не прошли, но хотят жить в более лучших условиях. Этот путь легче и дешевле проходить за счет углеводородов. И справедливо ли, что те, кто прошел этот путь – стал жить лучше и стремится к безуглеродной экономике, заставляет остальных следовать тому же, идти за счет больших затрат и возможного ущерба промышленности и уровня жизни граждан?» – задался вопросом председатель правления «СИБУР Холдинга» Дмитрий Конов.

Как, в свою очередь, отметил заместитель министра энергетики Павел Сорокин, такая политика ЕС базируется на выгодном кредитном климате. Евросоюз в течение многих лет субсидировал энергопроекты на возобновляемых источниках.

«К сожалению, когда слышишь «климатическая повестка», первая ассоциация, которая приходит на ум, и сегодня мы видели примеры этого, – это цинизм и лицемерие. Потому что очень легко рассуждать, очень легко диктовать условия, когда ты являешься эмитентом бесплатных денег фактически, и можешь любой проект, абсолютно экономически необоснованный, тянуть бесконечно долго», – сказал он.

Кроме того, Евросоюз активно навязывал политику по выводу «грязных» производств за пределы Европы в другие менее развитые страны. «Вывоз «грязного» производства в Китай из ЕС, не означает, что Евросоюз перестал быть эмитентом, просто центр эмиссии сместился в другое место. Та же самая водородная повестка, которой мы активно занимаемся, если вы посмотрите стратегию Европейского союза, то увидите вынос «голубого» водорода за пределы ЕС, то есть смещение центра эмиссии. То есть,

формально Евросоюз будет оставаться чистым и «зеленым», – добавил чиновник.

По его словам, подобный подход ставит население таких стран в неравные условия по сравнению с европейцами. «Многие страны тоже хотят развиваться. И хорошо жить хотят не только люди, живущие в Соединенных Штатах Америки, в Евросоюзе и Японии, также хорошо хотят жить 1,5 млрд китайцев, Индия, Африка, Латинская Америка. И мы тоже хотим стать людьми, у которых есть перспектива развития», – заявил П. Сорокин.

Безуглеродная реальность

Но несмотря на всю несправедливость политики Евросоюза, она приобретает все более и более реальные черты. «Зеленая сделка» уже оформлена в двух стратегических документах – «Стратегии комплексного развития энергетической системы ЕС» и «Водородной стратегии для климатически нейтральной Европы». В середине следующего года должна быть подготовлена дорожная карта мер по переходу на безуглеродную экономику. Так что отказ Европы от нефти и газа становится все более реальным.

«Мы работаем в более чем тридцати странах мира, и для нас это уже действительность, в которой надо жить. Раньше мы ставили себе стратегическую цель по утилизации попутного нефтяного газа на уровне 95 %, сегодня достигли 97,6 %. Сегодня мы говорим о нулевых выбросах уже в 2030 году, а ранее заявляли о 2050-м годе», – сказал А. Шамсуаров. «В совете директоров компании создан соответствующий комитет, будут организационные и структурные изменения внутри компании, которые будут предметно изучать и формулировать собственную стратегию развития компании (в этом направлении – ИФ). Надеюсь, на весенней сессии мы будем рассматривать в «ЛУКОЙЛе» видение по стратегии дальнейшего развития компании, будут четкие ориентиры по инвестиционным потокам, по развитию корпорации как внутри России, так и за ее пределами», – добавил он.

«Мы принимаем этот вызов и надеемся выйти из него без каких-либо существенных потерь», – подчеркнул топ-менеджер «ЛУКОЙЛа».

По словам С. Вакуленко, России необходимо настаивать на доработке «Зеленой сделки» в части внедрения компенсаторных мер, например, от поглощающих способностей лесов до использования систем

улавливания и хранения CO₂. «Для России улавливание и хранение CO₂ могло бы стать выходом», – сказал он. «Но самой большой проблемой для применения технологий улавливания углекислых газов, стало отсутствие дороговизны CO₂. Экономика таких процессов ограничена. Если у улавливания CO₂ появится положительная цена, экономика проектов будет совершенно другой», – отметил С. Вакуленко.

Однако добиваться корректировки «Зеленой сделки» Россия должна совместно с партнерами из других нефтедобывающих стран. «Было бы правильным начинать серьезный откровенный разговор с Евросоюзом. И привлекать на свою сторону страны ОПЕК, США, Китай и всех остальных с тем, чтобы борьба со снижением CO₂ в атмосфере была бы справедливой и основывалась на принципах технологической нейтральности. И вот тогда для российских компаний может появиться большое поле для деятельности», – подчеркнул С. Вакуленко.

Евросоюз активно проводил политику по выводу «грязных» производств за пределы Европы в другие менее развитые страны. В результате, центр эмиссии CO₂ сместился в другие регионы

Ну а до того момента, когда «Зеленая сделка» начнет работать, России необходимо максимально приложить усилия по оптимизации и повышению эффективности добычи углеводородов и из переработки. «Нужно понимать, что углеводородам осталось мало времени, когда они еще будут иметь рент, это примерно 30–40 лет. Мы должны предпринимать максимальные усилия, чтобы эти ресурсы не остались в земле, чтобы их добыть и пустить на благо экономики. Мы должны быть очень аккуратны, мы должны, с одной стороны, понимая неизбежность климатического регулирования во всем мире, как-то с этим работать, с другой стороны, мы должны также извлекать максимальную пользу для нашей промышленности», – отметил П. Сорокин.

Проблемы изменения и прогнозирования климата

Problems of forecasting and climate change

Валерий ПАРХОМЕНКО

Вычислительный центр им. А.А. Дородницына,
РАН, МГТУ имени Н.Э. Баумана, к. ф.-м. н.
e-mail: parhom@ccas.ru

Valery PARHOMENKO

Dorodnicyn Computing Centre of RAS,
Bauman Moscow State Technical University, C. Ph.-M. Sc.
e-mail: parhom@ccas.ru

Площадь морского льда за 40 лет уменьшилась на 20%

Источник: Iurii / Depositphotos.com



Океан – это сложная динамическая система,
гораздо менее изученная, чем атмосфера

Источник:
mimadeo / Depositphotos.com

Аннотация. В статье обсуждаются проблемы изменения климата в течение последних десятилетий. В ней даны некоторые прогнозы изменения климата. Исследование основано на трехмерной гидродинамической модели глобального климата. В работе приведены расчеты прогнозирования климата до 2100 года с использованием сценариев роста CO₂. Обсуждаются важные последствия глобального потепления для России.
Ключевые слова: моделирование глобального климата, потепление климата, прогнозирование.

Abstract. The article discusses the problems of climate change over the past decades. It gives some projections of climate change. The study is based on a three-dimensional hydrodynamic model of the global climate. The article presents calculations of climate prediction up to 2100 using CO₂ growth scenarios. The important consequences of global warming for Russia are being discussed.
Keywords: global climate modelling, climate warming, forecasting.



**Результаты анализа
ледовых кернов
показывают, что сейчас
концентрация CO₂
намного превышает
значения за предыдущие
650 тысяч лет**

Введение

Климат является одним из основных природных ресурсов, который определяет воздействие на экономику, сельское хозяйство, энергетику и так далее. Результаты климатических исследований свидетельствуют о том, что человеческая деятельность оказывает серьезное, если не катастрофическое, воздействие на климат. Современная ситуация беспрецедентна в истории Земли. Выбросы парниковых газов могут увеличить среднюю глобальную температуру воздуха в течение нескольких десятилетий, в то время как естественные причины повышения температуры на одну и ту же величину составят не менее нескольких тысячелетий. Беспрецедентными являются не абсолютные величины будущих изменений, а темпы их роста [1, 2].

Палеоклиматические данные подтверждают необычность происходящих климатических изменений, по крайней мере, для последних 1300 лет. Результаты анализа ледовых кернов показывают, что современная атмосферная концентрация основного парникового газа (двуокиси углерода) намного превышает соответствующие значения за предыдущие 650 тысяч лет. К 2015 году концентрация двуокиси углерода достигла 400 ppm (количество частиц на миллион) против 280 ppm в доиндустриальный период, причем ее рост за 1995–2015 годы составил 1,9 ppm в год. Современные глобальные концентрации других важных парниковых газов, метана и закиси азота, также существенно превысили доиндустриальные значения за многие десятки тысяч лет.

Сохраняется большая неопределенность в отношении деталей таких изменений, особенно регионального масштаба. Кроме того, крайне неблагоприятные социально-экономические последствия локального и даже глобального характера могут быть вызваны и естественными климатическими изменениями.

Для проведения фундаментальных исследований по этой проблеме необходимо использовать соответствующие математические модели. Модели общей циркуляции являются наиболее сложными климатическими моделями [3]. В полной версии для изучения парникового эффекта, они должны включать модели атмосферы и океана. Кроме того, необходимы модели для описания эволюции морского льда, а также различных процессов на земной поверхности, таких как образование и изменение снежного покрова, влажность почвы и эвапотранспирация.

Структура наблюдаемых изменений климата оказывается более сложной, чем при моделировании. В некоторых районах в отдельные сезоны изменения противоположны результатам модели



Таяние ледников в Гренландии
Источник: Denis Burdin / Depositphotos.com

Повышение мощности компьютеров является одним из важнейших требований для более надежных климатических прогнозов [4]. Увеличение числа климатических наблюдений в атмосфере и океане, организация непрерывного мониторинга факторов, вызывающих изменение климата, таких как концентрация парниковых газов, солнечная постоянная, степень прозрачности атмосферы, связанная с извержениями вулканов и другими природными и антропогенными эффектами, одинаково важны [2].

Еще один существенный момент – полномасштабные наблюдения за конвекцией влаги в атмосфере, которые определяют количество и типы облаков. Эти мелкомасштабные процессы в атмосфере, наряду с микрофизикой облаков, в настоящее время недостаточно изучены [2].

Адекватное описание взаимодействия между атмосферой и подстилающей поверхностью является еще одной проблемой при моделировании изменений климата. В частности, важно иметь описание фильтрационных процессов в почве, испарения с поверхности в присутствии различных типов растительности.

Океан представляет собой сложную динамическую систему, но с гораздо более

бедными наблюдениями, чем атмосфера. Необходимы более полные данные о вариациях температуры, солёности, течений, в зависимости от глубины океана. Температура поверхности океана определяется балансом между интенсивностью нагрева поверхности и множеством динамических процессов, в которых происходит перераспределение тепловой энергии. Основные из них – это мелкомасштабное турбулентное перемешивание в вертикальном и горизонтальном крупномасштабном переносе энергии морскими течениями. До сих пор нет моделей общей циркуляции океана с достаточным пространственным разрешением, чтобы иметь возможность описать энергетически важные вихревые течения. Параметризация подсеточных процессов с использованием полуэмпирической теории турбулентной диффузии существует даже в наиболее сложных моделях, что оказывает сильное влияние на результаты.

Структура наблюдаемых изменений климата оказывается более сложной, чем изменения, полученные в моделях. В некоторых районах в отдельные сезоны изменения противоположны результатам моделирования, что свидетельствует о важной роли других климатообразующих факторов или несовершенстве моделей.

Расчеты по моделям общей циркуляции атмосферы (ОЦА) дают в общем согласо-

Айсберги в Антарктиде



Источник: AchimHB / Depositphotos.com

Региональные изменения климата могут сильно отличаться от глобальных трендов. Анализ температуры за 20 лет показывает: климат в целом потеплел, а в Англии и Западной Европе похолодало

ванные глобальные результаты, однако значительно отличаются на региональном уровне.

При прогнозировании с помощью моделей ОЦА температуры атмосферы Земли в зависимости от концентрации CO₂ возникает ряд трудностей и неопределенностей. Они связаны с тем, что индуцированное человеком потепление будет протекать на фоне естественных эффектов потепления и похолодания климата, сравнимых по интенсивности с парниковым эффектом. Для вычисления этих антропогенных изменений необходимо уметь с большой точностью моделировать естественные изменения климата. При этом появляются две основные трудности – адекватное описание океанов и облачности.

Дело в том, что на величину парникового эффекта оказывают большое влияние течения в океане, которые переносят большие массы воды из одного региона в другой. Включение этого фактора в расчеты приводит к ослаблению парникового эффекта. Моделирование облачности сталкивается с большими трудностями, так как естественный охлаждающий эффект облаков в десятки раз больше, чем предсказываемое суммарное антропогенное потепление. Нагревающий эффект облачности (естественный парниковый эффект) также значительно больше, чем антропогенный. Это означает, что небольшие изменения типов и количества облаков могут либо ослабить парниковый эффект (в случае увеличения облачности), либо усилить (в случае уменьшения), в зависимости от отрицательности или положительности обратной связи. Но малые изменения облачности очень трудно правильно моделировать и, следовательно, предсказывать в какую сторону она будет меняться.

При рассмотрении парникового эффекта нужно иметь возможность предсказывать не только глобальные тенденции, но и региональные изменения климата, предположим, в европейской части России или в Сибири. Эти региональные изменения могут существенно отличаться от глобальных климатических трендов. Например, анализ наблюдений температуры за 20 лет в конце XX века показывает, что климат в целом потеплел, а в Англии и Западной Европе похолодало.

Анализ и прогноз изменения климата

С одной стороны, изменение климата – это комплексная долгосрочная проблема, которая, с другой стороны, требует срочного решения с учетом скорости и величины накопления парниковых газов в атмосфере и возможность увеличения температуры более чем на 2 °С.

Межправительственная группа экспертов по изменению климата (МГЭИК), как международная структура, созданная в 1988 году совместно с Всемирной метеорологической организацией и программой Организации Объединенных Наций по окружающей среде, регулярно публикует, начиная с 1990 года, подробные и объективные научно-технические оценки и прогнозы. Эти наборы оценочных докладов, специальных

выпусков, технических документов, методологических исследований и других разработок МГЭИК стали общепризнанными справочными материалами.

Последний доклад МГЭИК [2] содержит вывод, что активность человека является основной причиной потепления, отмечаемого с середины XX века. В докладе фиксируется, что повышение температуры климатической системы является непреложным явлением и сопровождается большим количеством наблюдаемых изменений значительной величины в масштабах времени от десятилетий до тысячелетий: повышение температуры атмосферы и океана, уменьшение массы снега и льда, повышение уровня океана и рост



Серверная Росгидромета
Источник: meteorf.ru

концентраций парниковых газов. В течение трех последних десятилетий наблюдались последовательно более высокие приземные температуры по сравнению с любым из предыдущих десятилетий после 1850 года.

Влияние человека на климатическую систему очевидно, а наблюдаемые антропогенные выбросы парниковых газов являются самыми большими за постиндустриальный период. Современные изменения климата в широком масштабе воздействовали на антропогенные и естественные системы. С начала индустриального периода антропогенные выбросы парниковых газов росли в основном под влиянием роста мировой экономики и населения; сейчас они как никогда масштабны. Это привело к тому, что концентрации углекислого газа,



Метеорологическая станция в Антарктиде

Источник: info.sibnet.ru

метана и закиси азота в атмосфере достигли наибольших величин по крайней мере в последние 800 тысяч лет. Их влияние в сочетании с воздействиями других антропогенных факторов наблюдается во всей климатической системе, и очень вероятно, что они являются главной причиной потепления, фиксируемого с середины XX века. Повышение температуры за последние 40 лет составило около 0,6 °С, уменьшение площади морского льда – около 20 % и повышение уровня моря – около 19 см.

В последние десятилетия изменения климата повлияли на естественные и антропогенные системы на суше и в морях. Воздействия являются следствием фиксируемого изменения климата вне за-

висимости от его причины и указывают на чувствительность этих систем к характеристикам климата.

За промежуток времени с 1950 года наблюдаются изменения в различных экстремальных погодных и климатических явлениях. Установлена зависимость некоторых из этих изменений от антропогенных воздействий, включая понижение экстремально низких и повышение экстремально высоких температур, рост числа экстремально высоких уровней моря и увеличение случаев с ливневыми осадками в некоторых регионах.

Постоянные выбросы парниковых газов приведут к дальнейшему потеплению и вызовут долговременные сдвиги во всех компонентах климатической системы, увеличивая возможность опасных, глобальных и необратимых воздействий на людей и экосистемы Земли. Для уменьшения масштабов изменения климата потребуются значительное и устойчивое сокращение эмиссии парниковых газов, что, совместно с мерами по адаптации, может ограничить риски, сопутствующие изменениям климата.

Суммарные выбросы углекислого газа в существенной мере определяют повышение средней глобальной приземной температуры к концу XXI века и в будущем. Вероятные прогнозы выбросов парнико-

Увеличение температуры воздуха за последние 40 лет составило около 0,6°С, уменьшение площади морского льда достигло примерно 20% и повышение уровня моря равно примерно 19 см

вых газов варьируются в широком диапазоне, в зависимости как от социально-экономического уровня государств, так и от политики в сфере климата. При всех предлагаемых сценариях выбросов ожидается рост приземной температуры воздуха в течение XXI века и связанных с этим эффектов. Весьма вероятно, что волны повышенной температуры будут повторяться более часто и станут более продолжительными, а максимальные осадки – более интенсивными и более частыми во многих областях. Продолжатся процессы потепления и закисления океана и увеличения его среднего глобального уровня. Изменение климата усилит существующие и создаст новые риски для естественных и антропогенных систем. Эти риски распределяются неравномерно, и, как правило, являются более существенными для менее защищенных людей и сообществ в странах, находящихся на всех уровнях развития.

Многие факторы изменения климата и связанных с ним последствий будут актуальными в течение нескольких веков даже в случае прекращения антропогенных выбросов парниковых газов. Риски возникновения резких и необратимых изменений возрастают при увеличении степени потепления.

Адаптация и смягчение воздействий на климатическую систему представляют собой взаимодополняющие стратегии сокращения и управления рисками из-

менения климата. Существенное уменьшение выбросов в течение последующих нескольких десятилетий может сократить климатические риски в XXI веке и в дальнейшем, улучшить перспективы эффективной адаптации, сократить затраты и упростить проблемы, связанные со смягчением воздействий на климатическую систему в долгосрочной перспективе. Это позволит также внести вклад в разработку таких путей устойчивого развития, которые слабо подвержены влиянию изменения климата.

Вероятно, что волны повышенной температуры будут повторяться более часто и станут более продолжительными, а максимальные осадки – более интенсивными и более частыми во многих областях

Эффективное принятие решений в целях ограничения изменения климата и его воздействий может основываться на широком диапазоне аналитических подходов к оценке ожидаемых рисков и выгод, учитывающих важность управления, эти-

ческих аспектов, равенства, ценностных суждений, экономических оценок и различий в восприятии и реагировании на риск и неопределенность.

Без принятия дополнительных мер по смягчению воздействий на климатическую систему, потепление к концу XXI века приведет к большому или очень большому риску возникновения опасных, широко распространенных и необратимых воздействий в глобальном масштабе. Смягчение воздействий на климатическую систему сопряжено с некоторыми сопутствующими выгодами, а также с рисками вследствие отрицательных побочных эффектов.

Имеются многочисленные пути смягчения воздействий на климатическую систему, которые могли бы ограничить потепление величиной 2 °C или менее по сравнению с доиндустриальными значениями. Эти способы потребуют существенного сокращения выбросов в течение последующих нескольких десятилетий и достижения близких к нулю выбросов двуокиси углерода и других долгоживущих парниковых газов к концу века. Осуществление таких сокращений создает значительные технологические, экономические, социальные и институциональные проблемы, которые увеличиваются при откладывании дополнительных мер по смягчению воздействий. Ограничение потепления более низкими или более высокими значениями сопряжено с аналогичными проблемами, но в других временных масштабах.

Эффективность действий по адаптации и смягчению воздействий на климатическую систему зависит от политики и мер, принимаемых на различных уровнях – международном, региональном, национальном и субнациональном. Политическая активность на всех уровнях, поддерживающая прогресс технологий, их распространение и передачу, а также финансирование мер по реакции на изменения в климатической системе, может дополнить и усилить результативность политики, которая непосредственно помогает адаптации и уменьшению воздействий на климатическую систему.

В трудах МГЭИК термин «проекции» употребляется в основном как синоним термина «прогноз», однако имеет более осторожный смысл как один из возможных вариантов развития. Проекция на следующие несколько десятилетий показывает географическую картину изменений

климата, аналогичную прогнозу на конец XXI века, но с более низкими значениями. Естественная внутренняя изменчивость будет по-прежнему являться главным фактором, оказывающим влияние на климат, особенно в краткосрочной перспективе и в региональном масштабе. К середине XXI века значения проецируемых изменений будут в большой степени зависеть от выбора сценария эмиссии парниковых газов.

Для пятого доклада МГЭИК [1, 2] научные эксперты выбрали набор из четырех новых сценариев, именуемых репрезентативными траекториями концентраций (РТК). Они задают приблизительные сум-



Глобальное потепление грозит увеличением наводнений и засух

Источник: amp.politeka.net

марные величины радиационного форсинга (воздействия) в 2100 году по сравнению с 1750 годом: 2.6 Вт/м² для сценария РТК2.6; 4.5 Вт/м² для сценария РТК4.5; 6.0 Вт/м² для сценария РТК6.0 и 8.5 Вт/м² для сценария РТК8.5.

Эти четыре РТК имеют один сценарий сокращения выбросов, который предполагает весьма низкий уровень воздействия (РТК2.6); два сценария стабилизации (РТК4.5 и РТК6.0) и один сценарий с достаточно высокими уровнями выбросов парниковых газов (РТК8.5). Таким образом, РТК могут представлять результаты целого ряда направлений политических мер в области климата в XXI веке. Согласно РТК6.0 и РТК8.5, радиационное воздействие



Индустриальное развитие привело к резкому росту выбросов CO₂

Источник: pravdaurfo.ru



Химическое производство – один из основных источников выбросов вредных веществ в атмосферу

Источник:
investicniweb.cz

Быстрое таяние ледников Гренландии может вызвать значительные выбросы пресной воды в Северной Атлантике. Легкая пресная вода препятствует возникновению конвекции и ослабляет циркуляцию

Сценарии РТК предложены на основе комбинации совместных оценочных моделей, простых климатических моделей, моделей химических процессов в атмосфере и глобального углеродного цикла. Хотя РТК представляют широкий диапазон значений

совокупных воздействий, они не охватывают весь спектр выбросов, описанных в литературе, особенно по аэрозолям.

Климатическая модель вычислительного центра РАН включает в себя модель общей циркуляции атмосферы (ОЦА) с параметризацией ряда подсеточных процессов, глобальную модель океана и модель эволюции морского льда [5, 6]. Блоки климатической модели подробно описаны в [5–7], здесь мы приводим только ее основные характеристики.

