

РГАСНТИ 44.09.29

ISSN 2409-5516

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА

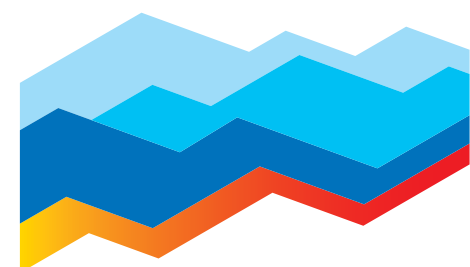
ОБЩЕСТВЕННО-ДЕЛОВОЙ
НАУЧНЫЙ ЖУРНАЛ

№2(144), февраль 2020



Тема номера:

ГАЗОВАЯ ОТРАСЛЬ: ОЦЕНКА СОБЫТИЙ И АНАЛИЗ ПЕРСПЕКТИВ



СОЧИ20

РОССИЙСКИЙ ИНВЕСТИЦИОННЫЙ ФОРУМ

 **РОСКОНГРЕСС**
Пространство доверия

rusinvestforum.org

12-14
ФЕВРАЛЯ

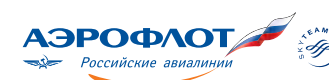
ГЕНЕРАЛЬНЫЙ
СПОНСОР



ГЕНЕРАЛЬНЫЕ
ПАРТНЕРЫ



ОФИЦИАЛЬНЫЙ
АВИАПЕРЕВОЗЧИК ФОРУМА



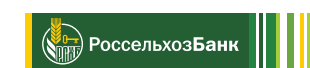
СТРАТЕГИЧЕСКИЙ
ПАРТНЕР



ОФИЦИАЛЬНЫЙ
АВТОМОБИЛЬ ФОРУМА



ОФИЦИАЛЬНЫЕ ПАРТНЕРЫ



ТЕЛЕКОММУНИКАЦИОННЫЙ
ПАРТНЕР



ПАРТНЕР ЗОНЫ
ДЕЛОВОГО ОБЩЕНИЯ



#ForumSochi

Банк ВТБ (ПАО); ПАО Сбербанк; АО «МСП Банк»;
ПАО «Почта Банк»; РНКБ Банк (ПАО); АО «Россельхозбанк»;
Государственная корпорация развития «ВЭБ.РФ»;
АО «ДОМ.РФ»; АО «Газпромбанк»; ПАО «Промсвязьбанк»



С.6
**Российский газ:
энергия безграничных
возможностей**



С.22
**Развитие
системы
трубопроводных
поставок газа
в Европу и роль
российских проектов**

5 **Слово редакторов**

ОТ ПЕРВОГО ЛИЦА

6 **А.В. Новак**
Российский газ: энергия
безграничных возможностей

ГАЗОВЫЙ ВОПРОС

12 **А.М. Белогорьев**
Европейский рынок газа
и Россия: послесловие к 2019 году

22 **С.А. Капитонов**
Развитие системы
трубопроводных поставок
газа в Европу и роль
российских проектов

СТРАТЕГИЯ

36 **Л.А. Федун**
Будущее энергетики:
вызовы и риски
климатического
регулирувания

РЕГИОНАЛЬНЫЙ ФАКТОР

44 **А.К. Криворотов**
Норвежская модель
управления нефтегазовым
комплексом

58 **С. Саватеева**
Россия и Украина
нажали на газ

ЭКОНОМИКА

72 **А.В. Титов**
Анализ экономики создания
новых газовых хабов

АЛЬТЕРНАТИВА

84 **О.В. Жданеев, С.С. Зув**
Развитие ВИЭ и
формирование новой
энергополитики России

5 **Editor's column**

IN THE FIRST PERSON

6 **A. Novak**
Russian gas: energy
of unlimited possibilities

GAS

12 **A. Belogorev**
European Gas Market
and Russia: Afterword to 2019

22 **S. Kapitonov**
Development of a pipeline
gas supply system
to Europe and the role
of Russian projects

STRATEGY

36 **L. Fedun**
The future of energy:
challenges and risks
of climate regulation

REGIONS

44 **A. Krivorotov**
Managing oil
and gas industry:
Norwegian experience

58 **S. Savateeva**
Russia and Ukraine
hit the gas

ECONOMY

72 **A. Titov**
Analysis of the economics
of new gas hub development

ALTERNATIVE

84 **O. Zhdaneev, S. Zuev**
Development
of renewable energy
and the formation
of a new energy policy in Russia



С.36
**Будущее
энергетики:
вызовы и риски
климатического
регулирувания**



С.44
**Норвежская
модель
управления
нефтегазовым
комплексом**

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. РАН и РИЭ, д. т. н.,
председатель совета, ген. директор ИЭС
А.М. Мастепанов – акад. РАН, 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. Жданеев – к. ф.-м. н., руководитель
дирекции технологий ТЭК ФГБУ «РЭА»

Главный редактор
А.А. Горшкова

Научный редактор
Виталий Бушуев

**Заместитель
главного
редактора**
Виктор Балюков

Корректор
Роман Павловский

Фотограф
Иван Федоренко

**Дизайн
и верстка**
Роман Павловский

**Адрес
редакции:**
129085,
г. Москва,
проспект Мира,
д. 105, стр. 1

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 ООО «Атлант-С»,
125476, г. Москва,
ул. Василия Петушкова, д. 8, этаж 3

Подписано в печать:
30.01.2020
Время подписания
в печать
по графику: 13:00
фактически: 13:00

СТРАТЕГИЧЕСКИЕ СОБЫТИЯ ГАЗОВОГО РЫНКА

Виталий БУШУЕВ,
д. т. н., научный
редактор журнала
«Энергетическая политика»

Анна ГОРШКОВА,
главный редактор
журнала «Энергетическая
политика»



Зима 2019–2020 годов оказалась богатой на события в газовой отрасли. В начале декабря был запущен газопровод «Сила Сибири» для поставок газа в Китай, в канун Нового года Россия и Украина неожиданно для всех участников рынка подписали основополагающие соглашения о транзите российского газа в Европу сроком на 5 лет, в начале января был введен в эксплуатацию газопровод «Турецкий поток». Одновременно из-за санкций США был отложен запуск почти достроенного газопровода «Северный поток-2». Эти явления будут определять дальнейшее развитие отрасли на несколько лет вперед. Поэтому они требуют тщательного анализа и неоднократного переосмысления. В февральском номере мы попробовали с разных сторон взглянуть на произошедшие события, взвесить положительные стороны и выявить риски, с ними связанные.

Текущая зима запомнится не только яркими политическими решениями и судьбоносными га-

зовыми явлениями, но и необыкновенно теплой погодой. В декабре-январе в центральной России был побит не один температурный максимум, что дало повод для нового витка дискуссии о необходимости учета глобальных климатических изменений в стратегических социально-экономических планах страны. В новом номере журнала мы постарались показать, как этот подход отражается на примере формирования стратегии развития «ЛУКОЙЛа» – одной из крупнейших российских нефтегазовых компаний.

Изменения климата могут, в первую очередь, коснуться наиболее хрупкой российской территории – Арктики, где расположены перспективные нефтегазовые зоны. Поэтому в февральском номере мы предложили изучить опыт Норвегии в освоении арктического шельфа, признанного в мире наиболее успешным.

145,9 тыс. км ЛЭП
958 подстанций

79 регионов России
22 тыс. сотрудников





Александр НОВАК
Министр энергетики Российской Федерации,
Председатель Научно-координационного
совета журнала «Энергетическая политика»

История российской газовой промышленности началась еще в начале прошлого столетия. Ко второй половине XX века отрасль начала активно развиваться и постепенно стала играть одну из ведущих ролей в экономике страны, чему во многом способствовало наличие колоссального экспортного потенциала. На сегодняшний день Россия уверенно удерживает первое место в мире по экспорту газа, который с 2000 года увеличился более, чем на 30%. Российский трубопроводный газ в течение многих лет занимает лидирующие позиции в странах Европы. Мы вышли на рынки Азиатско-Тихоокеанского региона, успешно развиваем производство сжиженного газа и его доставку по всему миру. Все это уже сейчас делает российский газ одним из самых конкурентоспособных в мире. Мы видим все большие перспективы в отрасли и намерены в полной степени реализовать появляющиеся возможности.

Мировой рынок газа: вчера, сегодня, завтра

С момента возникновения газовой промышленности мировая добыча «голубого топлива» последовательно демонстрировала положительную динамику. Если чуть больше века назад – в конце XIX – начале XX века – в мировом энергопотреблении ве-

дущую роль играл уголь, затем его потеснила нефть, то в последние годы все более значимые позиции завоевывает газ. В 1970-х годах его доля в мировом энергобалансе составляла порядка 18%, в 2018 году возросла уже до 23%, а к 2035 году этот показатель достигнет 26%. При этом наибольший рост доли газа прогнозируется в Китае (с 7,4% до 14,7% к 2035 году) и Северной Америке (с 31% до 42,7% к 2035 году).

Если говорить о сегментах потребления, то в настоящий момент основными источниками спроса на газ в мире являются промышленность и электрогенерация, суммарно покрывающие более 70% совокупного объема потребления газа. К 2040 году ожидается пропорциональный рост объема потребления газа по всем секторам. При этом доля газа, используемого для отопления, снизится

с текущих 21% до 18% к 2040 году, а доля транспортно-

го сектора возрастет с 1% в 2017 году до 4% к 2040 году. Расширение использования газа и рост спроса на энергию будут происходить параллельно с поступательным снижением доли других источников

Россия намерена занять на рынке СПГ достойную нишу и претендовать на уровень производства в 80–120 млн тонн в год к 2035 году



**Газовый промысел №1
Бованенковского месторождения**

Источник: «Газпром»

энергии, за исключением возобновляемых. Однако, наряду с ВИЭ, большинство стран уже оценили преимущества газа как одного из наиболее экологических видов топлива. Это особенно важно в свете декарбонизации мировой экономики и действия Парижского соглашения, которое Россия подписала в 2016 году. В сценарии устойчивого развития Международного энергетического агентства (МЭА), соблюдение которого соответствует целевым показателям Парижского соглашения, необходимое сокращение выбросов энергетической отрасли составляет 45% от текущего уровня к 2040 году. Такое снижение выбросов можно достичь за счет увеличения доли «чистых» источников энергии, в частности, газа. Для сравнения: газ выделяет на 40–50% меньше выбросов парниковых газов, чем уголь, когда используется для выработки электроэнергии. В этой связи отмечу, что Россия уже сегодня имеет один из самых экологически чистых энергобалансов в мире: более половины внутреннего потребления первичных энергоресурсов в нашей стране составляет газ.

Если говорить о географии добычи газа в ближайшие десятилетия, по оценкам экспертов, Рос-

сия и США продолжают оставаться крупнейшими производителями газа. Параллельно производство газа будет развиваться в Китае, Северной Америке, на Ближнем Востоке, в Аргентине, Индонезии и Австралии, в том числе за счет нетрадиционных источников. Таким образом, будущее предложение

газа в полной мере сможет удовлетворить быстрорастущий спрос, что позволит избежать резких ценовых перепадов.

Ведущий тренд последних лет в газовой отрасли – все более масштабное расширение рынка СПГ, который продолжает оставаться самым быстрорастущим сегментом: объем поставок СПГ в мире в 2019 году достиг 362 млн тонн, прирост относительно 2018 года составил 12,4%. По прогнозам аналитиков Shell, по итогам 2020 года объем поставок СПГ вырастет на 6,4% – до 385 млн тонн. Кроме того, по результатам 2019 года приняты инвестиционные решения

по СПГ-проектам совокупной мощностью 70 млн тонн в год. Это максимальный объем с 2005 года.

До 2030 года рост мощностей СПГ в мире составит 4,5% в год, к этому времени мировое производство СПГ достигнет 580 млн тонн. Таким образом,

**К 2040 году
ожидается
рост объема
потребления газа
по всем секторам.
Но доля газа для
отопления снизится
с текущих 21%
до 18%, а доля
транспортного
сектора возрастет
с 1% до 4%**

если в 2018 году доля СПГ в мировой торговле газом составила порядка 35 % (431 из 1236 млрд кубометров), то к 2035 году доля СПГ достигнет порядка 45 %. К 2040 году более 50 % от объема торговли природным газом будет осуществляться в сжиженной форме. Ввиду особой привлекательности рынка сжиженного газа, Россия намерена занять на нем достойную нишу и претендовать на уровень производства СПГ в 80–120 млн тонн в год к 2035 году. Отмечу, что благодаря бурному развитию инфраструктуры, рынок газа все больше становится похожим на рынок нефти, и именно ценообразование на СПГ в среднесрочной перспективе может стать ориентиром для всего рынка газа.

Болгария, Венгрия, Финляндия, Италия, Франция, Турция, Греция и многие другие государства. На сегодняшний день российский газ экспортируется в более, чем 20 европейских стран.

В 2019 году общий импорт газа в страны Европы, по предварительным оценкам, превысил 310 млрд кубометров, что составляет почти 60 % от общего спроса региона, импорт российского газа – более 200 млрд кубометров или 45 % спроса. Рост поставок газа в течение последних десятилетий был обеспечен во многом за счет строительства газопроводов «Голубой поток» и «Северный поток». Мы видим, что вопреки прогнозам, экспорт российского газа в Европу не только не снижает

зам IHS, к 2035 году зависимость от импорта газа в странах Европы достигнет порядка 76 %.

В процессе расширения экспортных поставок газа в Европу особую роль мы отводим таким масштабным проектам, как «Северный поток-2» и «Турецкий поток», последний из которых уже завершен, причем в кратчайшие сроки – менее, чем за три года. Новый газовый маршрут существенно снизит зависимость западной части Турции от поставок газа по Транс-Балканскому газопроводу, который был введен в эксплуатацию уже 30 лет назад. С начала 2020 года российский газ по «Турецкому потоку» стал поступать в Турцию, Болгарию, Северную Македонию и Грецию. После завершения строительства газопровода в Болгарии начнутся поставки в Сербию, а затем в Венгрию и Австрию.

Таким образом, с запуском «Турецкого потока» мы получили бестранзитный экспортный маршрут транспортировки газа из России в Турцию через Черное море. Турция получила возможность стать транзитером газа в другие страны Европы, где природный газ играет ключевую роль в энергетике. То есть газопровод повысит надежность газоснабжения не только Турции, но и Южной и Юго-Восточной Европы. Сегодня мы видим высокую заинтересованность в газе всего европейского региона. В то же время истощение газовых месторождений в Европе означает, что региону понадобится дополнительный импорт. Особенно это актуально для Юго-Восточной Европы, где все еще не завершен переход от угля к более чистым источникам энергии.

Еще один важный для нас проект – «Северный поток-2» – это, по сути, третья и четвертая нитки

газопровода «Северный поток», который успешно функционирует с 2011 года. Маршрут «Северного потока-2» практически повторяет «Северный поток», а мощность также составляет 55 млрд кубометров газа в год. Планируется, что газопровод увеличит пропускную способность российского трубопроводного газа в Северную Европу. Напомним, что решение о его строительстве в 2012 году принималось совместно с европейскими потребителями, в проекте участвуют пять иностранных компаний – Engie, OMV, Shell, Uniper и Wintershall.

С запуском «Турецкого потока» мы получили бестранзитный экспортный маршрут транспортировки газа из России в Турцию через Черное море. Турция получила возможность стать транзитером газа в другие страны Европы

Поэтому есть понимание, что мы все несем солидарную ответственность за его скорейшую реализацию. И мы ощущаем мощную поддержку европейских партнеров.

Важно, что проект создается с использованием аналогичных технологий, которые уже показали свою эффективность и экологическую безопасность при эксплуатации «Северного потока». Таким образом, «Северный поток-2» – максимально «прозрачный», предсказуемый и выгодный проект как для нашей страны, так и для европейских потребителей: Российской Федерации газопровод позволит оптимизировать поставки газа, а странам Северной и Центральной Европы – повысить энергобезопасность, получая топливо напрямую из России, что гарантирует стабильность, весьма конкурентную стоимость и минимальное количество посредников. И вопреки беспрецедентному



Укладка газопровода «Северный поток-2» в территориальных водах Германии

Источник: «Газпром»

Традиционные рынки

В силу географической близости и широко развитой транспортной инфраструктуры европейский рынок является одним из ключевых для российского газа. Со странами Европы нас связывает долгосрочное сотрудничество в газовой сфере. Первые поставки трубопроводного газа из СССР стартовали еще в 1944 году в Польшу. В страны Западной Европы российский газ начал поступать с конца 1960-х годов со строительством газопровода «Братство» (нынешнее название «Уренгой – Помары – Ужгород»). В числе первых потребителей оказались Чехословакия, Австрия, затем присоединились Германия,

ся, но и в глобальном масштабе увеличивается. Даже рост поставок СПГ в Европу, который в целом привел к снижению интереса к трубопроводному импортному газу, не коснулся топлива из России: среди экспортеров трубопроводного газа только российский «Газпром» демонстрирует расширение объема на рынке. По итогам 2018 года компания увеличила поставки на 3,8 %. И несмотря на то, что в 2019 году, по предварительным оценкам, поставки «Газпрома» в Европу незначительно снизились, объем экспорта все равно превышал уровень 2017 года. В то же время крупнейшие европейские производители – Норвегия, Великобритания и Нидерланды – сократили свое присутствие в Европе. По прогно-



«Северный поток-2»

Источник: Axel Schmidt / Nord Stream 2



Строительство
газопровода
«Сила Сибири»

Источник: «Газпром»

сопротивлению ряда стран, в первую очередь, США, газопровод будет достроен.

Как уже все убедились в конце прошлого года, новые маршруты – не помеха продолжению транспортировки российского газа через территорию Украины. Мы не раз об этом говорили. Важно, что мы все-таки слышали друг друга, и нам с украинскими партнерами удалось договориться о транзите газа с 2020 года сроком на пять лет на взаимовыгодных условиях. Если это сотрудничество окажется успешным, возможно, мы продолжим его и после 2024 года. При любых ситуациях мы не забываем, что помимо географической близости, нас связывают исторические, культурные связи, и мы всегда открыты к обсуждению конструктивных, экономически целесообразных вариантов взаимодействия.

Восточный вектор

Сегодня политика большинства государств направлена на «очищение энергобалансов» за счет поступательного перехода на газ, этому тренду следуют и страны Азиатско-Тихоокеанского региона, в том числе и крупнейший азиатский потребитель газа – Китай. В 2018 году в Китае была принята новая газовая политика, которая предполагает рост капитальных вложений в собственную газодобычу. Тем не менее, этот рынок будет по-прежнему интересен, так как спрос на природный газ в этом регионе будет расти значительными темпами как минимум до 2050 года. Ожидается, что импорт газа

(трубопроводного и СПГ) достигнет пиковой доли в 44% от совокупного потребления в 2024 году, при этом импорт СПГ будет составлять порядка 21% совокупного потребления газа в Китае к 2050 году.

В этой связи колоссальным потенциалом обладают поставки трубопроводного газа из России. В конце прошлого года запущен газопровод «Сила Сибири» протяженностью около 3000 км, по которому ежегодно в течение 30 лет планируется прокачивать 38 млрд кубометров в год. Это уникальный проект, так как трасса проходит в труднодоступных районах с тяжелыми природно-климатическими условиями – температура воздуха в Республике Саха (Якутия) опускается ниже –60 °С, в Амурской области – ниже –40 °С, что требует дополнительных затрат как на обустройство промышленных объектов, так и на материалы, которые должны быть надежны при длительной эксплуатации в условиях низких температур. В особенности этим характеристикам должны соответствовать трубы, которые использовались при строительстве «Силы Сибири» – они, и мы этим гордимся, полностью российского производства. В целом газопровод стал важнейшим

Вопреки
беспрецедентному
сопротивлению
ряда стран,
в первую
очередь, США,
газопровод
«Северный
поток-2» будет
достроен

этапом в развитии транспортной инфраструктуры и напрямую соединил сырье, производство и потребителей, что повышает конкурентоспособность газовой отрасли России.

Кроме того, продолжаются переговоры по «западному маршруту» поставок газа в Китай («Сила Сибири – 2»). Он предполагает поставки около 30 млрд кубометров газа по новой трубопроводной системе в уже существующем транспортном коридоре от Западной Сибири до Новосибирска с последующим продолжением до российско-китайской границы. Сегодня обсуждаются различные маршруты прокладки трассы, в том числе, и через Монголию, которая демонстрирует интерес к проекту. В настоящее время проводится оценка возможности трубопроводных поставок газа из России в Китай через территорию этой страны.

Что касается глобального рынка АТР, то этот сектор в целом весьма привлекателен, и мы стремимся расширять географию присутствия в государствах региона, во многом за счет поставок СПГ в Южную Корею, Индию, Японию и другие страны. Если в начале 2019 года из-за мягкой зимы, возобновления работы атомных реакторов в Японии и значительных поставок из России и США мы наблюдали снижение цен на СПГ в Азии, то во второй половине года на газовом рынке появилась «азиатская премия». Кроме того, учитывая существенный рост потребности газа в регионе АТР на фоне стабилизации роста спроса в Европе, можно сделать предположение о том, что в будущем это несколько сдвинет баланс экспорта в сторону восточного направления. Будем активно использовать этот потенциал для российского газа.

В то же время, значительный прирост спроса на газ на горизонте до 2030 года ожидается в Бразилии и Аргентине, африканских странах, на Ближнем Востоке. Планируем тщательно проанализировать перспективы российского газа и в этих регионах.

СПГ-будущее

В связи с динамикой распространения сжиженного природного газа в мировом масштабе мы активно и успешно развиваем российские СПГ-производства. В 2019 году Россия произвела более 40 млрд кубометров газа в виде СПГ по сравнению с 27 млрд кубометров в 2018 году. Идет активная проработка развития СПГ-кластера на Ямале и Гыдане, который позволит России занять до 23% мирового рынка СПГ к 2035 году. При этом, ресурсная база для

производства СПГ на Ямале и Гыдане составляет как минимум 7,7 трлн кубометров.

Важно, что российский СПГ конкурентен не только на азиатских рынках, куда поставляется 69% российского сжиженного газа (и 75% мирового объема СПГ), но и на традиционных для российского трубопроводного газа европейских направлениях за счет низкой себестоимости и короткого транспортного плеча. Существующие объективные обстоятельства – относительно высокие издержки по строительству СПГ-заводов из-за особенностей географии и ограничения технологий – успешно компенсируются низкими операционными затратами и грамотными налоговыми стимулами при добыче природного газа для производства СПГ. Удобное географическое расположение России между Европой и Азией позволяет нашему СПГ быть прибыльным при текущих ценах и выигрывать конкуренцию у США и Австралии. То есть, при необходимости мы можем доставить сжиженный газ в любую европейскую страну, при этом оперативнее и дешевле многих других поставщиков. Ключевым транспортным узлом, соединяющим арктические проекты с рынками сбыта, в перспективе, должен стать Северный морской путь, который позволяет сократить время транспортировки товаров из Азии в Европу примерно на треть, по сравнению с перевозками через Суэцкий канал. Уже к 2024 году грузопоток по СМП должен вырасти до 80 млн тонн в год, и основным товаром, транспортируемым по нему до 2035 года, как ожидается, будет именно сжиженный природный газ, который станет драйвером развития самой северной транспортной артерии в мире.

На сегодняшний день газ – наиболее перспективный из традиционных источников энергии. Он единственный имеет все шансы составить в будущем конкуренцию возобновляемым источникам энергии. По объему доказанных запасов Россия является лидером с мировой долей 20%. То есть мы имеем самый высокий производственный потенциал, который дополняется развитой и растущей инфраструктурой для экспорта углеводородов, обеспечивающей доступ к ключевым рынкам. Тем не менее, в наших планах – не останавливаться на достигнутом и стремиться к новым амбициозным результатам. Мы постоянно совершенствуем технологии и внедряем собственные разработки. В этой связи мы ставим себе задачу не только своевременно следовать мировым тенденциям, наша стратегическая цель – задавать новые тренды на газовом рынке и быть драйверами в их реализации.

Российский СПГ
конкурентен
не только
на рынках АТР,
но и на традиционных
для «трубного»
газа европейских
направлениях
за счет низкой
себестоимости
и короткого
транспортного плеча

А.М. БЕЛОГОРЬЕВ
A.M. BELOGOREV

ЕВРОПЕЙСКИЙ РЫНОК ГАЗА И РОССИЯ: ПОСЛЕСЛОВИЕ К 2019 ГОДУ

Алексей Михайлович
БЕЛОГОРЬЕВ –
заместитель директора
по энергетическому
направлению Института
энергетики и финансов (ФИЭФ),
e-mail: millarion@gmail.com



Alexey BELOGOREV –
Deputy Director for Energy,
Institute of Energy and Finance,
e-mail: millarion@gmail.com

EUROPEAN GAS MARKET AND RUSSIA: AFTERWORD TO 2019

УДК 339.564: 553.981

Аннотация. В статье анализируются итоги переговоров по транзиту российского газа через территорию Украины в 2020–2024 гг., перспективы изменения структуры поставок российского газа в Европу, включая завершение строительства газопровода «Северный поток-2», проблемы и перспективы украинского рынка газа, воздействие климатической политики на экспорт российского газа в Европу.

Ключевые слова: экспорт газа, потребление газа, цены на газ, торговля газом, Европейский союз, Украина, «Северный поток-2», «Турецкий поток», транспортировка газа, ПХГ.

Основные достижения 2019 года¹

Несмотря на многочисленные опасения, российско-европейские отношения в газовой сфере вступили в 2020 год с позитивной повесткой дня. Удалось достичь сложного политического компромисса по украинскому газовому транзиту с закреплением его условий на весь «переходный»

период 2020–2024 годов. Объемы трубопроводного экспорта газа в Европу стабилизировались в условиях низкой ценовой конъюнктуры, несмотря на разнонаправленные тенденции спроса в отдельных странах (198,9 млрд кубометров в 2019 году против 200,8 млрд кубометров в 2018 году). Поддержку российскому экспорту оказало умеренное снижение поставок со стороны традиционных конкурентов – Норвегии и Алжира при неожиданном росте производства в раздираемой войной Ливии, а также общий рост спроса в Европе. По предварительной оценке Wood Mackenzie, европейское потребление выросло на 10 млрд кубометров, вернувшись на рекордный уровень 2017 года. В 2020–2021 годах динамика спроса в Европе, как ожидается, также будет положительной из-за низких цен на сырье.

Благодаря запуску трех производственных линий «Ямал-СПГ», а также «Криогаз-Высоцк» Россия начала активную экспансию на европейский рынок крупнотоннажного сжиженного газа. Тем самым частично подтвердился

В 2020–2021 годах
динамика
спроса
на газ
в Европе,
как ожидается,
также будет
положительной
из-за низких
цен на сырье

тезис «Газпрома» о неизбежной конкуренции между экспортом российского СПГ и трубопроводного газа. Это позволило увеличить долю российского сырья в газовом импорте ЕС, по предварительной оценке, до 47,5 %.

В начале 2020 года был запущен в эксплуатацию газопровод «Турецкий поток» и развернуто активное строительство его сухопутного продолжения в балканских странах. Это позволило уже с 1 января полностью остановить поставки газа через Украину в сторону Болгарии и Турции (транзит российского газа в Молдавию и Румынию сохраняется). Данный шаг был предусмотрен одиннадцатой статьей межправительственного соглашения России и Турции по проекту газопровода «Турецкий поток»². Суммарный объем проектных мощностей первой очереди «Турецкого потока» и «Голубого потока», ориентированных исключительно на турецкий рынок, составит к 2021 году 31,75 млрд кубометров в год, что с учетом резкого снижения спроса на российский газ в Турции в 2018–2019 годах создает большой резерв свободных мощностей.

Начиная с 2021 года вторая очередь «Турецкого потока» позволит прекратить транзит российского

Abstract. The article analyzes the results of negotiations on the transit of Russian gas through Ukraine in 2020–2024, the prospects for changing the structure of Russian gas supplies to Europe, including the completion of the Nord stream-2 gas pipeline, the problems and prospects of the Ukrainian gas market, and the impact of climate policy on the export of Russian gas to Europe.

Keywords: gas export, gas consumption, gas prices, gas trade, European Union, Ukraine, Nord Stream-2, Turkish Stream, gas transportation, underground storage facilities.

газа через Украину в Болгарию³, Сербию и другие балканские страны, а также частично – в Венгрию. В целом, вторая очередь «Турецкого потока» позволит сократить на 9–12 млрд кубометров в год поставки газа через Украину в направлении Венгрии и Словакии.

По итогам прошлого года было завершено 93,5 % (по оценке Nord Stream 2 AG) строительства газопровода «Северный поток-2» и, несмотря на существенную задержку в реализации проекта в связи с поздней выдачей разрешения со стороны Датского энергетического агентства и санкций США, есть все

² Ратифицирован Федеральным законом № 4-ФЗ от 07.02.2017. Соглашение содержит в себе подробные условия строительства, эксплуатации и правового регулирования морского и сухопутных участков газопровода «Турецкий поток».

³ При этом ожидается сокращение импорта российского газа со стороны Болгарии за счет его частичного замещения азербайджанским газом.

¹ Все статистические данные за 2019 год, приводимые в настоящей статье (за исключением ценовых показателей), являются предварительными оценками и могут отличаться от итоговых фактических значений государственных регуляторов России и европейских стран, международных организаций, ПАО «Газпром» и ПАО «НОВАТЭК».

млрд кубометров в год	2016	2017	2018
Болгария	3,2	3,3	3,2
Греция	2,7	2,9	3,3
Северная Македония	0,2	0,3	0,2
Сербия	1,9	2,2	2,2
Босния и Герцеговина	0,2	0,2	0,2
Венгрия	5,7	7	7,3
Свободные мощности с подключением Греции	1,85	-0,15	-0,65
Свободные мощности без поставок в Грецию	4,55	2,75	2,65

Таблица 1. Оценка свободных мощностей 2-й очереди «Турецкого потока» на основе ретроспективного анализа потребления газа в странах Юго-Восточной Европы

Источник: автор по данным ПАО «Газпром»

основания полагать, что газопровод будет введен в строй в 2021 году.

В 2019 году на экспертном уровне продолжились активные консультации «Газпрома» и заинтересованных европейских сторон по перспективам низкоуглеродного развития Европейского союза (продвижение концепции «голубого» водорода в противовес или в дополнение к «зеленому» водороду).

Ключевые риски

Вместе с тем, по итогам прошлого года сохраняются и существенные риски для газовой отрасли России. Так, высокие показатели экспорта трубопроводного газа в прошлом году отчасти были обусловлены рекордной закачкой газа в европейские подземные хранилища на фоне опасений потребителей и самого «Газпрома» о возможности временного прекращения украинского транзита в I квартале

2020 года. С учетом теплой зимы (среднемесячная температура в январе 2020 года остается на 3 °C выше многолетней нормы), это может привести к естественному сжатию спроса в 2020 году. Сильнее всего поставки могут сократиться в те страны, которые по итогам 2019 года показали исторические рекорды импорта из России (Франция, Австрия, Венгрия, Нидерланды и др.).

При этом, цены на газ на европейских хабах продолжают обновлять многолетние минимумы, что ухудшает финансово-экономические показатели компаний-экспортеров – «Газпрома» и «НОВАТЭКа». По оценке S&P Global Platts, среднегодовая цена на голландском хабе TTF в 2020 году составит 4,15 доллара за млн БТЕ (133 долларов за 1 тыс. кубометров) с возможностью провала до 2,75 долларов за млн БТЕ (88 доллара за 1 тыс. кубометров) в третьем квартале. Ожидаемое снижение региональных цен относительно 2019 года

Рис. 1. Цены на день вперед на хабе TTF в 2015–2019 гг.

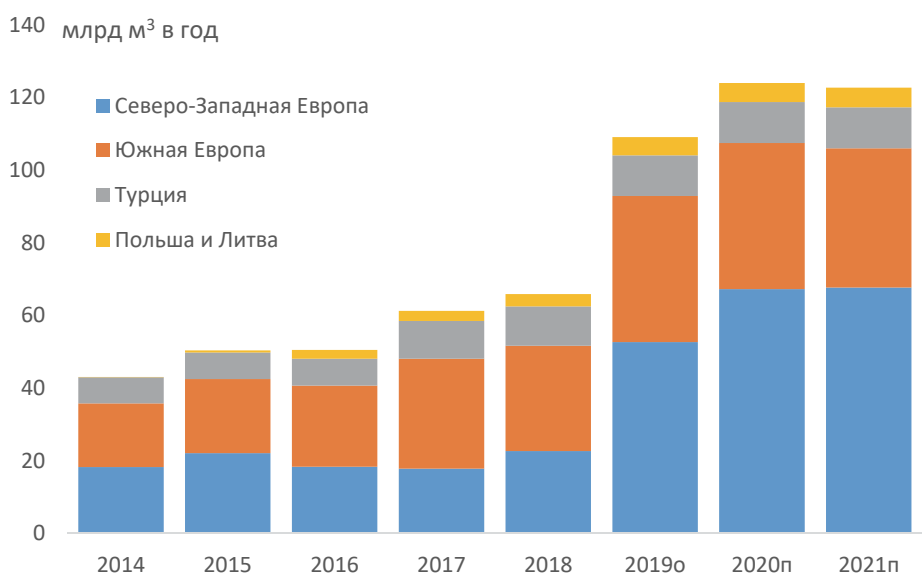
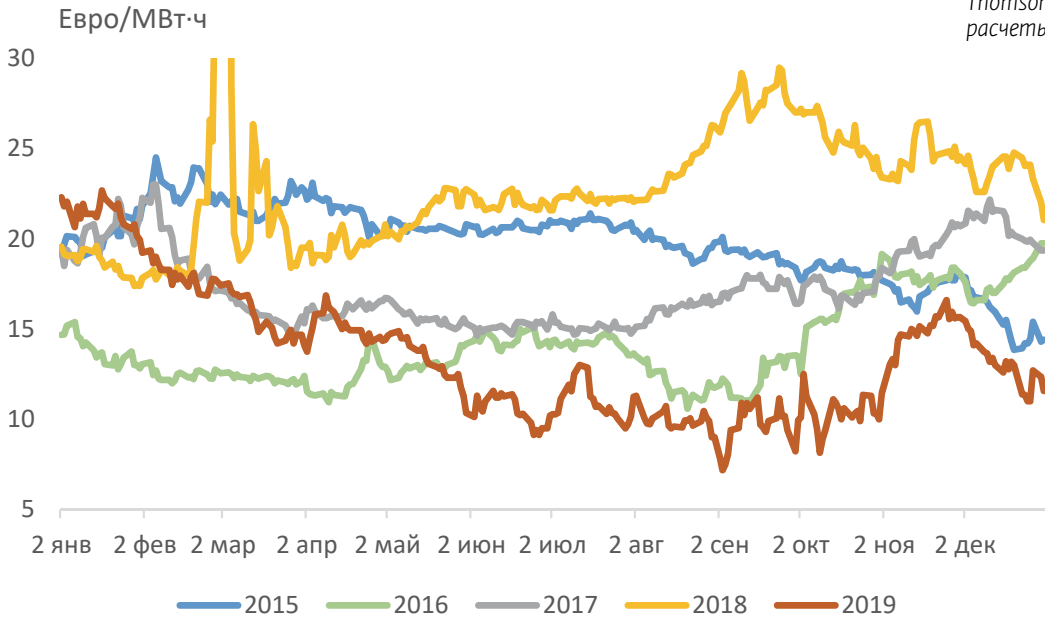


Рис. 2. Импорт СПГ в странах Европы в 2014–2019 гг. и прогноз на 2020–2021 гг.

Источник: Wood Mackenzie

может быть объяснено решением вопроса по транзиту российского газа через Украину.

Низкие цены на газ на европейском рынке не только сдерживают приток СПГ, но и снижают конкурентоспособность долгосрочных контрактов «Газпрома», имеющих преимущественную нефтепродуктовую привязку.

В отчете по МСФО за январь-сентябрь 2019 года «Газпром» отметил снижение цен на свой газ в Европе всего на 4,65 % в рублевом исчислении по сравнению с аналогичным периодом 2018 года (или чуть более чем на 7 % в долларах). При этом, спотовые цены на основном континентальном хабе ЕС TTF упали за аналогичный период на 38 %. Насколько негативно такой дисбаланс между спотовыми и контрактными ценами может

влиять на спрос, в 2019 году показало обвальное падение продаж «Газпрома» в Турции. За январь-сентябрь прошлого года поставки упали на 34 % – до 11,79 млрд кубометров, хотя и в 2018 году отмечалось существенное снижение российского экспорта (–17 %). По итогам года, поставки в Турцию могут опуститься даже ниже уровня 2010 года (18 млрд кубометров). Следует отметить, что снижение внутреннего потребления газа в Турции, по предварительным данным компании Botaş, составило лишь 6,3 % или около 3 млрд кубометров в год. Турция смогла позволить себе столь значительное сокращение импорта российского газа благодаря росту поставок СПГ и трубопроводного газа из Азербайджана.

При этом, как показал опыт 2019 года, в условиях кризиса перепроизводства СПГ на мировом рынке

Основным риском транзита газа через Украину на условиях «качай или плати» является потеря украинским коридором традиционной роли «демпфера» при поставках российского газа в Европу



Строительство перехода через р. Эльба газопровода Eugal, Саксония

Источник: EUGAL



Газопровод «Северный поток» соединяется с европейской газовой сетью двумя газопроводами OPAL и NEL

Источник: ПАО «Газпром»

и синхронного падения цен в Северо-Восточной Азии, основные поставщики сжиженного газа (Катар, Россия и США) вынуждены и готовы адаптироваться к низким ценам на европейском рынке. По оценке Bloomberg, по итогам 2019 года общие поставки СПГ в Европу выросли на 69,2 % или на 35,5 млн тонн. При этом почти треть данного прироста пришлась на СПГ из США (+11,3 млн тонн).

Среди серьезных рисков можно выделить сохранение правовой неопределенности вокруг распространения норм Третьей газовой директивы на газопровод «Северный поток-2».

Надежды «Газпрома» на то, что Федеральное сетевое агентство Германии может дать исключение для проекта, по нашему мнению, преувеличены, а механизм адаптации проекта к нормам Третьей газовой директивы по-прежнему не ясен.

В сентябре 2019 года суд ЕС по иску Польши отменил действовавший три года расширенный доступ Nord Stream AG к газопроводу Opal (возможность бронирования на долгосрочной основе 90 % мощностей вместо 50 %). В ноябре 2019 года решение было оспорено Федеральным сетевым

агентством Германии. Многолетние тяжбы вокруг Opal тянутся с переменным успехом с момента его запуска в 2012 году. Независимо от того, удастся ли немецкому регулятору в 2020 году в очередной раз добиться исключения для Opal, Польша может подать аналогичные иски и против нового газопровода-двойника Opal – Eugal. Все это создает долгосрочную неопределенность в отношении загрузки «Северного потока-2».

Основным риском, связанным с сохранением обязательств «Газпрома» по транзиту газа через территорию Украины (40 млрд кубометров в год в 2021–2024 годах) на условиях «качай или плати» является потеря украинским коридором традиционной роли «демпфера» в общей системе поставок российского газа в Европу. В 2010-е годы этот «демпфер» гасил колебания спроса на российский газ в Европе, позволяя поддерживать высокий и устойчивый уровень загрузки остальных, более приоритетных для «Газпрома» транспортных маршрутов. Это было особенно важно при резком снижении спроса: в 2009, 2012 и 2014 годах. Сокращение транзита через Украину компенсировало

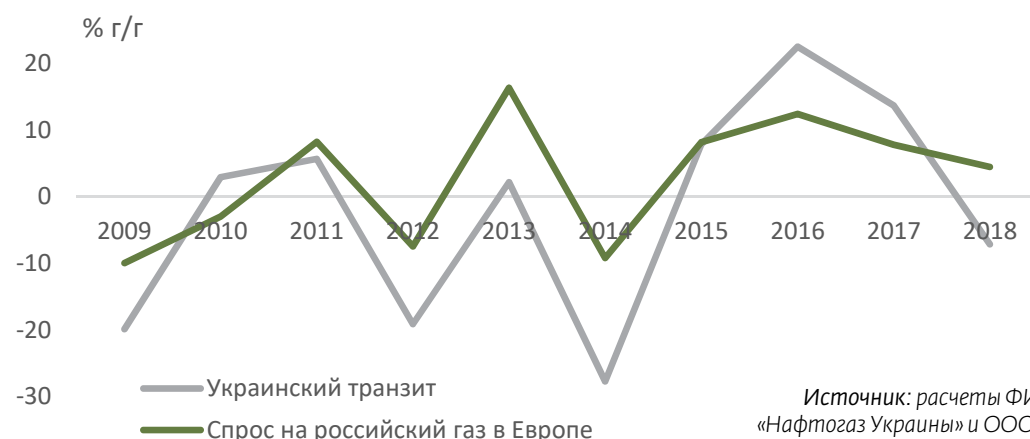


Рис. 3. Темпы изменения спроса на российский газ в Европе и транзита российского газа через территорию Украины

Источник: расчеты ФИЭФ по данным НАК «Нафтогаз Украины» и ООО «Газпром экспорт»

соответственно 67%, 56% и 62% суммарного снижения спроса на российский газ в Европе.

Это создает потенциальные риски в части увеличения сроков отдачи инвестиций «Северного потока-2» и в меньшей степени «Турецкого потока», а также снижения экономической эффективности использования магистральных газопроводов, принадлежащих «Газпрому», прежде всего, системы «Ямал – Европа».

Украинский транзит

Пакет соглашений, подписанных «Газпромом» и «Нафтогазом Украины» 30 декабря 2019 года, может стать хрестоматийным примером стратегии win-win, когда обе стороны переговоров имеют основания считать именно себя победителями, но не могут назвать противоположную сторону однозначно побежденной.

Украинская переговорная группа добилась не-малого:

- долгосрочного характера транзитного контракта (на 5 лет) против краткосрочного бронирования, на которое ориентировался «Газпром»;
- закрепления объема транзита на уровне не менее 40 млрд кубометров в год, что на 10–15 млрд кубометров выше публичных предложений российской стороны;
- включения впервые в транзитный контракт с «Газпромом» правила «качай или плати»;
- единовременной выплаты «Газпромом» \$ 2,9 млрд по решению Стокгольмского арбитража от 28.02.2018 года.

Последнее обстоятельство ожидало вызвало много неприятных эмоций в России. Решение Стокгольмского арбитража по транзитному контракту противоречило логике решения этого же арбитража по контракту на поставку газа (в части неприменения правила «бери или плати»). Поэтому оно было воспринято многими экспертами и официальными лицами как необъективное и даже политически мотивированное. Однако «Газпром» не имел правовых оснований уклониться от этой выплаты. Компания еще в 2017 году зарезервировала сумму в объеме \$ 4,74 млрд (по курсу на конец 2017 года) по статье «Штрафы, пени, неустойки за нарушение условий договоров» для выплаты по иску «Нафтогаза»⁴.

За исключением выплаты рассмотренной суммы, в остальном комплексная сделка, заключенная в конце прошлого года, выглядит для России более успешной, чем для Украины:

- удалось добиться как таковой «большой пакетной сделки», которая, по словам председателя правления «Газпрома» А.Б. Миллера,

«восстановила интересы сторон»⁵ (Украина долгое время активно выступала против такого подхода, планировав заключить с Россией только транзитный контракт);

- Антимонопольный комитет Украины (АМКУ) отказался от своих претензий к «Газпрому», выдвинутых в 2016 году, за якобы имевшее место злоупотребление компанией монопольным положением на рынке транзита газа в 2009–2015 годах. Штраф АМКУ, который «Газпрому» не удалось оспорить в украинских судах, составил с учетом пени за просрочку 172 млрд гривен (\$ 7,2 млрд). Претензии АМКУ, по всей видимости, исходно рассматривались руководством Украины как предмет для торга и значимый элемент переговорной позиции по транзитному контракту;
- «Нафтогаз» отозвал все свои судебные иски против «Газпрома» в международном арбитраже, затрагивающие контракты на поставку и транзит газа от 19.01.2009 года, а также отказался от своего ходатайства об иницировании Еврокомиссией расследования в отношении «Газпрома». После выплаты «Газпромом» \$ 2,9 млрд по решению Стокгольмского арбитража были сняты ограничения на использование имущества «Газпрома» в странах ЕС, на которое были наложены аресты в 2018–2019 годах;
- Украина и Еврокомиссия признали неизбежность резкого снижения объема транзита газа, в том числе до уровня не более 40 млрд кубометров в год, что на 20 млрд кубометров в год меньше публично озвученных ожиданий украинской стороны⁶. Столь резкое снижение транзита российского газа потребует радикальной переконфигурации украинской ГТС с массовым выводом из эксплуатации основных фондов. Наиболее сложным может быть поддержание транзита в Молдавию. В направлении на Словакию возможно создание единого транспортного коридора на основе объединения лупингами действующих газопроводов «Уренгой – Помар – Ужгород»

В перспективе 2020–2025 годов можно ожидать сохранения экспортной ниши на Украине в объеме 8–10 млрд кубометров в год

⁵ Заявление А.М. Миллера от 30.12.2019 года. URL: <https://www.gazprom.ru/press/news/miller-journal/2019/291949/>

⁶ Заявление Исполнительного директора «Нафтогаза» Юрия Витренко от 25.04.2019 года. URL: <https://tass.ru/ekonomika/6377801>

и «Прогресс» (данную идею неоднократно ранее высказывал один из создателей обоих газопроводов Ю.А. Зайцев);

- транзитный контракт заключен не на 10 лет, как предлагали Украина и Еврокомиссия, а лишь на 5 лет, которые могут рассматриваться как «переходный» период, связанный с постепенным доведением до проектной мощности газопроводов «Турецкий поток», «Северный поток-2» и сопутствующей им сухопутной газотранспортной инфраструктуры в странах Юго-Восточной Европы (Болгария, Сербия, Венгрия) и Германии;
- Украине не удалось существенно увеличить тариф на услуги по транспортировке газа в отношении минимально оговоренного объема транзита (65 млрд кубометров в год в 2020 годах, 40 млрд кубометров в 2021–2024 годах), при этом договоренность о транзите после 2021 года содержит оговорку о необходимости установления тарифа, конкурентного по сравнению с другими маршрутами транспортировки (тариф на 2020 год, по оценке украинского Фонда энергетической стратегии, составляет \$ 2,8 за 1 тыс. кубометров на 100 км⁷);
- «Нафтогаз Украины» выступила компанией-организатором транзита (подписав с «Газпромом» транспортное соглашение на бронирование мощностей ГТС Украины), хотя изначально предполагалось, что «Газпром» будет напрямую бронировать мощности у ООО «Оператор ГТС Украины». С последним в итоге было заключено лишь техническое межоператорское соглашение (оно определяет технические регламенты и правила взаимодействия и фиксирует переход учета газа на энергетические единицы). Такая контрактная схема гарантирует сохранение фиксированного тарифа на транспортировку газа для «Газпрома», снимая с него риски изменения ставок тарифа со стороны украинского регулятора и перекладывая риски таких изменений на «Оператора ГТС Украины», как это уже происходило в 2015–2019 годах с дочерней компанией «Нафтогаза» «Укртрансгазом»;
- «Газпром» получил возможность (пока теоретическую) прямых продаж газа крупным

украинским потребителям в обход «Нафтогаза», т. е. Украина потенциально впервые открывает свой внутренний рынок газа для российских поставщиков.

Основное достижение российской стороны, которое не прописано напрямую в соглашениях с «Нафтогазом» и «Оператором ГТС Украины», заключается в сохранении долгосрочного резерва газотранспортных мощностей Украины.

Зафиксированный в контракте объем транзита (65 млрд кубометров в год в 2020 году, 40 млрд кубометров в 2021–2024 годах), скорее всего, будет превышен в 2020–2021 годах, а с учетом отставания в строительстве газопровода «Северный поток-2» и ограничений на использование газопровода Opal, вероятно, и в 2022 году. Обязательства по объему транзита в 2023–2024 годах выглядят пока завышенными относительно возможности поставок по другим газотранспортным маршрутам, однако они купируют потенциальные риски, связанные

с прокачкой газа через Белоруссию и Турцию. Наиболее значимо, что Украина по-прежнему рассчитывает на сохранение более высоких объемов транзита по сравнению с контрактными обязательствами «Газпрома» и соответственно будет поддерживать в работоспособном состоянии дополнительные мощности ГТС.

Следует отметить, что транзит российского газа через Украину в последние годы оставался относительно стабильным, за исключением периода его обвального снижения в 2014–2015 годах. По уровню использования законтрактованных

транзитных мощностей в 2018–2019 годах «Газпром экспорт» вернулся к ситуации семилетней давности. В 2019 году прирост транзита составил 2,8 млрд кубометров в год (он сдерживался падением поставок на турецкий рынок по Трансбалканскому газопроводу), что частично компенсировало падение транзита в 2018 году на 6,9 млрд кубометров в год. В общей структуре поставок российского газа в Европу транзит через Украину устойчиво занимает более 40 %.

Украинский рынок

Говоря о возобновлении прямых поставок российского газа на украинский рынок, необходимо учитывать два фактора.

Во-первых, объем рынка за 2014–2019 годы резко снизился. Он представляет значительно меньший интерес для российского экспорта по сравнению с периодом до 2013 года. Потребление газа на укра-

инском рынке продолжает медленно снижаться (–7% в 2019 году, по данным «Укртрансгаза») и в планах Государственного агентства по энергоэффективности и энергосбережению Украины его сокращение еще на 5 млрд кубометров в год к 2022 году за счет повышения эффективности использования газа.

Учитывая стабильный характер внутренней добычи газа (20,6 млрд кубометров в 2019 году, снижение на 1,4 % после роста на 0,3 % в 2018 году), падающая динамика спроса означает сокращение импорта. Впрочем, в 2019 году импорт, напротив, вырос на 35 % – до 14,2 млрд кубометров, однако это объяснялось сопоставимым увеличением закачки газа в ПХГ Украины на 36 % – до 18,9 млрд кубометров. В 2020 году избыточный объем закачки в ПХГ приведет, скорее всего, как и в ряде стран ЕС, к резкому снижению импорта, как это уже наблюдалось два года назад.

возвращения к прямым поставкам газа на Украину является дискуссионным.

В целом, в перспективе 2020–2025 годов можно ожидать сохранения экспортной ниши на Украине в объеме 8–10 млрд кубометров в год. Из них от 6 до 8 млрд кубометров в год может составить величина прямых поставок российского газа в случае возобновления контрактных отношений, либо аналогичный объем реверсных поставок из Словакии, Венгрии или Польши.

Санкции США против «Северного потока-2»

Возможность санкций против проекта «Северный поток-2» впервые была включена в «Акт о противостоянии врагам Америки с помощью санкций» (Countering America's Adversaries Through Sanctions Act – CAATSA),



Рис. 4. Транзит российского газа через территорию Украины в общих поставках российского трубопроводного газа в Европу

Источники: АО «Укртрансгаз», расчеты автора

Во-вторых, реверсные поставки российского газа на Украину из стран ЕС являются частью российского экспорта в страны дальнего зарубежья (их объем составляет не менее 8–10 млрд кубометров в год). Соответственно переход от реверса к прямым поставкам газа будет означать рост обязательств «Газпрома» по реальному транзиту газа в страны ЕС, что может снизить загрузку других газотранспортных маршрутов, прежде всего, «Северного потока-2» и «Ямал – Европа». Не очевидна и возможность роста выручки от продаж газа в случае перехода к прямым поставкам. В этой связи вопрос об экономической целесообразности для России

подписанный президентом США Дональдом Трампом в августе 2017 года. Новеллой CAATSA, вызвавшей наибольший резонанс, как в России, так и в Европе, стала возможность (в первоначальной редакции закона – даже обязанность) президента США ввести санкции против экспортных трубопроводных проектов России. В самом законе отдельно упоминался «Северный поток-2» (ст. 257). В случае введения санкций под запрет должны были попасть практически любые инвестиции, поставки оборудования и сервисные услуги для «Северного потока-2».

Угроза вмешательства со стороны США в строительство «Северного потока-2» отчасти способ-

⁷ URL: https://www.rbc.ru/opinions/business/23/01/2020/5e282b709a7947fd10f5d816?utm_source=yxnews&utm_medium=desktop&utm_referrer=https%3A%2F%2Fyandex.ru%2Fnews

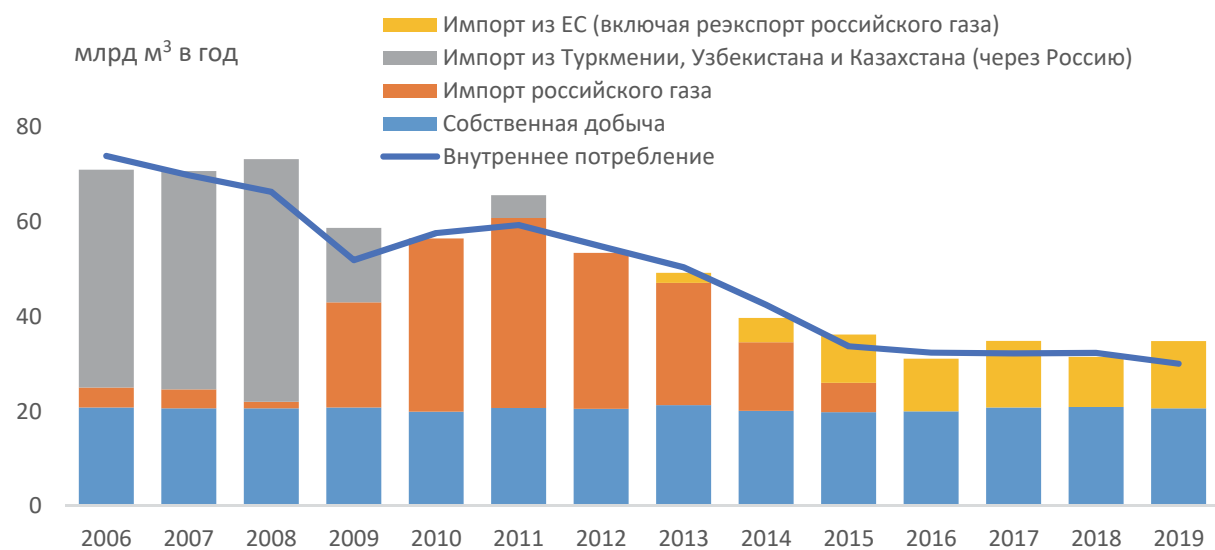


Рис. 5. Газовый баланс Украины в 2006–2019 гг.

Источники: НАК «Нафтогаз Украины», Укрстат, расчеты автора

ствовала в 2017–2018 годах консолидации усилий России, Германии, Нидерландов, Франции, Австрии и других заинтересованных европейских стран по развитию проекта. Публичное несогласие с политикой США в отношении проекта неоднократно высказывали официальные лица Германии и Еврокомиссии. Негативное влияние санкций на отношения США с Германией и другими странами Западной Европы было, по всей видимости, основным сдерживающим фактором, помешавшим реализации норм CAATSA.

Санкции против компаний-трубоукладчиков, включенные в раздел 7503 закона об оборонном бюджете на 2020 год (National Defense Authorization Act for Fiscal Year 2020) и вступившие

Угроза вмешательства США способствовала консолидации усилий РФ, Германии, Нидерландов, Франции, Австрии вокруг «Северного потока-2»

в действие 20 декабря 2019 года, носят, по сравнению с CAATSA, резко ограниченный, почти символический характер (учитывая, что они были приняты в момент, когда до завершения строительства газопровода оставалось около месяца). Их воздействие также могло бы быть символическим, если бы не человеческий фактор: руководство компаний Allseas (подрядчик уклад-

ки морской части газопровода) неожиданно для многих отказалось использовать предусмотренную законом отсрочку в 30 дней (до 20 января 2020 года) и сразу после принятия закона прекратило строительные работы. Если бы не данное решение, связанное с открытым политическим

давлением со стороны Конгресса США, датский участок газопровода мог бы быть достроен в январе 2020 года, а запущен в эксплуатацию летом 2020 года. При этом, санкции не распространяются на ремонт и обслуживание газопровода. Несмотря на негативные последствия санкций США, в 2019 году было снято последнее регуляторное ограничение для строительства газопровода – 30 октября 2019 года с задержкой более чем в год получено разрешение на строительство датского участка газопровода со стороны Датского энергетического агентства (искусственное затягивание сроков согласования с его стороны в 2017–2019 гг., по всей видимости, также могло быть напрямую связано с политическим давлением со стороны США).

Введение санкций США совпало по времени с заключением нового контракта на транзит газа через Украину. Исключить взаимодействие этих двух факторов нельзя, однако транзитный контракт был бы подписан, независимо от сроков завершения строительства «Северного потока-2». При этом, подписание контракта нивелировало негативное влияние санкций на поставки российского газа в Европу: запуск газопровода в эксплуатацию в начале 2020 года имел принципиальное значение только в контексте конфликтного прерывания транзита через Украину.

Поправки в Третью газовую директиву

15 апреля 2019 года Совет ЕС утвердил поправки в Третью газовую директиву (2009/73/ЕС)⁸.

⁸ Официальный пресс-релиз Совета ЕС. URL: <https://www.consilium.europa.eu/en/press/press-releases/2019/04/15/council-adopts-gas-directive-amendment-eu-rules-extended-to-pipelines-to-and-from-third-countries/>

распространяющие ее действие на морские газопроводы, идущие из третьих стран и проходящие через территориальные воды стран Евросоюза. В мае 2019 года поправки вступили в силу. 12 декабря прошлого года в Германии вступил в действие закон, приведший в соответствие с поправками национальное законодательство.

10 января уже этого года Nord stream 2 AG подала заявку в Федеральное сетевое агентство Германии на исключение «Северного потока-2» из-под действия Третьей газовой директивы. Решение должно быть принято до 23 мая 2020 года. Несмотря на то, что «Газпром», по всей видимости, рассчитывает на получение исключения, с нашей точки зрения, это представляется маловероятным, поскольку в этом случае поправки теряют свой основной смысл (никто из инициаторов поправок не скрывал их заточенность под «Северный поток-2»). Предоставление исключения выглядело бы как нарушение политических обязательств Германии перед другими странами ЕС (прежде всего, перед Францией). Стоит также отметить, что Еврокомиссия, согласно поправкам, сохраняет за собой право изменить или даже отменить решение национального регулятора, если оно противоречит принципам конкуренции и интересам энергетической безопасности ЕС.

При этом, по всей видимости, поправки не окажут существенного влияния на возможность полноценной эксплуатации «Северного потока-2». По сравнению с первоначальным вариантом поправок, предложенным Еврокомиссией в ноябре 2017 года, итоговый текст содержит существенные отличия, однако они касаются, главным образом, разграничения полномочий между Еврокомиссией и национальными регуляторами странами ЕС в пользу последних. Так, надзор за соблюдением требований Третьей газовой директивы в случае «Северного потока-2» будет осуществлять не Еврокомиссия, а Федеральное сетевое агентство Германии (Bundesnetzagentur). При этом Дания, Швеция и Финляндия не получают полномочий по регулированию газопровода, поскольку сфера применения Третьей газовой директивы сужена до суши и территориальных вод (12 морских миль от береговой линии) страны-члена ЕС, в которой находится конечная точка газопровода, т. е. Германии. Любое иное решение противоречило бы ст. 56 и 58 Конвенции ООН по морскому праву.

Вместе с тем, хотя под новое регулирование подпадает, скорее всего, только небольшой участок газопровода в Германии, в контексте его

практического использования это равносильно, на наш взгляд, распространению норм Третьей газовой директивы на всю протяженность «Северного потока-2». Явный конфликт юрисдикций (национальных законодательств России и Германии и зоны действия норм международного морского права) потребует, вероятно, заключения российско-германского межправительственного соглашения, в котором будут оговариваться правила функционирования газопровода.

С юридической точки зрения наиболее сложной выглядит проблема тарифообразования: европейский регулятор, по всей видимости, по-

Санкции против трубоукладчиков носят почти символический характер. Их действие также могло быть символическим, но компания Allseas отказалась использовать отсрочку в 30 дней и прекратило работы

лучит право определять тариф только на том участке газопровода, который подпадает под действие норм Третьей газовой директивы, то есть в пределах территориальных вод Германии. Распространение тарифного регулирования на остальную часть «Северного потока-2» является, по всей видимости, предметом будущих межправительственных переговоров.

В целом, для «Северного потока-2» поправки будут иметь, на наш взгляд, три основных последствия.

Во-первых, Nord Stream 2 AG (стопроцентная «дочка» «Газпрома»), скорее всего, придется передать управление германским участком «Северного потока-2» (12 морских миль) европейскому оператору, не аффилированному с «Газпром экспортом». При этом, Nord Stream 2 AG сможет сохранить за собой право собственности на этот участок.

Во-вторых, оператору газопровода придется проводить аукцион на право использования 50 % его мощностей (в т. ч. 10 % – на краткосрочной основе). Однако, если проведенный аукцион покажет, что «третья сторона» (иные поставщики газа) отсутствует, то «Газпром экспорт» может, исходя из предварительной оценки, получить право на использование этих мощностей на основе отсутствия альтернативы. Удается ли это право реализовать на практике, учитывая опыт газопровода Opal, сказать пока сложно.

В-третьих, Федеральное сетевое агентство Германии получит контроль над прозрачностью и обоснованностью тарифов на транспортировку (с учетом разрешения проблемы юрисдикций).