Модель ОЦА – это комплекс программ, который описывает многие физические процессы [3]. Имеются два основных блока программы: блок динамики модели ОЦА, в котором вычисляются течения в атмосфере, описываемые примитивными уравнениями, и блок физики, в котором определяются солнечные и тепловые радиационные потоки, рассматриваются адиабатические, влажные и конвекционные процессы. Результаты, полученные в этом блоке, используются в блоке динамики для вычисления течений и термодинамических характеристик атмосферы.

Система уравнений модели океана рассматривается в геострофическом приближении с фрикционным членом в уравнениях горизонтального импульса [5, 6]. Значения температуры и солености удовлетворяют уравнениям адвекции-диффузии,

что позволяет описать термохалинную циркуляцию океана. Также учитывается процедура конвективного приспособления.

Динамические уравнения модели эволюции морского льда решаются для сплоченности и средней толщины льда. Рост и таяние льда в модели зависят только от разности между тепловым потоком от атмосферы к морскому льду и потоком тепла изо льда в океан. Диагностическое уравнение решается для температуры поверхности льда.

Блоки модели связаны между собой обменом импульсом, теплом и водой. Обмен импульсом состоит в использовании скорости верхнего слоя океана для адвекции морского льда. Всеми остальными обменами импульсом пренебрегается.

Тепловые потоки между смежными блоками могут быть изменены фазовыми переходами на границах (испарение, таяние и т. д.). Континентальный водный сток добавляется к океаническим ячейкам на каждом временном шаге.

Поток пресной воды в атмосферу определяется с учетом испарения с поверхности земли и сублимации морского льда. Предполагается, что осадки попадают прямо в океан, не учитывая наличие льда, а испаренная или сублимированная вода удаляется из океана или льда, соответственно. В формулировке модели океана в приближении «жесткой крышки», используемой здесь, океан представляет собой неисчерпаемый источник пресной воды для морского льда и атмосферы. Глубина океана представлена в логарифмическом масштабе в виде восьми уровней до 5000 м.

По этой совместной глобальной модели проведены расчеты прогнозирования климата до 2100 года с использованием сценариев роста CO₂ РТК8.5 и РТК4.5 (рис. 1), предложенных МГЭИК. Некоторые результаты сведены в табл. 1.

На прогнозы потепления климата могут повлиять особенности климатической системы, которые не учитываются при мо-

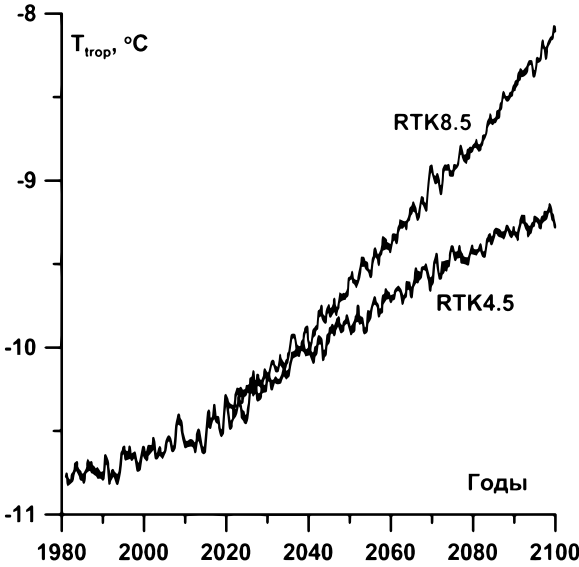


Рис. 1. Прогноз изменения температуры тропосферы при реализации сценариев РТК8.5 и РТК4.5

делировании. К ним относится, например, быстрое таяние и разрушение ледяных континентальных щитов Гренландии, которые могут вызвать значительные поверхностные выбросы пресной воды в Северной Атлантике. Более легкая пресная вода препятствует возникновению конвекции и существенно ослабляет меридиональную термохалинную циркуляцию. Соответствующие модельные эксперименты показывают, что максимум меридионального потока уменьшается примерно в 2 раза через 25 лет. Эффект ослабления потока сохраняется вплоть до 200 лет несмотря на прекращение выбросов пресной воды. Блокировка термохалинной циркуляции ведет к понижению температуры воздуха максимально на 3,4 °C в соответствующей области, распространяется на Европу, часть Азии, а также влияет на глобальный климат.

Климат России характеризуется чрезвычайно большим разнообразием из-за огромной протяженности ее территории. На фоне глобального потепления региональные изменения климата России будут далеко не одинаковыми, а их влияние на от-

Таблица 1. Результаты расчетов по сценариям РТК8.5 и РТК4.5. Изменения по сравнению с 2010 г.

Изменение:	Температуры атмосферы	Влажности атмосферы	Толщины морского льда	Площади вечной мерзлоты	Площади морского льда летом
РТК8.5	+2.7 °C	+11.5 %	- 0.3 м (– 25 %)	- 22 %	Почти полностью
РТК4.5	+1.4 °C	+8 %	- 0.15м (–12.5 %)	- 10 %	

Смягчение климата отодвигает к северу зону комфортного проживания, сокращает расходы на электроэнергию. Но потепление чревато биологическими изменениями, ростом засух и наводнений

дельные виды хозяйственной деятельности может быть как благоприятным, так и пагубным.

Смягчение климатических условий может отодвинуть к северу границу зоны комфортного проживания, сократить расходы электроэнергии в отопительный сезон. С другой стороны, потепление чревато вытеснением одних биологических видов другими, ростом повторяемости засух в одних регионах и наводнений в других, и т. п. При этом, довольно велика неопределенность влияния будущего изменения климата на сельское хозяйство России, ее водные ресурсы, растительный и животный мир, демографическую ситуацию.

Результаты модельных расчетов показывают, что в XXI веке территория России (особенно арктические и субарктические регионы) будет находиться в области заметно большего потепления по сравнению с глобальным. Среднее за год повышение температуры к концу XXI века может со-

ставить +4,8 °C по сравнению с началом XX века. Наиболее значительное потепление ожидается зимой, особенно в Сибири и в Арктике. К 2100 году среднегодовые осадки в среднем по территории России возрастут на 8,2 %. Но на юго-западе России осадки даже уменьшаются. В тех регионах, где особенно развито сельское хозяйство (Северный Кавказ, Поволжье и др.), может произойти заметное уменьшение влажности деятельного слоя почвы и сокращение стока.

Еще одна опасность будущего изменения климата связана с таянием вечной мерзлоты. Площадь многолетнемерзлых грунтов составляет около 60 % территории России. При потеплении климата будет происходить их деградация и увеличение глубины сезонного протаивания. Деградация многолетнемерзлых грунтов может привести к деформации или даже разрушению транспортных путей, трубопроводов, строений и т. п.

Особенно важные последствия глобального потепления для России связаны с вероятным уменьшением ледяного покрова Северного Ледовитого океана. Они столь же многочисленны, сколь и важны как для экосистем, так и для экономики, социальной сферы и даже безопасности России.

Увеличение продолжительности летней навигации приводит к развитию морского судоходства. Северный морской путь открывает небывалые перспективы для морских перевозок грузов и туризма. При этом возросшая скорость дрейфа ледяных полей и высокая степень изменчивости

Торнадо в США



Источник: bagira.guru



Потепление климата может непредсказуемым образом сказаться на биологическом разнообразии планеты

Источник: OndrejProsicky / Depositphotos.com

ледовой обстановки может затруднять многие виды морских операций.

Новые возможности для экономики, равно как и проблемы, связанные с экологией, возникают в связи с облегчением доступа по морю к природным ресурсам Арктики, включая нефтегазовые месторождения на шельфе Северного Ледовитого океана. В то же время многие объекты хозяйственной деятельности, расположенные в прибрежной зоне, столкнутся с усилением воздействия штормов в сочетании с уменьшением ледяного покрова арктических морей. Ожидаемое таяние морского льда, по-видимому, окажется губительным для некоторых видов животных, например, для белого медведя.

Заключение

Влияние человека на климатическую систему очень значительно, а наблюдаемые антропогенные выбросы парниковых газов являются самыми большими за постиндустриальный период. Естественная

внутренняя изменчивость также является важным фактором, оказывающим влияние на климат, особенно в краткосрочной перспективе и в региональном масштабе. На прогнозы потепления климата могут повлиять особенности климатической системы, которые не учитываются при моделировании.

Потепление климата в России происходит в 2,5 раза быстрее, чем в среднем на планете. Климат страны характеризуется чрезвычайно большим разнообразием вследствие огромной протяженности ее территории. На фоне глобального потепления региональные изменения климата России будут далеко не одинаковыми, а их влияние на отдельные виды хозяйственной деятельности может быть как благоприятным, так и пагубным.

Потепление климата может расширить границы зоны комфортного проживания, сократить расходы на электроэнергию. Однако оно может привести к росту неопределенности в ситуации с сельским хозяйством, водными ресурсами, демографией и биологическим миром.

Использованные источники

1. IPCC special report. Global warming of 1.5 °C. – URL: <https://www.ipcc.ch/sr15/>

2. AR5 Synthesis Report: Climate Change 2014. – URL: <https://www.ipcc.ch/report/ar5/syr/>

3. Толстых М.А., Ибраев Р.А. и др. Модели глобальной атмосферы и мирового океана: алгоритмы и суперкомпьютерные технологии. – М.: Изд-во МГУ, 2013. 144 с.

4. Лыкосов В.М., Глазунов А.В. и др. Суперкомпьютерное моделирование в физике климатической системы. – М.: Изд-во МГУ, 2012. 408 с.

5. Пархоменко В.П. Модель климата с учетом глубинной циркуляции Мирового океана. // Вестник МГТУ им. Н.Э. Баумана. Сер. Естественные науки. Спецвыпуск «Математическое моделирование», 2011. С. 186–200.

6. Пархоменко В.П. Глобальная модель климата с описанием термохалинной циркуляции Мирового океана. // Мат. моделир. и числ. методы. 2015, № 1. С. 94–108.

7. Marsh R., Edwards N.R., Shepherd J.G. Development of a fast climate model (C-GOLDSTEIN) for Earth System Science. // SOC, 2002. No.83. 54 p.

УДК 910.3:622.276

DOI 10.46920/2409-5516_2020_10152_52

Африка: большие интересы, большие риски

Africa: big interests, big risks

Арсений ПОГОСЯН

Обозреватель журнала «Энергетическая политика»

e-mail: PogosyanAS@minenergo.gov.ru

Arseniy POGOSYAN

Correspondent of the Energy Policy magazine

e-mail: PogosyanAS@minenergo.gov.ru

Население многих нефтедобывающих африканских стран не имеет доступа к энергии и воде

Источник:

vlad_k / Depositphotos.com



Население Африки к 2100 г. может вырасти до 3 млрд человек

Источник: muha04 / Depositphotos.com

Аннотация. В статье описываются основные тренды развития нефтегазового комплекса Африки. Автор провел анализ работы российских компаний на этом континенте и выделил основные риски для реализации новых нефтегазовых проектов в Африке.

Ключевые слова: добыча нефти и газа, рост потребления нефтепродуктов, геополитические риски.

Abstract. The article describes the main trends in the development of the oil and gas complex in Africa. The author analyzed the work of Russian companies on this continent and identified the main risks for the implementation of new oil and gas projects in Africa.

Keywords: oil and gas production, growth in consumption of petroleum products, geopolitical risks.

//

**С 1999 по 2018 г.
доказанные нефтяные
запасы стран Африки
увеличились с 84,7 млрд
барр. до 125,7 млрд барр.
или 7,5 % от общемировых**

Энергетический запрос

Если взглянуть на актуальные прогнозы Организации Объединенных наций (ООН), становится заметно, с какой астрономической скоростью растет население планеты. Уже к середине столетия нас станет 9,9 млрд человек. К 2053 году количество человек перешагнет уже рубеж в 10 миллиардов. Для сравнения, в 2018 году население Земли составляло около 7,6 млрд человек. Причем, если в XX веке населе-

ние росло, по большей части, в развитых странах, то примета XXI века – рост в развивающихся экономиках Юго-Восточной Азии и Африки. Число жителей последней вырастет вдвое – до 2,5 млрд, а к 2100 году составит уже 3 млрд человек, то есть треть от всего населения планеты. Сегодня доля африканского населения составляет всего 15 %. В ООН считают, что, по большей части, рост населения продолжится в основном в бедных странах к югу от пустыни Сахара, в таких как Демократическая Республика Конго, Танзания и Эфиопия, а также в более благополучной ЮАР.

Вместе с тем за конец XX – начало XXI века африканские страны показали, что энергетических ресурсов, без которых обеспечить жизнь такого количества населения невозможно, у них достаточно. По данным британской BP¹, с 1999 года по 2018 год доказанные нефтяные запасы стран Африки увеличились с 84,7 млрд баррелей до 125,7 млрд баррелей, занимая до 7,5 % от общемировых запасов нефти. В целом, за последние 100 лет Африке удалось значительно повысить свою энергетическую безопасность, приобрести новые источники ресурсов для развития экономики.

¹ BP Energy Outlook 2020.



Именно в Африке складывается уникальная ситуация, когда определенная страна может быть в мировых лидерах по добыче нефти или газа, и одновременно у значительной части ее населения отсутствует бесперебойная поставка электроэнергии. При том, что у обеспеченных энергией слоев населения спрос на эту энергию, по данным ВР, ежегодно растет на 2–3 процентных пункта, изменившись с 1999 года к 2019 году с 3,32 до 4,1 млн баррелей в сутки. Это как минимум в 2 раза выше среднемировых темпов (1,3 п. п.). Этот факт ставит перед лидерами африканских наций и внешними инвесторами амбициозные задачи по поиску новых доступных ресурсов в целях обеспечения баланса спроса и предложения в будущих странах-лидерах по приросту населения.

По мнению аналитиков, уже к 2050 году регион имеет все шансы «схлопнуть» разрыв между потреблением (3 % от мирового) и производством энергии (12 % от общемирового). Африканские страны будут вынуждены ежегодно наращивать темпы бурения и добычи нефти и газа, чтобы в один день не оказаться в зависимости от импортных энергоресурсов.

Энергетический баланс источников энергии, к примеру, России и стран Африки, вместе взятых, довольно схож. Природный газ в России занимает до 48 % от всей генерации, в то время как в Африке эта доля равна 42 %. Схожая картина и по углю – 19 % и 23 % соответственно (см. табл. 1).

Именно природному газу Международное энергетическое агентство и Агентство энергетической информации США отдают ведущую роль как наиболее перспективному, растущему быстрее всех источнику

В Африке складывается уникальная ситуация, когда страны могут быть в мировых лидерах по добыче нефти или газа, и одновременно значительная часть их населения испытывает дефицит в энергии

первичной энергии на период до 2040 года. Агентствами ожидается, что прирост спроса на природный газ может составить от 43 до 57 %. Основной рост спроса придется на развивающиеся страны Азии, Африки, Латинской Америки и Ближнего Востока. Согласно подсчетам ИНЭИ РАН, суммарно странам Африки придется повысить общее производство жидких углеводородов до 2040 года на 50 млн тонн (см. табл. 1), при условии сохранения существующих уровней экспорта нефти в Китай (79,5 млн тонн в 2019 г.) и Индию (30,2 млн тонн в 2019 г.). Для сравнения – только страны Африки (в основном это Ливия, Нигерия, Ангола, Алжир и Судан) ежегодно добывают 399 млн тонн нефти, в день производя в среднем 8,1 млн баррелей. Из них на экспорт уходит львиная доля – 6,8 млн баррелей в сутки, или более 10 % от общемирового суточного уровня. Остающиеся на внутреннем рынке объемы нефти, по факту, субсидируются за счет этого экспорта. Внутренние розничные цены на бензин

Таблица 1. Доля в % генерирующих мощностей в энергобалансах регионов мира

	газ	уголь	атом	прочие (в т. ч. ВИЭ)
Б. Восток	62	0	0	38
США	45	26	9	19
Африка	42	23	1	34
Россия	48	19	11	22
Европа (ОЭСР)	24	15	11	49
Лат. Америка	23	2	1	74
Индия	8	61	2	29
Китай	4	58	2	36

Источник:
данные McKinsey

и дизель, где он в принципе есть, зачастую стремятся к себестоимости продукта.

Собственно, низкая развитость нефтеперерабатывающей инфраструктуры – одна из характерных особенностей почти каждой страны-производителя в Африке. Большинство НПЗ здесь построены в 1960–70-е годы и, как правило, с тех пор не были модернизированы новыми вторичными установками. Слабая техническая оснащенность перерабатывающих мощностей не позволяет полностью использовать имеющиеся заводы, поэтому средняя загрузка по региону не превышает 60 %. При этом для региона в целом характерен стойкий дефицит предложения по нефтепродуктам, несмотря на обширную ресурсную базу и экспорт нефти.

ЛУКавая нефть

В настоящий момент почти перед каждым более-менее крупным производителем нефти в Африке стоит непростая задача привлечения новых инвестиций в свою добычу в условиях относительно низких цен на углеводороды, падающего производства и ограниченности потребления, вызванным влиянием пандемии коронавируса. По данным ВР, за последние 10 лет регион потерял 2,1 % ежегодной добычи нефтяного сырья, снизив дебет с 9,92 до 8,4 млн баррелей в сутки. Такая тенденция только обостряет конкуренцию стран за инвестора – из 12 нефтедобывающих государств, которые мониторит ВР, стабильный рост добычи наблюдается только у Конго (с 276 до 339 тысяч барр./сут.), у 5 стран добыча нефти стабильно падает (Алжир, Ангола, Египет, Экв. Гвинея, Тунис).

Развивать добычу за счет собственных средств и технологий не выходит. Африка остается одним из немногих континентов на Земле, где ресурсов национальных нефтяных компаний для этого недостаточно. В свое время, этот же фактор сделал возможным масштабный приход крупных транснациональных компаний, таких как ExxonMobil (активы сосредоточены в основном в Нигерии) и Royall Dutch Shell (активы в Нигерии, Египте, Танзании). Бурный рост добычи и новых проектов в 2000–2010-е годы сменился спадом интереса и отказом от уже разрабатываемых проектов в 2019–2020 годах. Сегодня американские ExxonMobil и Chevron ищут новых хозяев на часть активов в Нигерии, а Marathon Oil

и Occidental Petroleum – новых партнеров на доли в ливийских проектах.

Среди «старичков» и пионеров африканского нефтегазового бизнеса оказалась и российская компания «ЛУКОЙЛ». Из-за сложности с расширением ресурсной базы в России компания начала активно скупать доли в шельфовых зарубежных проектах ещё на заре своей работы.

В середине 90-х годов, когда «ЛУКОЙЛ» впервые заходил на континент, считалось, что наиболее перспективные проекты лежат в западной части Африки – в Гвинейском заливе и южнее по глубоководному шельфу побережья страны. Начав с мелководья Египта в сотрудничестве с круп-



Нефтяные месторождения в Ливии регулярно подвергаются обстрелам в ходе гражданской войны
Источник: Paindoo.com

ным итальянским Eni на проекте «Мелейя», компания уже в 2000-х годах нашла для себя участки в Кот-д'Ивуаре, Сьерра-Леоне, Камеруне, Конго, Нигерии и Гане. «Сланцевая революция» в США, и последовавший за ней обвал нефтяных котировок обнажил слабые места проектов и заставил «ЛУКОЙЛ» быстрее принимать инвестиционное решение по продолжению работы по ним. В 2015 году компания отразила убыток по «сухим» скважинам за 2014 год в 9 млрд рублей, стремительно покинула проекты в Сьерра-Леоне (блок SL-5–11) и на шельфе Кот-д'Ивуара (суммарно пять блоков в Гвинейском заливе). Параллельно с шельфа этих и других стран ушла, а затем и вовсе закрылась американская Panatlantic

Exploration, косвенно связанная с руководством «ЛУКОЙЛа» – об ее убытках остается только догадываться. Начавшийся было исход с африканского континента подогрел слухи как о реформе шельфовой добычи в России, так и о продаже итальянского НПЗ «ЛУКОЙЛа» ISAB, ориентированного в том числе и на сырье из Африки.

Наученная горьким опытом, «вододобывающая» компания Вагита Алекперова (как он ее сам называл в интервью в конце 2019 года) ужесточила подход к выбору месторождений, фактически отказавшись от участия в рискованных проектах и решив входить только в хорошо изученные участки, в партнерстве с опытными мейджорами.

На данный момент объявленный выход ExxonMobil из Африки в пользу сланцевых проектов США и Канады становится еще одним шансом для «ЛУКОЙЛа» закрепить на местном рынке, в перспективе, в качестве крупнейшего инвестора в нефтегазовые проекты континента. Теперь, по словам В. Алекперова, компания рассматривает для себя уже дающее дебет месторождение Zafiro (90 тыс. баррелей в сутки) в Экваториальной Гвинее и ряд газовых проектов, принадлежащих ExxonMobil. Базовое соглашение с властями страны о сотрудничестве «ЛУКОЙЛ» подписал еще на саммите «Россия – Африка» в 2019 году.

Развивать добычу нефти за счет собственных средств и технологий не выходит. Африка остается одним из немногих континентов на Земле, где ресурсов национальных компаний для этого недостаточно

Фактически, компания Вагита Алекперова начала заново собирать свой «африканский пакет». Из последних покупок тут – 25 % в проекте Marine XII в Конго за 768 млн долларов, и пакет в 40 % в проекте RSSD (Rufisque, Sangomar и Sangomar Deep) в Республике Сенегал за 300 млн долларов. В активе копании остаются два объекта в Гане – глубоководный проект на блоке Тано (Deerwater Tano/Cape Three Points),



Добыча и переработка нефти кустарным способом в Нигерии
Источник: wognews.net

по которому в 2018 году получены первые притоки нефти), а также камерунский проект Etinde (доля «ЛУКОЙЛа» в проекте более 30 %), в который компания вошла на закате своего первого тура «африканской кампании» в 2015 году за 200 млн долларов и по которому инвестиционное решение будет принято не раньше 2021 г. Кстати, помимо Zafiro, в Экваториальной Гвинее российская компания уже вошла в проект разработки блока EG-27 на шельфе страны, предполагающий строительство плавучего СПГ-завода.

Амбициозный «ЛУКОЙЛ» рассчитывает расширить свой бизнес и в Нигерии, крупнейшем производителе нефти на континенте. В конце ноября 2019 года компания нарастила с 18 до 40 % свою долю в геологоразведочном блоке 132, продолжая одновременно работы на блоке 140 (общие запасы двух блоков оценены в 3,3 млрд баррелей нефти) и переговоры с Eni о вхождении в действующий проект Аба (Aba).

Символично, что свою первую покупку в Египте – проекты «ВИМ», «ВИМ Экстеншн» и «Мелейя» – «ЛУКОЙЛ» сохранил и продолжает развивать в соответствии с соглашением.

Участие российских компаний в нефтяной отрасли Египта расширилось в конце 2019 года с подписанием компанией «Зарубежнефть» своего первого африканского соглашения о разделе продукции по блокам South East Ras El Ush (SEREU) и East Gebel El Zeit (EGZ) на шельфе Египта.

В перспективе, по данным источников, «Зарубежнефть» не прочь рассмотреть проекты в Республике Конго, где уже с участи-

ем российской АО «ГК «РусГазИнжиниринг» ведется строительство нефтепродуктопровода «Пуэнт-Нуар – Йе – Ойо – Уэссо».

Нефтяные перспективы есть у ЮАР, которая в 2018 году начала сотрудничество с АО «Росгеология» по разведке и разработке участников E-SB и E-BK в пределах блока 9-го южного шельфа.

Сжиженные надежды

Но если повышение добычи нефти пока идет исключительно с целью повышения поставок на внешние рынки, то добыча голубого топлива ориентирована, в первую очередь, на внутренний рынок. Предполагается, что спрос на газ гарантируют развитые государства северной и центральной Африки, где ожидается прирост потребления электроэнергии. По данным BP, потребление газа в Африке за последние 10 лет выросло более чем в 1,5 раза – с 95 до 150 млрд кубометров в год. За это же время африканцы в значительной степени смогли нарастить и доказанные запасы – с 11 трлн кубометров до 14,9 трлн кубометров по итогам 2019 года. Впрочем, динамика добычи постепенно начинает отставать от спроса. За последние 10 лет она выросла лишь на четверть с 192-х до 238 млрд кубометров.

В то же время, поджигаемый российским газом на европейском рынке, экспорт трубопроводного африканского газа за период с 2009 по 2019 год сократился почти на 40 %. Из-за скачков цен на нефть,

возросшей конкуренции с «молекулами свободы» из США, а также с Россией, экспорт сжиженного газа также оставался нестабильным и фактически вырос лишь незначительно – с 56 млн тонн в 2009 году до 61,2 млн тонн в прошлом.

Запасы природного газа в Африке, по данным Международного энергетического агентства, составляют 487,8 триллиона кубометров², а производство природного газа занимает до 6,1 % от мирового.

Запасы газа в Африке составляют 487,8 трлн кубометров, а производство газа занимает до 6,1 % от мирового. В 2019 году инвестиции в новые проекты по его добыче достигли планки в 103 млрд долларов

В 2019 году инвестиции в новые проекты по добыче газа достигли планки в 103 млрд долларов. Впрочем, подавляющая часть средств вероятно будет потрачена на улавливание, очистку и транспортировку попутного газа, который чаще всего пока сжигается на факелах – это дешевле, чем

² Africa Energy Outlook 2019 – IEA.

Добыча нефти в Гвинейском заливе

Источник: pipelineoilandgasnews.com





Добыча газа на шельфе Мозамбика

Источник: mozambiqueoilmining.com

разведывать новый газовый проект на глубоководном шельфе.

Богатейшей на газ страной в Африке по праву считается Алжир. Страна является крупнейшим в Африке экспортером трубопроводного газа в Европу, занимая до 1/5 от всего газового импорта. По состоянию на начало 2018 года доказанные запасы газа Алжира достигали 4,34 трлн кубометров. Последний год эта страна активно привлекает иностранные компании к работе в своем углеводородном секторе, что поддерживается постоянным ростом добычи, чем, к слову, не может похвастаться ни одна другая крупная страна-газодобытчик на континенте. В конце 2019 года Алжир изменил законодательство, чтобы облегчить доступ к ресурсам, так как в последние годы из-за бюрократических препятствий объем вложений снижался.

Давними партнерами местной государственной Sonatrach, по закону участвующей во всех проектах иностранных компаний в стране, являются «Газпром». С ним национальная алжирская компания ведет разведку на участке Эль-Ассель в нефтегазовом бассейне Беркин, а также «Роснефть», которая еще в 2001 году вместе со «Стройтрансгазом» победила

в тендере на разведку углеводородов в Алжире. Алжир заключил меморандумы о сотрудничестве со всеми российскими мейджорами. Такая открытость вполне объяснима: алжирская экономика во многом опирается на экспорт углеводородов, доходы от экспорта на 97 % формируются за счет углеводородов. По уровню разведанных запасов нефти – 1,5 млрд тонн – Алжир занимает четвертое место в регионе. Но добыча, идет в основном на старых месторождениях, постепенно ее уровень падает. На сегодня она составляет менее 61 млн тонн в год, поэтому страна делает ставку на газ.

После открытия Anadarko и Eni месторождения Prosperidade с запасами 29 трлн м³ газа на глубоководном шельфе Мозамбика, страна заняла 14-ое место в мире по запасам голубого топлива

Кстати, именно Алжир стал первой в мире страной-экспортером СПГ в 1964 г. Сегодня производство СПГ в Алжире идет на 14-ти производственных линиях, работающих на четырех заводах и имеющих суммарную мощность 34,4 млрд кубометров в год.

Последние инвестиционные решения, принятые в Нигерии, Мозамбике, Египте, а также других странах, говорят в пользу СПГ. Сжиженный газ рассматривается в качестве одного из приоритетных направлений развития ТЭК Африки. Нигерия стоит наряду с Алжиром и Египтом в качестве основного источника газа (49 млрд кубометров, производя до половины от всего экспортируемого с континента СПГ (29 млн тонн из общих 61 млн тонн за 2019 год). Перспективы нигерийского СПГ вовремя заметил «Газпром» – с 2010 года по 2015 год его трейдерская «дочка» закупила 35 партий нигерийского СПГ совокупным объемом 2,1 млн тонн. Для наращивания этих поставок у Нигерии припасена мощная база. Доказанные запасы природного газа в стране, по состоянию на начало 2019 года, достигали 5,35 трлн кубометров. Это первое место в Африке и десятое в мире.

Вероятный конкурент Нигерии на этом рынке – более экономически бедный Мозамбик. Всю историю страны перевернул 2010 год, когда американская нефтегазовая компания Anadarko и итальянская корпорация Eni обнаружили гигантские запасы природного газа на глубоководном шельфе страны. В один момент это вскинуло Мозамбик на 14-е место по запасам газа в мире, крупнейшее месторождение страны получило название Prosperidade (Процветание) и содержало 29 трлн кубометров голубого топлива. Предполагается, что газ с этого месторождения с 2022 года будет сжижаться в СПГ и экспортироваться в соседние страны континента. По оценкам Энергетического центра бизнес-школы «Сколково», стоимость сжижения здесь будет ниже, чем, например, у новых австралийских проектов.

Свое место в истории развития африканского СПГ-рынка планирует занять российская «Роснефть». Компания рассматривает Африку как один из своих трех будущих нефтегазовых хабов, рассказывал «Известиям» в июне 2016 года заместитель главного геолога «Роснефти», курирующий блок upstream, Кристофер Инчкомб. Впро-

чем, до сих пор компании так и не удалось найти подходящий проект для инвестиций. Наиболее подходящий по условиям мог бы стать блок EG-27 на шельфе Экваториальной Гвинеи, но компанию в аукционе определил «ЛУКОЙЛ». На сегодня у компании в активе уже имеется 12-летний контракт на поставку СПГ в Гану в объеме 1,7 млн т в год, но близкого к Гане источника пока не видно. Ранее предполагалось, что потренироваться в экспорте СПГ «Роснефть» на своем совместном с Eni газовом проекте «Зохран» в Египте, крупнейшем в Средиземноморье (запасы оцениваются более чем 850 млрд кубометров газа), но падающая добыча внутри страны пока направляет весь газ на внутренний рынок.



Бурение скважины в рамках проекта Etinde, Камерун

Источник: wognews.net

«Подводные камни» залива

Возросший интерес африканских стран к России вполне объясним – на фоне сланцевого ренессанса западные инвестиции заметно ослабели, а разочарование в китайцах, до сих пор остающихся крупнейшими иностранными инвесторами в африканскую экономику, только растет. Но если китайские компании имеют дешевые кредитные средства для инвестирования в сомнительные африканские проекты, то российские компании, напротив, наученные опытом «ЛУКОЙЛа» и ряда межправительственных переговоров, начали вести себя более осмотрительно.

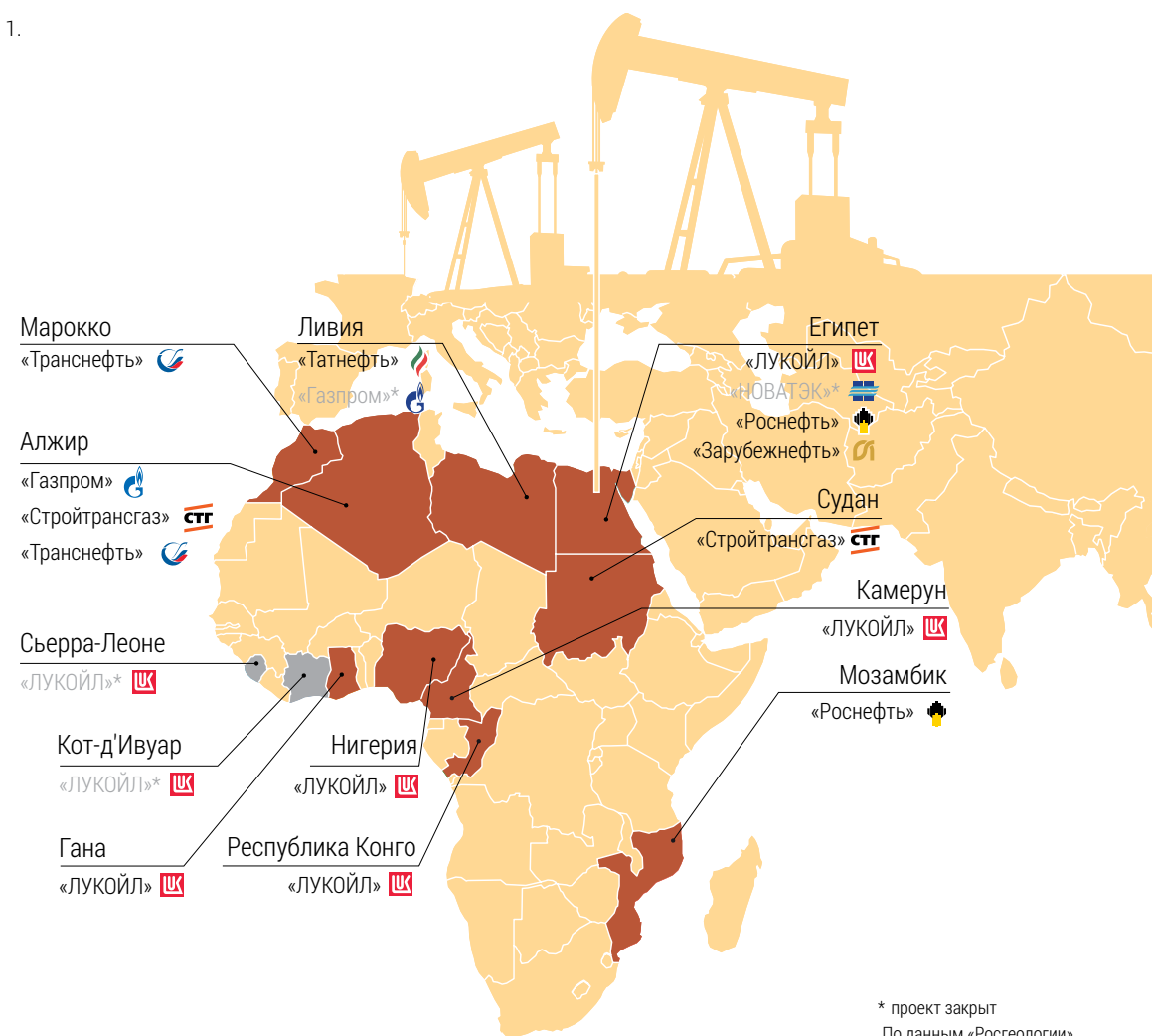
Наиболее распространенной проблемой при входе на африканский рынок становятся налоговые условия и роялти для проекта. Трудности с согласованием условий по роялти и контракту стали одной из причин выхода «Газпрома» из перспективных проектов в Алжире на участке «Эль-Ассель», где компанией были открыты два нефтяных и два газоконденсатных месторождения. Как правило, стоимость разведки и получения прав на добычу – а не CAPEX на добычу – занимают большую часть в затратах при «входе» на тот или иной африканский проект (см. рис. 1). На этом фоне кажется мелочью отсутствие квалифицированной рабочей силы на фоне требований правительств восточноафриканских государств привлекать местные трудовые ресурсы при реализации проектов.

Еще одна причина частого отсутствия информации по тому или иному проекту, в том числе в публичной сфере – элементарное затягивание переговоров со сто-

роны африканских властей, старающихся «продать» проект на низкой стадии изученности вместо того, чтобы вести переговоры в том числе о более изученных проектах либо о разработке зрелых месторождений, рассказывает источник в одной из компаний. Бывает так, что местные власти просто перестают выходить на связь или участвовать в переговорах, добавляет он. В таком случае партнерство также разрывалось, даже если между странами уже было подписано межправительственное соглашение, в котором упоминается создание совместного предприятия. Были также случаи, когда власти задерживали выплаты по уже оформленной концессии для оператора, что так же не вселяло надежды на продолжение успешного сотрудничества.

Так, в 2015 году консорциум «Ростеха», Telconet Capital, VTB Capital, «Татнефти» и южнокорейской GS Engineering & Construction, выиграл тендер на строительство в Уганде первого нефтеперерабатыва-

Рис. 1.



Бурение скважин на шельфе Камеруна

Источник: stockinfocus.ru

ющего завода мощностью 3 млн тонн в год. Через год консорциум был вынужден отказаться от проекта из-за нежелания правительства Уганды выполнить тендерные обязательства.

Впрочем, никто не может гарантировать и того, что в какой-то момент нынешние или новые власти в рамках неожиданно-го антикоррупционного расследования не выдвинут налоговые претензии в адрес концессионера или владельца лицензии на добычу, как это произошло, к примеру, с дочерней компанией «Газпром нефти» – сербской NIS в Анголе в 2013–2014 годах.

На фоне остальных нефтегазовых рынков именно африканский остается наименее изученным и перспективным, а также наиболее близким к будущему эпицентру углеводородного потребления

Но самые распространенные риски, от которых вряд ли кто-то способен застраховать – это правительственный переворот или война с соседним государством. Так, с момента военного переворота в 2011 году добыча и экспорт нефти из Ливии были частично нарушены. На фоне этих новостей цена барреля нефти в конце сентября падала до 40 долларов за бочку. Жертвой вооруженного конфликта стали и отношения

с российскими нефтяниками – от проекта в Алжире уже отказалась «Газпром нефть», а компания «Татнефть», имеющая в стране 4 контрактных участка, до сих пор не может вернуть на проекты своих рабочих. По причине близости страны к военному конфликту, к примеру, пока не началось полномасштабное сотрудничество России с Суданом, хотя частные российские инвесторы и были готовы строить здесь завод по переработке попутного нефтяного газа.

Тем не менее на фоне остальных нефтегазовых рынков именно африканский остается наименее изученным и перспективным, а также наиболее близким к будущему эпицентру углеводородного потребления. Поскольку на континенте уже не осталось крупных месторождений угля, нет сомнений, что нефть и газ продолжат увеличивать долю в энергобалансе региона. Конкуренция за эти углеводородные ресурсы, равно как и за потребителя, уже началась. Учитывая сохраняющиеся относительно низкие цены, именно сейчас для России открывается окно возможностей, чтобы обогнать в конкуренции тот же Китай, стремящийся «застолбить» хороший источник энергии для нужд своей экономики. Сегодня Россия на этом поле на голову опережает США и Китай в атомной сфере, строя одну АЭС и договорившись о проработке нескольких проектов³ АЭС в Африке. При должной осмотрительности и сохранении политических связей стран на высшем уровне, закрепление России в качестве ведущего оператора нефтегазового будущего Африки становится все более реальным.

³ Deutsche Welle: African countries mull nuclear energy as Russia extends offers; 27.09.2020.

Перспективы нефтегазового комплекса на Востоке России

Prospects for the oil and gas complex in the East of Russia

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 MASTERANOV

Head of the Analytical Center of the Energy policy and Security (IOGP of the RAS), a member of the Directorate Council of the IES, DES., professor of the Gubkin University, academician of the RANS
e-mail: amastepanov@mail.ru

Ванкорское нефтегазовое месторождение

Источник: vmp-protect.ru



Аннотация. В статье рассмотрены вопросы формирования нефтегазовой отрасли на Востоке России в рамках развития энергетического сотрудничества со странами Восточной Азии. Показаны роль Восточной Азии в современном мире и основные факторы, которые будут определять важнейшие направления энергетического сотрудничества в этом регионе. Сделан вывод: после ограничений, вызванных эпидемией коронавируса, и спада экономики, основные страны региона продолжают наращивать спрос на энергоносители. В этих условиях объем экспорта углеводородов из России будет ограничен не столько спросом на них со стороны азиатских рынков, сколько возможностью их производства и транспорта в нашей стране.

Ключевые слова: энергетическое сотрудничество, Восточная Азия, Россия, нефть, природный газ, спрос и потребление энергоресурсов, прогнозы развития.

Abstract. The article deals with the formation of the oil and gas industry in the east of Russia in the framework of the development of energy cooperation with the countries of East Asia. The role of East Asia in the world and the main factors that will determine the most important areas of energy cooperation in this region are shown. It was concluded that after the restrictions caused by the coronavirus epidemic and the economic downturn, the main countries of the region will continue to increase demand for energy. In these conditions, the volume of export of hydrocarbons from Russia will be limited by the possibility of their production and transport in our country.

Keywords: energy cooperation, East Asia, Russia, oil, natural gas, energy demand and consumption, development forecasts.

Энергетический ландшафт Восточной Азии представляет собой набор обособленных друг от друга рынков, мало взаимодействующих между собой

Одним из крупнейших макрорегионов планеты и, одновременно, наиболее динамично развивающимся геополитическим пространством, куда последовательно смещается центр тяжести мировой экономики и политики, является Северо-Восточная и Юго-Восточная Азия. Этот регион представляет собой практически безграничный рынок энергетических товаров и услуг. Трудно представить лучший пример потенциально возможного меж-

дународного взаимодополнения в сфере экономики и энергетики, чем это географическое пространство Восточной Азии, где одни страны богаты энергетическими, минерально-сырьевыми и другими природными ресурсами, другие — обладают самыми передовыми технологиями, а третьи — огромными трудовыми ресурсами¹. Потенциал подобного сотрудничества далёк от эффективного использования.

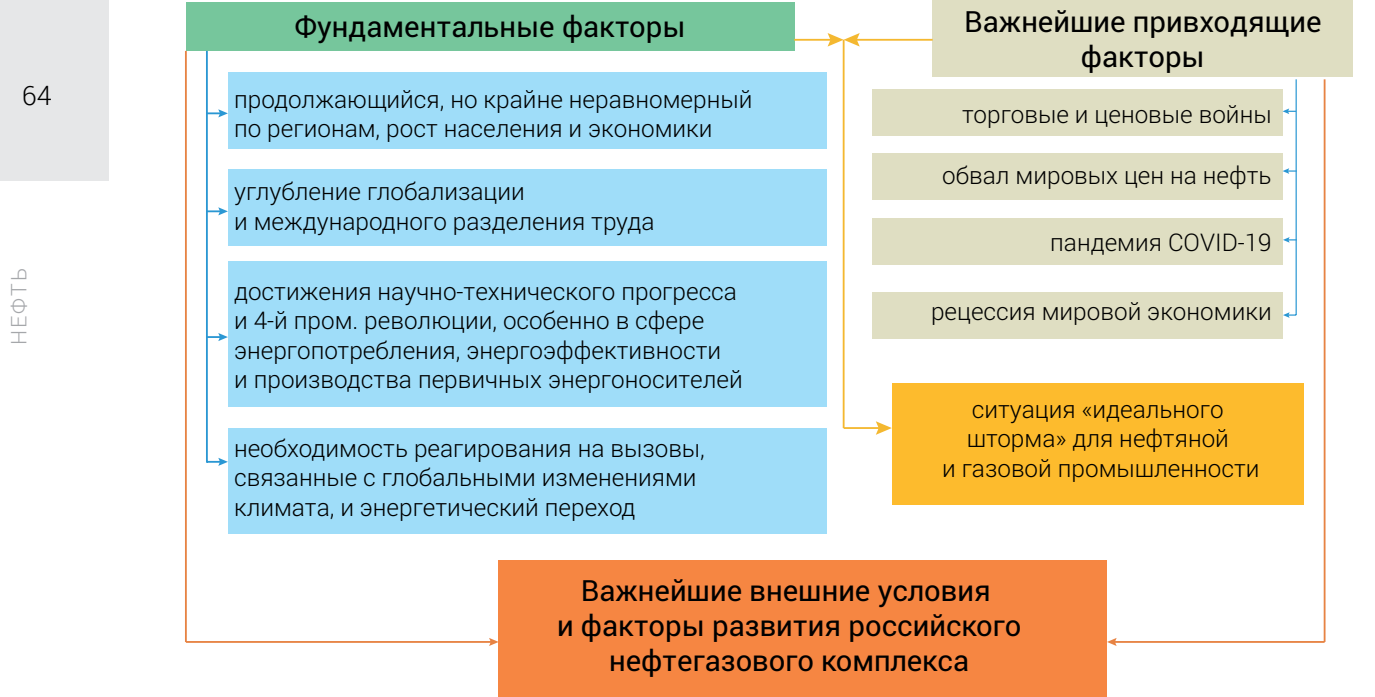
Региональные перетоки топлива и энергии обеспечивают незначительную часть энергопотребления Восточной Азии. Энергетический ландшафт этого региона сегодня представляет собой набор обособленных друг от друга рынков, которые мало взаимодействуют между собой, и где нет речи о глубокой региональной кооперации.

Для России, восток которой богат различными природными ресурсами², но пока ещё недостаточно освоен, сотрудничество с сопредельными государствами Восточной Азии в целом представляет особый интерес.