С.А. КАПИТОНОВ
S.A. KAPITONOV

УДК 622.6914.07

РАЗВИТИЕ СИСТЕМЫ

ТРУБОПРОВОДНЫХ
ПОСТАВОК ГАЗА В ЕВРОПУ
И РОЛЬ РОССИЙСКИХ
ПРОЕКТОВ

Сергей Анатольевич
КАПИТОНОВ –
аналитик по газу Центра
энергетики Московской школы
управления «Сколково»,
e-mail: Sergey_Kapitonov@skolkovo.ru

Sergey KAPITONOV –
Natural gas analyst
«Skolkovo» Energy Center,
e-mail: Sergey_Kapitonov@skolkovo.ru

DEVELOPMENT OF A PIPELINE GAS SUPPLY SYSTEM TO EUROPE AND THE ROLE OF RUSSIAN PROJECTS



Аннотация. Сегодня в Европе в активной фазе строительства или проектирования находятся газопроводы общей мощностью 113,5 млрд кубометров. География проектов обширна: от полярных широт Норвегии до Каспийского моря. При этом, новые газопроводы реализуются даже на фоне избыточных мощностей регазификационных терминалов СПГ в Европе, которые сегодня используются менее чем на 50 % даже на фоне роста поставок СПГ с глобальных рынков. Свою роль основы энергобезопасности газопроводы должны сохранить и на фоне энергетического перехода Европы – только их роль может расшириться.

Ключевые слова: газ, газовый хаб, газопровод, транзит газа.

в том числе и стратегического характера, большинство газопроводов не используется на максимальной мощности. Характерным примером является украинский газотранспортный коридор, который при номинальной мощности в 180 млрд кубометров на западной границе используется менее чем на половину, и не только из-за сложной политической ситуации вокруг него, но и по чисто техническим причинам. Вдобавок, европейские мощности для поставок

Сегодня в Европе
в активной
фазе запуска,
строительства или
проектирования
находятся
газопроводы
общей
мощностью 113,5
млрд куб. м

Рис. 1. Доли поставщиков газа в Европе



«Северный поток-2»
Источник:
Axel Schmidt /
Nord Stream 2

Abstract. Currently in Europe in an active stage of design and construction are gas pipelines with a combined capacity of 113.5 bcm. The geographic scope is vast – from polar latitudes of Norway to the Caspian Sea. New pipeline projects are under way even considering excessive capacities of LNG regasification terminals in Europe which are currently being used still below 50 % on the wave of growing LNG supply from the global markets. Gas pipelines are to preserve its role of energy security instrument in the face of European energy transition, but their functionality can significantly expand.

Keywords: gas, gas hub, gas pipeline, gas transit.

регазифицированного СПГ в сеть составляют 235 млрд кубометров, но по итогам 2019 года они использовались лишь на 40 % (рис. 2).

Учитывая возрастающую тенденцию к падению собственной добычи газа в Европе (рис. 3), одновременно возрастает потребность региона в импортном газе. Кроме того, меняются направления потоков внутри Европы, смещаются центры потребления, некоторые регионы в рамках диверсификации обращаются к альтернативным источникам энергии и новым поставщикам. В результате, на казалось бы, избыточном рынке мощ-

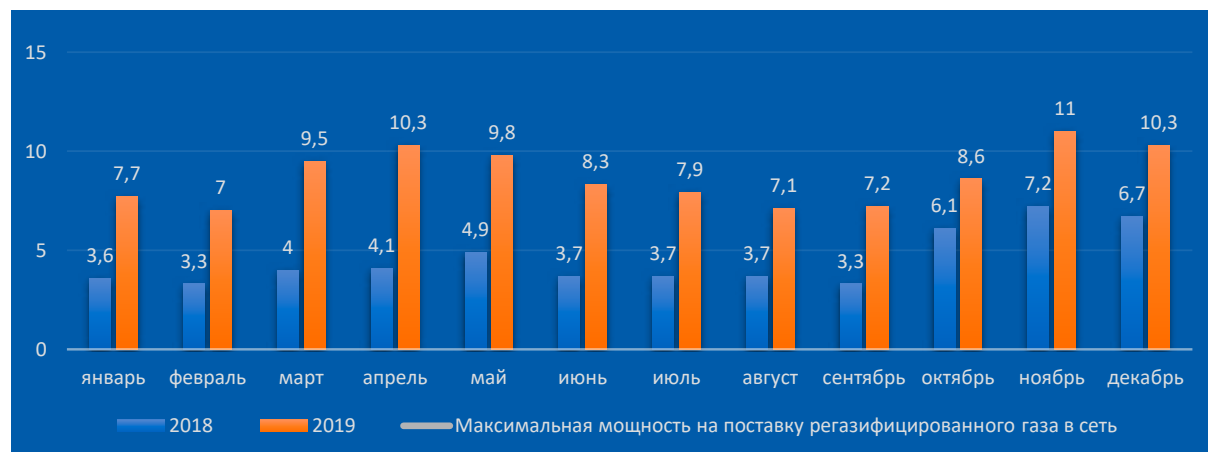


Рис. 2. Поставки СПГ в Европу (млрд кубометров)

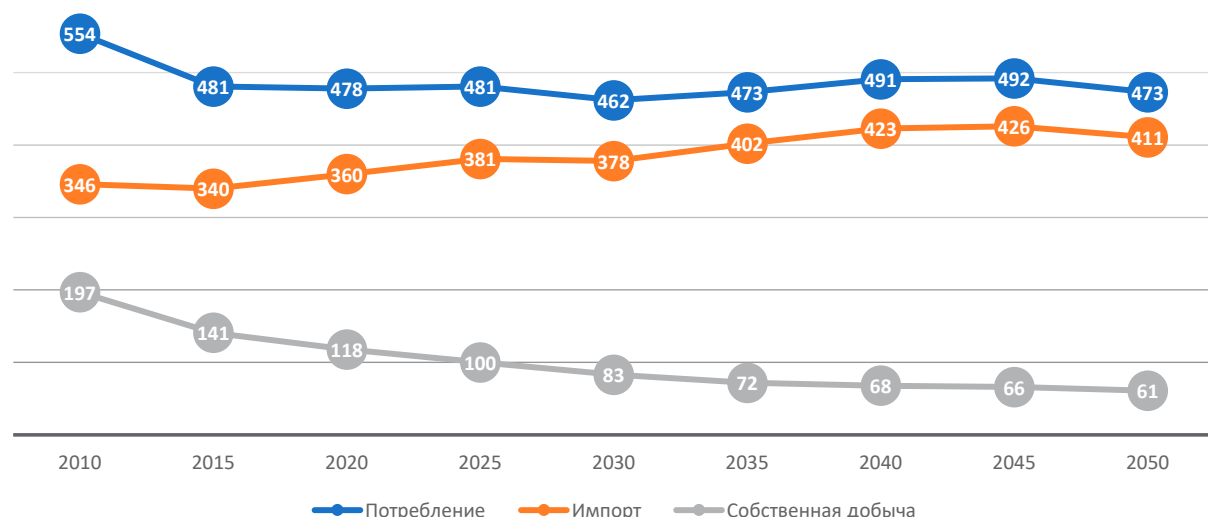
ностей появляются проекты строительства новых газопроводов.

Сегодня в активной фазе запуска, строительства или проектирования находятся газопроводы общей мощностью 113,5 млрд кубометров. Прежде всего, это конечно российские проекты «Северный поток-2», недавно введенный в эксплуатацию «Турецкий поток», но также и система Южного газотранспортного коридора из Азербайджана (газопроводы TANAP и TAP), газопровод Baltic Pipe из Норвегии, мощные наземные магистральные газопроводы на территории Германии, а также спекулятивные проекты по поставкам восточно-средиземноморского и туркменского газа.

«Северный поток-2» и рост ниши в Северо-Западной Европе

Для России «Северный поток-2» – это возможность поставлять без транзитных рисков газ к основным центрам потребления в Северо-Западной Европе

Рис. 3. Газовый баланс ЕС-28 и Швейцарии (млрд кубометров)



на протяжении будущих десятилетий (срок эксплуатации современного газопровода может составить до 50 лет). Для Германии этот проект – возможность превратиться в крупнейшего транзитера газа в мире. После реализации проекта «Северный поток-2» через Германию в форме поставки газа или транзита будет проходить до 150 млрд кубометров газа в год.

Конечно, это и прибыли германских газотранспортных операторов, и более выгодные цены на газ по сравнению с другими странами далее по транзитной цепочке. Безусловно, коммерчески выгодным является и участие европейских партнеров «Газпрома» в проекте газопровода, так как они будут получать свою прибыль от финансирования проекта.

Вместе с тем, в Европе снижается собственная добыча газа. В особенности эта тенденция прослеживается на северо-западе региона. В Нидерландах, стране-пионере европейской газодобычи и создателе современной системы торговли природным газом, уже к 2023 году планируется прекратить добычу на гигантском месторождении Гронинген. К слову,

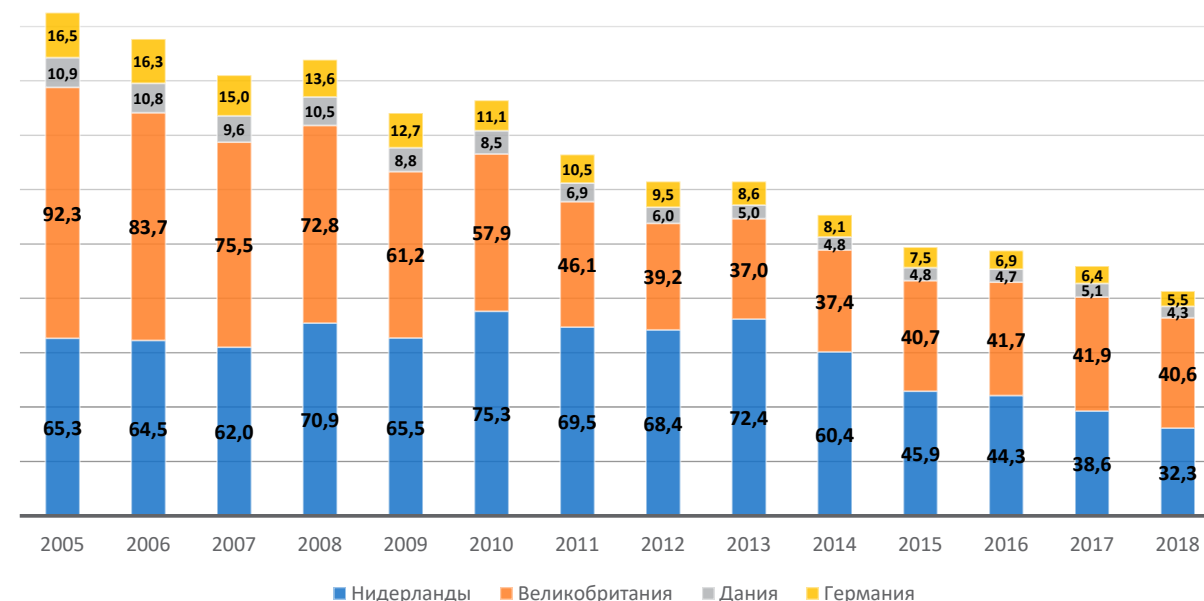


Рис. 4. Добыча газа в Северной Европе (млрд кубометров)

всего пять лет назад на этом месторождении производилось свыше 50 млрд кубометров газа, а эти объемы направлялись не только на голландский рынок, но и на экспорт в соседние страны (Германию, Бельгию, Францию). Квота по добыче на этом месторождении на текущий газовый год составляет всего 12 млрд кубометров (хотя еще в 2018–2019 годах она достигала 17 млрд кубометров). В список стратегических для ЕС проектов сегодня входят и планы по переоборудованию газораспределительных сетей в Германии, Франции, Бельгии с низкокалорийного газа Гронингена на высококалорийный газ (российский газ является таковым).

В Северном море, некогда житнице европейской нефтегазовой отрасли, добыча также снижается. Дания не так давно закрыла до 2023 года месторождение «Тира», дававшее 90 % газодобычи в стране (рис. 4).

Суммарная газодобыча Нидерландов, Великобритании, Германии и Дании с 2005 года снизилась более чем на 100 млрд кубометров. Большинство

отраслевых наблюдателей полагают, что и Норвегия, второй крупнейший поставщик газа в Евросоюзе, достигла максимума своей добычи газа (рис. 5).

Наблюдается и тренд на замещение мощностей угольной и атомной генерации – газовой. В прошлом году, на фоне низких цен на газ, объемы газовой генерации выросли на 10 %, а угольной – напротив, упали на четверть.

В результате, несмотря на умеренный рост потребления газа в Европе на волне развития возобновляемой энергетики, региону требуется больше импортного газа за счет снижения собственных возможностей по добыче «голубого топлива». В этой связи, строительство

Для Германии «Северный поток-2» – возможность превратиться в крупнейшего транзитера газа в мире. После запуска проекта через нее будет проходить до 150 млрд куб. м газа в год



Рис. 5. Поставки норвежского газа

газопровода «Северный поток-2» является оправданным шагом. Опасаться роста поставок газа из России Европе не стоит. Сегодня Европа является единственным в мире регионом, обладающим уникальными возможностями по импорту как трубопроводного газа, так и СПГ, причем в последний год Европа значительно увеличила импорт сжиженного газа с глобальных рынков.

Безусловно, строительство «Северного потока-2» сильно осложнилось после принятия американских санкций против судов-трубоукладчиков. Однако в России есть как минимум два судна, способные завершить работы: это баржа «Фортуна», которая уже укладывала газопровод на балтийском мелководье и судно «Академик Черский», которое находится на Дальнем Востоке и предназначено, прежде всего,

нице Германии и Чехии, параллельно существующей трассе газопровода OPAL. По газопроводу EUGAL ежегодно будет транспортироваться 45,1 млрд кубометров газа транзитом в направлении Чехии и 9,9 млрд кубометров – на запад страны через ГТС Германии. Совокупная мощность газопровода равна пропускной способности «Северного потока-2» и составляет 55 млрд кубометров газа в год. Инвестиции операторов в проект двухниточного газопровода оцениваются в объеме 3–4 млрд евро.

В прошлом году активно развивались события вокруг одного из двух сухопутных продолжений первого «Северного потока» – газопровода OPAL. В очередной раз по решению Европейского суда 50% мощности Opal на выходе из Германии в Чехию было заморожено для использования «Газпромом».



Укладка труб газопровода EUGAL, Германия

Источник: EUGAL

для сахалинских проектов. Дальнейшая развилка сценариев с достройкой газопровода будет зависеть от оператора проекта. Вместе с тем, стоит ожидать большей поддержки германских промышленных и политических кругов после того, как транзитный контракт с Украиной был подписан.

Сухопутные продолжения «Северного потока-2» в Германии

К началу 2020 года была достроена первая транзитная нитка сухопутного продолжения «Северного потока-2» – газопровода EUGAL, который пройдет от Грайфсвальда до местечка Дойчндорф на гра-

При этом, сентябрьская блокировка не создала каких-то катастрофических проблем для концерна. Он в точности исполнил предписание суда и сократил транзитный поток в Чехию наполовину. Однако на входе в Грайфсвальд объемы остались практически прежними за счет увеличения подачи газа в альтернативный газопровод NEL и в ГТС Германии. Загрузка «Северного потока» сохранилась тогда практически на прежнем уровне.

Пока не достроен «Северный поток-2», первая нитка газопровода EUGAL используется для поставок транзитного газа в направлении Чехии. С помощью нового германского газопровода, «Газпром» может беспрепятственно осуществлять транзит-

ные поставки в полном объеме, не оглядываясь на блокировку OPAL.

Стратегический газопровод «Турецкий поток»

Морской газопровод через Черное море, безусловно, стратегически важен и для России, и для Турции. И здесь речь идет не столько о коммерческих вопросах по торговле газом, сколько о формировании стратегического альянса между Москвой и Анкарой, как в энергетической сфере, так и в стратегических вопросах безопасности и международных отношений. Благодаря проекту, Россия получает бестранзитный маршрут газа на турецкий рынок, а роль транзитера газа в Европе переходит к Турции, с которой России стратегически гораздо перспективнее вести диалог, чем с Украиной. Турция, в свою очередь, становится настоящим газовым хабом. Страна сегодня имеет доступ к газу из Азербайджана, Ирана, двум бестранзитным газопроводам из России, а также к СПГ с мировых рынков. Роль газового хаба дает стране ощутимые финансовые выгоды как за счет выгодных цен на газ, так и за счет получения доходов от транзита.

«Турецкий поток» призван заместить поставки в Турцию по Трансбалканскому газопроводу (через Украину, Молдавию, Румынию, Болгарию). Однако, по данным EntsoG, за 2019 год по Трансбалканскому газопроводу в Турцию было поставлено порядка 4,5 млрд кубометров газа, что более чем в два раза меньше, чем в 2018 году (11 млрд кубометров). В текущей экспортной динамике спроса на ключевых для проекта рынках пока недостаточно для полного заполнения первой нитки газопровода, по которой

поставки сегодня осуществляются в Турцию, Болгарию, Грецию и Северную Македонию.

Конечно, многое может измениться в динамике экспорта. Может резко измениться погодный фактор, «Газпром» может дать скидки турецким потребителям или расширить действие своей электронной торговой площадки на этот регион. Да и сама Турция может нарастить потребление природного газа в энергобалансе страны, ведь после рекордного 2017 года, когда потребление «голубого топлива» превысило 50 млрд кубометров, спрос на газ в Турции снижается. Из европейских же стран, на которые нацелен «Турецкий поток», наиболее позитивную динамику роста закупок российского газа демонстрирует пока только Венгрия, а там проект строительства соединительной инфраструк-

«Турецкий поток» призван заместить поставки в Турцию по Трансбалканскому газопроводу через Украину, Молдавию, Румынию, Болгарию. Однако в 2019 году по нему в Турцию было поставлено лишь 4,5 млрд куб. м

туры как раз продвигается медленно, в отличие, например, от Сербии или даже Болгарии. Впрочем, после достройки европейского продолжения «Турецкого потока» и предложения более выгодных условий для Турции, «Газпром» будет, конечно, рассчитывать на проектный уровень заполнения нового газопровода.

Крупнейшим выгодоприобретателем от реализации проекта из числа зарубежных партнеров России станет Турция. В рамках большой пакетной энергетической сделки с Россией Турция получила роль крупного газового хаба по проекту «Турецкий поток», а также скидку на газ для госкомпании Botas.



Компрессорная станция «Русская»

Источник: «Газпром»



Укладка морской части «Северного потока-2», судно-трубоукладчик Pioneer Spirit

Источник: «Газпром»

Но, безусловно, любой стране интересно участие в газотранспортном проекте такого масштаба. Этот проект дает положительный эффект для экономики страны не только на этапе строительства или модернизации газотранспортной инфраструктуры, но и после его завершения в качестве транзитных поступлений в бюджет на протяжении десятков лет. Так болгарский оператор ГТС объявлял аукцион на бронирование мощностей будущего участка газопровода на 20 лет – на протяжении этого срока страна будет гарантированно получать транзитные платежи. Помимо Болгарии, европейский участок газопровода пройдет через Сербию, Венгрию, Словакию, Австрию – эти страны тоже получат выгоды от транзита газа по мере продвижения строительства газопровода в Центральную Европу.

От полярных широт

Что касается второго крупнейшего поставщика природного газа в Европу – Норвегии, то на фоне стагнирующих месторождений в Северном и Норвежском морях в стране появилась молодая и перспективная углеводородная провинция в южной части Баренцева моря. По оценке Норвежского не-

фтяного директората, 37% неразведанных ресурсов газа на шельфе страны могут находиться в южной части Баренцева моря, а еще 29% – в северной.

Норвегия изучает проект газопровода на 10–20 млрд куб. м длиной 1000 км до экспортной газотранспортной сети в Норвежском море. Но его реализация является достаточно затратной

На текущий момент там активно осваиваются месторождения Snøhvit (с него газ подается на завод СПГ в Хаммерфесте) и Goliat. При этом, месторождение Snøhvit на сегодняшний день является единственным экспортно-ориентированным (на нем добывается порядка 6,5 млрд кубометров газа в год), на месторождении Goliat добытый газ закачивается обратно в пласт. Однако уже в ближайшие пять лет потенциал газодобычи в регионе должен существенно улучшиться за счет ввода в эксплуатацию месторождений Johan Castberg, Alke, Wisting, Alta и Gohta.

Мощности единственного СПГ-завода в Хаммерфесте недостаточно для монетизации всех газовых ресурсов региона. Поэтому компании-операторы проектов на норвежском шельфе рассматривают возможность строительства газопровода мощностью 10–20 млрд кубометров в год и протяженностью порядка 1000 км до существующей экспортной газотранспортной сети в Норвежском море. Впрочем, реализация такого проекта является достаточно затратной и параллельно анализируются варианты модернизации существующего

производства СПГ или строительства нового завода небольшой мощности.

К Южному коридору

Система Трансанатолийского (TANAP) и Трансадриатического газопроводов (TAP) – это часть масштабного газотранспортного проекта «Южного газового коридора» (мощностью 16 млрд кубометров), поддерживаемого ЕС. В рамках этого проекта газ с азербайджанского месторождения «Шах Дениз 2» будет поставляться на рынки Турции и Южной Европы. На турецкий рынок поставки уже начались в 2018 году и на пике составят 6 млрд кубометров.

Планируется, что поставки азербайджанского газа на рынки Южной Европы начнутся уже

Поставки азербайджанского газа на рынки Южной Европы начнутся уже в 2020 году и достигнут порядка 10 млрд кубометров на пике

в 2020 году и достигнут порядка 10 млрд кубометров на пике. За счет этих поставок Болгария сможет удовлетворять примерно треть своего потребления газа, Греция – пятую часть и Италия – около 10%.

Пока строительство продолжения турецкого участка газопровода на территории Европы – Трансадриатического газопровода (TAP) (от границы Турции, через Грецию и Албанию и далее через

Адриатическое море до Италии) не завершено, сегодня поставки в Европу начаться не могут.

В разное время велись разговоры о возможности расширения «Южного газового коридора» в будущем. В условиях ограниченности ресурсной базы Азербайджана и неопределенности с подключением к проекту новых участников, таких как Туркмени-

Транспортировка труб для газопровода Eugal, Германия



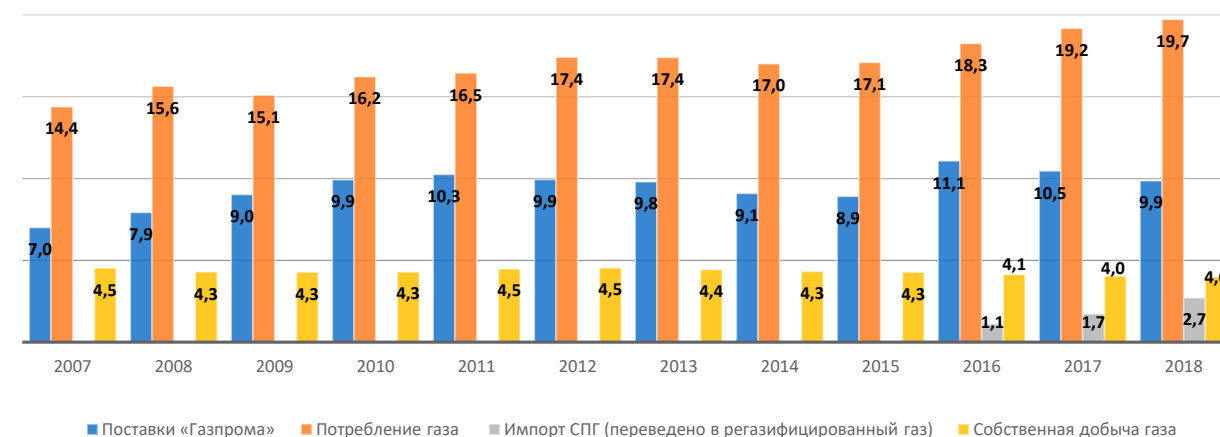
Источник: EUGAL

стан или Иран, потенциально можно допустить участие России на поздних стадиях реализации проекта.

Польская диверсификация

Польская государственная компания PGNiG в ноябре передала «Газпрому» уведомление о желании прекратить закупки российского газа по окончании действующего контракта в 2022 году. Действительно, в последние несколько лет Польша предприняла значительные усилия в области диверсификации источников поставок газа (рис. 6).

Рис. 6. Газовый баланс Польши (млрд кубометров)



В дополнение к поставкам СПГ из Катара, контрактные объемы по которому составляют 2 млн тонн в год, PGNiG имеет твердые контракты и меморандумы с производителями сжиженного газа из США в объеме порядка 7 млн тонн в год, в основном, начиная с 2023 года. Таким образом, уже с 2023 года закупки PGNiG СПГ могут превысить 9 млн тонн в год (свыше 12 млрд кубометров). При этом, мощности на сегодняшний день единственного польского терминала по приему СПГ в Свиноуйсьце даже после расширения составят только 7,5 млрд

Кроме поставок 2 млн тонн СПГ из Катара, PGNiG заключила твердые контракты с производителями СПГ из США в объеме 7 млн т в год. Таким образом, уже с 2023 года закупки PGNiG СПГ могут превысить 9 млн т

кубометров газа в год. Потенциально мощности по регазификации в Польше могут вырасти к середине 2020-х годов за счет строительства FSRU в порту Гданьска мощностью 4 млрд кубометров в год. Однако даже при потенциальном росте приемных мощностей не стоит забывать о том, что PGNiG планирует развивать собственное подразделение по торговле сжиженным газом, поэтому гарантий того, что все СПГ-объемы пойдут на внутренний рынок Польши – нет.

Обеспечить устойчивые поставки газа на польский рынок в случае отказа от российского сырья призван проект Baltic Pipe. Газопровод будет иметь начало в южной части норвежского шельфа Се-

верного моря, пройдет через материковую Данию и далее через Балтийское море в Польшу. По газопроводу будет поставляться до 10 млрд кубометров в год норвежского газа с 2022–2023 годов.

На первый взгляд кажется, что после окончания контракта с «Газпромом» Польша может «закрыть» свое потребление (в текущих цифрах) с помощью СПГ и норвежского газа. Однако, как всегда, здесь имеются важные нюансы.

Во-первых, рынок Польши – это один из немногих рынков восточнее Одера со значительным потенциалом роста спроса на газ. Согласно оптимистичному сценарию прогноза польской компании Gaz-System, объем потребления газа в Польше может достичь порядка 27 млрд кубометров уже к 2023 году и сохранить рост вплоть до 2040 года. Негативный сценарий

предусматривает сохранение текущих объемов потребления. Потенциал добычи PGNiG на 24 лицензиях на норвежском континентальном шельфе составляет 2,5 млрд кубометров в год после 2022 года. Для этих месторождений необходимо не только найти источник финансирования, но и физически запустить в эксплуатацию и обеспечить заявленные объемы газа.

Во-вторых, уже на официальном уровне в Польше декларируется намерение превратить ГТС страны в важный газовый хаб. Польша развивает системы интерконнекторов практически со всеми странами-соседями – и вот уже реализуются такие экспериментальные проекты как поставка газа



Побережье Балтийского моря, газопровод Baltic Pipe



через терминал СПГ на Украину. Стоит ли при декларации намерения о создании хаба отказываться от важнейшего источника поставок с востока – еще большой вопрос. Ведь сама концепция «хаба» предусматривает наличие как можно большего числа поставщиков.

В-третьих, надо понимать, что цены по контрактам «Газпрома» все больше отражают котировки биржевых площадок, а каких-либо ограничений на реэкспорт нет. «Газпром» развивает направление спотовых поставок через свою электронную торговую площадку. Фактически – это означает, что в рамках спотовых продаж цены «Газпрома» и цены норвежской Equinor не будут значительно различаться

Фактически, в рамках спотовых продаж цены на газ «Газпрома» и цены норвежской Equinor не будут значительно различаться

Пока «Газпром» практически не предлагал лотов с поставкой газа через ЭТП в Восточную Европу. Однако в будущем вполне может предлагать газ с поставкой на пункты сдачи в Польшу.

В любом случае, ставить крест на газовом сотрудничестве России и Польши еще слишком рано. История совместного сотрудничества и конфликтов двух стран одна из самых долгих в масштабах сроков торговли газом в Европе. И здесь речь не только о поставках, но и о транзите российского газа

по газопроводу «Ямал – Европа», который будет продолжаться даже в условиях отсутствия импорта газа «Газпрома» в Польшу. Кроме того, если власти и промышленность Польши планируют создать важный газовый хаб, то отказываться от сотрудничества с «Газпромом» преждевременно. Безусловно, форма такого сотрудничества изменится, ведь законодательно Польша не сможет импортировать больше трети газа из одного источника, начиная с 2023 года. Но и эта «треть» в долгосрочном периоде в случае продолжения сотрудничества (например, в форме поставок через ЭТП) и роста польского рынка может оказаться вполне сравнимой с текущими экспортными показателями.

Средиземноморский клубок

В начале января 2020 года президент Кипра Никос Анастасиадис и премьер-министры Греции и Израиля Кириакос Мицотакис и Биньямин Нетаньяху подписали соглашение о строительстве газопровода EastMed, который должен транспортировать газ, добытый на месторождениях Левантийского нефтегазоносного бассейна в водах Израиля и Кипра в Европу. Маршрут 1900-километрового газопровода должен пройти по Восточному Средиземноморью через острова Кипр и Крит в материковую Грецию и далее соединиться с планируемым газопроводом Poseidon в Италии. Ожидаемая мощность газопровода должна составить 12 млрд кубометров. Планируемая стоимость реализации проекта в 6–7 млрд долларов выглядит оптимистичной, принимая во внимание протяженность газопровода и глубины моря (до 3000 м) на его

Морские работы
по проекту
Baltic Pipe



Источник: Baltic Pipe Project

маршруте. К слову, на сегодняшний день магистральных газопроводов такой длины и на таких глубинах не существует. Самый глубоководный магистральный газопровод – это «Голубой поток» из России в Турцию (глубины до 2150 м), промысловые газопроводы строились в Мексиканском заливе на глубинах около 3000 м, но подобная комбинация глубоководного и протяженного маршрута задумана впервые.

У проекта газопровода имеется целый ряд сложностей в политической области. Подписание соглашения по проекту сразу было названо рядом комментаторов «триумфом американской дипломатии». Действительно, США выражали поддержку проекту на протяжении всего его хода (впервые идея о нем в его нынешней форме была озвучена в 2013 году). А межправительственное соглашение между Грецией, Кипром и Израилем было подписано весной 2019 года в присутствии госсекретаря США Майка Помпео. Для США поддержка проектов строительства энергетической инфраструктуры в Восточном Средиземноморье – это не только вопрос укрепления

политических отношений с союзниками в таком сложном регионе, но и декларирование цели по поддержке усилий Европы в диверсификации источников поставок.

Такая энергетическая дипломатия вызвала раздражение у других крупных игроков в регионе. Так, премьер-министр Турецкой Республики Се-

верного Кипра Эрсин Татар заявил, что проект не будет реализован без получения одобрения от Турции. Ранее корабли ВМФ Турции неоднократно срывали любые попытки бурения разведочных скважин в эксклюзивной экономической зоне Кипра. Египет, который после начала добычи на месторождении Зохр и подписания контрактов на импорт израильского газа также является важным газовым игроком в регионе. На словах он поддержал проект. Однако на деле Каир продвигает собственную повестку, которая предусматривает превращение Египта в региональный газовый хаб за счет поставок газа Восточного Средиземноморья на два египетских завода по сжижению газа для дальнейшего экспорта на глобальные рынки. Из Италии,

которая, как планируется, станет ключевым рынком сбыта для газопровода, также пришла неоднозначная реакция. Так, министр иностранных дел Луиджи Ди Майо назвал стоимость проекта «запретительной». Кроме того, в Италии существуют разногласия между сторонниками этого проекта и строящегося газопровода ТАР (который также вызвал немало споров).