Важнейшим направлением энергетической политики большинства стран Восточной Азии является совершенствование

¹ В этих же работах был дан развёрнутый анализ энергообеспечения стран Северо-Восточной Азии и решения здесь проблем энергетической безопасности в условиях новых вызовов, некоторые результаты которого в полной мере относятся и к Восточной Азии в целом.

² В контексте данной статьи под Востоком России подразумеваются Восточная Сибирь и Дальний Восток.



мя останутся одними из основных источников энергии и в этих странах.

О возможных масштабах перспективного роста потребностей стран Восточной Азии в энергии можно, в первом приближении, судить по таким показателям, как рост численности населения и его среднедушевое энергопотребление.

Так, по оценкам департамента по экономическим и социальным вопросам ООН, опубликованным в 2019 году, общая численность населения в странах Восточной Азии к 2050 году может увеличиться, по сравнению с ожидаемой численностью в 2020 году, в зависимости от варианта прогноза³ в интервале от 64,6 до 171,7 млн человек [5] (рис. 2).

Даже при существующем в этих странах в настоящее время уровне среднедушевого потребления первичной энергии (условно — порядка 2 т. н. э.), это равно

³ Методология разработки этих прогнозов и прогностических оценок дана в [6].

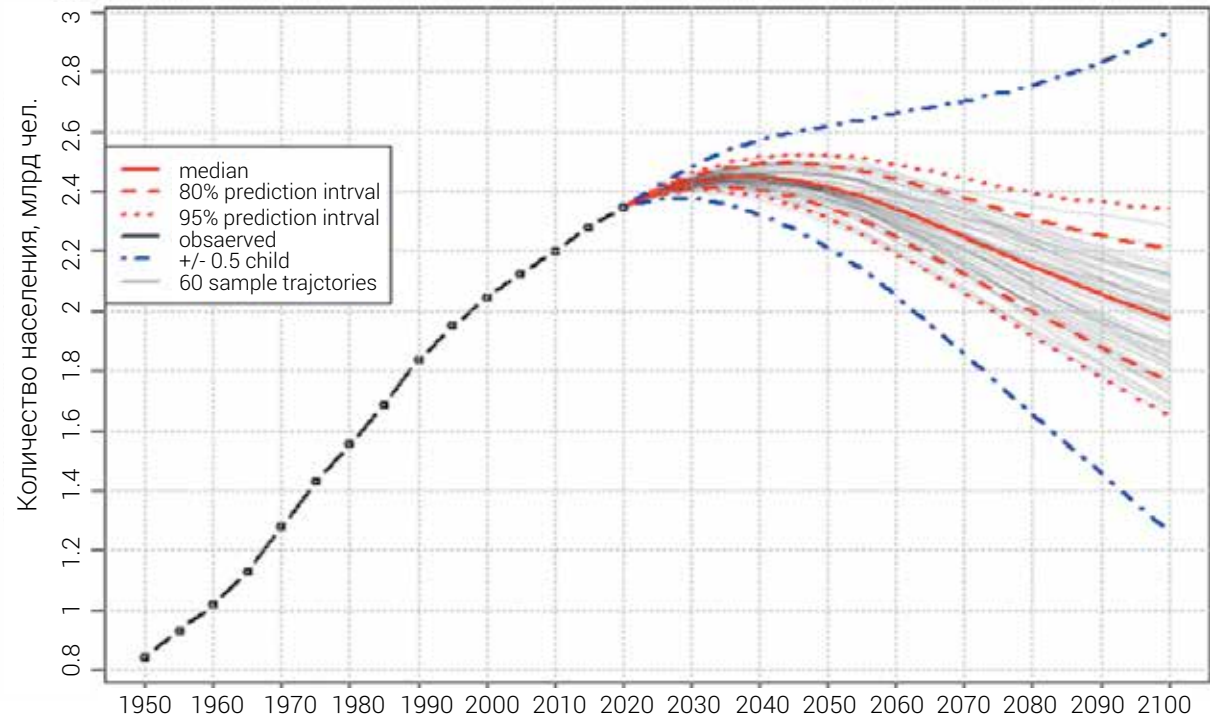
прибавке к 2050 году, соответственно, 130–340 млн т. н. э. в год. Если же допустить, что к 2050 году душевое энергопотребление в регионе достигнет современного уровня развитых стран — членов ОЭСР (4,12 т. н. э./чел. [7]), то общее потребление первичной энергии составит в Восточной Азии, с учётом ожидаемого роста населения, порядка 9,9–10,4 млрд т. н. э. При том, что в настоящее время всё население планеты потребляет её порядка 14,3 млрд т. н. э. [7].

Растущий спрос на энергию со стороны стран Восточной Азии в условиях недостаточной ресурсной базы будет всё больше и больше удовлетворяться за счёт импортных поставок нефти и газа.

В результате объём экспорта углеводородов из России будет лимитироваться не столько спросом со стороны азиатских рынков, сколько возможностью их конкурентоспособного производства и транспорта в нашей стране. Именно эта предпосылка лежит в основе дальнейшего анализа

Рис. 2. Диапазон возможных траекторий перспективной динамики общей численности населения в странах Восточной Азии

Источник:
Организация Объединённых Наций [5]



Пояснение экспертов ООН: эта диаграмма показывает оценки и вероятностные прогнозы общей численности населения в данном регионе. Демографические прогнозы основаны на вероятностных прогнозах общей рождаемости и ожидаемой продолжительности жизни при рождении, которые были выполнены с использованием Байесовской иерархической модели. На рисунке показана вероятностная медиана, 80-ти и 95-процентные интервалы прогнозирования вероятностных популяционных прогнозов, а также детерминированные высокий и низкий варианты (+/- 0,5 child).

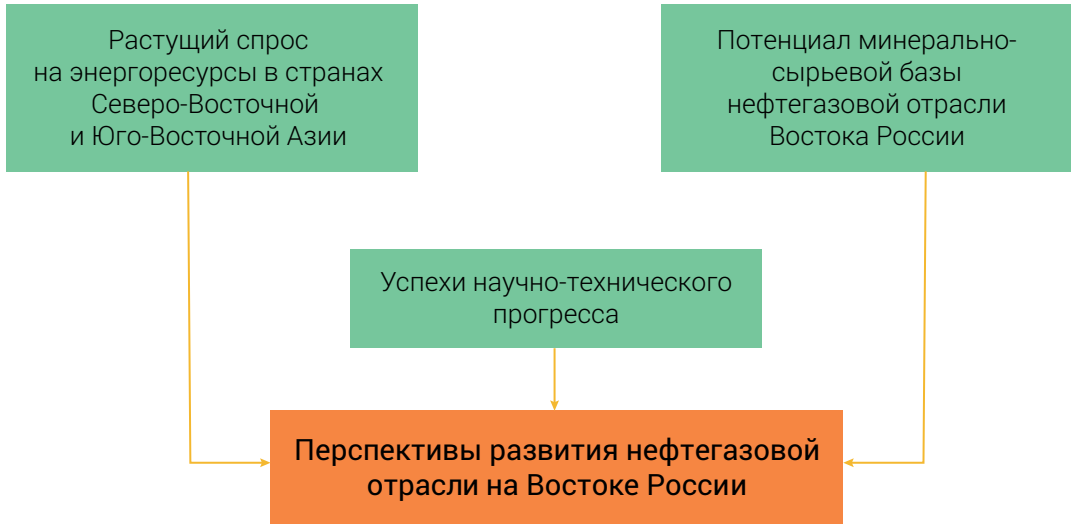


Рис. 3. Основные факторы, определяющие перспективы развития нефтегазовой отрасли на Востоке России

возможностей развития нефтегазового комплекса на востоке страны. Другими фундаментальными факторами развития добычи нефти и газа на Востоке России являются возможности минерально-сырьевой базы отрасли, о которых ещё будет сказано, и успехи научно-технического прогресса (рис. 3).

Перспективы развития нефтегазового комплекса России на ближайшие пятнадцать лет определены целым рядом принятых и разрабатываемых нормативно-правовых актов страны в сфере энергетики [8–11], в том числе Энергетической стратегией России до 2035 года, утверждённой правительством 9 июня 2020 года [12].

Энергетическая стратегия исходит из необходимости ускоренного перехода к более эффективной, гибкой и устойчи-

вой энергетике, одной из характеристик которого является оптимизация пространственного размещения энергетической инфраструктуры. В рамках этой оптимизации в Восточной Сибири, на Дальнем Востоке и в Арктической зоне Российской Федерации намечено сформировать нефтегазовые минерально-сырьевые центры, нефтегазо-химические комплексы, расширить инфраструктуру транспортировки энергетических ресурсов. В результате реализации всех этих мер, Россия станет ведущим игроком на рынках Азиатско-Тихоокеанского региона, доля которых к 2035 году должна достичь 50 % в общем объёме экспорта российских энергетических ресурсов.

Основные показатели развития нефтегазового комплекса страны в соответствии с Энергостратегией показаны в табл. 1.

Таблица 1. Некоторые показатели развития нефтегазовой отрасли в соответствии с Энергетической стратегией Российской Федерации на период до 2035 года

Источник:
по данным [12]

Показатели	2024 г.	2035 г.
Объём добычи нефти и газового конденсата, млн т	555–560	490–555
Отношение объема добычи нефти и газового конденсата в Восточной Сибири, на Дальнем Востоке и в Арктической зоне РФ к базовому уровню добычи в указанных регионах	1,075	1,1–1,15
Объём добычи природного газа, млрд м ³	795–820	860–1000
Производство СПГ, млн т	46–65	80–140
Отношение объема добычи газа в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке к базовому уровню добычи в указанных регионах	2,6	4,2
Пропускная способность экспортных газопроводов, млрд м ³	363	405
в том числе:		
– на западном направлении	325	325
– в страны Азиатско-Тихоокеанского региона	38	80

Официальных документов, определяющих направления, цели и задачи развития нефтегазового комплекса страны на период до 2050 года, пока нет. Имеются лишь некоторые проработки и прогнозные оценки научно-исследовательских институтов, консалтинговых структур и экспертов, величина которых варьирует в широком диапазоне и не даёт полную картину будущего развития отрасли. Основные, наиболее аргументированные из них, укладываются в диапазон двух сценариев: текущих политик и условий, высоких ресурсов и высоких возможностей.



Буровая платформа, Иркутская нефтяная компания
Источник: invest.irkobl.ru

Сценарий текущих политик исходит из того, что экономическая ситуация в России не претерпит значительных изменений, будут продолжены экономические санкции, сохранится высокая волатильность мировых цен на нефть при среднем её значении в диапазоне 45–60 долларов за баррель в постоянных ценах. При этом в развитых странах мира будет активно реализовываться концепция энергетического перехода.

Сценарий высоких возможностей исходит из того, что в прогнозируемом периоде:

- будет обеспечено необходимое финансирование геологоразведочных работ, в результате которых не менее половины уже известных ресурсов нефти и газа на Востоке России удастся перевести в запасы;

- будет обеспечено развитие на востоке страны и в России в целом необходимой транспортной инфраструктуры (сети магистральных нефте- и газопроводов, морских портов и перевалочных пунктов, обустройство Северного морского пути и прочее);
- будут стабильно высокие мировые цены на нефть (не ниже 80 долларов за баррель в постоянных ценах);
- с России будут сняты западные санкции, и страна получит свободный доступ к мировым финансовым ресурсам, технологиям и компетенциям;
- в результате глобального потепления навигация по Северному морскому пути станет круглогодичной.

Высокая неопределённость предстоящего развития делает оценки на уровне 2040–2050 годов достаточно условными. В обоих сценариях стратегическими задачами обеспечения развития нефтегазовой отрасли в течение всей рассматриваемой перспективы, то есть в период до 2050 года, являются:

- структурная трансформация отрасли в части увеличения доли углеводородов, добытых с использованием вторичных и третичных методов с повышением коэффициентов извлечения; увеличение в структуре производства продукции с высокой степенью переработки; изменения структуры инвестиций в сторону увеличения доли расходов на НИ-ОКР и инновации;
- развитие транспортной и производственной инфраструктуры Дальнего Востока, Восточной Сибири и российской Арктической зоны;
- минимизация негативного влияния добычи, производства, транспортировки и потребления углеводородов на окружающую среду, климат и здоровье людей.

Возможные уровни перспективного развития нефтегазовой отрасли на Востоке России исходят прежде всего из возможности минерально-сырьевой базы отрасли.

Согласно данным и оценкам Министерства природных ресурсов и экологии России (Государственные доклады «О состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов Российской Федерации» [13,14]), российская сырьевая база



Ванкорское нефтегазовое месторождение

Источник: vmp-protect.ru

жидких углеводородов позволяет стране уверенно смотреть в будущее. Технологически извлекаемые запасы нефти России по состоянию на начало 2019 года составляли 29,8 млрд тонн, конденсата — 4,1 млрд тонн. Перспективные ресурсы нефти категории D_0 оцениваются в 13,9 млрд тонн, конденсата — в 1,9 млрд тонн. По оценке Минприроды, можно ожидать, что примерно четверть этих ресурсов в дальнейшем по результатам геологоразведочных ра-

бот будет переведена в промышленные категории запасов. Прогнозные ресурсы нефти и конденсата категорий D_1+D_2 , достоверность которых значительно ниже, оцениваются в 43,9 и 11,3 млрд тонн, соответственно.

Значительная часть разведанных запасов и ресурсов нефти находится как раз на востоке страны. Их распределение по основным субъектам и морям России показано на рис. 4.

Рис. 4. Разведанные запасы и ресурсы нефти Востока России

Источник: Минприроды России [14]

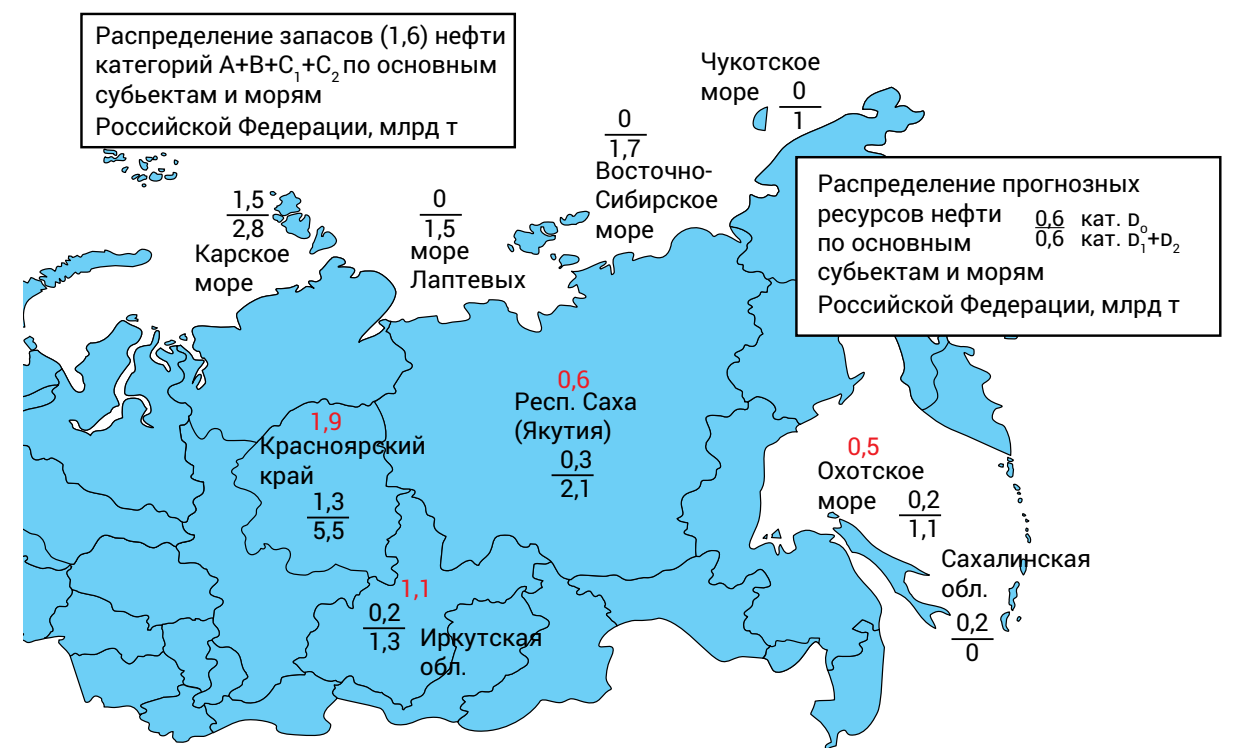




Рис. 5. Разведанные запасы и ресурсы природного газа Востока России

Источник: Минприроды России [14]

В соответствии с таким территориальным распределением ресурсов, в годы рассматриваемой перспективы продолжится перемещение основных нефтегазодобывающих центров страны именно в восточном и северном направлениях. На востоке страны находится и основная часть разведанных запасов и ресурсов природного газа (рис. 5). Именно здесь, на Востоке и Севере России, на базе ресурсов полуостровов Гыдан и Ямал, акватории Карского моря, Лено-Тунгусского, Лено-Вилюйского, Восточно-

Рост добычи нефти позволит увеличивать ее экспорт. К 2050 г. он может достичь 340 млн т, в том числе в страны АТР – до 170 млн т. Вырастут поставки в этот регион и нефтепродуктов

Арктического, Лаптевоморского, Охотского и других нефтегазовых бассейнов, будут формироваться новые экспортноориентированные нефтегазодобывающие центры. Добыча нефти в России на уровне 2040–2050 годов при благоприятной конъюнктуре мирового и внутреннего рынков, то есть в сценарии высоких ресурсов/высоких возможностей, может составить порядка 570–590 млн тонн в год, в том числе на Востоке России – порядка 120 млн т (табл. 2). Для обеспечения такого уровня добычи потребуется существенно прирастить запасы нефти, в том числе и в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке. Подобный рост добычи нефти позволит продолжить наращивание и объемов её экспорта, который к 2050 году может достичь 340 млн тонн, в том числе в страны АТР – до 170 млн тонн в год. Существенно вырастут поставки в этот регион и нефтепродуктов. Естественно, что в сценарии текущих политик и условий объёмы и добычи нефти, и её экспорта будут существенно ниже. В части добычи газа в настоящее время Россия не имеет сдерживающих факторов

	Факт		Прогноз		
	2000 г.	2019 г.	2035 г.	2040 г.	2050 г.
Добыча нефти	323,5	561,2	490/555	450/570	380/590
в т. ч. – Восток России	3,9	76,3	98/110	105/120	75/120
Переработка нефти	173,8	289,8	240/295	250/270	240/250
в т. ч. – Восток России	19	22,4	45/50	50/65	65/70
Экспорт нефти	144,4	267,5	244/252	200/300	140/340
в т. ч. в АТР	91,3	109/120	100/165	100/165	70/170
Экспорт нефтепродуктов	62,6	142,8	126/155	90/130	90/120
в т. ч. в АТР	0,4	18,5	35/40	40/45	40/45

*Прогнозные оценки основаны на следующих материалах:
2020–2035 гг. – согласно Энергетической стратегии России на период до 2035 года;
2040–2050 гг. – по экспертным оценкам: в числителе – сценарий текущих условий; в знаменателе – сценарий высоких возможностей;
2020–2050 гг., показатели по Востоку России и экспорту в Азиатско-Тихоокеанский регион – по экспертным оценкам.
Ресурсная обеспеченность сценария высоких возможностей включает как береговые углеводородные ресурсы Восточной Сибири и Дальнего Востока, так и северные территории Западной Сибири (полуострова Ямал и Гыдан), а также шельф прилегающих акваторий Северного Ледовитого океана.

Таблица 2. Основные показатели развития нефтяной отрасли России, млн т*

со стороны ресурсно-сырьевой базы. Стратегическими задачами развития газовой отрасли на сегодняшний день и на долгосрочную перспективу являются комплексное развитие существующих и создание новых центров газодобычи. Перспективные уровни производства будут определяться потребностями основных энергетических и газовых рынков в Европе и странах АТР, а также внутренним спросом на газовое топливо. Однако за пределами 2035 года, даже в сценарии высоких возможностей, значительного прироста добычи природного газа в целом по России ожидать не при-

ходится. В то же время на востоке страны в этом сценарии добыча газа к 2050 году может увеличиться более чем в полтора раза по сравнению с уровнем 2035 года, зафиксированным в Энергостратегии. Что касается сжиженного природного газа, то в соответствии с логикой развития газовых рынков в рассматриваемый период ожидается рост его производства темпами, значительно превышающими рост добычи газа. Значительно увеличится в сценарии высоких ресурсов/высоких возможностей экспорт природного газа – как трубопроводного, так и СПГ, особенно в стра-

Проект «Сахалин-1», платформа «Беркут»

Источник: recyclemag.ru





Регазификационный терминал TEPCO LNG, Япония Источник: power-eng.com

ны АТР. Причём, быстрый рост экспортных поставок газа в восточном направлении ожидается и в сценарии текущих политик и условий (табл. 3).

В целом же широкомасштабное экономическое и научно-технологическое сотрудничество России со странами Восточной Азии и АТР может в перспективе существенно изменить всю экономическую карту Востока России (рис. 6).

Основными направлениями такого сотрудничества могли бы быть:

- развитие добычи и переработки нефти и газа в России, в том числе путём реализации крупных международных проектов;
- развитие экспортоориентированной транспортной инфраструктуры;
- совместное создание технологий, обеспечивающих эффективную разработку различных типов неф-

ти и газа, перевод нетрадиционных углеводородов из категории ресурсов в категорию запасов, а также глубокую переработку углеводородного сырья.

Естественно, что в первую очередь мы рассчитываем на такое сотрудничество — как двустороннее, так и многостороннее — с нашими соседями на Востоке России.

Высокая неопределённость предстоящего развития делает представленные в статье оценки на уровне 2040–2050 годов достаточно условными. В зависимости от соотношения различных условий и рассмотренных сценариев, добыча и экспорт нефти и газа, в том числе в страны Восточной Азии, могут варьировать в широком диапазоне. Но эти оценки показывают главное — возможности России. А как эти возможности будут реализованы, покажет время.

Таблица 3. Основные показатели развития газовой отрасли России, млрд м³

	Факт		Прогноз		
	2000 г.	2019 г.	2035 г.	2040 г.	2050 г.
Добыча газа	583,9	737	860/1000	900/1040	950/1100
в т. ч. — Восток России	6,1	44,6	75/100	85/140	95/155
Производство СПГ, млн т	-	29	80/140	85/150	100/170
Экспорт трубопроводного газа	193,9	227,9	255/301	300/360	355/390
в т. ч. в АТР	-	0,2	80/91	110/130	130/160
Экспорт СПГ	-	41,4	108/189	115/202	135/230
в т. ч. в АТР	-	17,7	-	-	-



Рис. 6. 2050-й год: как могла бы выглядеть экономическая карта Востока России

Использованные источники

1. Мастепанов А. М. Интеграционные процессы в энергетике Северо-Восточной Азии и роль природного газа в их развитии // Энергетическая политика. 2018, Выпуск 6. С. 38–57.

2. Мастепанов А. М., Сумин А. М. Энергетическое сотрудничество и проблемы обеспечения энергетической безопасности в Северо-Восточной Азии: взгляд из России // Экологический вестник России, 2016. № 2, С. 16–21; № 3, С. 22–29.

3. Мастепанов А. М. Азиатские энергетические флуктуации // Нефть России. 2016, № 3–4. С. 4–9.

4. Безопасность и сотрудничество в Северо-Восточной Азии: совместный документ российских и южнокорейских экспертов. — РСМД, Рабочая тетрадь № 25/2015. М.: Спецкнига, 2015. 28 с.

5. World Population Prospects 2019. UN. Department of Economic and Social Affairs. — URL: <https://population.un.org/wpp/Download/Probabilistic/Population/>

6. World Population Prospects 2019. Methodology of the United Nations population estimates and projections. United Nations New York, 2019. 61 P. — URL: https://population.un.org/wpp/Publications/Files/WPP2019_Methodology.pdf

7. Key World Energy Statistics 2020. IEA. August 2020. — URL: <https://www.iea.org/reports/key-world-energy-statistics-2020>

8. Доктрина энергетической безопасности Российской Федерации, утвержденная Указом Президента Российской Федерации от 13 мая 2019 г. № 216. — URL: <http://www.kremlin.ru/acts/bank/44252>

9. Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2036 года, утвержденный на за-

седании Правительства Российской Федерации 22 ноября 2018 г. — URL: https://www.economy.gov.ru/material/directions/makroec/prognozy_socialno_ekonomicheskogo_razvitiya/prognoz_socialno_ekonomicheskogo_razvitiya_rossiyskoy_federacii_na_period_do_2036_goda.html

10. Стратегия развития минерально-сырьевой базы Российской Федерации до 2035 года, утвержденная распоряжением Правительства Российской Федерации от 22 декабря 2018 г. № 2914-р. — URL: <https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/72038606/>

11. Бюджетный прогноз Российской Федерации на период до 2036 года, утвержденный распоряжением Правительства Российской Федерации от 29 марта 2019 г. № 558-р. — URL: <http://static.government.ru/media/files/IOSJdAVcneBI3M5xQqiAafEkTbpBGaDB.pdf>

12. Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года, утверждённая распоряжением Правительством России 9 июня 2020 г. № 1523-р. — URL: <https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/74148810/>

13. Государственный доклад «О состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов Российской Федерации в 2016 и 2017 годах». Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации. Москва, 2018 г. 372 с.

14. Государственный доклад «О состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов Российской Федерации в 2018 году». Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации. Москва, 2019 г. 426 с.

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА №10(152) / 2020

Инфраструктурные накопители в энергетике

Infrastructure storage in the energy sector

Виталий БУШУЕВ

Генеральный директор Института энергетической стратегии, д. т. н., профессор
e-mail: vital@df.ru

Николай НОВИКОВ

Заместитель научного руководителя НТЦ ФСК, Ведущий научный сотрудник ОИВТ РАН, д.т.н., МЭИ
e-mail: universe@mpei.ac.ru

Vitaly BUSHUEV

Director General with Institute for Energy Strategy, President of the Laboratory «Energy Initiative», professor, Doctor of Engineering
e-mail: vital@df.ru

Nikolay NOVIKOV

Doctor of Engineering, MPEI, Deputy scientific adviser «R&D Center at FG C of UES»
e-mail: universe@mpei.ac.ru

Северо-Западная ТЭЦ

Источник: amp.energybase.ru



Аннотация. В статье проанализированы необходимость и место применения систем накопления энергии. Подробно рассмотрены основные виды систем накопления энергии и изучены возможности локализации их производства на территории России. Кроме того, поставлена задача о необходимости развития центра испытаний и сертификации накопителей энергии.

Ключевые слова: системы накопления энергии, энергетическая система, хранение энергии, виды накопителей.

Abstract. The article analyzes the need for and place of application of energy storage systems. The main types of energy storage systems are considered in detail and the possibilities of localizing their production on the territory of Russia are studied. In addition, the task was set on the need to develop a center for testing and certification of energy storage devices.

Key words: energy storage systems, energy system, energy storage, types of storage.



Развитие систем накопления приведет к увеличению двунаправленных потоков, в то время как сейчас они распределяются однонаправленно

Перспективы технологии хранения электроэнергии

Развитие электроэнергетики в настоящее время происходит под влиянием нескольких технологических трендов. Во-первых, идет процесс цифровизации инфраструктуры — разворачивание систем интеллектуального учета энергетических потоков, систем распределенной автоматизации, систем контроля оперативного состояния оборудования и качества энергоснабжения, формирования цифровых моделей для оптимального управления функционированием и развитием энергосистемы.

Во-вторых, наблюдается глубокая децентрализация производства энергии — масштабное вовлечение в энергосистему распределенных энергетических ресурсов



ГЭС-1 им. Смидовича

Источник: МОСЭНЕРГОПРОЕКТ

(в том числе и возобновляемых источников энергии), оптимальное сочетание большой, распределенной и автономной энергетики, использование потенциала многофункциональных энергетических объектов (например, ко- и тригенерационных установок).

В-третьих, происходит переход к интеллектуальному управлению и инжинирингу — внедрение интеллектуальных киберфизических устройств, использование методов и инструментов искусственного интеллекта для автоматического управления технологическими процессами и коммерческими отношениями, а также для автоматического инжиниринга, настройки, восстановления систем управления.



Накопители энергии повышают надежность энергосистемы

Источник: AtomicSummer / Depositphotos.com

Формируемая новая технологическая модель электроэнергетики будет характеризоваться увеличением сложности энергосистем, появлением существенной доли распределенной генерации, формированием нового типа субъекта — активных потребителей, соединяющих в себе функции потребления и производства энергии, повышением требований по доступности, качеству и надежности энергии.

Технологическим способом ограничения этой сложности является массовое применение накопителей электроэнергии, приводящее к разрыву базовой парадигмы построения энергосистемы: одновременное и синхронное производство и потребление.

Новая технологическая модель дает российской энергетике уникальную возможность радикально поднять свою эффективность и поддержать конкурентоспособность энергоёмкой промышленности

В результате электроэнергия становится обычным товаром. Кроме того, развитие систем накопления приведет к увеличению двусторонних потоков электроэнергии, в то время как сейчас потоки распределяются преимущественно, односторонне по иерархической ветке «магистральные сети — распределительные сети — потребитель». В целом накопители электроэнергии — это одни из ключевых элементов в новой парадигме «умной» энергетики.

Потенциальные области применения накопителей включают: сглаживание неравномерности производства и потребления (в том числе на ВИЭ), регулирование напряжения и частоты, предоставление горячего резерва мощности, аварийное питание для предотвращения развития системных чрезвычайных ситуаций (при секционировании энергосистемы) и для восстановления энергосистемы после них. Особая ценность накопителей состоит в том, что они могут осуществлять перечисленные функции одновременно.

Новая технологическая модель дает российской энергетике уникальную возможность радикально поднять свою эффективность и поддержать конкурентоспособность энергоёмкой промышленности, которая на ближайшие 15 лет по-прежнему будет вносить основной вклад в экономику,

Работа с минимальным резервом мощности, повышение числа высокоэкономичных, но маломаневренных энергоблоков, отставание сетевого строительства усложнили проблемы устойчивости

даже в случае успешных сдвигов в сторону отказа от сырьевой модели развития. Она даст существенное повышение коэффициента использования существующей генерации сетей, снизит потребность в строительстве новых мощностей, повысит операционную эффективность энергетических компаний и инфраструктурных организаций. В целом это позволит в рамках нового инвестиционного цикла в электроэнергетике, который начнется в России в первой половине 20-х годов, сдерживать рост цен на электроэнергию.

Однако современное регулирование в электроэнергетике, в значительной мере, не учитывает особенности функционирования накопителей и возможности, которые они предоставляют. Оно построено преимущественно из необходимости обе-

Тяговая подстанция

Источник: electroinfo.net



спечения неразрывности и синхронности производства и потребления электроэнергии, пассивной роли конечного потребителя, «снабженческой» модели продажи электроэнергии. Более того, действующее регулирование предусматривает жесткое разделение функций в отрасли на производство, передачу, сбыт, потребление электроэнергии.

Существующие системы аккумулирования электроэнергии

В последние годы в электроэнергетике России произошли количественные и качественные изменения, режимы энергосистем значительно утяжелились. Работа с минимальным резервом по мощности, повышение числа высокоэкономичных, но маломаневренных энергоблоков, отставание сетевого строительства и увеличение числа слабых связей существенно усложнили проблемы статической и динамической устойчивости, живучести энергосистем, надежности и качества электроснабжения, несмотря на успехи, достигнутые в области автоматизированных систем диспетчерского управления, систем автоматического управления и противоаварийной режимной автоматики.

В настоящее время в ЕЭС России продолжают оставаться напряженными режимы ее работы, сохраняется достаточно сложная топливная проблема, возрастают трудности управления энергосистемами в связи с большой долей недостаточно маневренных крупных энергоблоков тепловых электростанций. Высокие требования, предъявляемые к электроэнергетике, определяют радикальную перестройку электроэнергетики, начиная с принципов ее построения и управления, и заканчивая техническим оборудованием. Необходимость сокращения непроизводительных расходов топлива предъявляет высокие требования к экономичности режимов.

В настоящее время формирование мощных электроэнергетических систем характеризуется повышением доли блоков, работающих в базе суточных графиков нагрузки. В определенной мере этому способствует существующая практика обновления генерирующих мощностей, при которой на станциях последователь-

но демонтируются маневренные агрегаты мощностью 50–200 МВт. В результате, при нагрузках, составляющих 50 % от номинальной, расход топлива увеличивается на 16–26 г/кВт·ч. Статистический анализ работы объединенных энергосистем показывает, что, наряду с повышением надежности энергоснабжения и снижением затрат на резервирование, уплотнения суточных графиков нагрузки не наблюдается. Объективный учет тенденций в развитии топливно-энергетического комплекса также говорит о том, что в ближайшие 30–40 лет основными производителями электроэнергии останутся тепловые электростанции, стоимость топлива будет возрастать, а межсистемные связи еще на долгие годы будут отнесены к разряду «слабых». Вследствие этого, включение в электроэнергетическую систему накопителей, позволяющих разделить во времени процессы выработки и потребления энергии (при условии их высокого КПД), имеет большое народно-хозяйственное значение.

Аккумуляция энергии позволит увеличить мощность и время работы базовых электростанций, улучшив тем самым технико-экономические показатели крупных энергоблоков благодаря существенному уменьшению эксплуатационных расходов, уплотнить график нагрузки и компенсировать ее пиковые изменения. Кроме того, накопители могут существенно повысить устойчивость крупной станции при обеспечении баланса мощности электроэнергетической системы. Включение накопителя в энергосистему в качестве самостоятельной структурной единицы является объективной необходимостью и на ближайшую перспективу нет альтернативных решений для мощных ТЭС и АЭС с накопителями энергии. Можно ожидать, что более 10 % всей вырабатываемой энергии, прежде чем попасть к потребителю, будут проходить через системы накопителей.

На современном этапе развития Единой энергетической системы динамические свойства энергообъединений настолько усложнились, и системная автоматика достигает такого уровня сложности, что могут возникать проблемы в отношении устойчивости, регулирования частоты и активной мощности [1,2]. Именно сложность динамических свойств энергообъединений и отсутствие целостного взгляда на проблему управляемости привели к тому, что некоторые научно-исследовательские орга-

низации и специалисты считают неизбежной необходимостью выполнять объединения подсистем только через вставки постоянного тока, с целью секционирования энергообъединения по каналам распространения возмущений, обеспечивающих либо полное разделение системы по возмущениям, либо интенсивное затухание по мере их трансляции.

Переходные процессы в сложных энергообъединениях представляют собой взаимообусловленную совокупность движений локального (в подсистемах) и межсистемного (обменного) характера. Результатом взаимодействий выступает процесс распространения и распределения возмущения, проявляющийся в том, что движение, инициированное возмущением в одной из подсистем, последовательно и постепенно, через промежуточные подсистемы,

Современная энергосистема основана на управлении возмущениями
Источник: cboswell / Depositphotos.com



транслируется вдоль энергообъединения, вызывая развитие переходных процессов в удаленных от места возмущения регионах. Возмущения, действующие на ОЭС можно разделить по частотному спектру на высокочастотные (с периодом менее 1 минуты), низкочастотные (с периодом колебания до 5 минут) и инфранизкочастотные (с периодом колебания более 5 минут). Высокочастотные составляющие колебаний мощности (так называемые «шумы» системы), как правило, имеют небольшую амплитуду, но могут угрожать устойчивости связи, особенно слабой. Низкочастотные колебания мощности имеют большую амплитуду и связаны с действительными обменами мощности.

Таким образом, вытекает необходимость решения задачи управления процессами распространения возмущений, формирование комплекса противоаварийных мероприятий и системной автоматики. Решение проблемы локализации возмущений с помощью средств регулирования и противоаварийного управления во многом определяют показатели надежности работы протяженных энергообъединений. При этом в определении надежности функционирования электроэнергетической системы целесообразно выделить понятия схемной и режимной надежности. Схемная надежность в основном связана со структурой системы. Режимная надежность является сложной функцией структуры, динамических и статических параметров, диапазона осуществляемых режимов, статистических параметров возмущающих воздействий. Обеспечение схемной надежности, то есть построение системы с достаточным уровнем резервирования при отказах элементов, автоматически не приводит к системе с высоким уровнем режимной надежности во всем диапазоне пространства состояний. Режимная надежность определяется технологическими ограничениями (в том числе по устойчивости), процессами распространения возмущающих воздействий и развития аварийных состояний.

Многочисленные системные испытания, проведенные в объединенных энергосистемах ЦДУ ЕЭС, ВНИИЭ, НИИПТ, «Энергосеть-проект», СибНИИЭ, ВЭИ, НИИ «Электромаш» позволили обнаружить одну важнейшую общую закономерность для переходных явлений в объединенных энергосистемах. Чем более низкочастотный спектр рассма-



Обрывы ЛЭП зимой
Источник: images.helionews.ru

триваемых движений, тем более системный характер они приобретают, другими словами низкочастотные движения определяются не столько региональными параметрами района возмущения, сколько свойствами всей системы в целом [3].

Целостный взгляд на анализ динамических свойств энергообъединений позволяет оценить эффективность традиционных средств регулирования (АРВ, АРС, АРЧМ), а также определить необходимость создания принципиально новых комплексов электрооборудования — накопителей энергии и устройств управляемых (гибких) систем электропередач переменного тока — Flexible Alternative Current Transmission System (FACTS)

Новые возможности появились с разработкой управляемых статических компенсаторов реактивной мощности (СТК

Решение проблемы локализации возмущений с помощью средств регулирования и противоаварийного управления во многом определяют показатели надежности работы протяженных энергообъединений

и СТАТКОМ), которые, кроме обеспечения требуемого баланса реактивных мощностей и поддержания уровня напряжения, при соответствующих законах регулирования могут эффективно демпфировать как локальные колебания, так и системные.

При анализе системных испытаний, все возмущения разнесены на три группы: возмущения, связанные с отклонением графика нагрузки от прогнозного; кратковременные, случайные колебания, не превышающие 2–5 % общей мощности; крупные возмущения.

Количественные характеристики этих возмущений являются исходными данными для определения допустимых значений

системы накопления могут управляться локально и с удаленных центров управления. Они могут быть спроектированы таким образом, чтобы очень быстро реагировать на управляющие команды. Накопители могут потреблять и выдавать активную мощность, а в соединении с устройствами силовой электроники — реактивную мощность. В зависимости от потребностей энергосистемы они могут обеспечить регулирование частоты и напряжения, сдвиг во времени потребления и генерации, регулировку мощности на выходе системы ВИЭ+СНЭ, расширить возможности диспетчерского управления. Они могут быть спроектированы для потребностей распределительной и/или передающей сети, для одноцелевого или многоцелевого использования, или для целей управления на стороне потребителя.

Каждая технология накопления энергии характеризуется своими капитальными затратами на ее внедрение, а также эксплуатационными расходами. В настоящее время некоторые технологии накопления энергии не являются экономически эффективными, и в перспективе необходимо снизить, в первую очередь, капитальные затраты. Стоимость различных систем накопления и выгода от их применения в значительной степени зависят от мощности разряда (МВт) и энергетической емкости (МВт·ч). Независимым системным операторам (НСО), энергокомпаниям, продавцам и провайдером технологий накопления энергии необходимо активно формировать правила развивающегося рынка накопления энергии, а также эксплуатационные требования с тем, чтобы добиться максимальной экономической эффективности от применения накопителей. В идеале рынки и тарифы должны быть спроектированы таким образом, чтобы можно было бы воспользоваться преимуществами систем накопления без дополнительных неоправданных затрат.

Управления режимами энергосистем

Нагрузка любой узловой точки электроэнергетической системы однозначно определяется напряжением и частотой в этой точке.

Для того чтобы обеспечить требуемое значение частоты и напряжения, необходимо правильное планирование балансов активных и реактивных мощностей в узле.

Баланс активных и реактивных мощностей состоит из приходной части, к которой относятся располагаемые мощности станции и накопителей энергии, и расходной, к которой относятся мощности нагрузок и мощности накопителей, поскольку они позволяют независимо изменять активную и реактивную мощности. Схемы связи накопителей с энергосистемой, построенные на базе современной силовой электроники, позволяют практически мгновенно изменять активную и реактивную мощности. Таким образом распределенная система накопления энергии является основой построения скоординированной системы локализации возмущающих воздействий в узле по активной и реактивной мощности любого спектра. Экономически целесообразно спектр изменения активной мощности накопителей энергии ограничить периодом колебаний 25 минут. Колебания выше 25 минут экономически целесообразно возлагать на генерирующие источники, например, на газотурбинные станции, которые при таком спектре возмущающих воздействий будут работать экономично и надёжно. Экономические показатели многофункциональной быстродействующей системы управления режимами энергосистем можно существенно повысить, привлекая к регулированию потре-

Все возмущения разнесены на три группы: возмущения, связанные с отклонением графика нагрузки от прогнозного; кратковременные, случайные колебания в 2–5 % общей мощности; крупные возмущения

бителей энергии. Таким образом, сетевые накопители с соответствующей системой управления позволят обеспечить качество электрической энергии по частоте, действующему значению напряжения, форме его кривой, симметрии и импульсам напряжения. Улучшение качества электрической энергии существенно влияет на народнохозяйственный эффект, поскольку потребители работают в номинальных режимах (повышается срок службы электрооборудования), имеет место улучшение нормального функционирования электроприёмников, отсутствие провалов напряжения и высших гармоник тока и напряжения.

Таким образом, распределенные схемы накопления являются первоочередной

Диспетчерский центр «Россети»

Источник: electrocentr.info



Технологии накопления требуют серьезных инвестиций
Источник: cienpies / Depositphotos.com

перетоков, а также для предъявления требований к системной автоматике и к регулирующим станциям, включающие в себя регулировочный диапазон и требуемую скорость изменения мощности станций.

В тех случаях, когда крупные блоки вынуждены привлекать к регулированию переменной части графика нагрузки, значительно увеличивается расход топлива.

Активное внедрение систем накопления энергии (СНЭ) в энергосистемах в какой-то мере позволит преодолеть указанные выше проблемы. Предлагаемые накопители могут ранжироваться по мощности от нескольких кВт до тысяч МВт. Время разряда может также меняться от сотых долей секунды до нескольких суток. Си-

задачей внедрения систем накопления энергии в единую электроэнергетическую систему. Требуемая мощность систем накопителей энергии — около 30 ГВт. Энергоёмкость систем накопления — около 15 ГВт·ч. Предварительный анализ показывает, что срок окупаемости такой системы составляет 5–6 лет за счет локализации возмущающих воздействий активных и реактивных мощностей нагрузок, стабильного качества электроэнергии, экономии топлива на генерирующих станциях, увеличения времени безотказной работы генерирующего оборудования и оборудования потребителей энергии.

Основные типы накопителей

Существует много различных классификаций накопителей электрической энергии. Наиболее удобной с практической точки зрения представляется классификация на электрохимические и физические накопители энергии. Первые — преобразуют электрическую энергию в химическую энергию веществ, вторые — в механическую энергию.

К электрохимическим накопителям энергии относятся аккумуляторные батареи, накопители энергии на основе молекулярных конденсаторов и др. Все типы электрохимических накопителей подключаются к сети через преобразователи (инверторы).

К физическим накопителям электроэнергии в основном относятся два вида комплексов:

- кинетические накопители энергии (маховики);
- гравитационные накопители энергии.

Гидроаккумулирующие электростанции (ГАЭС) являются одной из самых ранних технологий запасания больших объемов энергии. Следует заметить, что основными факторами, определяющими возможность постройки ГАЭС, её максимальную емкость и капитальную стоимость, являются особенности рельефа местности, а также необходимость затопления значительных территорий.

Гидронакопитель энергии гравитационного типа (ГЭГТ) является развитием широко применяемых в настоящее время гидронакопителей в схемах гидроаккумулирующих электростанций (ГАЭС). Идея состоит в том, чтобы использовать воду в качестве гидравлического домкрата для



Tesla выпустила одну из самых больших систем для хранения энергии
Источник: shazoo.ru

поднятия тяжелого груза. Гравитационная система включает в себя следующие компоненты:

- рабочая масса (диск или поршень);
- корпус камеры, в которой поршень движется;
- домкрат, использующий воду в качестве гидравлической жидкости;
- системы преобразования энергии (гидронасосы, гидротурбины).

Наиболее удобной представляется классификация на электрохимические и физические накопители энергии. Первые – преобразуют электрическую энергию в химическую, вторые – в механическую

Есть много вопросов, касающихся методов строительства, уплотнения, структурной целостности, безопасности, преобразования энергии, управления поршнем. Предварительный анализ показывает, что получить практичные, реальные решения с учетом современного уровня развития науки и техники очень затруднительно, поскольку идет речь об очень больших давлениях, при этом плотность энергии поднятого груза очень низкая.

Накопитель энергии гравитационного типа фирмы «Энергозапас» использует вместо воды вертикальный подъем/спуск твёрдых брикетов упакованного грунта.