Туркменские мечты

Проекты поставок туркменского газа на европейские рынки ведут свою историю с начала 1990-х годов. В разное время обсуждались варианты поставок газа из Туркменистана на Европейские рынки через Каспийское море и далее по задуманным проектам газопроводов Nabucco или White Stream через Закавказье и Турцию в ЕС. Ни один из этих проектов не материализовался. Раньше идеям строительства газопроводной инфраструктуры через Каспий мешал неопределенный статус Каспийского моря. Вызовы для реализации такого проекта состоят в основном в области привлечения многомиллиардных инвестиций.

Кроме того, Туркменистан поставяет порядка 40 млрд кубометров газа в Китай по трехниточному газопроводу, реализуется проект строительства четвертой ветки. Продолжается строи-

тельство многолетнего долгостроя – газопровода «Туркменистан – Афганистан – Пакистан – Индия» (ТАПИ), по которому, в случае достройки будет

поставляться до 33 млрд кубометров туркменского газа. Возобновились закупки туркменского газа «Газпромом» в объеме до 5,5 млрд кубометров в год. В таких условиях, даже при появлении инвесторов, готовых крупно вложиться в транскаспийскую энергетическую инфраструктуру, останется вопрос с ресурсной базой под такой проект. Несмотря на большое количество вопросов, этот проект остается в списке приоритетных проектов для ЕС.

Энергопереход как возможность

Важным свойством создаваемой газотранспортной инфраструктуры в ЕС является возможность ее будущей конверсии под поставки метановодородных смесей и чистого водорода на более поздних стадиях. Сегодня, впрочем, любые планы и стратегии в этой области реализуются бизнесом и коммуницируются отраслевыми организациями. Со стороны политической Европы зачастую слышится другой запрос – на переход к безуглеродным формам энергии. Водород же может выступить своеобразным арбитром, примиряющим

В разное время
обсуждались поставки
туркменского газа
в Европу по проектам
газопроводов
Nabucco через
Каспий или White
Stream через
Закавказье.
Ни один из них
не материализовался



Газопровод
Baltic Pipe

Источник: 3dmentat / Depositphotos.com

Подготовка труб
к укладке газопровода Euga1,
Германия



Источник: EUGAL

оба лагеря, так как с одной стороны может быть получен из природного газа и поставлен по существующей ГТС, с другой – является полноценным представителем низкоуглеродной энергетики.

Ранее специалистами «Газпрома» и Uniper сообщалось, что современный газопровод, как «Северный поток-2» способен принимать метано-водородную смесь с содержанием водорода до 80 %.

В 2018 году нидерландская компания Gasunie опубликовала исследование «Прогноз 2050», в котором представила видение возможных способов достижения в Нидерландах к 2050 году надёжных и доступных поставок CO₂-нейтральной энергии. Согласно предложенной концепции, использование существующей трубопроводной инфраструктуры для транспортировки водорода, полученного из природного газа или энергии ВИЭ оказалось выгоднее, чем создание новых сетей для транспортировки электроэнергии.

В 2018 году в небольшом французском городе Капель-ля-Гранд в районе Дюнкерка была введена в эксплуатацию инновационная система энергообеспечения. Новое оборудование позволяет преобразовывать излишки электроэнергии, полученной из возобновляемых источников, в водород, который впоследствии закачивается в газораспределительную сеть. Доля полученного таким образом водорода в энергосистеме города будет составлять от 6 % до 20 %. Это был первый случай практического применения технологии power-to-gas во Франции. По другую сторону Ла-Манша, реализуется проект перевода на стопроцентный водород энергосистемы города Лидса и других населенных пунктов Северной Англии. Проект предусматривает выход на национальный уровень и перевод 12 млн британских домохозяйств на использование водорода к 2050 году. Все это

предполагается осуществить на основе существующих газотранспортных сетей, что чрезвычайно актуально для Великобритании, которая является одним из европейских пионеров газодобычи и газификации.

На использование метано-водородных смесей может быть в будущем переориентирована и сфера подземного хранения газа. В последнее время бизнес по хранению газа не приносит больших доходов в связи с тем, что ценовая разница на природный газ в летние и зимние месяцы существенно сократилась. В некоторых странах это привело даже к закрытию подземных хранилищ. Однако в будущем эта ситуация может измениться.

Даже на фоне европейского энергоперехода современные газопроводы, включая новые российские проекты, имеют все шансы сохранить важнейшую стратегическую роль в обеспечении энергетической безопасности Европы

ся благодаря закачке водорода в хранилища. Так, австрийская компания RAG протестировала хранение водорода в небольшом истощённом месторождении в Верхней Австрии. Было доказано, что существующая инфраструктура способна успешно принимать до 10 % водорода.

Таким образом, даже на фоне европейского энергетического перехода современные газопроводы, включая и новые российские проекты, имеют все шансы сохранить свою важнейшую стратегическую роль в обеспечении энергетической безопасности Европы. Россия же, как поставщик газа, обладает всеми возможностями не только для сохранения статуса крупнейшего экспортера газа в регион, но и может расширить в будущем свои позиции с помощью поставок новых инновационных форм энергии на свой традиционный рынок.

Использованные источники

1. Offshore Technology. URL: <https://www.offshore-technology.com/projects/tyra-gas-field-redevelopment/>
2. Gassco, Barents Sea Gas Infrastructure. URL: <https://www.gassco.no/globalassets/099808.pdf>
3. Мониторинг газового рынка Центра энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО, июнь 2019 г. URL: https://energy.skolkovo.ru/downloads/documents/SEneC/Monitoring/SKOLKOVO_EneC_Monitoring_Gaz_2019-06.pdf
4. «EastMed won't be realized without Turkish approval, Turkish Cypriot premier says», Hurriyet, January 05, 2020. URL: <http://www.hurriyetdailynews.com/east-med-pipeline-project-wont-be-realized-without-turkish-approval-turkish-cypriot-premier-says-150613>
5. «Italy's foreign minister expresses doubts over feasibility of EastMed pipeline», Times of Israel, 18 January, 2020. URL: <https://www.timesofisrael.com/italys-foreign-minister-expresses-doubts-over-feasibility-of-eastmed-pipeline/>
6. «Повторение газового кризиса в Европе практически невозможно», Прайм, 2 октября 2019 г. URL: <https://1prime.ru/energy/20191002/830372591.html>
7. Gasunie Infrastructure Outlook 2050. URL: <https://www.gasunie.nl/en/expertise/system-integration/infrastructure-outlook-2050>
8. H21 North of England Project. URL: <https://www.h21.green/projects/h21-north-of-england/>
9. Gasspeicher als Gelddruckmaschine», Der Standard, Günther Strobl 15. August 2018, Günther Strobl 15. August 2018.

Л.А. ФЕДУН
L.A. FEDUN

УДК 551.583

БУДУЩЕЕ ЭНЕРГЕТИКИ: ВЫЗОВЫ И РИСКИ КЛИМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ

Леонид Арнольдович
ФЕДУН –
вице-президент
по стратегическому
развитию ПАО «ЛУКОЙЛ»,
e-mail: media@lukoil.com



Leonid FEDUN –
Vice President for Strategic
Development of PJSC «LUKOIL»,
e-mail: media@lukoil.com

THE FUTURE OF ENERGY: CHALLENGES AND RISKS OF CLIMATE REGULATION

Аннотация. 17 декабря 2019 года в Москве компания «ЛУКОЙЛ» представила прогноз развития мирового рынка жидких углеводородов до 2035 года в контексте трансформации мировой энергетики. Будущее глобальной энергетики проанализировано в трех сценариях – в зависимости от различных подходов к климатическому регулированию. В прогнозе исследуется влияние на спрос на нефть таких факторов, как изменение структуры мирового автопарка, развитие электромобилей и ожидаемое повышение топливной эффективности транспорта. Также в документе приводится оценка необходимого объема новых проектов нефтедобычи для удовлетворения мирового спроса при различных сценариях развития альтернативных энергетических технологий. Кроме того, анализируются ожидаемые изменения в структуре производства нефтепродуктов. Согласно прогнозу, Россия обладает потенциалом производства свыше 600 млн тонн нефти в год, преимущественно за счет повышения коэффициента извлечения нефти на зрелых месторождениях и разработки ТРИЗ, однако это требует дальнейшего реформирования налогового законодательства и снятия институциональных ограничений. «ЛУКОЙЛ» регулярно публикует прогнозы развития рынка жидких углеводородов в контексте трансформации мировой энергетики. В статье приводятся приоритеты обновленного прогноза.

Ключевые слова: климат, Парижское соглашение, выбросы, парниковые газы, сценарий.

Мир стремительно меняется, и энергетическая отрасль – не исключение. Мы наблюдаем масштабные изменения в структуре первичного потребления энергоносителей, увеличение спроса на газ, динамичное развитие рынка сжиженного природного газа, рост популярности возобновляемых источников энергии, постепенное распространение электрического транспорта. Обсуждая перспективы рынка жидких углеводородов, нужно отметить то внимание, которое мировое сообщество уделяет проблеме глобального изменения климата.

С момента публикации компанией «ЛУКОЙЛ» предыдущего обзора в 2016 году, в мировой энергетике произошло множество событий, которое привело к необходимости уточнить наши долгосрочные прогнозы. Среди наиболее важных событий, повлиявших на рынок, наряду с климатической повесткой, необходимо выделить сотрудничество России и ОПЕК по вопросам регулирования добычи нефти, торговый конфликт между США и Китаем, введение санкций в отношении Ирана, а также социально-экономический кризис в Венесуэле.

Поскольку Россия является одним из ключевых элементов глобальной энерге-

тической системы, изменения, которые происходят в мировой энергетике, оказывают непосредственное влияние на российский ТЭК. В свою очередь, тенденции, которые мы наблюдаем в российской нефтяной отрасли, важны для понимания картины мира в целом. В настоящее время нефтяной сектор в России переживает структурную трансформацию: ухудшение ресурсной базы заставляет компании активно использовать инновационные способы нефтедобычи; увеличивается добыча трудноизвлекаемых запасов; продолжается процесс модернизации нефтеперерабатывающих предприятий.

Будущее мировой энергетики зависит от сочетания множества факторов различной природы. Чтобы лучше осмыслить масштаб неопределенности, связанной с перспективами развития мировой энергетики, в компании мы используем несколько долгосрочных сценариев.

Сценарий «Эволюция» предполагает поступательное развитие мировой энергетики в рамках действующей международной энергетической политики, национальных программ и долгосрочных планов компаний. Потребление первичной энергии в сценарии «Эволюция» увеличивается на 20 % к 2035 году и на 70 % – к 2100 году. Количество людей без доступа к современным источникам энергии сокращается, при этом сохраняется значительный разрыв между уровнем потребления энергии на одного человека в развитых и развивающихся странах.

Abstract. On December 17, 2019 in Moscow, LUKOIL presented a long term outlook for the global market of liquid hydrocarbons until 2035 in the context of the transformation of world energy. The future of global energy is analyzed in three scenarios – depending on various approaches to climate regulations. The forecast analyzes such factors as changes in the structure of the global car fleet, the electric vehicles market development, the expected increase in fuel efficiency and its global impact on oil demand. This report, providing estimates of how many of new oil production projects the future global demand will need depending on various scenarios of the development of alternative energy, also analyzes structural changes of the world's production of petroleum products. According to the forecast, Russia has the potential to produce more than 600 million tons of oil per year, mainly due to an increase in the oil recovery at brownfields and the development of unconventional oil, however, this requires further reform of tax legislation and removal of institutional constraints. LUKOIL regularly publishes forecasts for the development of the liquid hydrocarbon market in the context of the transformation of world energy. The article gives information on the priorities of this updated forecast.

Keywords: climate, Paris Agreement, emissions, greenhouse gases, scenario.

Сценарий «Эволюция» учитывает национальные вклады по сокращению выбросов парниковых газов, объявленные участниками Парижского соглашения. В результате действий, направленных на ограничение выбросов парниковых газов, объем антропогенных выбросов CO₂ достигает пика в 2040 году на уровне 42 млрд тонн, после чего начинает постепенно сокращаться. Согласно существующим оценкам, траектория выбросов CO₂ в сценарии «Эволюция» согласуется с ростом глобальной температуры на 2,6–3,2 °C к концу XXI века.

Сценарий «Равные возможности» основан на предположении о том, что разрыв в уровне потребления энергии на человека между развитыми и развивающимися странами в будущем существенно сократится. На данный момент во многих африканских странах и странах Юго-Восточной Азии потребление первичной энергии составляет менее

требления энергии развивающимися странами до уровня, соответствующего высоким жизненным стандартам европейских стран. Это приведет к росту мирового потребления первичной энергии более чем в два раза за период 2017–2100 годов. При этом в результате реализации данного сценария тенденция к росту выбросов CO₂ будет сохраняться длительное время.

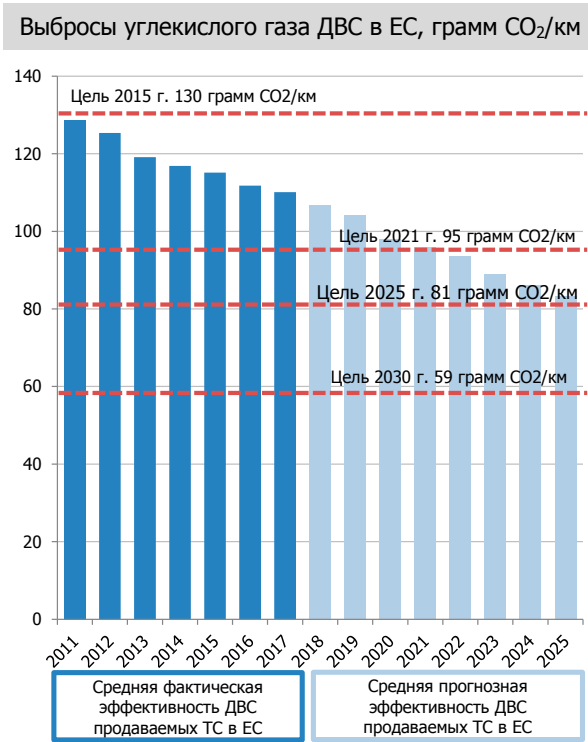
Сценарий «Климат» сформирован исходя из допущения о том, что ведущие экономики будут предпринимать дополнительные усилия для достижения цели Парижского соглашения по удержанию роста глобальной температуры существенно ниже 2 °C к 2100 году за счет инвестиций в низкоуглеродную экономику. Особенностью данного сценария также является сокращение разрыва в уровне потребления энергии между развитыми и развивающимися странами.

Растет поддержка электрического транспорта				
	США	ЕС	Китай	Индия
Программы повышения экономичности а/м	V	V	V	V
Налоговые стимулы для электромобилей	V	V	V	V
Цели по парку электромобилей		V	V	V
Планы по запрету продаж а/м с ДВС		V	V	V



Рис. 1. Существующие климатические сценарии свидетельствуют о высоких рисках для спроса на жидкие углеводороды

1 тонны н. э. на человека в год. Для сравнения, уровень первичного потребления энергии в Европе составляет около 3,2 тонны н. э. на человека в год, а в США – 6,8 тонн н. э. на человека. По оценкам ООН, существует положительная зависимость между индексом человеческого развития (англ. Human Development Index) и потреблением первичной энергии на человека, причем наиболее значимый прирост индекса наблюдается при увеличении потребления энергии в диапазоне с 0,7 тонн до 2,4 тонн н. э. на человека. Сценарий «Равные возможности» предполагает рост удельного по-



Индустриальная революция привела к кардинальному повышению благосостояния человечества. В настоящее время показатель мирового ВВП на душу населения более чем в пять раз превышает уровень начала XX века, и это несмотря на четырехкратный рост населения планеты в прошлом столетии. Известная теория Томаса Мальтуса (1766–1834) хорошо объясняла экономические циклы в аграрную эпоху. Согласно данной теории, человечество было обречено находиться на грани выживания, поскольку рост населения приводил к сокращению среднедушевого дохода. Однако рост мировой

экономики в индустриальную эпоху доказал, что благодаря технологическому прогрессу «мальтузианская ловушка» может быть преодолена. Платой за технологический прогресс стало ухудшение экологической ситуации на планете.

Несмотря на многочисленные научные подтверждения того факта, что изменение глобальной температуры носит циклический характер, многие ученые связывают рост глобальной температуры в последние десятилетия именно с деятельностью человека. По мнению Межправительственной группы экспертов по изменению климата (МГЭИК), основной причиной глобального потепления является усиление такого естественного явления, как парниковый эффект. К основным парниковым газам принято относить водяной пар, диоксид углерода (CO₂), метан, закись азота, а также ряд других техногенных газов. Если влажность воздуха существенно не отклоняется от многолетнего среднего значения, то концентрация прочих парниковых газов в атмосфере неуклонно растет в результате хозяйственной деятельности человека. Ежегодный объем антропогенных выбросов парниковых газов составляет около 50 млрд тонн эквивалента CO₂. Поверхность Земли и мировой океан являются источниками естественного связывания углекислого газа. Однако антропогенные выбросы CO₂ примерно в два раза превышают возможность по его естественному поглощению океаном и лесами. В результате, растет концентрация CO₂ в атмосфере: если в 1980 году она составляла 0,0335 %, то в настоящее время этот показатель увеличился до 0,0415 %.

По оценкам экспертов по климату, сохранение тенденции по увеличению концентрации парниковых газов в атмосфере приведет к росту глобальной температуры на 4,1–4,8 °C к концу XXI века по сравнению с доиндустриальной эпохой.

Подписание в 2015 году Парижского соглашения в составе Рамочной конвенции ООН об изменении климата ознаменовало новый этап в борьбе с глобальным потеплением. С ратификацией Парижского соглашения многие индустриально развитые страны обозначили долгосрочные цели по сокращению выбросов парниковых газов, так называемые национальные вклады (англ. National Determined Contributions, сокр. NDCs). Так, страны Европейского союза поставили цель снизить выбросы парниковых газов на 40 % от уровня 1990 года к 2030 году, а к 2050 году сократить выбросы не менее чем на 80 %. Китай объявил о сокращении углеродоемкости ВВП на 60–65 % к 2030 году, а Индия – на 33–35 %. Долгосрочная цель России – к 2030 году ограничить выбросы парниковых газов на уровне 70–75 % от уровня 1990 года.



Уже сейчас очевидно, что заявленных национальных вкладов будет недостаточно для достижения основной цели Парижского соглашения по удержанию глобальной температуры существенно ниже 2 °C относительно уровня доиндустриальной эпохи. Более того, решение США – крупнейшего эмитента парниковых газов – о выходе из Парижского соглашения повышает вероятность наступления сценария, неблагоприятного с точки зрения роста глобальной температуры. Сложность решения задачи по сокращению выбросов парниковых газов

Заявленных национальных вкладов будет недостаточно для достижения основной цели Парижского соглашения по удержанию глобальной температуры существенно ниже 2°С относительно уровня доиндустриальной эпохи

связана с неравномерным распределением благосостояния между странами. Как правило, чем выше уровень экономического развития страны, тем выше уровень потребления энергии и выбросов CO₂ на одного человека. В 2018 году на одного человека, проживающего в развитых странах, приходилось в три раза больше выбросов CO₂, чем на одного жителя развивающихся стран. Данное расхождение является следствием уже упомянутой выше низкой обеспеченности развивающихся стран современными источниками энергии.

Сравнение прогнозов мирового спроса на жидкие углеводороды в климатических сценариях, млн барр./сут.

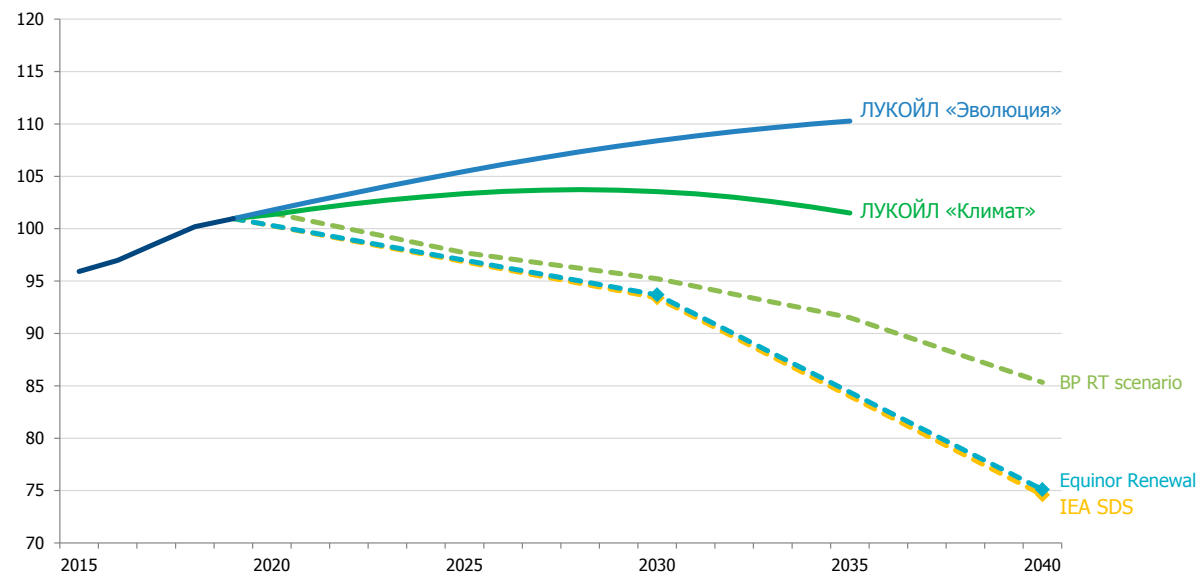


Рис. 2. На долю российских нефтегазовых компаний приходится менее 1% мировых эмиссий парниковых газов

По данным Международного энергетического агентства (МЭА), в настоящее время около 860 млн человек не имеют доступа к электроэнергии, а 2,6 млрд жителей Земли используют древесину и прочие примитивные виды топлива для приготовления пищи. Основная часть этих людей проживают в развивающихся странах Юго-Восточной Азии и Африки. Для преодоления бедности необходимо обеспечить растущее население планеты доступной энергией. Во многих странах ископаемые топлива являются наиболее эффективными с экономической точки зрения энергоносителями. Однако увеличение потребления ископаемых топлив будет способствовать росту выбросов CO₂. Поэтому добиться повышения уровня благосостояния в развивающихся странах и одновременно сократить выбросы парниковых газов – крайне сложная задача, требующая технологических прорывов во многих сферах.

Ратификация Россией Парижского соглашения в сентябре 2019 года открывает новые перспективы для развития энергетики страны. Россия обладает значительным потенциалом по сокращению негативного воздействия на климат, сохраняя при этом роль ведущего поставщика энергоносителей на международном рынке за счет применения технологических инноваций. Несмотря на то, что фокусом нашего корпоративного обзора является рынок жидких углеводородов, данный

рынок рассматривается в контексте развития мировой энергетической системы. Перспективы рынка жидких углеводородов в высокой степени зависят от решений, которые будут приниматься ведущими мировыми экономиками для обеспечения баланса между доступностью энергии для потребителей и минимизацией негативных экологических последствий.

Российские компании топливно-энергетического комплекса проводят системную работу по сокращению выбросов парниковых газов. Основными направлениями являются программы снижения выбросов метана при добыче и транспортировке природного газа, снижения выбросов попутного нефтяного газа. В целом, нефтегазовая отрасль России внесла весомый вклад в общемировой объем снижения выбросов попутного нефтяного газа. Это стало возможным за счет введенных в 2012 году мер государственного регулирования

и активной корпоративной политики ведущих компаний («Газпром», «Роснефть», «ЛУКОЙЛ», «Сургутнефтегаз»). Так, на предприятиях группы «ЛУКОЙЛ» в 2018 году объем выбросов сократился на 4 % по отношению к 2017 году, при этом был достигнут рекордный рост добычи углеводородов. Достижению такого результата способствовала реализация корпоративной программы по повышению уровня полезного использования попутно-

Повышение благосостояния в развивающихся странах и одновременное сокращение выбросов парниковых газов – крайне сложная задача, требующая технологических прорывов во многих сферах

го нефтяного газа, который составил в 2018 году более 97 %.

Вместе с тем, сохраняется значительный потенциал для активизации деятельности компаний в рамках «климатической повестки», поскольку качество управления выбросами парниковых газов всё в большей степени определяет их инвестиционную привлекательность.

Национальные планы по совершенствованию нормативно-правовой базы в рассматриваемой сфере были очерчены после подписания Россией Парижского соглашения. Целью России до 2030 года является сокращение выбросов парниковых газов до 70–75 % от уровня 1990 года при условии максимального учета поглощающей способности лесов. По состоянию на 2017 год выбросы парниковых газов в России без учета поглощающей способности лесов составляли 67,6 % от уровня 1990 года, а с учетом – 50,7%. Поэтому национальная цель по сокращению выбросов парниковых газов, установленная на 2030 год, с высокой вероятностью будет достигнута.

Выполнение обязательств по Парижскому соглашению подразумевает принятие страной долгосрочной стратегии низкоуглеродного развития. Данный документ призван обозначить цели по сокращению выбросов парниковых газов за пределами 2030 года и пути достижения этих целей. В 2018 году Министерство экономического развития представило проект Федерального закона «О государственном регулировании выбросов парниковых

газов и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации». В первоначальной редакции законопроект предлагал введение целевых показателей по выбросам парниковых газов для предприятий, сборов за превышение целевых показателей выбросов и механизма торговли квотами на выбросы CO₂. По результатам общественного обсуждения данный законопроект, учитывая отрицательные заключения со стороны представителей промышленности, ряда министерств и ведомств, будет дорабатываться.

Мы ожидаем, что законодательная база в части изменения климата будет сформирована в России в перспективе ближайших нескольких лет. Компания «ЛУКОЙЛ» поддерживает глобальные усилия по сокращению выбросов парниковых газов и достижению целей Парижского соглашения по климату. Несмотря на то, что законодательная база по вопросам изменения климата в России находится на начальной стадии формирования, компания планирует осуществлять мероприятия по сокращению выбросов парниковых газов от своей деятельности, пред-

В целом, нефтегазовая отрасль России внесла весомый вклад в общемировой объем снижения выбросов попутного нефтяного газа



Источник: «ЛУКОЙЛ»

Месторождение
им. Филановского



Источник: «ЛУКОЙЛ»



Месторождение им. Филановского

Источник: «ЛУКОЙЛ»

восхищая будущие законодательные изменения. Понимая приоритеты мировой экономической повестки, в том числе цели и задачи ООН в области устойчивого развития, «ЛУКОЙЛ» содействует внедрению методов рационального использования всех типов лесов, активно реализует программы лесовосстановления и лесонасаждения.

В качестве одного из регуляторных решений «климатической повестки» по стимулированию хозяйствующих субъектов широко обсуждается возможность инвестировать в лесовосстановление и лесоразведение с целью компенсации своего «углеродного следа». Это связано с тем, что Россия обладает крупнейшей долей мировых лесов (около 20% всех лесов планеты), являющихся основными поглотителями парниковых газов. Потенциал лесов является важным фактором при проведении климатической политики России как на национальном, так и на международном уровне, в том числе за счет обеспечения объективного учета роли отечественных лесов в глобальном поглощении парниковых газов и позиционирования России как мирового климатического «донора».

Стоит отдельно отметить глобальную тенденцию к появлению проектов таможенного регулирования, основанных на принципе платы за «углеродный след». В частности, в Европейском союзе в настоящее время осуществляется разработка системы «Пограничной корректировки выбросов углерода» (Border Carbon Adjustments), которая будет основана на взимании дополнительной платы за импорт товаров из стран, в которых не ведется регулирование выбросов парниковых газов на национальном уровне. Помимо этого, в рамках международной ассоциации ICAO реализуется проект «Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation», подразумевающий компенсацию авиакомпаниями выбросов парниковых газов от международных перевозок сверх уровня выбросов 2019–2020 гг. путем приобретения на рынке проектных сокращений выбросов, а также сертификацию воздушных судов по удельным показателям выбросов парниковых газов.

Мы надеемся, что инициатива «ЛУКОЙЛа» о широкой дискуссии будущего мировой энергетики будет поддержана и другими российскими компаниями.

Понимая приоритеты мировой экономики, «ЛУКОЙЛ» содействует внедрению методов рационального использования лесов, активно реализует программы лесовосстановления и лесонасаждения

А.К. КРИВОРОТОВ
A.K. KRIVOROTOV

УДК 338.1: 665.61

НОРВЕЖСКАЯ МОДЕЛЬ УПРАВЛЕНИЯ НЕФТЕГАЗОВЫМ КОМПЛЕКСОМ

Андрей Константинович
КРИВОРОТОВ –
к. э. н., доцент
Одинцовского
филиала МГИМО
(Университета) МИД РФ,
e-mail: krivorotov@starlink.ru

Andrey Konstantinovich
KRIVOROTOV –
Ph.D. (Econ.), Assistant Professor,
Odintsovo branch of Moscow State
Institute of International Relations
(University) under the Russian
Ministry of Foreign Affairs,
e-mail: krivorotov@starlink.ru

MANAGING OIL AND GAS INDUSTRY: NORWEGIAN EXPERIENCE



Аннотация. В статье анализируются организация и функционирование системы управления нефтегазовой отраслью Норвегии с учетом конкретных социально-исторических условий ее развития. Показано, как контролируемое привлечение иностранного капитала, эффективная промышленная, налоговая и научно-техническая политика позволили стране в сжатый срок создать нефтяную и сервисную индустрию мирового уровня. В основе модели – деятельная и многоплановая роль государства как носителя политической воли, собственника недр и хозяйствующего субъекта.

Ключевые слова: Норвегия, нефтегазовая промышленность, лицензирование, налоги, Equinor.

В российских дебатах по энергетической политике нередко делаются ссылки на опыт соседней Норвегии. Актуальный пример – многочисленные выступления заместителя председателя правительства Юрия Трутнева, курирующего развитие Арктики и Дальнего Востока, в которых он обосновывал необходимость привлечения на арктический шельф России иностранного капитала в партнерстве с отечественными госкомпаниями [1]. «Норвежскую модель» освоения шельфа в качестве образца приводят политики и правого, и лево-

го крыла, делая акценты на отдельные ее элементы. Но не следует забывать, что она представляет собой целостное явление, которое далеко не всегда можно заимствовать «по частям».

Цель настоящей статьи – дать комплексное описание норвежского опыта, поместив его в конкретный социально-политический контекст и выделив существенные элементы его организации и функционирования.