Для накопления потенциальной энергии, привод в режиме двигателя поднимает грунт. Во время генерации под действием силы тяжести грунт опускается, и привод в режиме генератора передает электроэнергию в сеть. Требования к рельефу и источникам воды отсутствуют. Работа находится в начальной стадии. Создать эффективный накопитель весьма затруднительно.

Сверхпроводниковый индуктивный накопитель энергии (СПИНЭ) уже нашел небольшое практическое применение. Особенно, если речь идет о передвижных накопителях этого типа сравнительно небольшой энергоемкости (до 10^6 Дж). Широкое применение СПИНЭ возможно после разработки и создания на их базе высокотемпературных сверхпроводников. Ожидаемое время их практического применения — 2025 год.

Федеральное государственное унитарное предприятие «Государственный научный центр РФ «Троицкий институт инновационных и термоядерных исследований» предложил и испытал новый вид сверхпроводниковой обмотки — компактный тор [9,10].

Минэнерго подтвердило готовность «Россети Центр к отопительному сезону
Источник: «Россети Центр»



Традиционная, поддерживаемая внешним бандажом обмотка неизбежно деформируется под действием пондеромоторной силы. Такая деформация сопровождается тепловыми возмущениями, вызывающими переход обмотки в нормальное состояние при токах, существенно меньших критического (деградация в ламинарной конструкции, где каждый виток приклеен к жесткой бандажирующей пластине). Деформация уменьшена в меру жесткости пластины и происходит упруго. Возмущения не возникают. В ламинарной обмотке отсутствует деградация. Структурные пластины используются как хладопровод. Энергия запасается внутри тора с постоянной плотностью.

Перспективным топливом будущего является водород. Водород, как и алюминий, может быть доставлен к месту потребления и преобразован в полезную электрическую и тепловую энергию

Вне обмотки поле отсутствует. Однородность плотности энергии обеспечено распределением обмотки в объеме тора.

В традиционных обмотках напряженное состояние провода и силовой структуры нарастает с увеличением размеров обмотки. Соответственно растет амплитуда механотермических возмущений. Их амплитуда непредсказуема.

Поэтому моделирование обмоток не дает надежных результатов.

Чтобы не допускать перегрева провода под действием возмущений, необходимо обеспечивать хороший теплоотвод.

В ламинарных обмотках нет возмущений, большая мощность теплоотвода не требуется, можно применять косвенное охлаждение.

В ламинарных обмотках условия работы провода зависят лишь от используемого поля и не зависят от размеров обмотки. Это позволяет применять результаты, полученные на моделях к обмоткам произвольных размеров. Достоинства ламинарных обмоток многократно проверены на различных сверхпроводящих магнитах.

Компактный тор — наиболее выгодная форма из накопителей с замкнутым потоком.

Компактный тор — вне конкуренции благодаря однородной плотности запасаемой энергии во внутреннем объеме.

Удельная стоимость СПИНЭ с тороидальной обмоткой энергоёмкостью 10 ГВт·ч составляет 300 долл./кВт·ч, что экономичней ГАЭС.



Рис. 1. АЭС с СПИНЭ 10 ГВт·ч

Источник: Е. Ю. Клименко

Алюмо-водородная энергетика

Перспективным топливом будущего является водород. Водород, как и алюминий, может быть доставлен к месту потребления и преобразован в полезную электрическую и тепловую энергию.

Водород может быть получен прямым электролизом воды электрическим током — так может решаться проблема хранения электроэнергии. Такая схема хранения может быть использована для регулирования работы электростанций как традиционного типа, так и на основе ВИЭ, в силу более высокой маневренности электролизера воды по сравнению с электролизером алюминия, который требует буферного накопителя из-за высокой чувствительности к изменению режимов работы. Однако на пути транспортировки баллонного водорода стоят серьезные ограничения, связанные с пожаро- и взрывоопасностью таких перевозок. Существует вариант с криогенным хранением водорода, но он также является не вполне безопасным и сопряжен с затратами

на сжижение газа и последующими потерями при транспортировке за счет испарения. Достаточно широко распространен способ хранения водорода в гидридах интерметаллических и металлогидридных соединений, однако его существенным недостатком являются низкая емкость по водороду таких соединений (1–3 %), высокая стоимость и малое количество циклов гидрирования-дегидрирования.

По своему энергетическому потенциалу к водороду, считающемуся сегодня перспективным топливом, очень близок алюминий. При этом алюминий лишён недостатков, свойственных водороду (чрезвычайно малая плотность газа и взрывоопасность). Когда речь идёт о хранении и транспортировке водорода, возникает масса вопросов, связанных с безопасностью. Также до сих пор не существует простого и недорогого способа производства водорода в массовых количествах из возобновляемых ресурсов.

Алюминий же по распространённости в природе стоит на первом месте среди металлов и на третьем, после кислорода и кремния, среди химических элементов. В обычных условиях алюминий химически инертен. Причём продукты его окисления можно вторично использовать для восстановления металла, поэтому нет необходимости значительно расширять добычу алюмосодержащих ископаемых.

В Объединённом институте высоких температур Российской академии наук (ОИВТ РАН, Москва) разработали серию воздушно-алюминиевых топливных элементов.

Таким образом, алюминий может участвовать в распределении экологически чистой (по сравнению с ископаемыми топливами) энергии возобновляемых источников

По своему энергетическому потенциалу к водороду очень близок алюминий. При этом алюминий лишён недостатков, свойственных водороду: чрезвычайно малая плотность газа и взрывоопасность



Завод по производству «зеленого» водорода

Источник: laptrinhx.com

и АЭС, и регулировании их генерирующей мощности. При этом наработанные оксиды снова возвращаются на алюминиевый завод для регенерации.

Главное значение накопителей – не просто решить задачу энергообеспечения при перерывах внешнего питания, а сформировать новую энергетическую инфраструктуру, свободную от ограничений

Традиционный вариант использования дизельного топлива помимо чисто экологических имеет и «энергетический» недостаток — плотность запасенной энергии меньше, чем у алюминия. Кроме того, алюминий в отличие от водорода и дизельного топлива более удобен при транспортировке (не огнеопасен, не текуч, не испаряется).

Разрабатываемые технологии алюмо-водородной энергетики могут быть применены как в «водородной экономике» будущего в качестве эффективного и без-

опасного способа транспортировки водорода и запасаемой энергии, так и в качестве дополнения существующих энергосистем в регионах, где отсутствуют централизованная газовая сеть или местные виды топлива. Применение алюминия для генерации водорода и энергии позволяет снизить нагрузку на окружающую среду. Эффективность применения подобных установок во многом определяется стоимостью исходного сырья и побочных продуктов реакции, а также наличием или отсутствием конкурирующих решений по централизованному энергоснабжению потребителей.

Создание центра испытаний и сертификации накопителей

Испытания накопителей электрической энергии являются единственным способом получения данных о его номинальных характеристиках и поведения в различных возможных, не нормируемых условиях работы, циклах эксплуатации, которые невозможно провести силами производителей оборудования, особенно для больших мощностей. В качестве таких режимов можно отметить короткие замыкания, внезапные обрывы, размыкание индуктивных потребителей, нелинейные источники и приёмники электроэнергии, четырёхква-

По оценкам экспертов, в ближайшие 10 лет рынок накопителей энергии будет расти со среднегодовыми темпами, превышающими 30% с тенденцией к снижению удельной стоимости запасенной энергии

дратные (рекуперативные), опережающие/отстающие нагрузки, не симметричные нагрузки/генераторы, генераторы с изменяемой частотой и скоростью изменения частоты. Накопители представляют собой электротехнические комплексы из взаимосвязанных элементов с существенно разнесёнными постоянными времени управления. Например, аккумуляторный элемент имеет характерные времена — минуты и часы, преобразователь — до единиц миллисекунд, средства измерения и контроля — несколько периодов сетевого напряжения или до единиц секунд. Во всех этих элементах существуют не одинаковые параметры для элементов одного типа или изменяемые параметры с течением времени, обусловленные длитель-

ностью эксплуатации, температурными режимами работы. При воздействии экстремальных факторов, таких как короткие замыкания, перегрузки можно выявить степень надёжности работы оборудования, соответствие запасов по перегрузочной способности. Возможно также применение специальных нагрузок в виде нелинейных потребителей или с опережающим током. Проверяется качество работы системы управления, локальных алгоритмов управления силовым оборудованием и общего поведения всей системы в целом, к примеру, исследуются переходные процессы, наличие статической ошибки по заданным сигналам задания, как переменным так и постоянным, появление динамических ошибок и степени их отработки, перерегулирования, избыточных колебаний, наличия нелинейных эффектов, превышение допустимых эксплуатационных параметров накопителей. Система подвергается испытаниям: исследовательским, типовым, приемо-сдаточным, контрольным, периодическим.

Центр создается с целью повышения показателей надежности и безопасности функционирования объектов электроэнергетики средствами комплексного решения задач повышения качества применяемых накопителей энергии и внедрения новых технологий на предприятия топливно-энергетического комплекса РФ.

Водородный накопитель энергии

Источник: *energydelta.org*



- предоставление заводам-изготовителям информационно-технологических систем услуг по проведению комплексных испытаний и контролю качества продукции на соответствие требованиям профильной нормативно-технической документации (аттестация, сертификация);
- проведение испытаний накопителей на соответствие требованиям электромагнитной совместимости;
- проведение специализированных испытаний, определяющих границы допустимых значений параметров системы;
- проведение испытаний на отказоустойчивость при возникновении существенных отклонений параметров;
- проведение испытаний с недопустимыми значениями управляющих воздействий, ошибок в информационном обеспечении и изменении топологии силовой системы и системы управления ввиду внутренних обрывов или закорачиваний, включая ошибки информационного обеспечения в виде зависаний, и иными проблемами с вычислителем.

Потенциальными пользователями услуг центра являются:

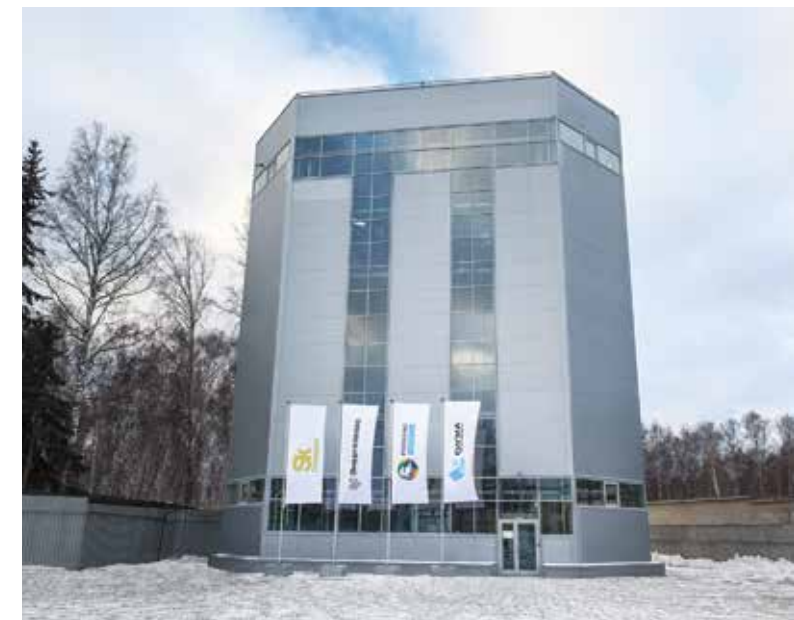
- производители и поставщики продукции, применяемой на предприятиях электроэнергетического комплекса, системные интеграторы, проектные организации;
- эксплуатационные организации субъектов электроэнергетики;
- разработчики и интеграторы решений с использованием накопителей;
- участники координации профильных научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ по направлениям деятельности центра.

Локализация производства накопителей в России

Ряд производителей предлагает законченные решения энергоустановок с накопителями энергии в широком диапазоне энергоемкости и мощности с использованием литий-ионных аккумуляторов. Использование магистрально-модульного принципа при создании накопителей и преобразо-

вателей электрической энергии большой энергоемкости и высокого напряжения на базе литий-ионных аккумуляторов в настоящее время является наиболее прогрессивным и широко используемым решением для изделий стационарного и транспортного применения.

Первая в Китае энергоёмкая система накопления электрической энергии мощностью 100 МВт была изготовлена в 2018 году компанией Zhongtian Yipin Technology, которая входит в группу ZTT.



Твёрдотельная аккумулирующая электростанция, Новосибирск

Источник: *energozapas.ru*

Система, установленная на подстанции Danjiang Dagang в г. Чжэньцзяне, состоит из двух видов блок-контейнеров: 1 МВт / 2 МВт·ч (системных блок-контейнеров / батарейных блок-контейнеров).

В системе накопления электроэнергии ZTT (в батарейных модулях) используются литий-ионные железо-фосфатные элементы (аккумуляторы) типа ZTT27173200 на 3,2 В ёмкостью 86 а.ч. Энергоёмкость одной группы накопителей до 2,7 МВт·ч.

В последние годы группа ZTT неуклонно увеличивала свои инвестиции в области накопления электрической энергии, благодаря постоянным исследованиям, разработкам и инновациям разработала серию новых продуктов для удовлетворения рыночного спроса.

Ценовой показатель стоимости систем накопления в контейнере мощностью 1 МВт/энергоемкостью 1 МВт·ч составляет 100 млн рублей с учетом поставки, монтажа и пуско-наладочных работ.

В настоящее время «ЗТТ Рус» ищет партнера для локализации производства накопителей контейнерного и блочно-модульного исполнения в России.

«ЗТТ Рус» планирует осуществлять поставку серийно изготавливаемых преобразователей-PCS (подсистему преобразования энергии) и батарейных стоек с батарейными модулями (подсистему накопления), включая шкафы DC распределения из Китая, а остальные подсистемы планирует изготавливать в России.

Установленная мощность построенной в Сан-Диего системы хранения энер-

Рис. 2. Система накопления мощностью 100 МВт компании Zhongtian Yipin Technology



гии составляет 30 мегаватт, а емкость 120 МВт·ч. Объект представляет собой 24 контейнера, в которых размещены 400 тысяч литий-ионных аккумуляторов (Samsung SDI), собранных в 20 тысяч модулей.

Заключение

Электроэнергетика является типичным примером холистической системы, все составные части которой (генерация, сеть, нагрузка) структурно и функционально взаимосвязаны в одно целое.

Главное значение накопителей — не просто решить задачу энергообеспечения при перерывах внешнего питания, а сформировать новую энергетическую инфраструктуру, свободную от ограничений непрерывности одного вида электрических процессов, а по сути — значительно расширить вид и форму энергетических объединений, позволяющих интегрировать автономные, распределенные и централизованные системы, включая новые центры генерации и потребления в общую энергетическую «систему систем».

По оценкам экспертов в ближайшие 10 лет рынок накопителей энергии будет расти со среднегодовыми темпами, превышающими 30 % с тенденцией к снижению удельной стоимости запасенной энергии.



Рис. 3. Система накопления в Сан-Диего 30 МВт, емкость 120 МВт·ч

Использованные источники

1. Бут Д.А., Алиевский Б.Л., Мизюрин С.Р., Васюкевич П.В. Накопители энергии. М.: Энергоатомиздат, 1991. 400 с.
2. Экспериментальное определение режимных характеристик энергообъединений и межсистемных электропередач при параллельной работе ОЭС Сибири и Казахстана в составе ЕЭС СССР / В.Ф. Тимченко, А.А. Хачатуров, Н.Л. Новиков, В.А. Киладзе, Ю.И. Парамонов, В.И. Решетов, В.В. Бушуев, М.И. Кобытев, Ю.П. Щеглов // Повышение надежности объединений энергосистемы Северного Казахстана. Алма-Ата, 1977. С. 94–107.
3. Автоматическое регулирование частоты и активной мощности в энергосистемах // Энергетика за рубежом, 1967. 70 с.
4. Бушуев В.В., Лизалек Н.Н., Новиков Н.Л. Динамические свойства энергообъединений. М.: Энергоатомиздат, 1995. 320 с.
5. N. G. Hingorani and L. Gyugyi. Understanding FACTS concepts and technology of flexible AC transmission systems. IEEE Press, New York, 2000.
6. URL: <http://energystorageexchange.org/projects>
7. Joint EASE/EERA Recommendation for a European Energy Storage Technology Development Roadmap Towards 2030, Final Report, March 2013.
8. Попель О.С., Тарасенко А.Б. Накопители электрической энергии // Энергоэксперт. 2011. №3. С. 28–37.
9. Ковалев Г.Ф. Ветрогидроэнергетический комплекс с гидравлическим накопителем энергии гравитационного типа как источник надёжного электроснабжения. Международный научный семинар им. Ю.Н. Руденко. Иркутск, 2015. С. 146–155.
10. Клименко Е.Ю., Малофеев А.М., Новиков С.И. Superconducting magnets for MHD Ship Propulsion. В книге «Applied Superconductivity», ред. Н.С. Freyhardt, DGM informationsgesellschaft verlag, 1993, том 2, С. 953–955 (Материалы конференции EUCAS, октябрь 1993, Геттинген, Германия).
11. Патент RU(11) 2 370 923(13) C2 Тороидальная обмотка с однородным модулем магнитного поля / Клименко Е.Ю.(RU), Полулях Е.П.(RU)
12. Yingjie Tan, Kashem M. Muttaqi. Multilevel energy storage based frequency regulation in remote area power supply system's 2016 IEEE International Conference on Power System Technology (POWERCON) Year: 2016. P. 1–6, DOI:10.1109/POWERCON.2016.7754028
13. Ziping Wu, Wenzhong Gao, Huaguang Zhang, Shijie Yan, Xiao Wang. Coordinated Control Strategy of Battery Energy Storage System and PMSG-WTG to Enhance System Frequency Regulation Capability. IEEE Transactions on Sustainable Energy. Year: 2017, Volume: PP, Issue: 99. P. 1, DOI: 10.1109/TSTE.2017.2679716
14. Analytical Methods for Characterizing Frequency Dynamics in Islanded Microgrids with Gensets and Energy Storage. Ajit A. Renjit, Abrez Mondal, Mahesh S. Illindala, Amrit S. Khalsa. IEEE Transactions on Industry Applications. Year: 2017, Volume: PP, Issue: 99. P. 1, DOI: 10.1109/TIA.2017.2657481
15. Daniel-Ioan Stroe, Vaclav Knap, Maciej Swierczynski; Ana-Irina Stroe; Remus Teodorescu Operation of a Grid-Connected Lithium-Ion Battery Energy Storage System for Primary Frequency Regulation: A Battery Lifetime Perspective. IEEE Transactions on Industry Applications. Year: 2017, Volume: 53, Issue: 1. P. 430–438, DOI: 10.1109/TIA.2016.2616319. IEEE Journals & Magazines.
16. Фортон В.Е., Сон Э.Е., Деньщиков К.К., Жук А.З., Новиков А.Н., Новиков Н.Л. Гибридный накопитель электроэнергии для ЕНЭС на базе аккумуляторов и суперконденсаторов / Инновационные технические решения в программе НИОКР ПАО «ФСК ЕЭС» Сборник статей – М., 2016. С. 198–212.
17. Алюмоводородная энергетика / Под ред. акад. РАН А. Е. Шейндлина. – М.: ОИВТ РАН, 2007.
18. URL: <http://digitalsubstation.com/blog/2017/02/27/krupnejshij-nakopitel-energii-otkryt-v-kalifornii/>

Создание систем гарантированного энергообеспечения с использованием комбинированных источников энергии

Creation of guaranteed energy supply systems using combined energy sources

Виктор ЗАЙЧЕНКО

Заведующий лабораторией, Объединённый институт высоких температур РАН, д. т. н.
e-mail: zaitch@oivtran.ru

Адольф ЧЕРНЯВСКИЙ

Старший научный сотрудник, Объединённый институт высоких температур РАН, к. т. н.
e-mail: zaitch@oivtran.ru

Viktor ZHAICHENKO

Chief of laboratory, Joint Institute for High Temperatures of RAS, D. Eng. Sc.
e-mail: zaitch@oivtran.ru

Adolf CHERNAYVSKY

S. s. o., Joint Institute for High Temperatures of RAS, C. Eng. Sc.
e-mail: zaitch@oivtran.ru

Ростовская АЭС

Источник: «Росатом»



Аннотация. Использование возобновляемых источников энергии связано с необходимостью решения проблем гарантированных поставок. В существующей практике эти вопросы решаются либо за счёт подпитки систем с ВИЭ от существующих энергосистем, либо при создании дублирующих автономных источников на ископаемом топливе, или за счёт применения систем аккумулирования с накопителями электроэнергии большой ёмкости. В работе рассматриваются перспективы комбинированного использования ВИЭ с созданием вспомогательных источников энергии на биомассе.

Ключевые слова: возобновляемые источники энергии, биоэнергетические ресурсы, распределённая энергетика, конверсия биомассы в энергию.

Abstract. Renewable energy sources using is associated with the need to solve problems of guaranteed energy supply to consumers. In current practice, these issues are resolved either by feeding systems with renewable energy sources from existing energy systems, or by creating duplicate autonomous sources on fossil fuels, or by using storage systems with high-capacity electricity storage devices. In this article the prospects for the renewable energy sources main types combined using with the creation of additional energy sources based on biomass are considered.

Keywords: renewable energy sources, bioenergy resources, distributed energy, biomass-to-energy conversion.



Строительство АЭС обходится в 1,5–2 раза дороже паротурбинных ТЭС и в 2–3 раза дороже современных ТЭС с парогазовыми технологиями

Введение

В России основное энергоснабжение потребителей обеспечивает Единая энергетическая система (ЕЭС) России. Структурная схема генерирующих мощностей показана на рис. 1. Наибольший объём энергоснабжения потребителей (67 %) обеспечивает традиционная тепловая энергетика, которая, в то же самое время, является самым большим техногенным источником вред-

ных выбросов в атмосферу, почву, гидросферу. КПД большей части существующих крупных паротурбинных тепловых электростанций составляет 38–40 %. Новые ТЭС с применением парогазовых технологий имеют КПД 55–60 %. То есть 40–60 % энергии сжигаемого на ТЭС топлива в любом случае выбрасывается в окружающую среду в виде тепла. Это приводит к значительным отрицательным последствиям для экологии.

Сооружение крупных гидроэлектростанций также сопряжено с отрицательным воздействием на окружающую среду. Водохранилища, необходимые для регулирования производительности ГЭС, занимают значительные территории, изымаемые из сельскохозяйственного оборота. Часто на таких территориях при заполнении водохранилищ затапливаются лесные массивы и даже жилые поселения. Плотины, перегораживающие русла рек, приводят к сокращению количества гидробионтов в речных акваториях.