Основные задачи норвежской модели: история и преемственность

Началом нефтяной эры в Норвегии считают 1962 год, когда американская компания Phillips Petroleum запросила право на монопольную разведку и разработку всего континентального шельфа страны. Норвежцы, совершенно не располагавшие нефтяным опытом, сделали в тот период главное: объявили ресурсы морского дна государственной собственностью, разграничили с соседними странами шельф Северного моря южнее 62° с. ш. и провели первый раунд лицензирования. Тогда же была принята действующая по сей день система нарезки шельфа на лицензионные блоки (15 минут по широте и 20 – по долготе, примерно по 500 км²) [2].

В конце декабря 1969 года было открыто уникальное нефтяное месторождение Экофиск, с 1971 года на нем началась добыча. Норвегия пре-

вратилась в производителя, а в 1975 году – в нетто-экспортера нефти. Власти страны осознали, что добыча нефти создает как новые возможности (построить «качественно лучшее общество»), так и вызовы, и взяли ее под строгий национальный контроль. Поворотным стал 1972 год, когда были соз-

Поворотным для Норвегии стал 1972 год, когда были созданы Норвежский нефтяной директорат и государственная компания Statoil

в принятие в 1985 году первой, а в 1996 году – второй, действующей по сей день, редакции базового закона о нефтегазовой деятельности [3]. Добыча углеводородов интенсивно росла, их доля в экспорте страны поднялась с нуля до более 50 %. Норвегия стала одним из крупнейших поставщиков топлива на европейский рынок и лидером в производстве

даны специализированные структуры управления отраслью – Норвежский нефтяной директорат (ННД) и государственная нефтяная компания Statoil.

До конца XX века шло активное становление норвежской добычной и сервисной отраслей под протекционистской защитой государства. Одновременно оттачивался механизм управления шельфом, что вылилось

Abstract. The article addresses organization and functioning of the Norwegian system of governing the oil and gas branch, analyzed against its specific social and historical background. We demonstrate how the country has managed to create world class petroleum and service industries rapidly by attracting foreign investments on controlled terms and by pursuing efficient industrial, tax and R&D policies. The government lies in the core of this model, playing an active and multifaceted role as the subject of political will, the subsoil owner and a leading economic actor.

Keywords: Norway, oil and gas industry, licensing, taxes, Equinor.

стационарных железобетонных платформ. Экономическое положение страны заметно укрепилось, впервые возник избыток нефтедолларов. Но нефтегазовый комплекс, представленный узкой группой крупных компаний, рос преимущественно на национальной ресурсной базе, в основном в Северном море, которая к концу века начала истощаться [4]. Проникновение разведки и добычи на север, в Норвежское и Баренцево моря, шло весьма осторожно.

Началом нынешнего этапа следует считать 2002 год. Коалиционное правительство меньшинства во главе с Кьеллем Магне Бундевиком внесло



Норвегия

Источник: David Mark from Pixabay

тогда в Стортинг (парламент) доклад «О нефтегазовой промышленности», где заявило о реальной угрозе свертывания добычи уже через два десятилетия, если не принять срочных мер [5]. Перед отраслью была поставлена двоякая задача: максимальное продление норвежской нефтяной эры и широкий выход на международные рынки.

Если в XX веке норвежские правительства, независимо от партийной принадлежности, пытались (пусть не всегда успешно) сдерживать добычу во избежание перегрева экономики, то теперь, напротив, прилагают усилия к мобилизации всех источников ее роста, в том числе путем усиления конкурентных, рыночных начал в отрасли. Эта задача не утратила актуальности даже в последние годы, когда в Норвегии началась активная работа по «низкоуглеродному переходу» и нефтегазовая промышленность стала политически «немодной».

Вопросы управления нефтегазовой отраслью вынесены в Норвегии на уровень парламента. Стортинг не только формирует отраслевое законодательство, но и принимает решение о начале разработки новых шельфовых районов

Характерные черты периода – резкое расширение круга недропользователей, частичная приватизация Statoil, активизация работ над методами увеличения нефтеотдачи, переход к массовой разработке небольших и сильно выработанных месторождений в Северном море, начало освоения арктического шельфа.

Несмотря на разнообразие практических задач, решавшихся норвежским государством с 1960-х годов, его основная цель оставалась неизменной – использовать нефтегазовые ресурсы страны на благо всего народа. Причем комплексно, максимизируя и собственно отдачу от недр, и мультипликативные эффекты для экономики и, наконец, эффективность распоряжения нефтедолларами. В этой связи в норвежской модели выделяются несколько ключевых элементов, которые необходимо рассматривать в совокупности.

Политический и административный контроль за недрами

Принципиальные вопросы управления нефтегазовой отраслью вынесены в Норвегии на уровень парламента, как органа народного представительства. Стортинг не только формирует отраслевое законодательство, но и принимает решение о начале разведки и добычи в новых шельфовых районах («открытии районов»), и это вовсе не формальность. Предварительно проводится комплексная экологическая и социально-экономическая экспертиза, заключение которой обсуждается со всеми заинтересованными сторонами: министерствами, администрациями прибрежных губерний, бизнес-сообществом, некоммерческими организациями различного профиля.

Дебаты порой бывают весьма острыми. Например, несмотря на мощный лоббизм нефтяни-

ков, с 2001 года для них остаются недоступными воды архипелагов Лофотены и Вестеролен, очень богатые рыбой. Хотя все крупные политические партии Норвегии поддерживают открытие этого района, соответствующее решение постоянно блокируется небольшими центристскими группами, которые играют в парламенте роль балансира и симпатизируют рыбакам.

Стортинг также утверждает планы освоения и эксплуатации каждого месторождения, что фактически придает им силу закона.

На уровне исполнительной власти регулирование и постоянный надзор за отраслью осуществляет целый ряд структур (Рисунок 1). Среди них главные роли играют Министерство нефти и энергетики, которое вырабатывает нефтяную политику в целом и координирует деятельность госкомпаний, подведомственный ему Нефтяной директорат, управляющий недропользованием, и Нефтяной надзор (промышленная, экологическая безопасность и охрана труда).

Лицензирование недропользования. Роль иностранного капитала

Важнейшей задачей для страны было и остается широкое, но контролируемое привлечение

инвестиций в освоение шельфа. «Конечно, для разветвления производства Норвегия нуждалась в помощи иностранных нефтяных компаний, – отмечал норвежский журналист и политобозреватель Том Хетланд. – Но при этом была поставлена цель постепенной «норвегизации» отрасли» [7]. Норвежские власти сразу отклонили идею распределять шельфовые блоки через аукционы (как в Великобритании), стремясь привлечь только серьезных долгосрочных инвесторов.

Первый – тщательный отбор недропользователей, с 2000 года формализованный через процедуру предквалификации. Чтобы получить допуск к работе на норвежском шельфе, компания обязана доказать Нефтяному директорату и Нефтяному надзору, что обладает требуемым техническим уровнем (включая уникальные добычные технологии), будет соблюдать все требования промышленной безопасности, а также располагает необходимым финансовым потенциалом. Для получения статуса оператора предусмотрен особый, более жесткий отбор.

Второй – порядок выдачи лицензий. Обычные раунды лицензирования проводятся, как правило, раз в два года по следующей процедуре. Директорат

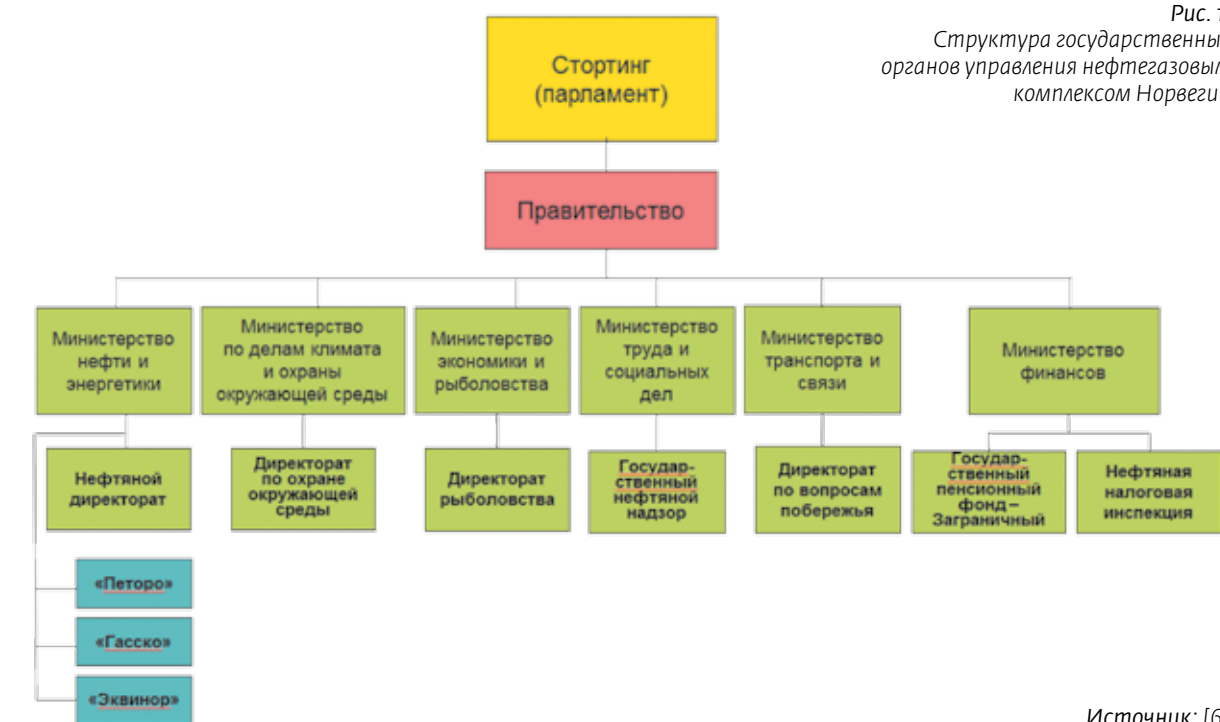


Рис. 1.
Структура государственных органов управления нефтегазовым комплексом Норвегии

Источник: [6]

публикует перечень предлагаемых шельфовых блоков и просит заинтересованные компании подавать на них заявки в установленный срок (не менее 90 дней). Такая заявка – не краткое письмо, а увесистый том, где компания, обосновывая свои притязания, излагает видение геологии блока и методов его освоения. Рассмотрев в закрытом режиме все заявки (и заодно пополнив свои познания в области геологии и разработки недр), директорат выявляет блоки, пользующиеся интересом, и по собственному усмотрению предоставляет на них лицензии, причем каждую – обязательно нескольким компаниям в разных долях. Одна из них (необязательно мажоритарный участник) назначается оператором, она занимается организацией работ и от общего имени отвечает перед государством.

Стративный инструмент, недропользователь может продать свою долю другой компании, имеющей право работать в Норвегии.

Описанный порядок лицензирования достаточно гибкий. Он позволил норвежским властям в XX веке ограничивать, а в XXI веке, напротив, радикально расширить круг недропользователей. За 2000–2019 годы предквалификацию в качестве участников или операторов освоения месторождений прошли 122 фирмы, в том числе 30 – в рекордные 2006–2007 годы [8]. Среди них были не только крепкие национальные компании вроде немецкой Wintershall или испанской Repsol, но порой и совсем малые предприятия («нефтяные комары»), готовые работать на небольших либо старых месторождениях, применяя уникальные технологии. В ключевом



Нефтяная платформа Troll-A

Источник: Øyvind Hagen / Statoil

Участники лицензии заключают между собой типовую договор о совместной деятельности. Тем самым обеспечивается приток на шельф передовых технологий (причем в режиме здорового соревнования между участниками) и возможность норвежским компаниям, особенно на первых порах, учиться на практике у мировых лидеров.

На поиск и добычу нефти и газа выдается единая, сквозная лицензия, в общем случае на 10 лет. Если недропользователи выполняют установленные в лицензии объемы работ, срок ее действия может быть продлен до 30, в исключительных случаях – до 50 лет. Хотя норвежская лицензия – админи-

20-м раунде лицензирования (2008–2009 года) участвовало 45 компаний против 24 в предыдущем, из них 34 получили доли в новых лицензионных блоках.

Одновременно были повышены ставки сбора за пользование недрами, который взимается только с блоков, где не ведутся разведка или добыча. Целью этой меры было стимулировать держателей ранее выданных лицензий либо приступить к работе, либо уступить место более активным недропользователям (в том числе «новичкам»). Лицензии, возвращенные в нераспределенный фонд недр, и ряд ранее объявленных блоков в Северном



Внутри нефтяной платформы Troll

Источник: Harald Petterse / Statoil

море с 2003 года ежегодно автоматически выставляются на особый открытый конкурс. Принятые меры позволили норвежцам ускорить оборот недр и стабилизировать добычу. А в ближайшие годы, вероятно, дадут возможность превзойти исторический максимум 2004 года.

Закрытый административный порядок лицензирования стал также главным рычагом для «норвегизации» самого нефтяного бизнеса – подъема национальной нефтегазовой компании.

Государственная нефтяная компания

С момента создания Statoil стал любимым детищем Норвежской рабочей партии (НРП) – социал-демократов, бессленно правивших в стране два десятилетия после войны и позднее неоднократно приходивших к власти. Они воспринимали крепкий государственный сектор, тем более в стратегически важной нефтяной отрасли, как становой хребет социально-экономического развития. Более трех десятилетий президентами Statoil становились только видные функционеры НРП.

Во всех вновь распределяемых блоках Statoil получал минимум 50%, однако до середины 1980-х

годов был неинвестирующим партнером: его долю капитальных вложений оплачивали другие участники лицензии, но при этом он получал причитающуюся ему часть прибыли от проекта. Когда в 1981 году Statoil впервые был формально

назначен оператором месторождения «Гюльфакс», основную работу за него фактически проделал миноритарный партнер американская Exxon. В этом отношении Statoil был поставлен в более благоприятные условия даже по сравнению с Norsk Hydro – ведущим мировым производителем азотных удобрений и алюминия, который в 1970-х годах также пришел в нефтяной бизнес. Концерн Norsk Hydro, созданный в 1904 году, почти наполовину принадлежал государству, но на шельфе работал исключительно за собственные счет и риск [9].

Политики правого крыла, напротив, по идейным соображениям всегда негативно относились к идее нефтяной госкомпании, тем более привилегированной. В 1985 году им удалось «расколоть» доли участия Statoil в лицензиях: компания сохранила лишь примерно по 20% в каждом блоке, а остатки были переданы непосредственно в казну в рамках так называемого Прямой государственного финансового участия (ПГФУ) в не-

Закрытый административный порядок лицензирования стал также главным рычагом для «норвегизации» самого нефтяного бизнеса – подъема национальной нефтегазовой компании

фтегазодобыче. Норвежское государство при этом выступало как обычный финансовый инвестор: средства в проекты оно вкладывало прямо из госбюджета, туда же направлялись и дивиденды. Столь необычный механизм был внедрен с единственной целью – не допустить чрезмерной концентрации финансовых ресурсов в руках Statoil. На практике, однако, ничего не изменилось, поскольку правительство тут же поручило ему управление своими долями в лицензиях.

И Statoil, и Norsk Hydro быстро учились нефтяному бизнесу, обретя ко второй половине 1980-х годов богатый опыт разведки и разработки месторождений в трудных условиях северного шельфа. Однако методы их работы, особенно у Statoil, оставались достаточно бюрократизованными и во многом определялись политическими установками правительства.

С начала XXI века эффективность государственного нефтяного бизнеса заметно выросла. Statoil в несколько этапов подвергся частичной приватизации, его акции вышли на фондовые биржи Осло и Нью-Йорка. Доли государства в лицензиях (бывший механизм ПГФУ) по-прежнему находятся в доверительном управлении у Statoil, но формально их держателем выступает вновь созданная сто-процентная госкорпорация Petoro, во избежание ситуации, при которой компания с частными акциями напрямую распоряжалась бы бюджетными средствами.

У государства осталось 67% акций Statoil, среди прочих акционеров много иностранцев (преимущественно из Западной Европы и США). Сама компания действует в 35 странах мира, на равных конкурируя с другими инвесторами. Столь активный

У государства осталось 67% акций Statoil, среди прочих акционеров много иностранцев (преимущественно из Западной Европы и США)

правивший либеральный кабинет К.М. Бундевика впервые назначил президентом компании не выходца из НРП, а убежденного консерватора Хельге Лунда. Через год, после прихода к власти левоцентристского правительства, он остался в должности благодаря своему богатому опыту антикризисного

выход на международную арену всего за десятилетие преобразил Statoil, который в вопросах финансов, корпоративного управления и управления проектами фактически перешел на методы работы международных частных нефтяных компаний. В его совете директоров больше нет государственных чиновников.

В 2004 году, отмеченном в Statoil целой чередой неудач и скандалов,

Схема разработки месторождения Ааста Ханстен, Statoil



Источник: Aasta Hansteen / Statoil

менеджера. Нынешний глава компании Эльдар Сэтре, сменивший Х. Лунда в 2015 году, воплощает следующий шаг в этом направлении: впервые в истории президентом стал не политический назначенец, а профессионал с 35 годами опыта работы в Statoil.

В 2007 году произошло слияние Statoil и нефтяного бизнеса Hydro (под названием StatoilHydro, затем снова Statoil и с 2018 года – Equinor). Сделка полностью находилась в русле глобальных тенденций, но в Норвегии вызвала немало критики, поскольку объединенная компания, хотя и оказалась лишь во втором десятке мирового рейтинга, внутри страны стала бесспорно крупнейшим товаропроизводителем, работодателем и налогоплательщиком. На норвежском шельфе на Equinor и управляемые им активы Petoro приходится почти две трети добычи (Таблица 1). По своему фактическому влиянию президент компании считается вторым лицом в стране после премьер-министра.

Нынешний правоконсервативный кабинет Эрны Сульберг, в целом, критически относясь к государственному предпринимательству, считает необхо-

димым удерживать за государством контрольный пакет акций Equinor. Это необходимо для «сохранения энергетической компании – технологического и отраслевого лидера со штаб-квартирой в Норвегии» с учетом того, что она реализует госдолгу добытых углеводородов [11].

В Норвегии госкомпанию часто критикуют за случаи нарушения правил безопасности на промыслах, за срыв разрекламированной правительством кампании по обратной закачке CO₂ в пласты, за жесткое давление на подрядчиков и независимых нефтяников. Но даже убежденные оппоненты признают ее огромную роль для экономического, технологического развития и международного авторитета страны.

Емкую характеристику ситуации дал в 2016 году Ула Бортен Му, бывший министр нефти и энергетики Норвегии, а ныне учредитель и успешный топ-менеджер независимой нефтяной компании Okea: «Для меня лично это сложный вопрос. С одной стороны, Statoil занимает очень мощное и господствующее положение на норвежском шельфе.

Это ограничивает выбор и реальную конкуренцию технических решений и поставщиков. Это толкает цены вверх, а эффективность – вниз. С другой

В 2007 году произошло слияние Statoil и нефтяного бизнеса Hydro (под названием StatoilHydro, затем снова Statoil и с 2018 года – Equinor). Сделка вызвала в Норвегии немало критики

стороны, Statoil – тот локомотив, который требуется норвежскому шельфу для дальнейшего развития и выхода в новые районы. Именно Statoil освоил Снёвит и Оста Ханстеен. Именно Statoil тянет на себе наш Север» [12].

В условиях жесткой конкуренции как со стороны транснациональных корпораций, так и мелких «нефтяных комаров» Statoil/Equinor приходится искать новые направления развития. Компания развивает шельфовую ветровую энергетику, вышла в число лучших в отрасли по выбросам парниковых газов на промыслах, а в январе 2020 года пообещала

сократить эту эмиссию в Норвегии к 2030 году на 40%, к 2040 году на 70% и к 2050 году практически до нуля [13].

Система государственной ренты

Ее правовой базой служит закон о налогообложении подводных месторождений нефти и газа 1975 года [14]. Главный принцип этой системы – обложение не оборота, а прибыли. Налог на добычу

Таблица 1. Фирменная структура нефтегазовой промышленности Норвегии

Источник: составлено по данным [10]

Компания	Добыча, 2018 г.		Операторство добычей, 2018 г.		Остаточные запасы, 2019 г.	
	млн т. н. э.	%%	млн т. н. э.	%%	млн т. н. э.	%%
ВСЕГО	229	100	229,5	100	3014,5	100
Государственные компании	137,3	60	158	68,8	1898,7	63
в т. ч. Equinor Energy AS	73,5	32,1	158	68,8	1016,8	33,7
Petoro AS	63,8	27,8	-	0	881,9	29,3
Дочерние предприятия нефтяных ТНК	54	23,6	53	23,1	672,5	22,3
в т. ч. Vår Energi AS (дочернее общество Eni)	18,6	8,1	6,4	2,8	171	5,7
Total E&P Norge AS	11,3	4,9	0,3	0,1	181,4	6
Aker BP ASA	9	3,9	18,7	8,1	144	4,8
A/S Norske Shell	7,8	3,4	17,7	7,7	88,3	2,9
ConocoPhillips Skandinavia AS	7,3	3,2	9,9	4,3	87,8	2,9
Национальные, малые и средние компании	37,7	16,5	18,6	8,1	443,3	14,7
в т. ч. Wintershall Dea Norge AS	8,3	3,6	4,5	2	108,7	3,6
Lundin Norway AS	4,8	2,1	5,8	2,5	113,7	3,8
Neptune Energy Norge AS	4,7	2,1	6,5	2,8	52,5	1,7
OMV (Norge) AS	4,4	1,9	0	0	30,9	1
Spirit Energy Norway AS	1,2	0,5	0	0	21,3	0,7

Рис. 2.1. Налоговые поступления норвежского государства от нефтегазовой промышленности

- Стандартный налог
- Особый налог
- Налог на добычу

Источник: [15]

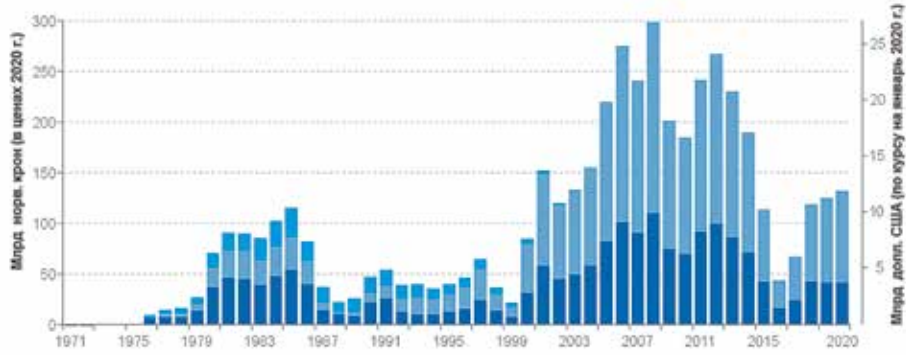
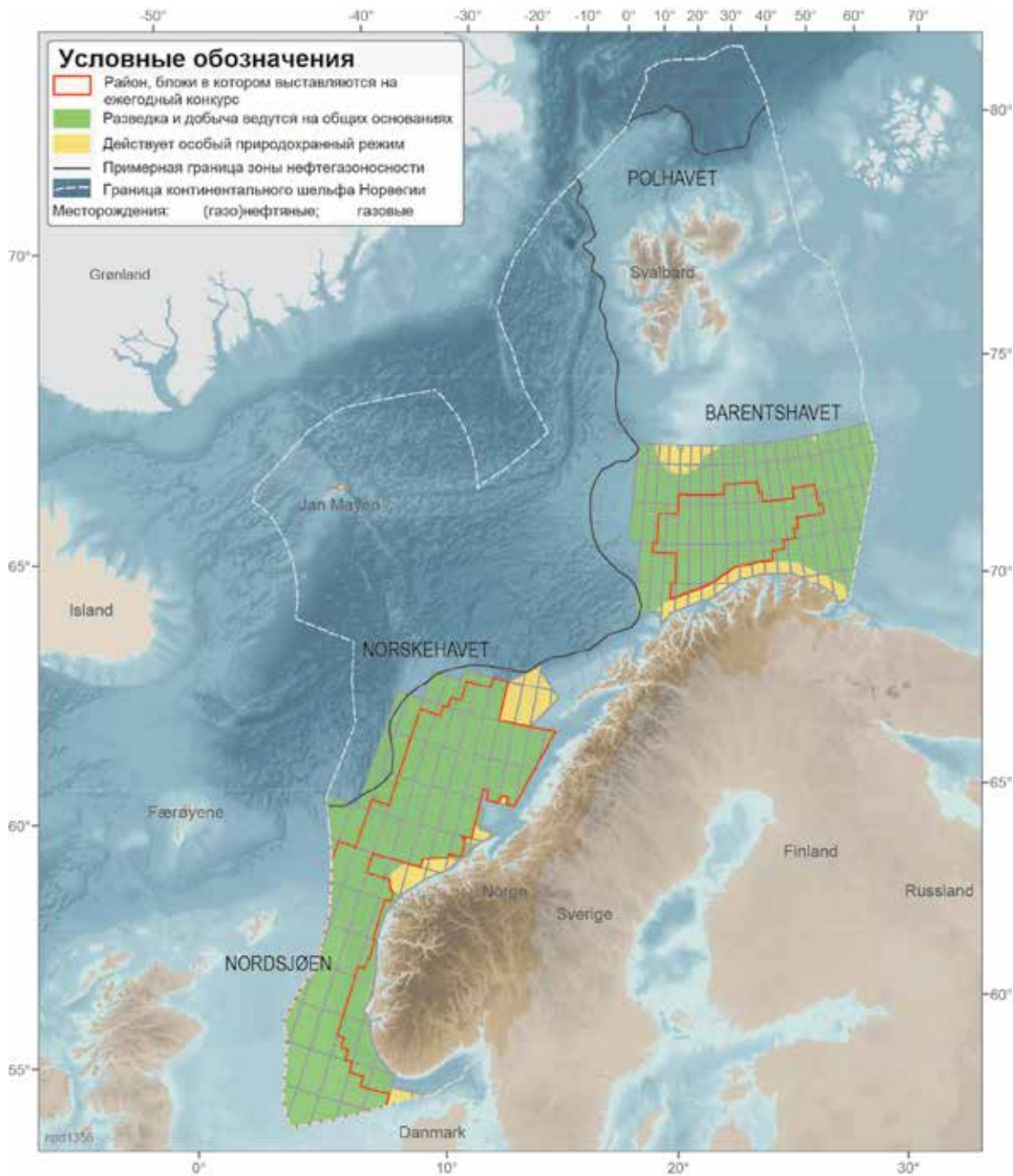


Рис. 2.2. Карта

Источник: данные автора



полезных ископаемых (роялти) взимается лишь на старых месторождениях, лицензии на которых были выданы до 1975 года. Помимо стандартного налога на прибыль юридических лиц, норвежские недропользователи уплачивают с рентных сверхдоходов особый налог на прибыль нефтяных компаний. Когда в рамках налоговой реформы 1992 года первый налог был кардинально снижен, второй синхронно вырос. Во избежание манипуляций с трансфертным ценообразованием, государственный совет по ценам на нефть ежеквартально определяет для каждого месторождения нормативную цену, от которой рассчитывается выручка.

Индивидуальные налоговые льготы не предоставляются. Единственным исключением, ради которого пришлось внести особую поправку в закон, стал технически сложный, но политически значимый проект Снёвит («Белоснежка») – первое месторождение, освоенное на шельфе Баренцева моря, с первым в Европе заводом СПГ, причём с уникальной технологией сжижения.

До 1986 года у нефтяников изымалось в бюджет 85 % прибыли (в настоящее время – 78 %), а на старых месторождениях и роялти. Характерно, что в периоды высоких цен на нефть норвежское государство не увеличивало ставок налогообложения, но при низких ценах сами нефтяники, в отличие от той же Великобритании или России, не просили о послаблениях. В результате, доходы казны от нефтегазового сектора сильно колеблются по времени (Рисунок 2), но государство идет на это, чтобы обеспечить инвесторам предсказуемую налоговую нагрузку.

Поступления от нефтегазового сектора в виде налогов, сборов и дивидендов от госкомпаний дают примерно пятую часть всех доходов норвежского государственного бюджета (в 2019 году – 21,8 %), с лихвой покрывая дефицит континентальной части страны.

Геологическое изучение недр при поддержке государства

Для правительства оно служит основой стратегического планирования, а для компаний – важным фактором снижения инвестиционных рисков. Геологическая служба Норвегии, а также частные подрядчики по госзаказам проводят региональное геологическое изучение и сейсмосъемку шельфа, эти материалы доступны за плату всем недропользователям.

Налоги со всех шельфовых проектов уплачиваются в Норвегии консолидировано, что позволяет компаниям вычитать расходы на геологоразведку на новых блоках из налогооблагаемой прибыли с действующих месторождений. Однако, это оказалось выгодно только компаниям, уже работа-

Корабль Van Oorde



ющим на шельфе. Чтобы уравнивать с ними новичков, в 2005 году был введен порядок, по которому компании, не получающие прибыли, имеют право на немедленное возмещение налоговых стоимости геологоразведки из бюджета.

Формирование национального многоотраслевого нефтегазового кластера

Помимо собственно нефтяного бизнеса, в Норвегии был с нуля развернут мощный комплекс научно-образовательных, конструкторских и производственных организаций по проектированию, строительству и обслуживанию всей гаммы шельфового оборудования и оказанию соответствующих услуг (сейсморазведка, бурение, транспортировка, разработка программного обеспечения, юридическое, финансовое консультирование и др.). Говоря о роли государства в этом процессе, отметим три политических направления.

Первое – продуманный протекционизм. Правительство изначально ориентировало национальных поставщиков на достижение высшего мирового уровня, но долгое время оказывало им серьезную защиту. Например, недропользователей понуждали закупать норвежские компрессоры, пусть даже иностранные аналоги были мощнее и дешевле. При этом на практике «принуждать к сотрудничеству» нередко приходилось и самих национальных производителей (среди которых много малых и средних

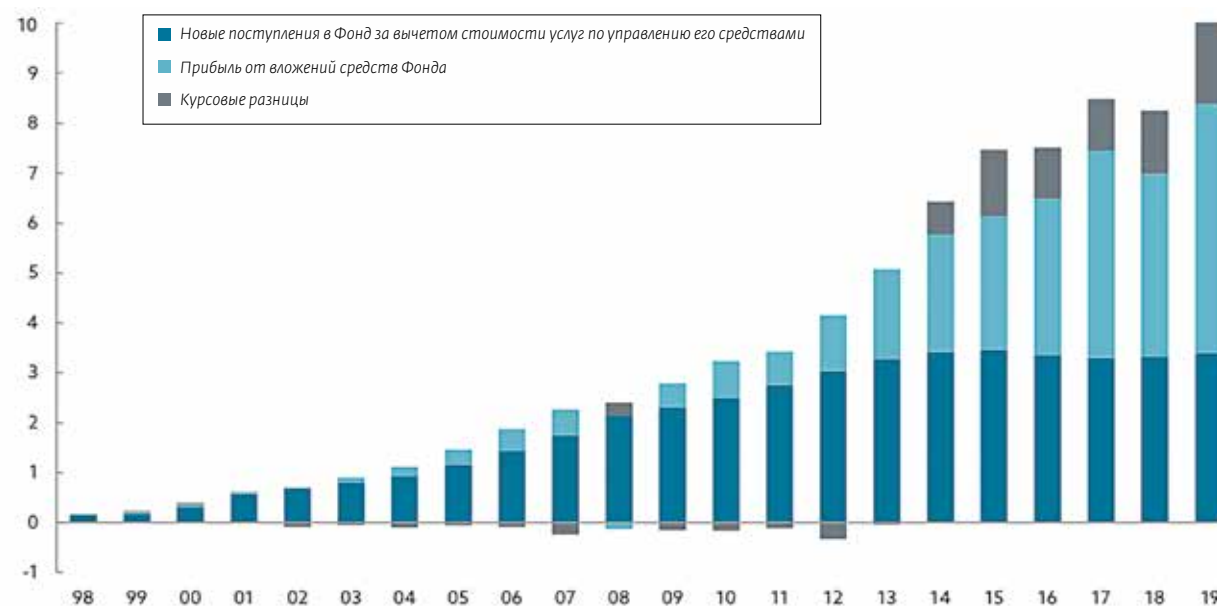


Рис. 3. Стоимость средств Государственного пенсионного фонда – Заграничного (до 2006 года – Государственного нефтяного фонда) на конец года, трлн норвежских крон в текущих ценах (данные 2019 года – на конец III квартала)

Источники: [17, 18]

предприятий), не всегда стремившихся работать со столь требовательными клиентами. Лишь в середине 1990-х годов, когда отрасль прочно встала на ноги, протекционизм был прекращен, поскольку стал уже скорее барьером для экспансии норвежского оборудования на внешние рынки.