АЭС – электростанции, вызывающие наибольшие экологические проблемы и протесты населения как в России, так и за рубежом. Особенно после крупных радиационных аварий на АЭС «Three Mile Island» в США в 1976 году, на Чернобыльской АЭС в СССР в 1986 году, на АЭС «Фукусима» в Японии в 2011 году.

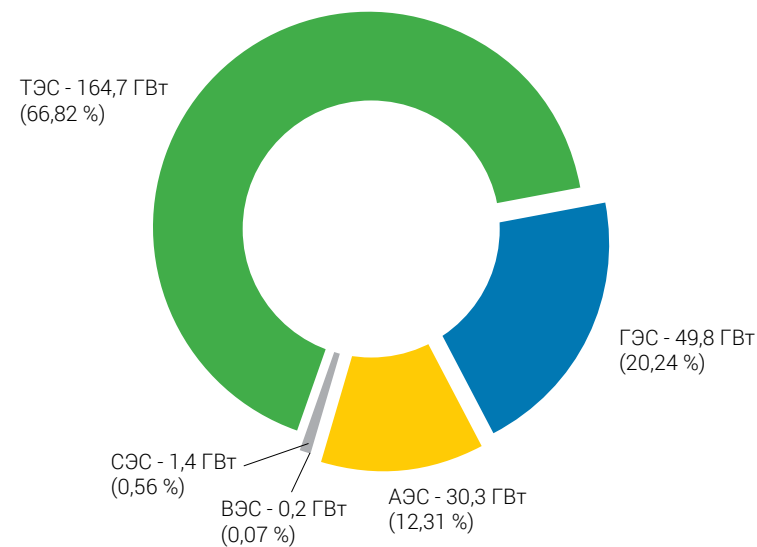


Рис. 1. Структура генерирующих мощностей в РФ на 01.01.2020 г.

Строительство АЭС обходится в 1,5–2 раза дороже паротурбинных ТЭС и в 2–3 раза дороже современных ТЭС с парогазовыми технологиями [1].

Доля ядерной энергетики в мировом производстве электроэнергии снизилась с 17,6 % в 1996 году до 10,7 % в 2015 году [2]. Пик производства ядерной энергии был зафиксирован в 2006 году (2660 ТВт·ч). Агентство Bloomberg New Energy Finance прогнозирует общее падение доли АЭС в мире до 4 % к 2040 году.

Ни сооружение новых, ни реконструкция существующих крупных традиционных ТЭС, ГЭС и АЭС не признаются рациональными в практике развития современной энергетики в мире.

В то же время отмечается значительный рост энергетических мощностей с использованием ВИЭ.

По мнению многих экспертов, на текущий момент уже становится экономически невыгодным строительство АЭС и ТЭС в странах Евросоюза, в Китае и Индии, а также в южных регионах России

До 2010–2012 годов высокие цены на фотоэлектрические модули ставили под сомнение целесообразность широкого использования солнечной энергетики. В настоящее время, при стоимости фотоэлектрических модулей 300–600 долларов за кВт, они являются самым дешевым оборудованием для генерации электрической энергии. По мнению многих экспертов, сейчас уже становится экономически невыгодным строительство АЭС и ТЭС в странах ЕС, в Китае и Индии, а также в южных регионах России.

Углерод-нейтральная энергетика – главное направление развития

Главным направлением развития мировой энергетической системы в настоящее время является переход на безуглеродную энергетику. По прогнозам, опубликованным в глобальном отчёте центра REN21 о состоянии возобновляемой энергетики [3], использование бурого угля будет прекращено к 2035 году, каменного угля – к 2045 году, нефти, газа, ядерного топлива – к 2050 году.

Рассматриваемые тенденции определяются стремлением правительств всех стран обеспечить конкурентоспособность национальных экономик и ускорить их экономический рост за счёт доступа к более дешёвой энергии, повысить энергетическую безопасность путём использования мест-



Солнечная электростанция АГЭУ в Забайкальском крае

Источник: ГК «Хевел»

ных низкоуглеродных источников и снижения зависимости от импорта углеводородов.

Появившаяся уверенная экономическая основа для повсеместного использования ВИЭ позволяет и в России строить новую энергетику с меньшими удельными инвестициями в 1 кВт установленной мощности и с получением более дешевой электрической энергии. Чтобы это утверждение не казалось голословным, приводим результаты сравнительных расчетов основных параметров для традиционных и нетрадиционных электрических станций в существующих российских условиях (табл. 1).

Появившаяся уверенная экономическая основа для повсеместного использования ВИЭ позволяет в России строить новую энергетику с меньшими удельными инвестициями в 1 кВт установленной мощности

Сравнение выполнено для АЭС, ТЭС, работающей на угле; ТЭС на природном газе; ГЭС; а также сетевых ветровых и солнечных электростанций без аккумулирования.

За основу для сравнения принята условная АЭС установленной мощностью

1000 МВт, работающая в базовом режиме при среднем коэффициенте используемой мощности (КИУМ) равном 80 %, что соответствует годовому времени использования установленной мощности 7000 часов. Все остальные генерирующие мощности имеют среднестатистические КИУМ меньше, чем АЭС, как показано в табл. 1.

Расчетный отпуск электроэнергии условной АЭС составляет 6650 ТВт·ч/год (или млн кВт·ч/год). Для адекватного сравнения принимается такой же расчетный отпуск электроэнергии для всех остальных сравниваемых типов электростанций. Чтобы выполнить это условие при значительной разнице в КИУМ для разных технологий генерации, оказалось необходимым принять следующие значения установленных электрических мощностей:

- для ТЭС на угле – 1268,4 МВт;
- для ТЭС на природном газе – 1536,7 МВт;
- для ГЭС – 1737,2 МВт;
- для ВЭС – 2283,1 МВт;
- для СЭС – 3474,3 МВт.

При этом расчетные значения требуемых объемов инвестиций (CAPEX) для строительства рассматриваемых электростанций составили:

- для АЭС – 371 млрд руб.;
- для ТЭС на угле – 266,4 млрд руб.;
- для ТЭС на природном газе – 247,4 млрд руб.;
- для ГЭС – 364,8 млрд руб.;
- для ВЭС – 207,8 млрд руб.;
- для СЭС – 206,7 млрд руб.

Таблица 1. Сравнительные параметры объектов традиционной и возобновляемой энергетики

Наименование параметров	Единица измерения	АЭС	Значение параметров				
			ТЭС на угле	ТЭС на газе	ГЭС	ВИЭ ВЭС	СЭС
Коэффициент использования установленной мощности – КИУМ	%	80	63	52	46	35	23
Приведенная установленная мощность – N	МВт	1000	1268,4	1536,7	1737,2	2283,1	3474,3
Расчетный срок службы станции – T _{сл}	лет	30	40	40	40	30	30
Период проектирования и строительства – T _{стр}	лет	6	3	3	4	2	1,5
Горизонт расчета: T _{расч} = T _{сл} + T _{стр}	лет	36	43	43	44	32	31,5
Удельные инвестиции в строительство – K _{уд}	US\$/кВт	5300	3000	2300	3000	1300	850
Общая сумма требуемых инвестиций (CAPEX): K_с = N * K_{уд} / 1000	млн US\$	5300	3805,2	3534,4	5211,5	2968,1	2953,2
То же, в рублевом исчислении при текущем курсе доллара США – 1US\$ = 70 руб.: K=70 * K _с /1000	млрд руб.	371	266,4	247,4	364,8	207,8	206,7
Число часов использования установленной мощности: T= 365 _{сут./год} * 24 _{ч/сут.} * КИУМ	ч/год	7000	5518,8	4555,2	4029,6	3066	2014,8
Выработка электроэнергии: W = N*T/1000	ТВт·ч/год	7000	7000	7000	7000	7000	7000
Затраты на собственные нужды и потери электроэнергии – 5%: W _{сн} = 0,05 * W	ТВт·ч/год	350	350	350	350	350	350
Отпуск электроэнергии потребителям: W _{отп} = W – W _{сн}	ТВт·ч/год	6650	6650	6650	6650	6650	6650
Норматив амортизационных отчислений – а	%	4	3	3	3	4	4
Сумма амортизационных отчислений: А = а * К	млрд руб.	14,84	7,99	7,42	10,94	8,31	8,27
Затраты на топливо – ЗТ:							
– АЭС: 0,46 руб./кВт·ч * W /1000	млрд руб./год	3,22	-	-	-	-	-
– ТЭС на угле: 0,32 кг/кВт·ч * 5 руб./кг * W/1000	млрд руб./год	-	11,2	-	-	-	-
– ТЭС на газе: 0,30 нм³/кВт·ч * 6 руб./нм³ * W/1000	млрд руб./год	-	-	12,6	-	-	-
Количество оперативного и ремонтного персонала – П	чел.	1000	880	1200	500	300	280
Средняя заработная плата персонала – ЗП	тыс. руб./мес.	45	45	45	45	45	45
Фонд заработной платы: Ф = 12 * ЗП * П /10 ³	млрд руб./год	0,54	0,48	0,65	0,27	0,16	0,15
Начисления на заработную плату 30%: Н=0,3 * Ф	млрд руб./год	0,16	0,14	0,19	0,08	0,05	0,05
Накладные расходы – 40%: НР = 0,4 * Ф	млрд руб./год	0,22	0,19	0,26	0,11	0,06	0,06
Всего затраты на оплату труда: ОТ = Ф+Н+НР	млрд руб./год	0,92	0,81	1,1	0,46	0,28	0,26
Обслуживание основных фондов и приобретение запасных частей – 2%: ООФ = 0,02 * К	млрд руб./год	7,42	5,33	4,95	7,3	4,16	4,13
Прочие затраты – 1%: ПЗ = 0,01 * К	млрд руб./год	3,71	2,66	2,47	3,65	2,08	2,07
Итого эксплуатационные издержки: ИЭ = А + ЗТ + ОТ + ООФ + ПЗ	млрд руб./год	30,11	27,99	28,55	22,35	14,82	14,73
Себестоимость отпускаемой электроэнергии: СС = 1000 ИЭ / W_{отп}	руб./кВт·ч	4,53	4,21	4,29	3,36	2,23	2,21
Планируемый эквивалентный одноставочный тариф на отпуск электроэнергии – Т _{эл}	руб./кВт·ч	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5
Объем реализации электроэнергии: R = Т _{эл} * W _{отп} /1000	млрд руб./год	43,2	43,2	43,2	43,2	43,2	43,2
Валовая прибыль: ВП = R – ЭИ	млрд руб./год	13,12	15,24	14,68	20,88	28,41	28,5
Налог на недвижимость – 2,2%: НН = 0,022 * К	млрд руб./год	8,16	5,86	5,44	8,03	4,57	4,55
Налогооблагаемая прибыль: НП = ВП – НН	млрд руб./год	4,96	9,38	9,24	12,85	23,84	23,95
Налог на прибыль – 20%: Н = 0,2 * НП	млрд руб./год	0,99	1,88	1,85	2,57	4,77	4,79
Чистая прибыль: ЧП = НП – Н	млрд руб./год	3,96	7,5	7,39	10,28	19,07	19,16
Дискретный срок окупаемости: СО = К / (ЧП+А)	лет	19,7	17,2	16,7	17,2	7,6	7,5
Полный срок окупаемости: ПСО = СО + Т_{стр}	лет	25,7	20,2	19,7	21,2	9,6	9
Чистый доход за расчетный период: NV = ЧП * Т _{сл}	млрд руб.	118,9	300	295,5	411,3	572,1	574,8
Чистый дисконтированный доход – NPV (ориент.)	млрд руб.	10,8	23,1	22,7	31,6	52	52,3
Индекс доходности: PI = (К + NPV) / К	-	1,03	1,09	1,09	1,09	1,25	1,25
Рентабельность инвестиций: Р = 100 / ПСО	%	3,89	4,95	5,07	4,72	10,43	11,07

Несмотря на то, что требуемые мощности ВЭС и СЭС являются значительно большими, чем для всех прочих электростанций, сооружение ВЭС и СЭС требует при сложившейся рыночной конъюнктуре, самых малых инвестиций. При этом себестоимость отпускаемой электроэнергии на ВЭС и СЭС также имеет самые низкие значения.

Отметим также, что ветровая и солнечная генерации имеют, в сравнении с остальными объектами, существенно более низкие сроки окупаемости инвестиций – СО (дискретный срок окупаемости) и ПСО (полный срок окупаемости), значительно большие годовые чистые прибыли – ЧП и полные чистые доходы за расчетный период – NV и NPV, самые высокие индексы доходности PI и значения рентабельности инвестиций – Р.

Многие энергетические компании пришли к выводу, что по экономическим соображениям, нет смысла вести строительство АЭС, ТЭС и крупных ГЭС, а предпочтение следует отдавать технологиям на базе ВИЭ. Всемирно известная компания SIEMENS сегодня уже сокращает производство своих газовых турбин из-за значительного снижения спроса на них.

Сегодня сооружение в России новых ТЭС и АЭС, пусть даже с улучшенными параметрами, приведет только к еще большему отставанию нашей энергетики от мирового уровня развития. Используя традиционное энергооборудование, мы обрекаем страну на использование старых энергетических технологий еще, как минимум, на 40 лет – на период, равный сроку службы этого оборудования. Но за 10–15 лет уже появится настоятельная необходимость возведения замещающих электростанций на базе ВИЭ, имеющих, как показано в табл. 1, значительно лучшие показатели по себестоимости, прибыльности, рентабельности. И построенные сейчас традиционные ТЭС и АЭС со сроками возврата капитальных вложений 20–25 лет станут неконкурентоспособны в выдаче электроэнергии потребителям. Это приведет к необходимости вывода их из эксплуатации без полной компенсации вложенных в их строительство инвестиций. Аналогичные явления в странах ЕС уже привели к потерям в энергетике порядка 20 триллионов долларов [4]. И, если еще всего 3–4 года назад эти вопросы не стояли так остро, то теперь уже недопустима потеря времени

без крупномасштабного внедрения новых технологий на основе ВИЭ.

Наш страна обладает значительными резервами в плане повышения энергоэффективности, поскольку удельное потребление энергии ВВП России в 1,5–2,5 раза выше, чем в США, Японии, ряде стран ЕС. К настоящему времени основные направления модернизации существующей энергетической системы России определены Энергетической стратегией РФ [5] и Генеральной схемой размещения энергообъектов до 2035 года [6]. Запланировано принципиально и развитие возобновляемой энергетики. Однако, в этой части стратегии мероприятия определены нечетко и не-



Чиркейская ГЭС
Источник: staff-online.ru

конкретно. Именно поэтому сооружение крупных ВЭС, СЭС, ГеоТЭС, биомассовых ТЭС, малых ГЭС и т. п. развивается в России стихийно, на произвольно выбранных локальных территориях страны по предложениям отдельных отечественных и/или зарубежных инвесторов – без увязки с общей программой развития энергетики в России.

Очевидно, что в нашей стране особенности географии (большие расстояния), климата (длинный отопительный сезон с резкими колебаниями температур) и ресурсной базы (близость к дешевым ресурсам углеводородов) предопределяют специфический путь развития систем электро- и теплоснабжения. С учётом огром-

ных территорий с низкой плотностью населения целесообразно развитие именно децентрализованной энергетики [7]. Тем более, что до 70 % территории РФ с населением около 20 миллионов человек сегодня не охвачены централизованным энерго-снабжением [8]. На этих удаленных территориях для электроснабжения потребителей используются, в основном, дизельные электростанции различных мощностей. При этом себестоимость электроэнергии на таких ДЭС обычно весьма высока – составляет 15–40 руб./кВт·ч, а, в отдельных случаях, даже превышает 100 руб./кВт·ч [7].

Применение самых экономичных накопителей увеличивает стоимость систем на базе ВИЭ в 1,5–1,8 раза. Можно полагать, что для производства рентабельных накопителей потребуется не менее 5–10 лет

Большие расстояния и отсутствие централизованного энергоснабжения часто не дают возможности строить сетевые электростанции на базе ВИЭ и получать подпитку от энергосистемы для обеспечения гарантированного электроснабжения потребителей, как это имеет место, например, в странах ЕС. Не всегда оказывается возможным и сооружение дублирующих генерирующих установок на ископаемом топливе: либо в связи с трудностями его доставки, либо в связи с высокими ценами. В этих случаях выход из положения может быть найден, казалось бы, в использовании систем аккумуляции электрической энергии. Но, несмотря на достигнутые обнадеживающие результаты в направлениях исследований и разработок в области высокочастотных накопителей электроэнергии различных типов [7–8], широкому их внедрению препятствует ряд проблем, связанных с неудовлетворительным удельным значением массогабаритных параметров, со сложностью систем управления, с недостаточной стабильностью характеристик во времени и, пока еще, со значительной стоимостью.

Сегодня применение самых экономичных накопителей увеличивает стоимость систем на базе ВИЭ в 1,5–1,8 раза. Можно полагать, что для производства рентабельных накопителей потребуется еще не менее 5–10 лет.

Решения проблемы создания системы гарантированного энергоснабжения

Вместе с тем, для российских условий можно предложить эффективный метод гарантированного энергоснабжения потребителей исключительно с помощью ВИЭ – без применения накопителей. Этот метод заключается в решении двух основных задач:

- 1) использование оптимальных сочетаний ВИЭ для обеспечения по возможности более равномерной выдачи энергии в течение суток, месяца, сезона и круглого года с минимальной потребностью в дополнительном энергообеспечении для гарантированного энергоснабжения потребителей;
- 2) использование имеющейся повсеместно в том или ином виде на всей территории РФ биомассы с ее конверсией в электрическую и тепловую энергию для создания энергоисточника, дополняющего в нужные моменты времени работу основного объекта энергоснабжения.

Основные, наиболее высокопотенциальные виды ВИЭ относятся к нестационарным (солнечная и ветровая энергия, энергия течений и волн, приливов и отливов и т. п.), не обеспечивающим устойчивое энергоснабжение во времени. Построение систем гарантированного энергоснабжения на базе таких ВИЭ технически возможно с дополнительным использованием энергии биомассы, но требует грамотного, обоснованного применения различных комбинаций ВИЭ в зависимости от рассматриваемых регионов.

Для минимизации требований к системам генерации дополнительной энергии за счет биомассы можно строить основные системы энергоснабжения с такими комбинациями различных видов ВИЭ как: СЭС–ВЭС, СЭС–ГЭС, ВЭС–ГЭС, СЭС–ПЭС¹*, ВЭС–ПЭС, ГЭС–ПЭС, СЭС–ВЭС–ГЭС, СЭС–ВЭС–ПЭС и т. п. в зависимости от видов ВИЭ, которые доступны на территории, где планируется размещать электростанции.

¹ ПЭС – приливная электростанция.

Биомасса в России является одним из наиболее распространенных видов возобновляемых источников энергии. В нашей стране сосредоточены около 48 % мировых запасов торфа и 23–24 % древесины

Биомасса в России является одним из наиболее распространенных видов возобновляемых источников энергии. В нашей стране сосредоточены около 48 % мировых запасов торфа и 23–24 % древесины. И именно в области энергетического использования биомассы в России предложены новые эффективные технические решения, которые могут вывести страну на передовые рубежи [8–13]. Новизна этих решений защищена целым блоком патентов РФ [14–22]. Патентообладатель – Объединенный институт высоких температур РАН (ОИВТ РАН).

Потенциально возможное получение электрической энергии из биотоплива в РФ

Электростанция на биотопливе
Источник: mrrestavator.ru



составляет более 150 ТВт·ч/год, тепловой энергии – более 340 ГВт·ч/год [5].

Основные особенности систем генерации энергии на биомассе:

- повсеместное наличие во всех регионах РФ источников биомассы того или иного вида, пригодных для конверсии в электрическую и тепловую энергию;
- возможность организации длительной непрерывной работы в диапазоне заданных мощностей при наличии запасов исходного сырья;
- существенно более низкие в сравнении с традиционными удельные капитальные вложения в сооружение генерирующих установок и низкая себестоимость получаемой энергии из биомассы.

Для иллюстрации эффективности предложенного метода гарантированного энергоснабжения с комбинированным использованием ВИЭ рассмотрим, в качестве примера, разработанный Ростовтеплоэлектропроект и ОИВТ РАН проект нетрадиционной системы энергоснабжения Шахтинско-Донского водовода (ШДВ) в Усть-Донецком районе Ростовской области. ШДВ обеспечивает водоснабжение г. Шахты путём перекачки воды из водозаборов на реке Дон по двум трубопроводам длиной 33 км и диаметрами 1000 мм и 1200 мм. Потребляемая мощность всех перекачивающих насосных станций составляет 9500 МВт при непрерывной круглосуточной работе. Плата только за потребляемую из сети электроэнергию, расходуемую на работу насосных станций, составляет до 1 млрд рублей в год.