Второе – организующая функция государства, активно поощрявшего процессы создания про-

Поступления налогов, сборов и дивидендов нефтегазовых госкомпаний дают примерно пятую часть всех доходов норвежского бюджета

мышленных кластеров, в том числе финансово, через специальные программы Агепа и NCE, и путем строительства промышленных парков и инкубаторов. Для продвижения норвежского оборудования на мировые рынки в 1997 году при поддержке государства было учреждено некоммерческое партнерство INTSOK (с 2017 года – Norwegian Energy Partners, NORWEP). Третье – осознанная ставка на опережающее развитие нефтяной науки, а теперь и на глобальное лидерство Норвегии в области шельфовых технологий. Начиная с 1978 года, одним из условий лицензий на недропользование стала локализация минимум 50% соответствующих НИОКР. Особое внимание уделялось развитию наукоемкого бизнеса, часто в привязке к университетам или конверсионным предприятиям.

В итоге, поставками на шельф в Норвегии сегодня занимается почти 1300 компаний, объединенных в несколько мощных региональных кластеров. По данным исследования 2016 года, на 28 тысяч занятых в нефтяных компаниях приходилось 117 тысяч занятых в компаниях-подрядчиках, из них 26 тысяч постоянно работали на шельфе [16]. Нефтегазовое оборудование и сервис стали второй и третьей по стоимости статьями национального экспорта, уступая лишь самым углеводородам и иногда рыбопродуктам. В контексте «низкоуглеродного перехода» правительство активно ориентирует компании на разработку «чистых» технологий нефтедобычи и освоение возобновляемых источников энергии.

Стерилизация нефтедолларов в суверенном фонде

Государственный нефтяной фонд Норвегии был создан в 1990 году, с 1996 года началось его наполнение. По закону, фонд занимается портфельными инвестициями (сначала только в облигации, позднее также в акции и в недвижимость) и только за пределами Норвегии, чтобы не разгонять инфляции внутри страны. Управление средствами фонда поручено Центробанку, причем для него установлено требование по минимальной рентабельности вложений – 4% (с 2017 года – 3%) в реальном исчислении. На покрытие бюджетного дефицита может направляться лишь прибыль от вложений, но не капитальная сумма фонда. Стоимость средств фонда интенсивно росла (Рисунок 3) и на середину

января 2020 года составляла 10,4 трлн норвежских крон, или почти 1 трлн долларов на страну с населением 5,5 млн человек.

С 2006 года нефтяной фонд был формально, без изменения порядка управления, объединен с Фондом соцстраха в единый Государственный пенсионный фонд, став его заграничной частью (ГПФ-3). Тем самым норвежцы фактически признали, что смысл фонда – работать не на развитие страны, а на ее благополучную старость. Многие политики, ученые, общественные деятели Норвегии выражают серьезные сомнения в эффективности такого распоряжения нефтяными доходами. Откладывая в фонд огромные суммы, государство хронически недофинансировало сферу науки, здравоохранения, школьного образования, поддержки перспективного бизнеса, развития транспортной инфраструктуры.

Лишь с наступлением глобального экономического кризиса 2008–2009 годов тогдашний кабинет Йенса Столтенберга «распечатал кубышку» и начал широко тратить нефтяные деньги на решение давно назревших задач. С начала века государственные расходы в Норвегии более чем удвоились. Но, как заметил ведущий в Норвегии специалист по нефтяной экономике Ойстейн Норенг, дополнительные средства, как правило, не идут на финансирование приоритетных проблем, а довольно равномерно «размазываются» по статьям бюджета, где порядка 40% приходится на выплаты по соцстраху. По его мнению, избежав известной «голландской болезни», страна может заполучить собственную, «норвежскую». Это «эко-

номика, где высокие доходы от крупных финансовых активов, приобретенных за счет эксплуатации природных ресурсов, тратятся в краткосрочных

Стоимость средств государственного нефтяного фонда в январе 2020 года составила 10,4 трлн норвежских крон, или почти 1 трлн долларов на страну с населением 5,5 млн человек

тактических целях, прежде всего на финансирование социальных расходов, государственного и частного потребления. Расходование денег на потребление поддерживает спрос, ослабляет потребности в модернизации и позиции конкурентного сектора экономики, но способствует политической стабильности», что на перспективу угрожает оставить страну и без денег, и без конкурентоспособной экономики [19].

Слагаемые успеха

В целом же, говоря о применимости норвежской нефтяной модели в России, выделим характерные составляющие ее функционирования.

Сердцевина этой модели – **активная политическая функция государства** [21] как субъекта публичного права, собственника недр и выразителя общенациональных интересов. Она проявляется и в придирчивом отборе недропользователей, и в последующем пристальном надзоре за ними, и в мощном перераспределении ресурсной ренты. Гигантские нефтяные корпорации, привыкшие во всем мире работать по собственным правилам, в Норвегии быстро убедились, что игнорировать требования местного правительства (или просто откупиться от них) не получится. В основе этого – твердая политическая воля норвежцев и ориентация на стратегические цели, как правило, выходящие за рамки самой отрасли.

Ветряные электростанции Statoil

Источник:
Jan Arne / Statoil



Фьорды Норвегии



Источник:
Susanne Stockli from Pixabay

В то же время, государство проявляет **должное внимание к инвесторам**: их ставят в жесткие рамки, но не перегибают палку, чтобы не «отбить охоту» работать в Норвегии. Здесь успешно сработала традиционная скандинавская культура компромиссов – преследуя собственные интересы, понять и уважать законные интересы другой стороны, на этой почве выискивая взаимоприемлемые варианты.

Особо отметим суровое налоговое законодательство. Опыт Норвегии опровергает расхожее представление, что для разработки технически сложных месторождений инвесторам необходимо создавать «тепличные условия». Вместо этого норвежцы по максимуму использовали другие свои преимущества – предсказуемость правового режима, политическую стабильность, активное геологическое изучение шельфа, эффективную административную и судебную системы, близость к европейским рынкам сбыта.

Значимую роль при этом сыграл устойчивый межпартийный консенсус по основным принципам нефтяной политики. В серьезных вопросах, особенно затрагивающих отношения с границей,

норвежские политики стремятся преодолевать идейные разногласия и «играть в долгую». Благодаря этому, неоднократная смена правительств не приводила для инвесторов к радикальным изменениям «правил игры».

Помимо политико-административной, столь же важна **хозяйственная функция государства** как собственника Statoil/Equinor и даже как прямого финансового инвестора через ПГФУ/Petoro. Опыт Норвегии на деле опровергает еще один популярный миф: что государство – обязательно неэффективный собственник. Страна дала впечатляющий пример формирования «на пустом месте» и образцовой национальной нефтегазовой компании, и мощного частного бизнеса, поставляющего оборудование и услуги мирового уровня.

Опыт Норвегии представляет для России несомненный прикладной интерес, особенно с учетом сходства ряда национальных традиций: общности и стремления к справедливости, мощной хозяйственной и социальной функции государства, умения в нужный момент, преодолев отставание от соседей, совершить экономическое и технологическое «чудо».

Использованные источники

1. Подобедова Л., Дергачев В. Трутнев предложил допустить иностранцев на шельф по норвежской модели. URL: <https://www.rbc.ru/business/19/08/2019/5d566ab49a7947078cda33b5>
2. Розинский С.В. Черное золото страны викингов. Нефтегазовый комплекс Норвегии 1962–2000. – М.: Спутник+, 2001. С. 35–52.
3. Lov 29. november 1996 nr. 72 om petroleumsvirksomhet (petroleumsloven). URL: <https://lovdata.no/dokument/NL/lov/1996-11-29-72>
4. Шафраник Ю.К., Крюков В.А. Нефтегазовый сектор России: трудный путь к многообразию. – М., Новосибирск, Тюмень: Перо, 2016. С. 61–62.
5. St. meld. nr. 38 (2001–2002). Olje- og gassvirksomheten. – Oslo: Olje- og energidepartementet, 2002. – 112 p.
6. Statlig organisering av petroleumsvirksomheten. URL: <https://www.norskpetsroleum.no/rammeverk/rammeverkstatlig-organisering-av-petroleumsvirksomheten>
7. Хетланд Т. Не единой нефтью...// Нефть и Канумал, 1998, № 6–7. С. 60–64.
8. Prekvalifisering. URL: <https://www.npd.no/fakta/utvinningstillatelser/prekvalifisering>
9. Skjeldal G., Berge U. Feber. Historia om norsk olje og gass. – Oslo: Cappelen Damm, 2009. P. 56.
10. Norsk petroleum. Fakta. URL: <https://www.norskpetsroleum.no/fakta/>
11. Meld. St. 8 (2019–2020). Statens direkte eierskap i selskaper. Bærekraftig verdiskaping. – Oslo: Nærings- og fiskeridepartementet, 2019. P. 37.
12. Borten Moe O. Også et sterkt Statoil trenger konkurranse. URL: http://sysla.no/2016/05/04/meninger/ogsa-et-sterkt-statoil-trenger-konkurranse_99890
13. Krivorotov A., Finger M. State-Owned Enterprises in the Arctic // The Global Arctic Handbook / M. Finger, L. Heininen (editors). – Cham: Springer, 2019. P. 58.
14. Equinor aims to cut emissions in Norway towards near zero in 2050. URL: <https://www.equinor.com/en/news/2020-01-06-climate-ambitions-norway.html>
15. Lov 13. juni 1975 nr. 35 om skattlegging av undersjøiske petroleumforekomster mv. (petroleumsskatteloven). URL: <https://lovdata.no/dokument/NL/lov/1975-06-13-35>
16. Petroleumsskatt. URL: <https://www.norskpetsroleum.no/okonomi/petroleumsskatt/>
17. Vatne E. Sysselsetting i petroleumsvirksomhet 2015. Omfang og lokalisering av ansatte i oljeselskap og den spesialiserte leverandørindustrien. SNF rapport nr. 03/16. – Bergen: Samfunns- og næringslivsforskning AS, 2016. – 60 p.
18. Statens pensjonsfond utland. Årsrapport 2018. – Oslo: Norges Bank, 2019. P. 16.
19. Statens pensjonsfond utland. Kvartalsrapport 3. kv. 2019. – Oslo: Norges Bank, 2019. P. 14.
20. Noreng Ø. Oljeboblen. Enestående muligheter, forspilte sjanser. – Oslo: Gyldendal, 2018. P. 226.
21. Кудрин заявил, что Россия воспользуется опытом Норвегии для управления Стабфондом. URL: <https://iz.ru/news/400877>
22. Крюков В.А., Токарев А.Н. Нефтегазовые ресурсы в трансформируемой экономике: о соотношении реализованной и потенциальной общественной ценности недр (теория, практика, анализ и оценки). – Новосибирск: Наука-Центр, 2007. С. 324–327.

С. САВАТЕЕВА

РОССИЯ И УКРАИНА НАЖАЛИ НА ГАЗ

Светлана САВАТЕЕВА –
специальный корреспондент
ИА «Интерфакс»



В канун наступления нового десятилетия Россия и Украина удивили все мировое энергетическое сообщество. Страны за несколько месяцев смогли заключить соглашение о транзите российского газа в Европу через территорию Украины, как минимум на пять лет и избежали третьей «газовой войны», призрак которой, казалось, уже был на горизонте. Договоренности высоко оценены президентами обеих стран, Еврокомиссией и рядом лидеров европейских государств. Россия поставит транзитом в Европу за пять лет 225 млрд кубометров газа, а Украина получит минимум 7,2 млрд долларов доходов от него. При желании контракт можно будет продлить на 10 лет.

Выход – в обход

Каждое новое правительство Украины с особым трепетом подходило к взаимоотношениям со своим восточным соседом – Россией, особенно в очень непростом газовом вопросе. Поскольку России приходится поставлять основные объемы газа своему ведущему покупателю – Европе – через территорию Украины, то газовые отношения двух братских народов всегда были непростыми. Были годы, когда Украина являлась крупнейшим рынком сбыта для «Газпрома», а через ее территорию прокачивалось порядка 80 % газа европейским клиентам российского концерна. Однако были и неплатежи,

и несанкционированные отборы, и, как следствие, прекращение транзита газа.

В итоге, «Газпром» начал диверсифицировать маршруты транспортировки «голубого топлива» для минимизации рисков срыва поставок. Так появились проекты строительства газопроводов «Северный поток» и «Южный поток». Но и Европа начала задумываться о расширении направлений закупок, глядя, как бывшие братья не могут договориться. С тех пор выражения «диверсификация» и «энергетическая безопасность» больше не покидали лексикон газовых конференций Европы.

Начиная с 2000 года Россия и ряд европейских стран начали прорабатывать вопрос о строительстве газопровода по дну Балтийского моря в обход Украины. Одной из причин стала необходимость тотальной модернизации украинской газотранспортной системы и безуспешные переговоры о ее совместном управлении двумя странами. Украинская газотранспортная система является не только одной из крупнейших, но и одной из старейших.

Были годы, когда Украина являлась крупнейшим рынком сбыта «Газпрома», а через нее транзитом прокачивалось 80% европейского экспорта

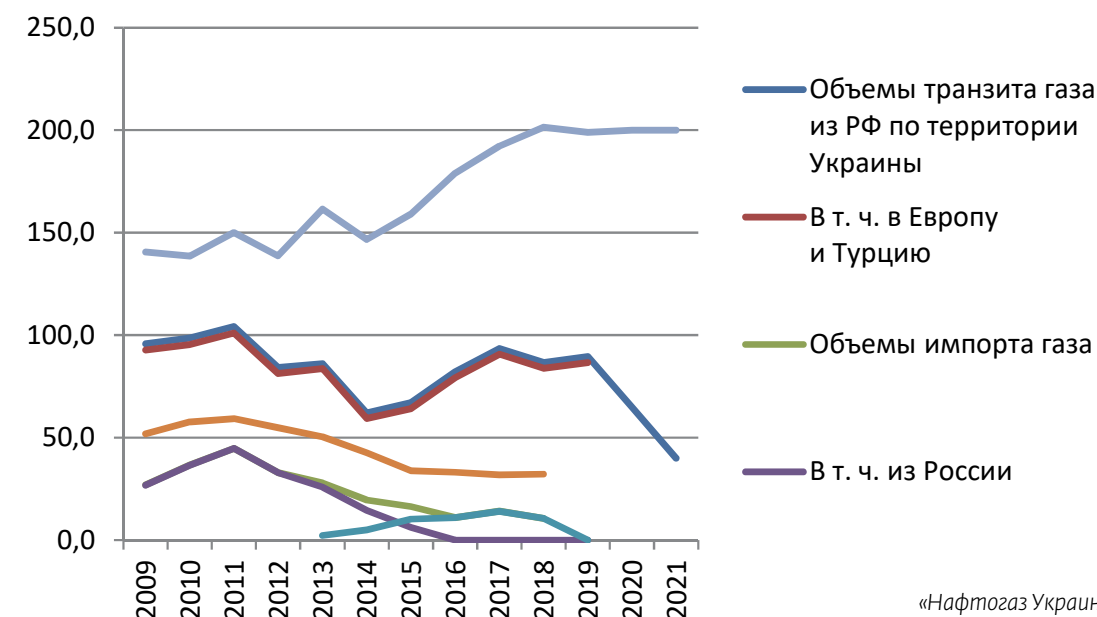


Рис. 1

Источники:
«Нафтогаз Украины», «Газпром»

Газопроводы из СССР в Европу строили в 60–80-х годах прошлого столетия, при том, что нормативный срок эксплуатации трубопроводов составляет 33 года. По разным оценкам российской, украинской и европейской сторон в модернизацию ГТС Украины необходимо было вложить 3–5 млрд долларов. Естественно, никто не хотел просто так инвестировать такие средства – ни Россия, ни Европа. Евросоюз, с одной стороны, требовал загрузки украинского маршрута, а с другой – поддерживал строительство «Северного потока». И это тоже осложняло без того запутанные взаимоотношения.

Другой причиной было смещение ресурсной базы «Газпрома» на север, что делало Балтийское море кратчайшим маршрутом поставок газа в Европу, в частности, в Германию, давнего партнера России в газовой сфере.

В декабре 2000 года решением Европейской комиссии проекту «Северный поток» был присвоен статус TEN (Трансевропейские сети), который был подтвержден в 2006 году. Этот статус означает, что «Северный поток» имеет ключевое значение для обеспечения устойчивого развития и энергетической безопасности Европы. Газопровод на 55 млрд кубометров газа в год был построен консорциумом «Газпрома», немецких Wintershall и E.ON Ruhrgas, нидерландской Gasunie и французской GDF Suez (сейчас называется Engie). В 2011 году «Северный поток» был запущен в эксплуатацию. И Украина начала стремительно терять позиции основного транзитера российского газа, лишаясь соответствующих доходов для развития молодой страны.

Так, если в 2009–2010 годах «Газпром» прокачал через Украину 70 % своего экспорта в Европу, то уже



Пресс-конференция
по итогам
переговоров РФ,
Украины и ЕК,
Берлин

Источник:
Пресс-служба
Европейской
комиссии

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Объемы транзита газа из РФ по территории Украины	95,8	98,6	104,2	84,3	86,1	62,2	67,1	82,2	93,5	86,7	89,6	65	40
В т. ч. в Европу и Турцию	92,8	95,4	101,1	81,2	83,7	59,4	64,2	79,2	90,8	83,8	86,7		
Объемы импорта газа	27	36,6	44,8	32,9	28	19,5	16,4	11,1	14,1	10,6			
В т. ч. из России	26,8	36,5	44,8	32,9	25,8	14,5	6,1	0	0	0	0		
Из Европы					2,2	5	10,3	11,1	14,1	10,6	0		
Потребление газа в Украине	51,9	57,6	59,3	54,8	50,4	42,6	33,8	33,2	31,9	32,3			
Экспорт газа «Газпромом»	140,6	138,6	150	138,8	161,5	146,6	159,2	179	192,2	201,5	199	200	200
Доля транзита через Украину	68 %	71 %	69 %	61 %	53 %	42 %	42 %	46 %	49 %	43 %	45 %	33 %	20 %

Таблица 1

Источники: «Нафтогаз Украины», «Газпром»

в 2012 году – лишь 61%, а в 2015 году – 42%. При том, что «Газпром» увеличил поставки за рубеж за 5 лет на 6%.

Смена политического руководства в Украине в результате «оранжевой революции» привела к новым разногласиям в газовой сфере. У «Нафтогаза Украины» образовался долг перед «Газпромом» за поставки газа в 4,5 млрд долларов.

Так, в ноябре-декабре 2013 года «Нафтогаз Украины» накопил долг перед «Газпромом» в \$1,45 млрд и \$3 млрд – в апреле-мае 2014 года.

В марте 2014 года президент России Владимир Путин обратился к главам европейских государств с письмом, заявив, что «Россия больше не должна и не может в одиночку нести бремя поддержки украинской экономики, предоставляя ей скидки на газ и прощая долги. Фактически, оплачивая своими субсидиями дефицит в торговле Украины и стран-членов ЕС». «В качестве крайней меры, – указал Владимир Путин, – «Газпром» в соответствии с условиями контракта будет вынужден перейти на предоплату поставок газа и, в случае нарушения условий платежей, полностью или частично не поставлять газ».

«Мы отдаем себе отчет, что она (эта мера – прим. ред.) увеличивает риски несанкционированного отбора газа, идущего через территорию Украины для европейских потребителей», – говорилось в письме главы российского государства, направленного лидерам стран, по-

лучающих газ из России транзитом через Украину: Франции, Германии, Австрии, Италии, Молдавии, Румынии, Турции, Венгрии, Словакии, Словении, Македонии, Чехии, Польши, Хорватии, Боснии и Герцеговины, Греции, Сербии и Болгарии.

С тех пор газовые переговоры Россия и Украина стали вести с участием арбитра в лице Еврокомиссии, которая пыталась найти общий знаменатель в непростой задаче со множеством переменных.

Сообразили на троих

Цель на таких трехсторонних переговорах у каждого своя. Европа не могла забыть, как в зимний период почти на две недели осталась без российского газа, и не хотела допустить повторения газового конфликта января 2009 года. Украина хотела получить выгодные для себя условия поставок и транзита, и остаться востребованным маршрутом транспортировки на фоне строительства Россией новых коридоров транзита.

России нужен стабильный и экономически выгодный режим, гарантирующий безопасность транзита, а также уверенность Европы, что газ – это надежный, выгодный и экологически чистый источник топлива, полностью соответствующий тренду на «озеленение энергетики». Кроме того, Россия заинтересована в том, чтобы Украина оставалась

В 2009–2010 гг. «Газпром» прокачал через Украину 70% экспорта в Европу, в 2012 году – лишь 61%, в 2015 году – 42%. При том, что он увеличил поставки за рубеж за 5 лет на 6%



платежеспособным растущим рынком сбыта. За десять лет действия контракта производство газа в мире выросло на 28%, а потребление газа на европейском, целевом рынке «Газпрома», упало на 12%.

Начались тяжелые переговоры о выплате долга, условиях оплаты и поставок российского газа в Украину, о закачке газа в подземные хранилища газа (ПХГ) Украины, в объемах, достаточных для обеспечения бесперебойного транзита. Стороны то договаривались, то снова возвращались к тому же «разбитому корыту». Россия предоставляла скидки, отсрочки, европейские финансовые институты предоставляли «Нафтогазу» деньги для закупки, но это не уберегло стороны от судебных разбирательств.

Суд да дело

В июне 2014 года «Нафтогаз Украины» обратился в Арбитражный институт Торговой палаты г. Стокгольма с требованием о ретроактивном изменении цены на газ. По оценкам компании, переплата «Газпрому» за газ, который поставлялся с 2010 года, составляла 6 млрд долларов.

«Газпром» также обратился в Стокгольмский арбитраж с иском о взыскании задолженности в размере 4,5 млрд долларов за поставленный, но не оплаченный газ, а затем и по оплате обязательств по условиям контракта «бери-или-плати».

В конце декабря 2017 года арбитры признали действующими основные положения контрак-

та и удовлетворили большую часть требований «Газпрома» об оплате поставленного газа, положивших начало разбирательству. Таким образом, арбитраж в своем окончательном решении обязал «Нафтогаз Украины»: – уплатить в пользу «Газпрома» сумму просроченной задолженности за поставки газа в размере 2 млрд долларов, ежегодно с 2018 года отбирать и оплачивать 5 млрд кубоме-

Цель трехсторонних переговоров у каждого своя. Европа не могла забыть, как зимой осталась без газа. Украина хотела получить выгодные условия поставок и транзита, России нужен стабильный, рентабельный режим

тров газа или в случае неотбора оплачивать 80% этого объема.

В октябре 2014 года «Нафтогаз Украины» обратилась в Стокгольмский арбитраж с просьбой обязать «Газпром» выплатить «Нафтогаз Украины» компенсацию за не предоставленные для транзита объемы газа. Иск составлял почти 15 млрд долларов. Дела были объединены.

Окончательное решение по делу было вынесено 28 февраля 2018 года. Арбитраж не удовлетворил требования «Нафтогаза Украины» о пересмотре тарифа на транзит газа, признал действующими почти все положения контракта и отказал в применении к нему украинского и европейского антимонопольного законодательства.

В то же время арбитраж удовлетворил требования «Нафтогаза Украины» на сумму 4,67 млрд долларов в связи с подачей газа для его транзита европейским потребителям в объеме меньшем, чем это было предусмотрено контрактом. С учетом ранее присужденной в пользу «Газпрома» суммы по контракту на поставку, арбитраж произвел зачет встречных требований, по итогам которого «Газпром» обязан был заплатить «Нафтогазу Украины» 2,56 млрд долларов.

«Газпром» был возмущен тем, что арбитраж не признал обязательства «бери-или-плати» при поставках газа, но удовлетворил требования «транспортируй-или-плати» при транзите газа. Непонятным было то, что арбитры приняли такое однобокое решение в связи с «резким ухудшением состояния

ние действия контрактов для «Газпрома» является экономически нецелесообразным и невыгодным», – заявил тогда глава «Газпрома» Алексей Миллер¹.

По словам министра энергетики РФ Александра Новака, решение суда «неоднозначное и однобокое». «Какое-то странное решение, когда не учитываются при транспортировке газа такие же аргументы, которые при поставке газа учитывает суд. То есть, «Газпрому» (МОЕХ: GAZP) посчитали за недопоставку для транзита газа, но при этом «Нафтогазу» не посчитали за недоказ в соответствии с контрактом. Это очень странно», – сказал министр².

В мае 2018 года «Газпром» также подал в апелляционный суд округа Свеа (Швеция) заявления об оспаривании окончательного решения от 22 де-



Газоизмерительная станция «Суджа»

Источник: «Газпром»

украинской экономики». «Газпром» тут же заявил о начале расторжения в арбитражном суде контрактов на поставку газа в Украину и транзит газа по ее территории.

«Стокгольмский арбитраж, руководствуясь двойными стандартами, принял ассиметричное решение по контрактам на поставку и транзит газа с «Нафтогазом Украины». Таким образом, решение арбитража существенно нарушило баланс интересов сторон по данным контрактам. Арбитры аргументировали свое решение резким ухудшением состояния украинской экономики. Мы категорически против того, чтобы за наш счет решались экономические проблемы Украины. В такой ситуации продолже-

кабря 2017 года по своему иску и его частичной отмене, а также оспорил решение суда по делу о транзите. Даты слушаний были назначены на февраль 2020 года и сентябрь-октябрь 2020 года соответственно, то есть уже на период, следующий после окончания контракта. Украина с 2015 года прекратила закупки газа, но транзит сохранялся.

Параллельно на Украине развивался свой судебный процесс. В январе 2016 года Антимонопольный комитет Украины (АМКУ) принял решение оштрафовать «Газпром» на 86 млрд гривен (почти 3,37 млрд долларов) за «нарушение экономиче-

¹ ИА «Интерфакс», новостная лента от 02.03.2018, www.interfax.ru

² ИА «Интерфакс», новостная лента от 02.03.2018, www.interfax.ru

ской конкуренции в виде бездействия, которое заключалось в непринятии мер по обеспечению получения услуги по транзиту природного газа по магистральным трубопроводам через территорию Украины на обоснованных условиях и было бы невозможно в условиях существования значительной конкуренции на рынке, и привело к ущемлению интересов «Нафтогаза Украины» в виде злоупотребления монопольным положением на рынке услуги по транзиту природного газа по магистральным трубопроводам по территории Украины как покупателя». «Газпрому» также была вменена пени на такую же сумму – 3,34 млрд долларов.

«Газпром» не смог оспорить штраф в самых высших инстанциях Украины.

В апреле 2017 года АМКУ начала принудительно взыскивать 172 млрд гривен с «Газпрома» – был наложен арест на счета представительства компании в Киеве, на дивиденды от участия в АО «Газтрансит», принадлежащие «Газпрому» акции «Газтрансита», акции ПАО «Институт «Южнугипрогаз», доли в ООО «Газпром сбыт Украина», ООО «Международный консорциум по управлению и развитию газотранспортной системы Украины». Позднее в рамках аукциона осуществлена принудительная продажа принад-

лежащих «Газпрому» акций «Южнугипрогаза», акций «Газтрансита».

В октябре 2018 года «Газпром» в соответствии с Арбитражным регламентом ЮНСИТРАЛ начал разбирательство против Украины с целью защиты своих инвестиций на ее территории в связи с тем, что Украина в лице АМКУ наложила на «Газпром» необоснованный и несправедливый штраф. Но срок рассмотрения этого спора в Женеве был назначен предварительно на июнь 2021 года.

В рамках решения Стокгольмского арбитража «Нафтогаз» также начал действия по аресту активов «Газпрома» за рубежом.

Так, на территории Швейцарии были наложены обеспечительные меры на права требования «Газпрома» к компаниям-операторам газопроводов «Северный поток 1 и 2» – Nord Stream AG и Nord Stream 2 AG, компании должны были осуществлять платежи в пользу «Газпрома» на счет пристава, позднее эти меры были отменены по ходатайству российской компании.

По решению окружного суда Амстердама был наложен арест на принадлежащие «Газпрому» акции BSPC, являющейся оператором газопровода «Голубой поток», а также на погашение задолженности нидерландских компаний «Газпрома» перед компанией.

В 2014 году «Нафтогаз» через Стокгольмский арбитраж потребовал ретроактивное изменение цен на газ исходя из переплаты в 6 млрд долларов «Газпром» потребовал долг в 4,5 млрд долларов



Газоизмерительная станция «Суджа» на российско-украинской границе

Источник: «Газпром»

Высокий суд правосудия (Великобритания) наложил арест на активы «Газпрома» на территории Великобритании. Позднее суд приостановил производство по делу о признании и приведении в исполнение на территории Англии и Уэльса решения Стокгольмского арбитража до окончания рассмотрения апелляции.

Люксембургский суд принял решение о признании и приведении в исполнение арбитражного решения о транзите – «Нафтогаз Украины» требовал ареста любой задолженности и активов Газпрома в Люксембурге от люксембургских подразделений крупнейших банков и Gaz Capital.

Призраки американизма бродит по Европе

Все это время «Газпром» готовился к запуску двух новых газопроводов – «Северный поток-2» мощностью 55 млрд кубометров газа и «Турецкий поток», который заменил несостоявшийся проект «Южный поток». «Газпром» совместно с европейскими партнерами планировал построить газопровод «Южный поток» мощностью 63 млрд кубометров газа по дну Черного моря через Болгарию далее в Европу. Однако из-за позиции Еврокомиссии в 2016 году Россия отказалась от этого проекта и начала изучение проекта «Турецкий поток» – через Турцию и затем в Европу, но вдвое меньшей мощностью – 31,5 млрд кубометров газа в год.

Между тем Европа, приветствующая вхождение Украины в Евросоюз, не могла допустить, чтобы транзит газа через ее территорию был «обескровлен». Поэтому, поддерживая строительство обходных газопроводов через Украину, Евросоюз все-таки

выступал за сохранение какой-то доли транзита и через Украину.

Но, кроме экономики в любом деле всегда есть и политика. Не секрет, что у стран Европы есть множество торговых, экономических и политических партнеров, и, в первую очередь, США. А у сильнейшей экономики мира, конечно, есть свои интересы и союзники на европейском поле.

США, совершившие сланцевую революцию, заявили об амбициях стать не только крупнейшим производителем, но и экспортером газа. Естественно, американские компании обратили свой взор на европейский рынок сбыта, поскольку строили свои терминалы по сжижению природного газа (СПГ) на восточном побережье, модифицировав когда-то импортные СПГ-терминалы. Крупнейшие газовые рынки – это Европа с потенциалом роста импорта на 150–200 млрд кубометров газа в год ввиду падения собственной добычи, и вечно растущая Азия, куда газозавозам добираться гораздо дольше и где по соседству расположены два крупнейших производителя СПГ в мире – Катар и Австралия.

Кроме того, США пытаются распространить свое политическое влияние на развивающиеся страны Евросоюза на Балканах, а также на Польшу и Украину, где сильны антироссийские настроения.

«Газпром» готовил два новых проекта – «Северный поток-2» мощностью 55 млрд кубометров и «Турецкий поток» мощностью 31,5 млрд кубометров

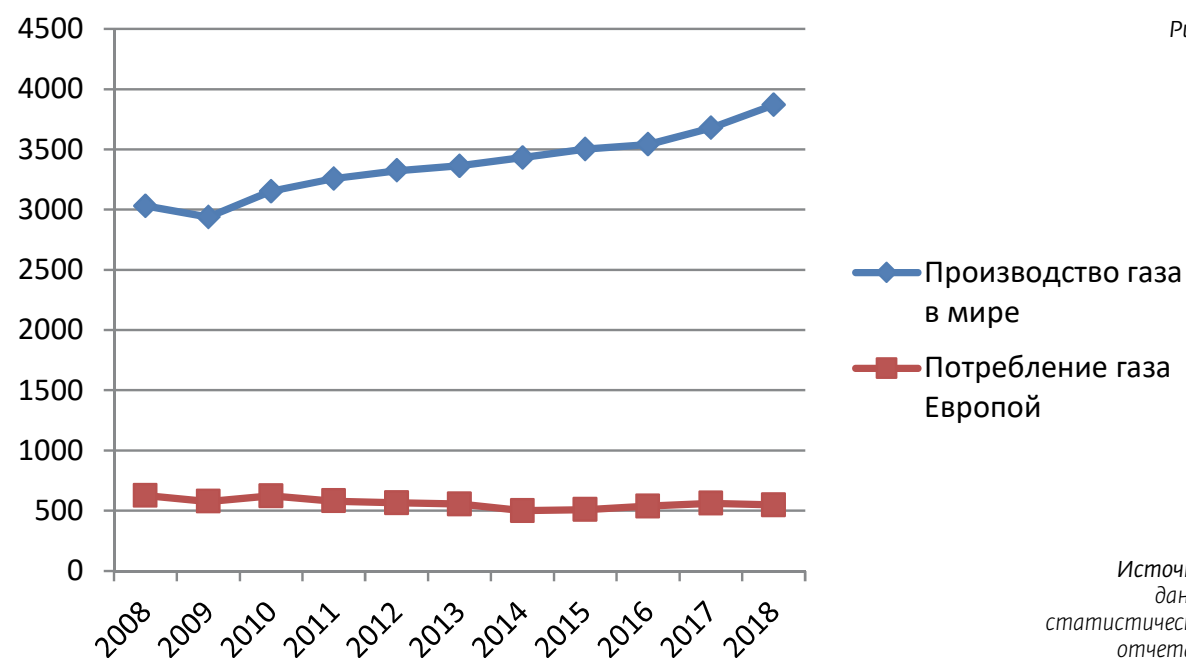


Рис. 2

Источник:
данные
статистического
отчета ВР



Производство
труб для
газопровода
«Северный поток»

Источник:
ПАО «Газпром»

Влияние США на риторику газовых взаимоотношений России со странами Европы и Украины нельзя отрицать. Впрочем, американские власти прямо говорили, что не хотят допустить, чтобы Европа, которую они защищают, зависела от одного поставщика. «Никто не должен зависеть лишь от одного поставщика энергоресурсов», – заявлял президент США Дональд Трамп в сентябре 2018 года.

Россия же, обеспечивающая порядка 37% потребления газа на европейском рынке, видела в этом нечестную конкуренцию. Партнеры «Газпрома» по строительству газопровода «Северный поток-2» – крупнейшие энергетические компании ЕС – также неоднократно высказывались против попыток США ввести санкции против газопровода и требований европейских политиков не осушать украинскую трубу, транзит по которой должен был быть, по расчетам «Газпрома» на 20% дороже.

«Почему мы должны слушать мнения в Европе, что кто-то должен продолжать получать плату за транзит?» Я не слышал ни одного клиента, который был бы готов платить на 10 долларов больше, если это газ не из России», – возмущался глава OMV Райнер Зеле³.

«Разрешите мне сказать, что это (санкции – ИФ) безобразие (shame)», – заявлял директор Engie

по управлению поставками газа Филипп Ведренн. «Это безобразие видеть американское вмешательство в европейскую энергетическую политику, это безобразие, что США планируют разделить Европу, безобразие, если США удастся ограничить доступ российского газа в Европу, потому что, очевидно, это приведет к более низкой конкурентоспособности европейского газового рынка, к более высоким ценам и для европейской промышленности, и для населения», – говорил Ф. Ведренн⁴.

США ведут себя по отношению к Европе, как к своей колонии, предпринимая различные меры, чтобы американский СПГ продавался в Европе, несмотря на то что российский газ более конкурентоспособен, возмущался председатель комитета по экономике и энергетике Бундестага Клаус Эрнст.

США пытались опровергнуть эти нападки. «Идея о том, что санкции направлены только на поддержку собственных поставок газа в Европу, не верна», – заявлял тогдашний глава Минэнерго США Рик

Партнеры «Газпрома» по «Северному потоку-2» неоднократно высказывались против попыток США ввести санкции в отношении газопровода и требований европейских политиков не осушать украинскую трубу

тоспособен, возмущался председатель комитета по экономике и энергетике Бундестага Клаус Эрнст.

США пытались опровергнуть эти нападки. «Идея о том, что санкции направлены только на поддержку собственных поставок газа в Европу, не верна», – заявлял тогдашний глава Минэнерго США Рик

³ ИА «Интерфакс», новостная лента от 23.06.2016, www.interfax.ru

⁴ ИА «Интерфакс», новостная лента от 6.11.2017, www.interfax.ru



Источник: yashabaker / Depositphotos.com

Перри⁵. Он подчеркивал, что США поддерживают многие проекты поставок газа в Европу, направленные на диверсификацию поставок и расширение конкуренции на рынке. «Санкции у нас всегда «на столе». Вопрос в том, что является наилучшим для европейского сообщества (...) Санкции всегда возможны, но самым главным здесь является конкуренция на рынке и ожидания, что будут добрососедские отношения», – сказал Р. Перри.

Кроме того, чтобы осуществить поставки американского СПГ в Европу, мало было его купить по более высокой цене, чем российский трубный газ, нужно еще построить разветвленную сеть газопроводов, позволяющую доставить регазифицированный на западном побережье Европы газ в центр европейского континента, традиционно получающего его с востока.

Поставкам СПГ из США в Европу, основном экспортному рынку для «Газпрома», мешает нехватка трубопроводной инфраструктуры, признавал советник американского

энергетического департамента по Европе Рассел Рот⁶.

По его словам, в ближайшее время американский СПГ не заменит в большом количестве российский газ или газ из других источников из-за недостатка инфраструктуры, которая бы доставила регазифицированный на терминалах Западной Европы СПГ до центральной и южной Европы. Р. Рот указывал, что Евросоюз предпринимает усилия по строительству объединенной инфраструктуры, однако пока нет консенсуса, какие проекты оправданы, а какие губительны.

В свою очередь глава «Газпром экспорта» Елена Бурмистрова отмечала, что, вероятно, нет другого региона в мире с таким выбором вариантов по доставке газа, как Северо-Западная Европа. «Однако, СПГ-терминалы остаются загруженными лишь на треть, в то время как экспортные газопроводы из России почти полностью заполнены», – добавляла она.

Так или иначе, а газовый рынок уже давно является рынком покупателя, где он диктует условия. В частности, под давлением антимонопольного расследования Еврокомиссии, начатого в 2012 году, «Газпром» согласился предпринять активные шаги к обеспечению большей интеграции рынков Центральной и Восточной Европы. Еврокомиссия требовала этого, в частности, из-за того, что некоторые страны Европы на 100% зависели от поставок газа от одного поставщика.

Уговор дороже денег

Руководство Еврокомиссии, наблюдавшее за трениями «Нафтогаза» и «Газпрома», отлично знало, что в конце 2019 года заканчивается контракт на транзит российского газа. В начале 2019 года прошла трехсторонняя встреча, которая не привела к существенным результатам. Затем Украина была занята выборами главы государства. Рынок начал готовиться к очередной газовой войне: к началу отопительного сезона ПХГ Европы были заполнены под завязку.

Как только было сформировано новое украинское правительство, в сентябре прошли трехсторонние газовые переговоры в Брюсселе. Стороны «выложили карты на стол», отметив самые неотложные вопросы. Украина хотела перейти на европейское законодательство в газовой сфере. «Газпром» на это согласился, но отметил, что время для создания независимого газотранспорт-

ного оператора весьма ограниченно, предложив продлить действующий контракт. Однако основным условием дальнейших взаимоотношений стороны видели урегулирование судебных разбирательств.

«Я вижу, это что обе стороны сейчас нажимают кнопку, чтобы перезапустить взаимоотношения (...), а переговоры интенсифицируются. Но речь не только о транзите. Я думаю, что более широкий конфликт между двумя компаниями – «Нафтогазом» и «Газпромом» – действительно имеет влияние – вы имеете партнерство между компаниями, которые встречаются только в суде. Им нужно найти мир, если они хотят продолжать долгосрочные контрактные взаимоотношения», – говорил Райнер Зеле⁷.

Стороны продолжали переговариваться всю осень. По сути, все ждали встречи лидеров двух стран – Владимира Путина и Владимира Зеленского, запланированной в рамках саммита в нормандском формате в начале декабря.



Источник: sgudak / Depositphotos.com

Уже спустя десять дней после этой встречи сторонам удалось довольно быстро согласовать протокол, который лег в основу итоговых документов. В последнюю декаду декабря в столицах нескольких стран – Берлине, Минске и Вене – стороны провели интенсивные переговоры и примерно за сутки до наступления Нового года подписали пакет документов для продолжения транзита российского газа через территорию Украины после 2019 года.

Так, «Нафтогаз Украины» и «Газпром» заключили соглашение об урегулировании, которое предусматривает отзыв всех арбитражных и судебных исков друг против друга, по которым не принято окончательных решений, и отказ в будущем от всех возможных претензий по контрактам на поставку и транзит от 19 января 2009 года. «Газпром» выплатил «Нафтогазу» 2,9 млрд долларов в соответствии с решением Стокгольмского арбитража.

Российская компания и Министерство юстиции Украины заключили мировое соглашение, предусматривающее прекращение Украиной всех текущих и возможных будущих требований к «Газпрому», основанных на решении АМКУ.

«Газпром» и «Нафтогаз» подписали соглашение на организацию транспортировки газа через территорию Украины. Таким образом, «Нафтогаз» выступает компанией-организатором транзита и берет на себя соответствующие риски. Одновременно

«Нафтогаз» и созданный по европейскому законодательству Оператор газотранспортной системы Украины (ОГТСУ) заключили транспортное соглашение, «Газпром» и ОГТСУ – межоператорское соглашение.

«Нафтогаз» должен забронировать мощности ГТС Украины в общем объеме 225 млрд кубометров газа сроком на 5 лет: в 2020 году – 65 млрд кубометров, в 2021–2024 годах – по 40 млрд кубометров.

Исполнительный директор «Нафтогаза Украины» Юрий Витренко рассказал, что указанные объемы

⁵ ИА «Интерфакс», новостная лента от 14.09.2018, www.interfax.ru

⁶ ИА «Интерфакс», новостная лента от 8.11.2017, www.interfax.ru

⁷ ИА «Интерфакс», новостная лента от 5.12.2019, www.interfax.ru



Газоизмерительная станция «Ужгород»

Источник:
sgudak / Depositphotos.com

транзита прописаны по правилу «качай-или-плати», а дополнительные объемы «Газпром» будет оплачивать по более высокому тарифу.

Так, по словам Витренко, за пять лет Украина получит за транзит минимум 7,2 млрд долларов.

По словам вице-премьера России Дмитрия Козака, тариф на транзит будет определенным на 5 лет. «Риски, связанные с тарифным регулированием на транспортировку газа, риски связанные с изменением законодательства, это будут риски «Нафтогаза Украины» или выигрыш, в случае если на украинской стороне в соответствии с законодательством Украины, которое теперь должно соответствовать нормам Ев-

Тарифы на транзит в новом контракте не раскрываются, но, по словам главы «Нафтогаза» Андрея Коболева, они близки к тем, что «Газпром» платит сейчас. Это примерно 2,6 долларов за тысячу кубометров на 100 км. «Тарифы между «Газпромом» и «Нафтогазом» были посчитаны как тарифы украинского регулятора, к которым добавляется небольшая маржа. Базой для этого расчета были в первую очередь тарифы, рассчитанные в Украине», – сказал он.

«Для «Газпрома» тариф почти не меняется на гарантированные объемы. На объемы, которые они будут заказывать в дополнение к этому, он будет больше», – сказал А. Коболев.

В целом Украина ожидает, что в 2020 году транзит российского газа по ее территории составит 75 млрд кубометров. Эта цифра основана на прогнозе о сохранении общего экспорта газа в этом направлении в 90 млрд кубометров,

из которых 15 млрд будут прокачаны Россией в Турцию и Болгарию по введенному в начале года газопроводу «Турецкий поток», а не через Украину, как ранее. Таким образом, за 75 млрд кубометров «Газпром» может заплатить Украине порядка 2,3 млрд долларов.

В будущем, заявил генеральный директор ООО «Оператор газотранспортной системы Украины» Сергей Макогон в интервью агентству «Интерфакс-Украина», Украина планирует пере-страивать свою газотранспортную систему под

За сутки до Нового года РФ и Украина подписали документы о транзите газа и урегулировании судебных исков. «Газпром» выплатил «Нафтогазу» 2,9 млрд долл. по арбитражу. Украина создавала оператора ГТС

ропейского союза, будут установлены низкие тарифы на транспортировку газа», – отметил вице-премьер.

Таким образом, в следующем году за транзит Россия заплатит примерно 2 млрд долларов, а в последующие годы – по 1,28 млрд долларов. Если исходить из тарифов, установленных украинским регулятором на 2020–2024 годы уже по системе «вход» и «выход», примерно 30 долларов за тысячу кубометров в сутки (с НДС), то, в зависимости от направления, «Газпром» за прокачку 65 млрд кубометров заплатил бы почти те же 2 млрд долларов.

транзитную мощность около 40 млрд кубометров. «Сейчас у нас уже есть понимание, что скорее всего будет 40 млрд кубометров, плюс-минус, и под эти мощности мы будем перестраивать систему. Это значит, что мы будем вкладывать в модернизацию

Теоретически, теперь любая компания может бронировать мощности ГТС Украины, однако, это направление вряд ли будет популярно

ГТС Украины, однако, это направление не будет популярно, считает замглавы Фонда национальной энергетической безопасности Алексей Гривач. «Если какая-то компания предложит «Газпрому» выгодные условия покупки газа на границе Украины, такая возможность будет рассмотрена. Но, мне кажется, что по такой схеме, скорее, может быть приобретен газ для внутреннего рынка Украины, чем для экспорта. Чисто по коммерческим причинам. Украинский транзит остаётся достаточно дорогим по сравнению с альтернативными маршрутами доставки», – сказал он.

В целом, считает эксперт, «победил здравый смысл». «Сбой транзита в этот раз не привел бы к фатальным последствиям в сфере газоснабжения Европы и выполнении контрактов на поставку газа, так как все готовились к худшему сценарию, а зима достаточно теплая. Однако имиджу газа как надежному топливу в европейском энергококтейле, России, как поставщика, и Украины, как транзитера, был бы нанесен очень серьёзный удар. Противников у российского газа на европейском рынке хватает, и они бы непременно воспользовались ситуацией, а в какой-то степени её, безусловно, провоцировали», – добавил А. Гривач.

«Логика европейцев понятна. Для них, чем больше маршрутов, тем лучше. Кроме того, они чувствуют некоторую политическую ответственность за ситуацию на Украине и хотели, чтобы Киев хотя бы частично сохранил транзитные доходы. Впрочем, для российского газового экспорта эта гибкость тоже нелишняя», – заметил эксперт.

Аналитик по газу Центра энергетики Московской школы управления «Сколково» Сергей Капитонов считает, что достигнутые договоренности – «это наилучший компромисс для обеих сторон».

только тех компрессорных станций, которые будут использоваться, а остальные будем постепенно выводить из эксплуатации», – сказал он.

Глава ОГТСУ считает, что транзит российского газа через газотранспортную систему Украины в объеме 40 млрд кубометров «плюс» сохранится и после 2024 года.

Теоретически, теперь любая компания может бронировать мощности

«Газпром» сохраняет нормальные отношения с политической Европой, а ведь условие о сохранении украинского маршрута поставок при реализации проекта «Северный поток-2» ставили во многих европейских столицах, в том числе, и канцлер Германии Ангела Меркель. Сохранив украинский транзит, Россия получает поддержку для завершения строительства «Северного потока-2» со стороны официального Берлина», – говорит эксперт.

«Кроме того, учитывая долгосрочные планы Европы по защите климата (например, грядущая Green Deal), России было крайне важно избежать любого газового конфликта на украинском направлении, ведь это могло ударить не только по репутации «Газпрома» как поставщика, а по имиджу природного газа в целом, а это в долгосрочном периоде уже экзистенциальная угроза для газовой отрасли», – сказал С. Капитонов.

Вид на судно-трубоукладчик
Pioneering Spirit

Источник: «Газпром»

Морской участок
«Турецкого потока»
пройдет от КС «Русская»
в районе Анапы
по дну Черного моря
до побережья Турции

«Украина же получает деньги за транзит, которые может направить на модернизацию своей ГТС. Киеву это необходимо, если страна собирается конкурировать на европейском газовом рынке в будущем. Без средств в модернизацию ГТС, которые Украина может получить в необходимом объеме только в счет оказания услуг по транзиту российского газа, уже в среднесрочном периоде ГТС Украины просто будет потеряна», – добавил он.

«Для «Газпрома» же существующие договоренности можно сегодня воспринимать не только в качестве тактической уступки, но и как возможность, учитывая растущие потребности Европы в импортном газе. Уже в 2022 году будет прекращена добыча на нидерландском месторождении Гронинген (сегодняшняя добыча порядка 17 млрд кубометров в год, а еще пять лет назад – свыше 50 млрд кубометров), необходимо будет замещать выводящиеся из эксплуатации атомные реакторы в Германии, а также мощности угольной генерации. В этой связи сохранение дополнительного канала поставок является важным преимуществом, в противном случае потолок поставок «Газпрома» составит порядка текущих 200 млрд кубометров навсегда», – подчеркнул эксперт.

«Что касается вердикта Стокгольмского арбитража, то, несмотря на во многом политический характер решения, в газовой отрасли на сегодня не существует альтернативных способов разрешения конфликтов, нежели чем при помощи коммерческого арбитража. В этой связи невыполнение решения могло создать опасный прецедент, учитывая

тот объем арбитражных разбирательств, который «Газпром» вел в последние годы», – добавил он.

С чистого листа

По словам Д. Козака, достигнутые договоренности позволили разрубить гордиев узел взаимных исков и создать механизм, который не позволит им возникать в дальнейшем. «Взаимные претензии носят бессчетный характер. Перспективы их неизвестны. И с нашей стороны претензии, и с их стороны. Уже есть вступившее в силу решение антимонопольного комитета на 6 млрд долларов, с нашей стороны решение Стокгольмского суда на 3 млрд долларов», – сказал он.

«Не вдаваясь в детали, просто одним махом разрубить гордиев узел, прекратить все взаимные претензии. Никто больше ни на кого не жалуется. Прошлую страницу закрыли и начали с чистого листа. И этой схемой, которая в протоколе прописана, мы зачистили, обнулили эти взаимные претензии. И на будущее создали

механизм, который не позволяет им возникать», – заявил Д. Козак.

Достигнутые договоренности были высоко оценены канцлером Германии Ангелой Меркель, которая назвала их «хорошим и важным сигналом для гарантирования нашей европейской безопасности в газовой сфере», а также главой Франции Эммануэлем Макроном.

А президенты Путин и Зеленский заявили, что заключенная пакетная газовая сделка создает «благоприятную атмосферу для решения других двусторонних проблем».

Договоренности
РФ и Украины
высоко оценила
канцлер Германии
А. Меркель, назвав
их «хорошим
и важным сигналом
для европейской
безопасности»,
а также глава
Франции Э. Макрон



Успешное завершение соединения
морской и наземных частей
«Турецкого потока»

Источник: «Газпром»

Источник: «Газпром»

А.В. ТИТОВ
A.V. TITOV

УДК 553.981: 339.5

АНАЛИЗ
ЭКОНОМИКИ
СОЗДАНИЯ НОВЫХ
ГАЗОВЫХ ХАБОВ

Александр Викторович
ТИТОВ –
главный эксперт Центра
стратегического анализа
и прогнозирования развития
топливно-энергетического
комплекса, Фонд «Институт
энергетики и финансов»,
e-mail: a_titov@fief.ru



Alexander Victorovich
TITOV –
Chief Expert of Center
of Strategic Analysis and
Development Forecasting
of Fuel and Energy Complex,
The «Institute for Energy and
Finance» Foundation,
e-mail: a_titov@fief.ru

ANALYSIS OF THE
ECONOMICS
OF NEW GAS HUB
DEVELOPMENT

Аннотация. Процесс создания газового хаба можно рассматривать как инвестиционный проект. Компании и правительственные организации стремятся выбрать такие площадки для создания газового хаба, которые дадут наибольший экономический эффект. Анализ экономической эффективности проекта может осуществляться путем количественного анализа затрат и выгод от реализации проекта (Cost-Benefit Analysis). Данный подход наблюдается в целом ряде исследований эффективности создания газовых хабов. В статье анализируются основные выгоды от создания торгово-перевалочных пунктов для производителей и потребителей газа, а также условия, необходимые для его создания. Статья рассматривает несколько таких проектов: голландский TTF, потенциальные хабы на Пиренейском полуострове и в Балтийском регионах. Для данных проектов рассматриваются издержки, которые были или будут понесены на создание хаба, а также выгоды, которые получили или получат производители и потребители газа в регионе их работы.

Ключевые слова: газовый хаб, Cost-Benefit Analysis, торговля газом.

Актуальность исследования

В настоящее время в России ведется активная дискуссия о целесообразности создания газового хаба на территории нашей страны с целью укрепления ее роли на региональных рынках природного газа в условиях активно развивающихся спотовых торгов, охлаждения интереса потребителей к долгосрочным контрактам, росте конкуренции между странами-экспортерами сетевого и сжиженного газа.

Рыночные хабы – закономерный результат либерализации газовых рынков. Наличие хаба и уровень его развития свидетельствуют о степени зрелости рынка и служат механизмом балансирования интересов покупателей и поставщиков.

Однако экономика создания новых газовых хабов требует больших затрат на формирование необходимой рыночной и газотранспортной инфраструктуры. Мало того, наличие таких торгово-перевалочных систем не защищает рынок от колебаний цен на природный газ и зачастую может приводить к ухудшению условий торговли, чем это было до создания хаба.

Хаб
не защищает
рынок
от колебаний цен
на газ и часто
может приводить
к ухудшению
условий торговли,
чем это было
до его создания

Тем не менее, ряд стран как в Европе, так и в Азиатско-Тихоокеанском регионе стремится к созданию новых газовых хабов.

Газовый хаб: определение и классификация

В наиболее широком смысле «газовый хаб» – это площадка, где покупатели и продавцы обмениваются правами собственности на газ на бумаге и/или на условиях физической поставки. Его основная роль заключается в транспортировке газа от поставщиков к потребителям в соответствии с контрактами в момент их погашения, а также в балансировке регионального рынка, привязанного к данному хабу.

Для нашего исследования целесообразно разделять газовые хабы на физические и виртуальные. Физический хаб – это географическая (расположенная в центре и имеющая значительное количество взаимосвязей с объектами газовой инфраструктуры) точка в сети, где устанавливается цена на природный газ, поставляемый в это конкретное место. В случае виртуального хаба присутствует виртуальная торговая точка (VTP). Цена в данном случае устанавливается для всей рыночной зоны, которая покрывается виртуальным хабом. Из данной рыночной (балансирующей) зоны пользователи сети могут транспортировать газ к точкам выхода. В европейских странах зона виртуального хаба часто соответствует национальным границам. Например, NBP был создан в качестве инструмента ежедневного балансирования для всей британской географической области.

Abstract. The process of gas hub development can be considered as an investment project. Companies and government organizations tend to choose the sites for gas hub development that provide the biggest economic effect. Cost-Benefit Analysis of a project can only be made through quantitative cost and benefits analysis of the project implementation. This approach can be seen in a number of studies devoted to the efficiency of gas hub development. This article includes review of main benefits gained by gas producers and consumers from development of trading hubs, as well as pre-requisites required to develop a hub. Several projects are reviewed in the article, such as TTF in the Netherlands, potential gas hubs in the Iberian Peninsula and in the Baltic region. Costs of these projects are considered that have been incurred and will be incurred in relation to hub development. Also the benefits that gas producers and consumers have already gained and will gain in regions of their operations are reviewed.

Keywords: gas hub, Cost-Benefit Analysis, gas trading.



Сухопутная часть газопровода «Магриб – Европа»

Источник: oilandgasaustralia.com.au

При создании такой системы организаторы должны решить, какой тип газового хаба им необходим. Виртуальный газовый хаб имеет более гибкое торговое соглашение и открыт для большего количества участников, чем физический хаб. VTR не соответствует какой-либо физической точке входа или выхода. Таким образом, это позволяет покупателям и продавцам проводить операции без необходимости резервирования мощностей по хранению, что увеличивает количество участников рынка. Все проекты газовых хабов в АТР – это в первую очередь «виртуальные хабы».

Сейчас активно обсуждаются предложения по созданию специальных хабов для сжиженного газа, однако они, скорее всего, будут носить виртуальный характер. Такая система будет способствовать формированию ценового бенчмаркинга на сжиженный газ в регионе (в первую очередь, АТР), без создания физического торгового пункта, с одной стороны. С другой стороны, СПГ перевозится в судах, и его торговля слабо зависит от транспортной инфраструктуры трубопроводной сети. Газовозы могут стать своего рода хранилищами газа. Кроме того, терминалы регазификации СПГ имеют соответствующие резервуары для хранения сжиженного газа. В результате, в Азиатско-Тихоокеанском регионе такое обходное решение может ускорить развитие именно виртуальных хабов, поскольку ни одна азиатская страна в настоящее время не имеет необходимой газотранспортной инфраструктуры. Текущие хаб-индексы,

такие как Argus ANEA, Platts JKM и SGX LNG Index Group (SLInG), не имеют базовой инфраструктуры поставок конечным потребителям и работают на виртуальном уровне.

Методология анализа экономической эффективности создания газового хаба

Процесс создания газового хаба можно рассматривать как инвестиционный проект. Это означает, что оценка его экономической эффективности производится путем сопоставления выгод и издержек от реализации, приведенных (дисконтированных) к определенному моменту времени. Чистый денежный поток с последующим расчетом чистой приведенной стоимости (NPV) выводится по формуле:

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1 + R)^t}$$

где CF – это все денежные потоки, связанные с проектом: величина первоначальной инвестиции (оттока средств) и притоки/оттоки денежных средств, которые ожидаются в последующие периоды, а R – это ставка дисконтирования.

Cost-Benefit анализ подразумевает сравнение выгод и издержек. В первую очередь, оценим выгоды, которые возникают для потребителей и производителей газа от создания газового хаба.

Методология, представленная в десятилетних планах развития европейской газовой сети (TYNDP), выделяет ряд выгод по четырем основным критериям: стоимость и объемы поставок природного газа, надежность поставок, конкуренция и устойчивость энергосистемы.

В первую очередь проверяется, вносит ли проект значительный вклад хотя бы в один из критериев. Это является обязательным предварительным условием для его рассмотрения.

Затем оцениваются следующие выгоды:

- снижение стоимости поставок газа, оптовых цен на газ и электроэнергию, платы за подключение и конвергенция цен между рынками;
- увеличение количества поставщиков газа, к которым страна имеет доступ;
- вклад в безопасность поставок, снижение частоты и объемов перебоев в поставках газа;
- снижение выбросов CO₂, связанная с интеграцией возобновляемых источников энергии (включая биометан и другие синтетические газы) и/или заменой источников энергии с высоким содержанием углерода (таких как уголь в производстве электроэнергии) газом;
- замена более дорогих видов топлива на новые более дешевые источники.

Выгоды от создания газового хаба

Эффект от снижения стоимости поставок газа и/или электроэнергии можно представить следующим образом:

В качестве примера на приведенном выше графике показан случай, когда инфраструктурный проект (например, создание хаба) позволяет увели-

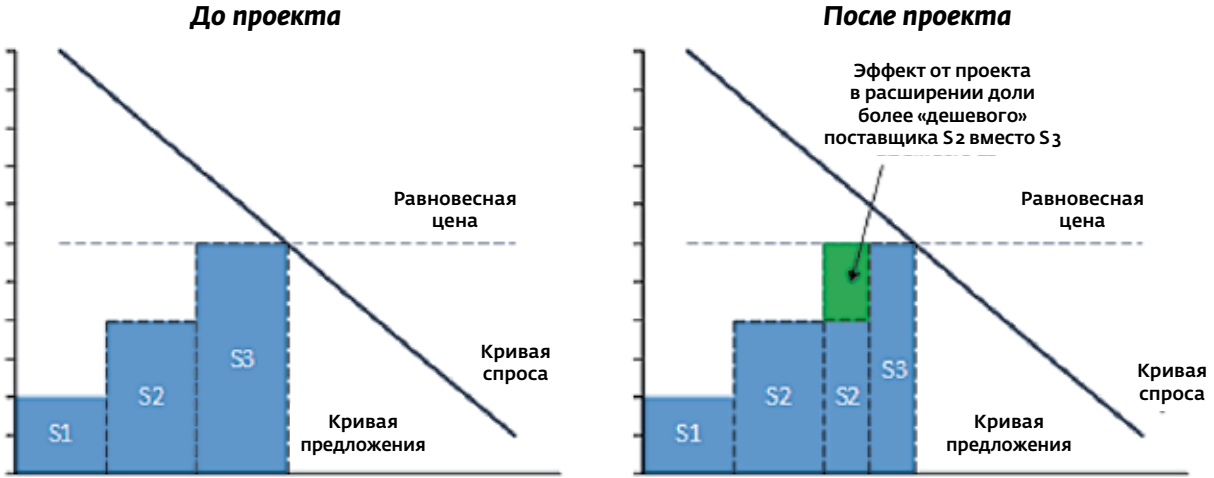
чить доступность дешевого и уже существующего источника подачи газа (S2) при одновременном снижении потребности в более дорогом источнике (S3). В результате «зеленый» прямоугольник на правом рисунке – это размер выгоды от снижения стоимости поставок газа.