Поскольку Усть-Донецкий район Ростовской области характеризуется хорошими потенциалами солнечной и ветровой энергии, эти виды ВИЭ и могут быть использованы для получения дешевой электроэнергии. Проект электроснабжения Шахтинско-Донского водовода был подготовлен в двух вариантах:

Вариант 1 – использование солнечной энергии при расчётном значении установленной мощности солнечной электростанции 41,4 МВт – с применением 165,5 тыс. фотоэлектрических модулей типа ФСМ-250П мощностью по 250 Вт компании SunWays, Москва;

Вариант 2 – комбинированное использование солнечной и ветровой энергии с суммарной установленной мощностью электростанции 32,3 МВт (солнеч-

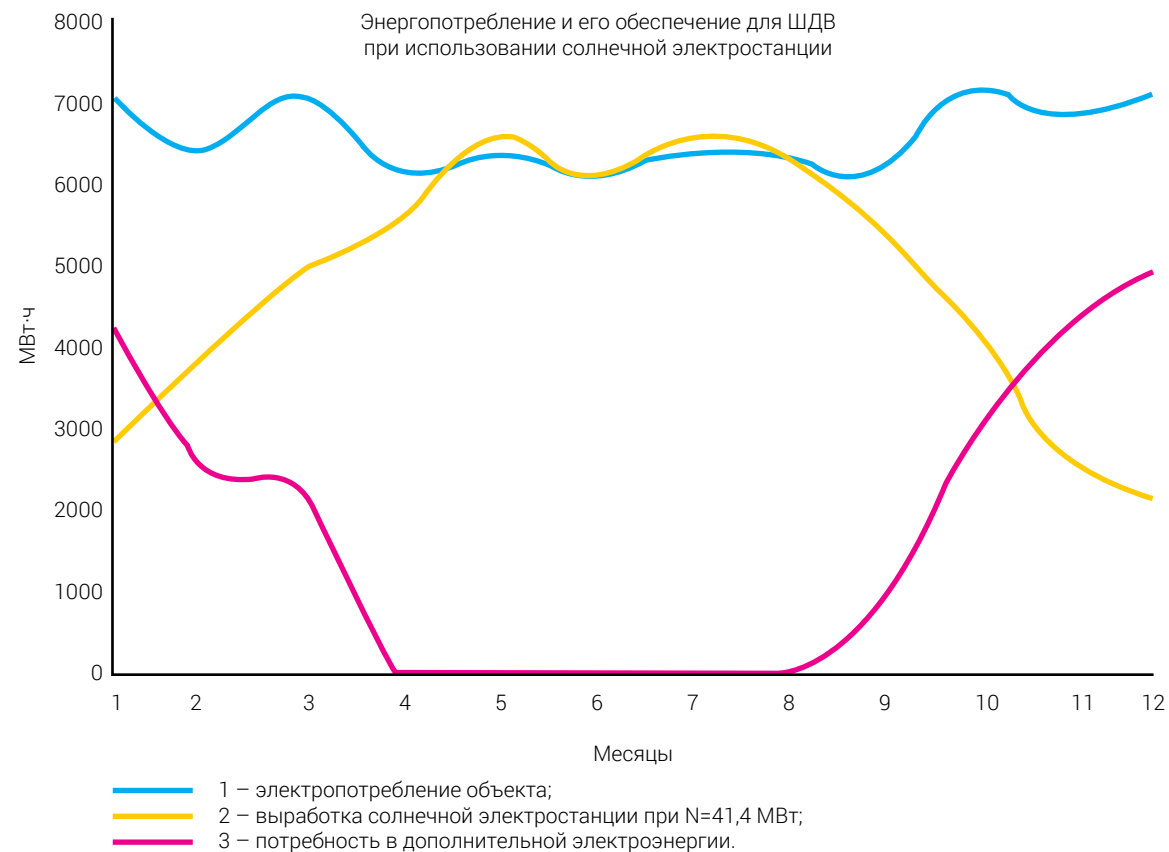


Рис. 2. Результирующие значения параметров по варианту 1

ная часть 16,5 МВт – 66 тыс. ФЭМ типа ФСМ-250П по 250 Вт, ветряная часть – 15,8 МВт – 5 ветроэлектрических агрегатов типа SWT-3,15–142 компании Siemens (Германия) мощностью по 3,15 МВт с диаметрами ветротурбин по 142 м и с высотой башен по 165 м).

Результаты расчётов основных параметров рассматриваемых электростанций представлены по варианту 1 на рис. 2, по варианту 2 на рис. 3. На этих рисунках электропотребление Шахтинско-Донского водовода (кривые 1) соответствуют фактическому среднегодовому значению. Расчеты выработки электрической энергии солнечной и ветряной составляющих выполнены по стандартизированным методикам [8]. В качестве исходных климато-актинометрических данных для расчётов использованы данные Национального Аэрокосмического агентства США (NASA) для рассматриваемого района в Ростовской области. По представленным результатам расчетов можно сделать следующие выводы:

Вариант 1 может обеспечить полностью требуемое энергопотребление только

в период с апреля по август, когда приход солнечной радиации имеет максимальное значение. В остальные периоды потребуется значительное количество энергии от дополнительного источника (кривая 3 на рис. 2).

Вариант 2 позволяет решить данную задачу с меньшими затратами. Энергия солнца обеспечивает потребителей Шахтинско-Донского водовода электроэнергией, в основном, в летний период,

Комбинированное использование ВИЭ имеет плюсы по отношению к схеме с моногенерацией на базе только солнечной энергии.
Установленная мощность комбинированных электросистем на 20 % ниже

а ветровая – наоборот зимой, осенью и весной. Суммарное производство солнечной и ветровой энергии мало изменяется в течение всего года (кривая 2 на рис. 3). Потребность в электроэнергии от дополнительного источника (кривая 5 на рис. 3) при этом оказывается во много раз меньше, чем в варианте 1.

В табл. 2 представлено сравнение полученных результатов.

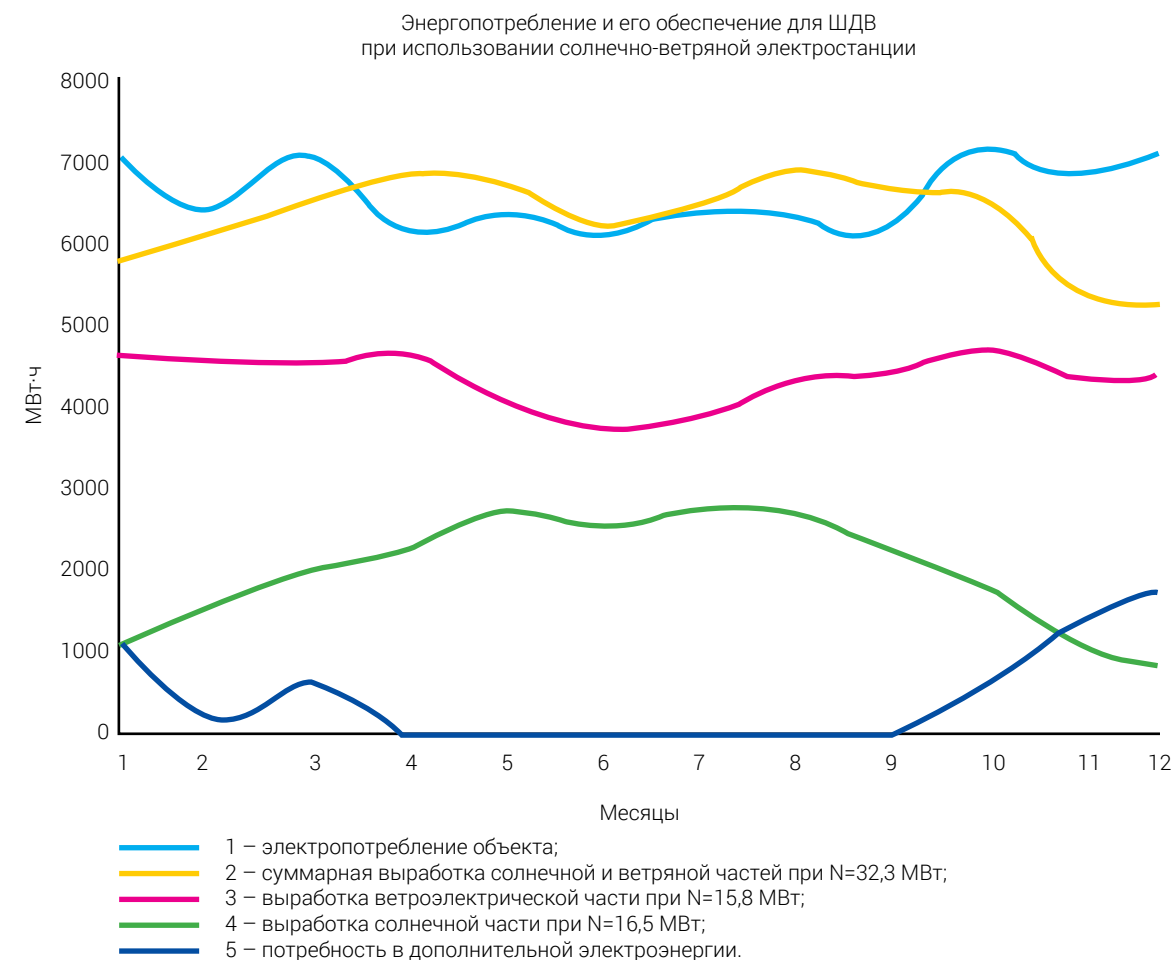
Схема с комбинированным использованием ВИЭ (вариант 2) имеет явные преимущества по отношению к схеме с моногенерацией на базе только солнечной энергии (вариант 1). Требуемая установленная мощность электростанции в варианте 2 более чем на 20 % ниже, чем в варианте 1. Это находит свое отражение на объёме требуемых капитальных вложений, на сроках окупаемости инвестиций, на себестоимости получаемой электроэнергии. При этом объём дополнительной генерации для полного покрытия потребности объекта в электроэнергии в варианте 2 в 3,7 раза меньше,

чем в варианте 1. Это также приводит к снижению требуемых дополнительных инвестиций.

Рассмотренные преимущества однозначно позволяют определить вариант 2 как приоритетный, что и подтверждает эффективность предложенного здесь метода гарантированного энергоснабжения с использованием ВИЭ.

Развитие возобновляемой энергетики может базироваться на создании систем с комбинированным использованием ВИЭ и местных биологических энергоресурсов, дополняющих друг друга

Рис. 3. Результирующие значения параметров по варианту 2



Наименование показателей	Обозначение	Единица измерения	Значение показателей для рассматриваемых вариантов	
			Вариант 1 (моногогенерация)	Вариант 2 (гибридная схема)
Годовое электропотребление ШДВ	W_c	МВт·ч/год	78 828	78 828
Установленная мощность солнечной части электростанции	N_s	МВт	41,4	16,5
Установленная мощность ветроэлектрической части электростанции	N_w	МВт	-	15,8
Суммарная установленная мощность электростанции ШДВ: $N_s + N_w$	N	МВт	41,4	32,3
Годовая выработка электроэнергии электростанций ШДВ	W_y	МВт·ч/год	57 017	77 696
Потребность в дополнительной энергии для полного обеспечения ШДВ	W_{AD}	МВт·ч/год	21 501	5 764
Соотношение дополнительной энергии и годового объема выработки основными источниками генерации электростанции: $(W_{AD} / W_y) * 100$	Δ	%	37,7	7,4

Таблица 2. Результаты расчётов основных показателей электростанции ШДВ

Для обеспечения дополнительной электроэнергии в рассматриваемом проекте использована система конверсии биомассы в электрическую и тепловую энергию, предложенная ОИВТ РАН. Сегодня такие системы уже достаточно хорошо отработаны [17–21] и в отношении финансово-коммерческой эффективности превосходят все другие способы получения дополнительной энергии. Для проекта электростанции Шахтинско-Донского водовода была принята разработанная ОИВТ РАН система получения высококалорийного энергетического синтез-газа методом двухступенчатой термической

конверсии отходов древесной биомассы с последующим использованием его в качестве топлива для газопоршневых установок, вырабатывающих электричество и тепло [10, 12, 13]. Проект системы автономного энергоснабжения Шахтинско-Донского водовода в его окончательном варианте базируется на комбинированном использовании трех видов ВИЭ: солнечной энергии, энергии ветра и энергии биомассы и обеспечивает гарантированное энергоснабжение потребителей водовода без связи с территориальной энергосистемой и без применения ископаемых топлив.

Добыча торфа



Источник: format35 / Depositphotos.com



Мутновская геотермальная станция

Источник: «Русгидро»

Эффективная отечественная технология конверсии биомассы, предложенная ОИВТ РАН позволяет получать горючие газы методом обращенной газификации и последующей термической деструкции летучих газов с конверсией их в синтез-газ практически без смол и золы. Это позволяет использовать получаемый синтез-газ без дополнительной очистки в качестве топлива для газопоршневых агрегатов. Изменение свойств высококалорийных энергетических газов в зависимости от температуры процесса переработки биомассы представлено в табл. 3.

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

Рассматриваемая установка двухступенчатой термической конверсии отходов в синтез-газ (УСГ) работает наиболее эффективно при утилизации древесных органических отходов – опилок, стружек, щепы, коры, измельченной древесины из отходов лесопереработки и деревообработки и т. п. Вместе с тем, эффективное использование УСГ возможно и на твердых отходах сельхозпереработки, содержащих большое количество лигнина, целлюлозы, гемицеллюлозы: орехи, лещина, косточки плодовых растений, шелуха семян подсолнечника, риса, солома зерновых культур и т. п., а также на органической части твердых коммунальных отходов (ТКО).

Становится очевидным, что действующие ныне Энергостратегия до 2035 года [5] и Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2035 года [6], в которых перспективная структура энергетических мощностей сохранена практически на сегодняшнем уровне – с большей долей

Таблица 3. Параметры газовых смесей, получаемых при различных температурах процесса

Температура ведения процесса, °С	Объемная доля горючих компонентов			Теплота сгорания, МДж/м³		Удельный объем, м³/кг	Эффективность конверсии, %
	H ₂	CO	C _n H _m	Q _B	Q _н	V	η
850	0,4	0,27	0,08	11,7	10,6	0,76	42
950	0,43	0,4	0,02	11,3	10,4	1,1	60
1000	0,49	0,41	0,01	11,7	10,6	1,39	78
Стандартный пиролиз	0,23	0,19	0,13	10,4	9,6	0,29	15

Развитие систем ВИЭ должно производиться при четкой организации и планировании преобразования всей энергетической отрасли в России и соответствовать задачам основных национальных проектов

производства электроэнергии за счет ископаемых органических и ядерных топлив, уже не отвечают мировым тенденциям, социально-экономическим и экологическим потребностям страны и требуют коренного пересмотра.

Всемирная конференция ООН по климату (декабрь 2015 г., Париж) рекомендовала с целью сокращения темпов роста температуры на планете в пределах 2°C к 2050 году ограничить применение ископаемых топлив таким образом, чтобы к этому сроку использовать не более 10 % от располагаемых запасов.

В рамках обозначенных ограничений примерно 80 % мировых запасов угля, 50 %

природного газа и 30 % нефти должны будут остаться неиспользованными.

Сегодня необходимо финансировать исследования, направленные на создание новых методов получения энергии без использования ископаемых топлив. В нашем распоряжении остается не более 10–15 лет для того, чтобы найти источники получения бюджетных доходов, отличные от экспорта природных углеводородов.

Выводы

В настоящее время необходима разработка новых подходов к обеспечению гарантированного энергоснабжения потребителей различного назначения. Развитие возобновляемой энергетики может базироваться на создании предложенных систем с комбинированным использованием различных видов ВИЭ и местных биоэнергетических ресурсов, дополняющих друг друга и обеспечивающих гарантированное энергообеспечение потребителей при минимизации требуемых инвестиций.

Развитие систем с использованием ВИЭ должно производиться при четкой организации и планировании преобразования всей энергетической отрасли в России в целом и соответствовать целям и задачам программы реализации основных национальных проектов и роста экономики страны.



Ушаковская ВЭС
Источник: «Янтарьэнерго»

Использованные источники

1. Зайченко В.М., Чернявский А.А. Сопоставление экономических показателей объектов традиционной и возобновляемой энергетики. – Севастополь: Сборник статей по материалам международной научно-практической конференции «Экологическая, промышленная и энергетическая безопасность – 2018», (24 – 27 сентября 2018 г.) / под ред. Л. И. Лукиной, Н. А. Бежина, Н. В. Ляминой. – Севастополь: СевГУ, 2018. С. 425–428.
2. World Nuclear Industry Status Report – 2019.
3. Солнечная энергия сегодня / Альтернативная энергия – Alternative Energy. New York, 2014.
4. Традиционная энергетика потеряет 20 триллионов долларов из-за возобновляемых источников энергии. – EEnergy Media / Electrovesty.net, июль, 2018.
5. Проект энергетической стратегии РФ до 2035 года. – М.: Распоряжение Правительства РФ от 09.06.2017 г. № 1209-р.
6. Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2035 года. – М.: Распоряжение Правительства РФ от 09.06.2017 г. № 1209-р.
7. Батенин В.М., Зайченко В.М., Леонтьев А.И., Чернявский А.А. Концепция развития распределенной энергетики в России. – М.: Известия академии наук – энергетика. 2017, № 1. С. 3–18.
8. Зайченко В.М., Чернявский А.А. Автономные системы энергоснабжения. – М.: ООО «Издательский дом «НЕДРА», 2015. 285 с., ил. ISBN 978-5-8365-0458-17.
9. Батенин В.М., Бессмертный А.В., Зайченко В.М. и др. Термические методы переработки древесины и торфа в энергетических целях. Теплоэнергетика. 2010, № 11. С. 36–42.
10. Батенин В.М., Зайченко В.М., Косов В.Ф. и др. Пиролитическая конверсия биомассы в газообразное топливо. Доклады Академии наук. 2012, Т. 446, №2. С. 179–184.
11. Larina O.M., Zaichenko V.M. Energy production from Chicken Manure by Pyrolysis and Torrefaction // Proceedings of the 25th European Biomass Conference and Exhibition EUBCE Stockholm, Sweden. 2017, P. 1205–1209.
12. Larina O.M., Sinelshchikov V.A., Sitchev G.A. Comparison of Thermal Conversion Methods of Different Biomass Types into Gaseous Fuel // Journal of Physics Conference Series. 2016, volume 774/012137.
13. Директор Л.Б., Зайченко В.М., Исьёмин Р.Л., Чернявский А.А., Шевченко А.Л. Сравнение эффективности реакторов низкотемпературного пиролиза биомассы // Теплоэнергетика. 2020, № 5. С. 60–69.
14. Патент РФ № 2359007 – Способ получения углеводородного топлива, технического водорода и углеродных материалов из биомассы. 2008.
15. Патент РФ № 2378319 – Способ получения углеводородного топлива и углеродных материалов из биомассы. 2008.
16. Патент РФ № 2380395 – Способ пиролизной переработки биомассы. 2010.
17. Патент РФ № 2698829 – Установка пиролитической переработки твердых углеродсодержащих материалов. 2019.
18. Патент РФ № 136799 – Комплекс энерготехнологический многофункциональный переработки биомассы. 2013.
19. Патент РФ № 136801 – Энергетический комплекс с торрефикатором биомассы. 2013.
20. Патент РФ № 161775 – Установка торрефикации гранулированной биомассы. 2016.
21. Патент РФ № 169133 – Реактор торрефикации. 2017.



ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА



ПОДПИСКА ОТКРЫТА!

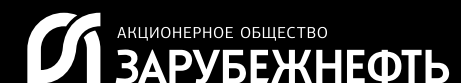
Журнал «Энергетическая политика» принял участие в подписной кампании 2021 года. Оформить подписку можно во всех почтовых отделениях Российской Федерации по каталогу агентства Роспечать «Газеты и журналы». Подписной индекс: 88732. Стоимость подписки на полугодие (6 номеров) составит 10 200 рублей.

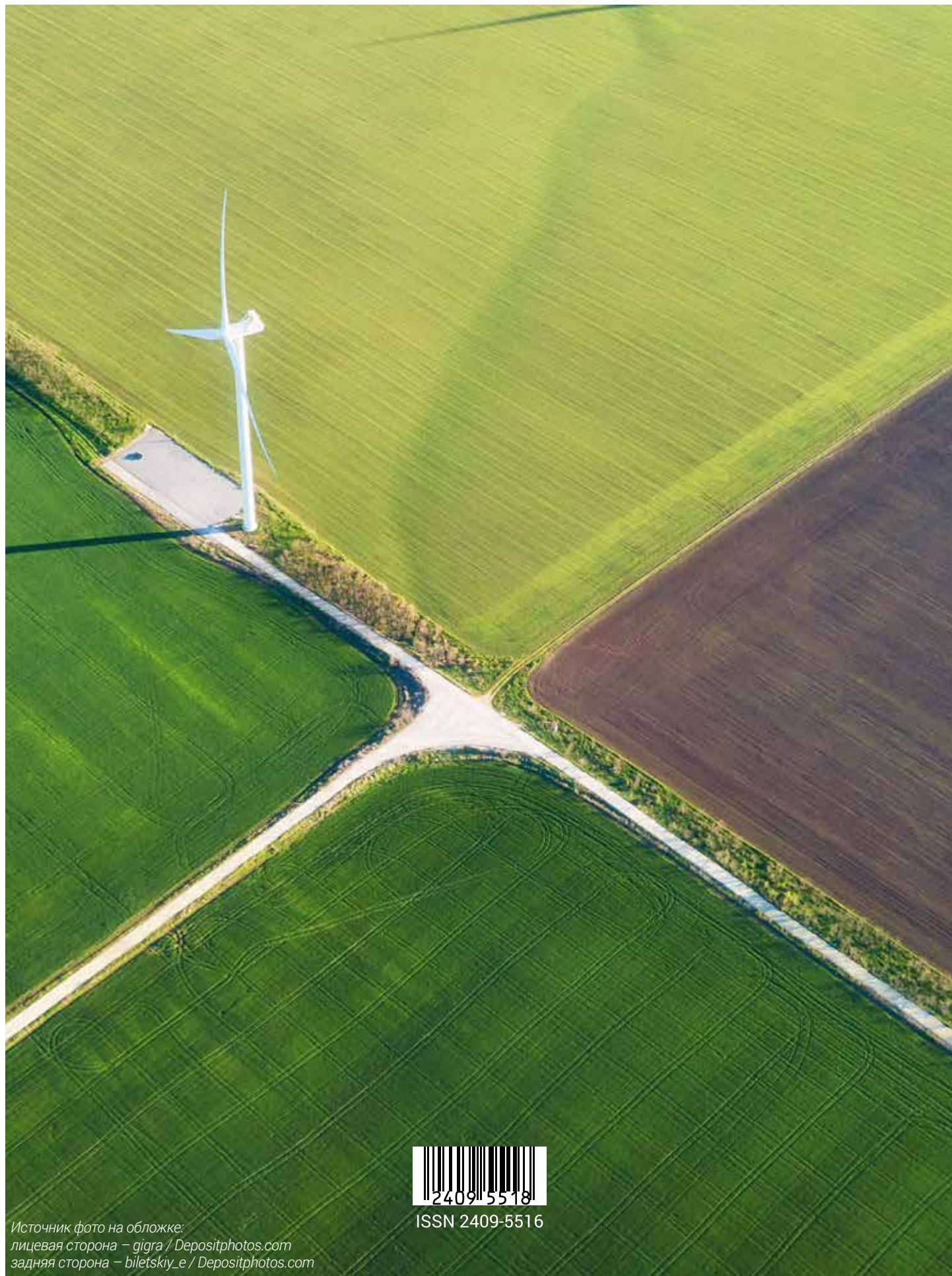
В каждом номере – аналитические обзоры, авторские колонки, материалы научного и научно-прикладного характера. Будь в курсе основных направлений развития ТЭК!

energypolicy.ru

НАШИ ПАРТНЕРЫ

 ПРОМСЫРЬЕИМПОРТ





2409-5516

ISSN 2409-5516

Источник фото на обложке:
лицевая сторона – gigma / Depositphotos.com
задняя сторона – biletский_e / Depositphotos.com