Данная выгода рассматривается как ключевая финансовая выгода, особенно для рынков стран АТР, где долгое время наблюдалась ценовая премия по отношению к газовым рынкам Европы и США. После существенного падения газовых цен на рынках Европы и Азии в 2014–2016 гг., во многом повторившего динамику нефтяных котировок, инициативы по форсированному изменению структуры газовых контрактов в АТР замедлились. После 2016 года начался рост цен, связанный с увеличением спроса на газ и восстановлением нефтяных котировок, к которым по-прежнему привязана значительная часть газовых контрактов. Однако к лету 2019 года цены на газ в Европе вновь устремились вниз, потеряв около 50% по сравнению с 2018 годом. При этом, они существенно обогнали динамику нефтяных цен. Это стало еще одним сигналом того, что газовый рынок пошел своим путем, постепенно теряя взаимосвязи с нефтяным. Падение цен на газ в Европе привело к тому, что премия на азиатском рынке вновь заметно выросла, а значит эффект, выраженный в снижении цен, снова может быть весомым аргументом в пользу создания газового хаба в АТР.

Наличие хаба стимулирует диверсификацию источников поставок, а, следовательно, повышает переговорные возможности стран-потребителей

Рис. 1. Эффект от снижения стоимости поставок

Источник: ФИЭФ



Второй важной выгодой от создания хаба является снижение объемов вынужденного сокращения поставок газа (Curtailment Rate) и устранение перебоев в его поставках. Curtailment Rate – это сокращение поставок газа из-за нехватки предложения или из-за того, что спрос на газ превышает пропускную способность трубопровода. Обычно существует иерархия потребителей на случай дефицита газа: от тех, кому газ будет поставляться при любых условиях, до тех, кто может переориентироваться на другие виды топлива. Такой подход применим не только при нехватке газа, но и при изменении «разумной» цены.

Снижение объемов вынужденного сокращения поставок газа – это разница между сокращенным спросом без проекта и сокращенным спросом (если он есть) после реализации проекта. Выгода в данном блоке рассчитывается, как:

промышленными предприятиями из-за высоких цен (в условиях перебоев) в течение 60-ти дней может привести к потере ВВП от 0,04 % до 0,16 %.

Также систематическое вынужденное сокращение поставок газа может иметь долгосрочные экономические последствия в виде роста затрат для энергоемких отраслей промышленности.

Наличие газового хаба стимулирует диверсификацию источников поставок, а, следовательно, повышает переговорные возможности стран-потребителей с поставщиками, расширяет диверсификацию и устойчивость газового рынка в случае перебоев поставок.

Для производителей выделяются следующие ключевые выгоды от создания хаба. В условиях либерализации рынка создание газового хаба будет способствовать развитию новых небольших

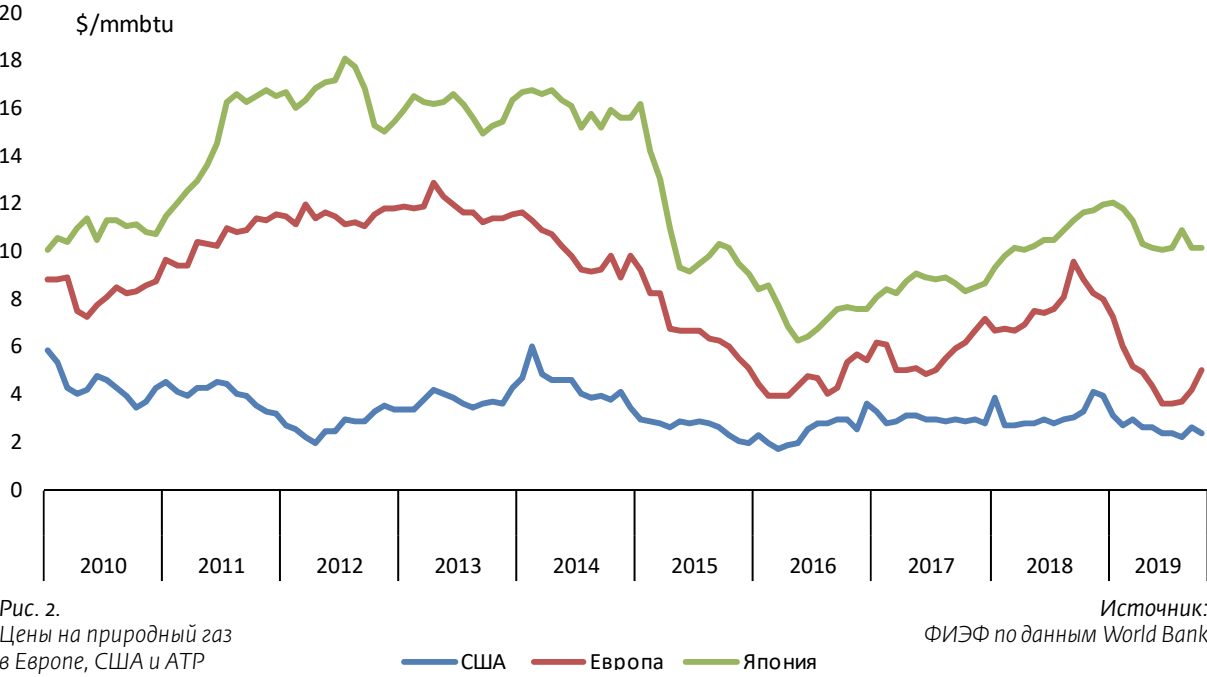


Рис. 2. Цены на природный газ в Европе, США и АТР

Источник: ФИЭФ по данным World Bank

$$CRB = (CD_{\text{Before project}} - CD_{\text{After project}}) \times \text{Cost}$$

где CD – объемы неудовлетворенного спроса до и после реализации проекта;

Cost – издержки от перебоев в поставках газа. Данный показатель обычно задается нормативно на основе усредненных оценок. Для TYNDP 2017 ENTSOG использовало значение 600 Евро/МВт·ч.

Исследование департамента торговли и промышленности Великобритании (2006 год) оценило, что трехнедельные перебои в поставках природного газа для промышленного сектора могут привести к потере 0,18–0,81 % ВВП. Исследование датской DTI (2006 год) показало, что «добровольное» сокращение использования газа

производителей газа. Например, для большого количества производителей сланцевого газа в США просто необходима такая площадка как Henry Hub. Создание газового хаба способствует развитию газового сектора и привлечению инвестиций в разведку и добычу, в строительство газовой инфраструктуры. Аналитики выделяют рост добычи газа, увеличение инвестиций и занятости в газовом секторе в качестве основной выгоды для экономики страны-производителя от создания хаба.

Также газовые хабы способствуют существенному облегчению процесса торговли между участниками рынка. Создание газовых хабов в странах-потребителях требует от производителей адаптации к новым рыночным условиям. Например, развитие торговли газом на хабах в Европе и потенциальное



Сухопутная часть газопровода «Магриб – Европа»

Источник: instituteforenergyresearch.org

развитие в АТР служит толчком для начала дискуссий с поставщиками газа по разработке новых формул ценообразования, устранению условий о конкретном пункте назначения поставок газа и т. д.

Условия формирования газового хаба

Для анализа затрат на создание газового хаба, в первую очередь, необходимо определить какие условия должны быть выполнены, чтобы организовать такую площадку.

Вопрос условий для формирования газового хаба рассматривается многими исследователями. И в целом они выделяют схожие сочетания экономических и политических факторов:

- крупный национальный или региональный рынок газа со стабильным или растущим уровнем потребления;
- либерализация газового рынка, которая подразумевает наличие следующих независимых участников: продавцы и покупатели, системный оператор, оператор хаба, брокеры и биржевые игроки;
- достаточное количество игроков. Например, на европейских газовых рынках предполагается, что для формирования функционирующего конкурентного рынка необходимо минимум 10 активных компаний (торгующих как минимум раз в неделю);

- наличие развитой газотранспортной инфраструктуры и систем подземного хранения газа с высокой пропускной способностью и существенным объемом свободных мощностей, поскольку газ должен передаваться внутри хаба без различий в стоимости;
 - высокие стандарты национального финансового контроля, правовой защиты и политическая стабильность.
- Также для функционирования хаба необходима биржа по торговле газом (электронная торговая платформа). Функционирующая и дерегулируемая конкуренция на оптовом рынке дает ценовые сигналы для спотового и форвардного рынков. Очевидная выгода биржевой торговли заключается в том, что транзакции происходят на биржах, что способствует прозрачной, централизованной торговле стандартизированными продуктами.
- Реализация ЭТП в рамках создания газового хаба требует следующих условий:
- анонсирование и проведение аукционов по торговле газом;
 - клиринговый центр, назначенный биржей, который предоставляет финансовые гарантии для выполнения всех сделок;
 - утверждение объемов газа, доступных на спотовой основе;
 - стандартизация аукционных продуктов;
 - прозрачность и доступность данных.

Потенциальные газовые хабы

Нельзя сказать, что создание газового хаба – это типовой проект. Все потенциальные площадки имеют разные стартовые условия: объем спроса, предложения, торговые потоки газа, начальная инфраструктура, уровень развития и либерализации рынка, степень развития финансовых институтов и доверие к потенциальной площадке других участников рынка. Также экономический эффект от создания хаба может существенно отличаться от площадки к площадке. Таким образом экономический анализ для одной площадки может быть крайне ограниченно перенесен на другую. Методология анализа, которую мы выделили в предыдущих разделах остается общей, однако подход к каждой системе электронных торгов является индивидуальным.

Текущие газовые хабы располагаются в первую очередь вблизи потребителя и на пересечении нескольких маршрутов поставки газа (СПГ, газопроводная инфраструктура, а также магистральные газопроводы для доставки газа потребителям).

Вариантов для размещения новых газовых хабов в новых регионах (помимо Европы и США) достаточно много, учитывая растущее потребление газа.

- Восточное побережье Китая (в частности, Шанхай) вследствие прогнозируемого в перспективе до 2030 года существенного роста импорта СПГ и трубопроводного газа на китайском рынке;

- Юго-Восточная Азия (в частности, Сингапур) вследствие удобного транспортного расположения и наличия высокоразвитой финансовой инфраструктуры;
- Индия как растущий рынок потребления газа, расположенный наиболее близко к Персидскому заливу – одному из основных центров мирового производства и экспорта СПГ;
- Латинская Америка (прежде всего, Бразилия и в меньшей степени Мексика) в силу сочетания развития спроса и производства газа с существенной географической удаленностью от существующих газовых хабов;
- Турция как основной рынок газа в Европе, имеющий существенные перспективы роста потребления, в сочетании с увеличением роли страны в транзите трубопроводного газа в Европу со стороны стран Каспийского региона и России;
- Россия (на базе Санкт-Петербургской международной товарно-сырьевой биржи, а также электронной торговой площадки «Газпрома», на которой реализуется часть газа, предназначенного для поставок в Европу) в силу сочетания огромного внутреннего рынка и не менее масштабных и растущих добычи и экспорта газа;

Однако газовые рынки в данных регионах пока еще не либерализованы (начальное условие для создания хаба) в достаточной степени, чтобы анализировать выгоды и издержки от создания газового

хаба. Для относительно достоверного СВА (анализа) целесообразно рассматривать пограничные хабы, т. е. на стыке уже развитого рынка и регионов, выделенных выше. Часто этим хабам просто не хватает газовой инфраструктуры.

- создание газового хаба на Пиренейском полуострове, который подразумевает интеграцию испанского, португальского и французского газовых рынков. Здесь возможно также активное участие Алжира, который является крупным поставщиком трубопроводного газа в Испанию;
- создание Балтийского газового хаба, который соединит газовые рынки стран Балтии, Финляндии и Польши через сеть интерконнекторов. Здесь возможно также участие России, учитывая выгоды от перевалки СПГ с арктических терминалов.

занятости в нескольких секторах экономики Нидерландов от реализации инфраструктурных проектов по созданию газового хаба. По оценке Brattle Group, строительство газового хаба может создать до 136 тысяч рабочих мест в течение 2010–2020 гг. В результате сделанных инвестиций также будет получено около 21,4 млрд евро дополнительных товаров и услуг, а конечный спрос может вырасти на 9,5 млрд евро.

В Базовом сценарии Brattle Group предполагалось последовательное снижение добычи в 2010–2015 гг. с относительно резким падением в 2015 году и продолжением снижения до 59,4 млрд кубометров к 2020 году. В сценарии Gas Hub Brattle Group предполагали, что будут предприниматься дополнительные усилия для разведки и разработки новых месторождений. Прогнозная траектория добычи не предполагала резкого спада в 2015 году

	Рост конечного спроса	Рост выпуска	Дополнительные рабочие места в пересчете на полный рабочий день			
	млн евро	млн евро	Прямые	Непрямые	Мультиплик	Всего
Разведка и добыча	4 925	11 093	27 250	20 080	21 053	68 383
Транспорт газа	1 000	2 307	5 944	4 267	4 531	14 743
СПГ	1 094	2 523	6 501	4 667	4 995	16 122
Хранение	550	1 269	3 269	2 347	2 492	8 108
R&D	1 774	3 692	12 546	5 690	8 167	26 603
Торговая площадка хаба	225	448	835	560	880	2 275
Всего	9 517	21 431	56 346	37 610	42 079	136 035

Таблица 1. Экономический эффект от создания газового хаба TTF по оценке Brattle Group в 2010 году, млн евро

Источник: ФИЭФ на основе данных [6]

Но в первую очередь рассмотрим анализ затрат и выгод для уже созданного газового хаба TTF в Нидерландах.

Газовый хаб в Нидерландах (TTF)

С 2005 года Gasunie инвестировала в создание газового хаба 7,9 млрд евро. Компания инвестировала около 3 млрд евро в национальную газотранспортную сеть, а также еще примерно 4,9 млрд евро в линии импорта/экспорта и другие виды деятельности. EBN инвестировал 326 млн евро в хранилище газа.

В 2010 году, спустя 5 лет после начала процесса создания хаба, был опубликован первый отчет, содержащий анализ выгод и издержек проекта. Отчет подготовили аналитики Brattle Group. В первую очередь они прогнозировали рост ВВП и рост

(в отличие от базового сценария), ожидая более плавного сокращения добычи – до 72,1 млрд кубометров к 2020 году.

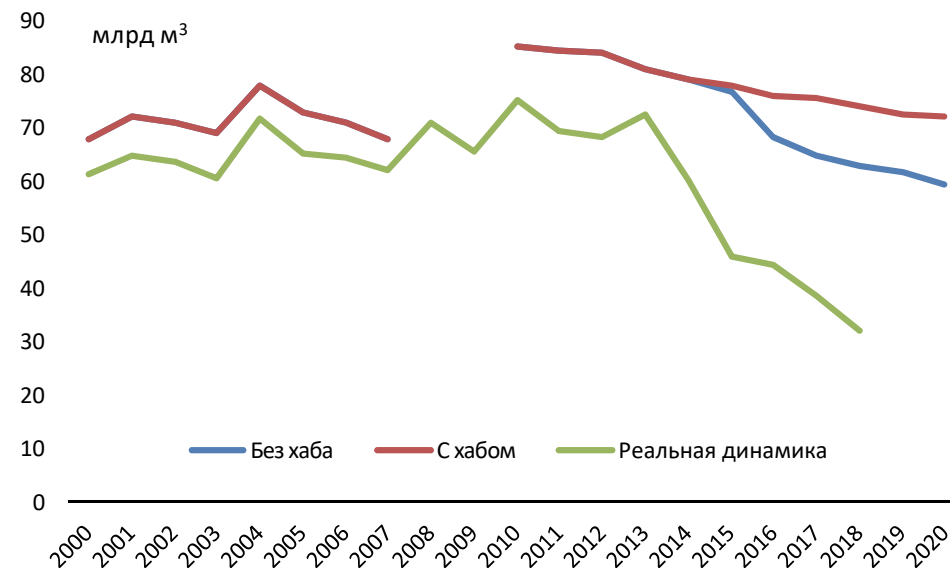
Однако реальная добыча газа оказалась более чем в 2 раза ниже ожиданий экспертов Brattle Group. По данным BP Statistical Review добыча газа в Нидерландах в 2018 году сократилась до 32 млрд кубометров, что примерно вдвое ниже, чем в 2005 году. Основная причина такого падения – опасения по поводу роста частоты землетрясений в районе основного голландского месторождения Гронинген. Министерство экономики страны заявило, что уже ищет способы ускорить прекращение добычи в этом регионе. При этом в министерстве отметили, что, согласно графику снижения производства, квота на добычу газа на Гронингене в 2019 году значительно снижена по сравнению с 2018 годом – с 21,6 млрд кубометров до 19,4 млрд



СПГ-завод Kenai LNG, Аляска, США

Источник: kt00.org

Рис. 3.
Добыча
природного газа
в Нидерландах
в разных сценариях
Brattle Group
и реальная
динамика добычи



Источник:
ФИЭФ по данным
Brattle Group, BP

кубометров. Добыча в следующем году должна быть еще ниже – 15,9 млрд кубометров, при том, что пиковый показатель производства на Гронингене в 2013 году составлял 54 млрд кубометров. Минэкономики Нидерландов ожидает, что к 2022 году добыча упадет до 4 млрд кубометров. При этом падающая добыча на Гронингене не будет компенсироваться за счет других месторождений.

Создание хаба и активная торговля сырьем позволили правительству Нидерландов не опасаться того, что страна станет нетто-импортером газа. Тем не менее выгода, которую ожидали эксперты Brattle Group, не была реализована.

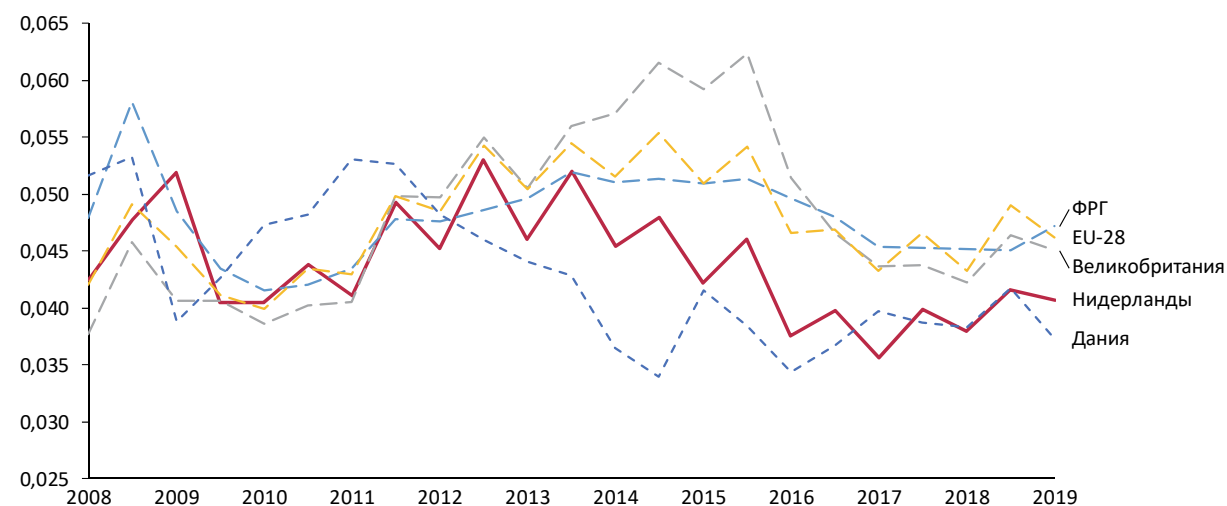
Другой потенциально возможной выгодой от создания газового хаба является сокращение цен на газ для конечных потребителей. Эксперты Brattle Group предполагали, что создание газового хаба добавит 13 млрд кубометров транзита газа и 6 млрд

кубометров импорта СПГ к 2020 году. По оценке Brattle Group цена на газ в базовом сценарии (без создания хаба) в 2020 году – 18 евро/МВт·ч, в сценарии с созданием хаба – 17,4 евро/МВт·ч. То есть, выгода от создания хаба составит около 0,58 евро/МВт·ч или 3,2%. В результате, выгода от снижения цены с учетом потребления 500 ТВт·ч в 2020 году составит около 288 млн евро.

Цена на газ в Нидерландах (без учета налогов и сборов) до 2012 года примерно совпадала с динамикой средней цены на газ в EU-28. Но в 2013–2015 гг. она опустилась ниже и в первом полугодии 2019 года расхождение составило около 5,5 евро/МВт·ч.

Сложно определенно сказать, что такое расхождение в ценах – это влияние именно газового хаба. Во-первых, аналогичная ситуация наблюдается и в соседней Дании. Во-вторых, с учетом налогов

Рис. 4. Динамика цены на природный газ в Нидерландах
и других странах Европы, без учета налогов и сборов, евро/КВт·ч



Источник:
ФИЭФ по данным Eurostat

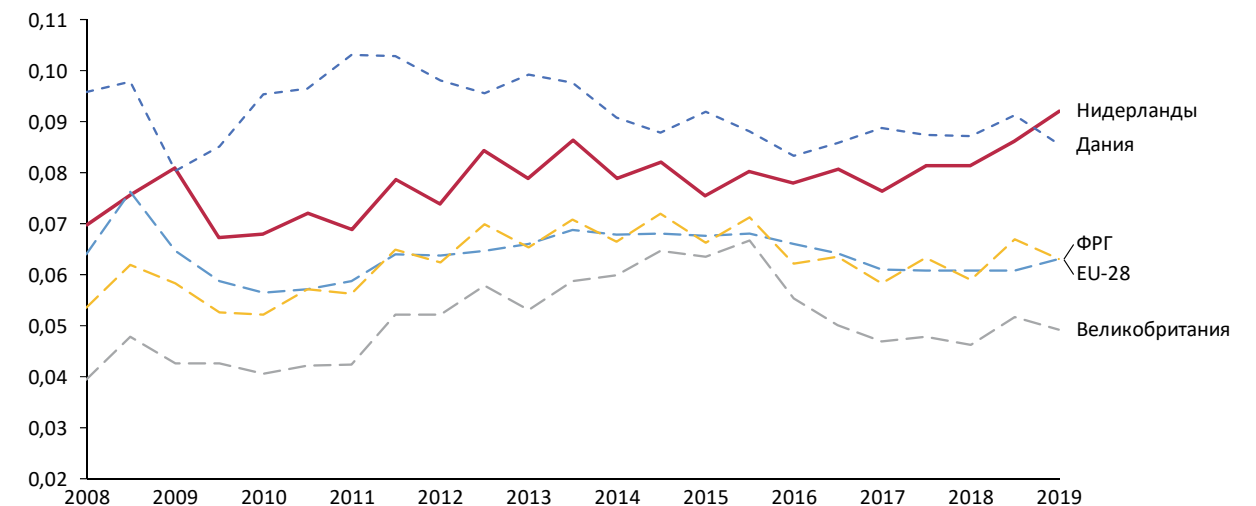


Рис. 5. Динамика цены на природный газ в Нидерландах
и других странах Европы, с учетом налогов и сборов, евро/КВт·ч

Источник:
ФИЭФ по данным Eurostat

и сборов цена в Нидерландах выше средней цены для EU-28.

Еще одной финансовой выгодой, которую выделили эксперты Brattle Group является доход от торговых операций на хабе. По оценке Brattle Group, он составит 231 млн евро в 2010–2020 гг.

В результате, по сравнению с затратами, которые понесла Gasunie на строительство инфраструктуры для создания газового хаба – около 7,9 млрд евро – экономический эффект выглядит менее существенным.

Балтийский газовый хаб

Создание газового хаба на Балтике – это скорее политический, чем экономический проект. Польша и страны Балтии хотят снизить зависимость от рос-

сийского сырья и получить скидку на поставки газа от «Газпрома». Создание хаба подразумевает объединение газовых рынков Польши, Литвы, Латвии, Эстонии и Финляндии с торговлей на площадке GET Baltic, ростом доли поставок СПГ, в т. ч. из США и возможностью перепродажи газа в другие страны Европы.

В условиях преобладания политических целей (диверсификация, получение скидки), расчет экономической выгоды от проекта затруднен. По оценке Vygon Consulting российский газ для Польши будет оставаться наиболее дешевым по сравнению с альтернативными вариантами поставок.

Для реализации проекта Балтийского хаба необходимо построить следующую инфраструктуру:

- трубопровод Baltic connector, соединяющий ГТС Финляндии и Эстонии. Проект находится



Источник: bureauveritas.co.uk



Центрально-европейский газовый хаб в Баумгартене

Источник: *sabah.com.tr*

- на стадии принятия окончательного инвестиционного решения;
- дополнительный коннектор между Эстонией и Латвией. Данный проект реализуется;
 - дополнительный коннектор между Латвией и Литвой. Сроки реализации проекта пока переносятся;
 - коннектор между Литвой и Польшей. В настоящее время проект на стадии принятия инвестиционного решения, но откладывается;
 - строительство СПГ-терминалов в Свиноустье, Польша (на стадии принятия окончательного инвестиционного решения); Палдиски, Эстония (проект обсуждается); Клайпеда, Литва (проект обсуждается); Скулте, Латвия (проект обсуждается); Таллинн, Эстония (проект обсуждается);
 - коннектор между Польшей и Данией (опционально).

ENTSOГ отмечает, что большинство выгод реализуется в сценарии минимизации поставок российского газа. Но даже в этом случае суммарные выгоды от создания хаба примерно покрывают уровень OPEX, но не покрывают CAPEX.

Создание газового хаба на Пиренейском полуострове

Газовые хабы в Средиземноморье (Испания, Италия) только начинают развиваться. Испания и Португалия имеют высокий потенциал в создании торгово-перевалочных систем, поскольку находятся на пересечении трубопроводных поставок газа из Алжира, имеют значительное количество регазификационных терминалов, а также небольшое транспортное плечо для получения американского СПГ.

Совокупные мощности по импорту газа в Испании составляют около 88 млрд кубометров в год

и плюс 7 млрд кубометров от терминала СПГ в Эль-Муселе, по сравнению с уровнем спроса в 31 млрд кубометров. Импортные мощности Португалии составляют более 12 млрд кубометров в год по сравнению с уровнем спроса 6 млрд кубометров. Таким образом, для обеих стран импортные мощности в два или более раз превышают уровень спроса, и, следовательно, существует потенциал для экспорта в другие страны ЕС.

В условиях достаточных мощностей терминалов по приемке СПГ, трубопроводных мощностей из Алжира и объемов ПХГ, основной инфраструктурой, необходимой для создания газового хаба, является газопровод с Францией. Газовый рынок Испании пока еще слабо связан с другими европейскими рынками. Несмотря на то, что Испания имеет две точки присоединения с Францией, потоки физического газа между двумя странами были относительно ограниченными.

Завершение строительства в Каталонии газопровода Midcat позволило бы Испании осуществлять поставки газа, поступающего из Северной Америки, Африки, Египта и Израиля, во Францию и далее в Центральную Европу и таким образом решить проблему изоляции испанского газового рынка. На строительство газопровода выделили 6,5 млн евро, однако, после реализации первого этапа строительства в 2012 году, проект был заморожен из-за массовых протестов в связи с возможным экологическим ущербом. В результате был предложен альтернативный маршрут и газопровод STEP. Газопровод STEP с CAPEX 442 млн евро, OPEX 7,25 млн евро в год и мощностью 3,8 млрд кубометров в год. По оценке TYNDP [1], дата

реализации проекта пока еще не определена (установлено индикативное значение 2022 года). Оценка выгоды от реализации проекта, сделанная TYNDP, находится на высоком уровне и составляет 955 млн евро.

Испания и Португалия имеют высокий потенциал в создании хабов. Через них проходят газопроводы из Алжира в Европу, у них много регазификационных терминалов и небольшое транспортное плечо для американского СПГ

Надо отметить, что даже расширенный проект газопровода MidCat не решил бы проблему избыточных мощностей по импорту газа на Пиренейском полуострове. Мощность газопровода составила бы 15 млрд кубометров при уровне избыточных мощностей 60 млрд кубометров. Также Испанию, Францию и Португалию сложно назвать растущими газовыми рынками. Совокупное потребление природного газа в этих странах пока еще остается ниже уровня 2008-2010 гг.

Более подробный Cost-Benefit анализ проекта STEP провела компания Røyr [3]. В результате анализа Røyr пришла к выводу, что STEP может иметь экономический эффект, но при наличии особой комбинации факторов, включая высокий уровень европейского спроса, перебои в поставках газа из Алжира и высокие цены на рынке СПГ. Тем не менее, основная часть отчета довольно негативно относится к проекту, предполагая, в отличие от TYNDP 2018, что в большинстве проанализированных сценариев не будет реальной выгоды для проекта STEP.

Использованные источники

1. Ten-Year Network Development Plan 2018 // ENSOГ, апрель 2019 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.entsog.eu/sites/default/files/2019-04/TYNDP%202018%20Project-Specific%20CBA%20Results.pdf> (дата обращения 11.12.2019).

2. «A Hub for Europe» The Iberian promise? // Oxford Institute for Energy Studies, март 2019 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2019/03/A-Hub-for-Europe-the-Iberian-promise-NG143.pdf> (дата обращения 11.02.2019).

3. Cost Benefit Analysis Of Step, As First Phase Of Midcat – Final Report // PÖYRY MANAGEMENT CONSULTING, ноябрь 2017 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/study_public_acceptance_infrastructure_development.pdf (дата обращения 11.02.2019).

4. Key elements for functioning gas hubs: A case study of East Asia // Xunpeng Shi, Hari M. P. Variam, март 2018 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352854017302036> (дата обращения 11.02.2019).

5. The evolution of European traded gas hubs // Oxford Institute for Energy Studies, декабрь 2015 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2016/02/NG-104.pdf?v=f9308c5d0596> (дата обращения 11.02.2019).

6. Economic Impact of the Dutch Gas Hub Strategy on the Netherlands // Brattle Group, сентябрь 2010 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://brattlefiles.blob.core.windows.net/files/6215_economic_impact_of_the_dutch_gas_hub_strategy_on_the_netherlands_meaii-brattle_sep_2010.pdf (дата обращения 11.02.2019).

7. The Netherlands as a European gas transmission hub. A gas hub: benefits, need and risks // Algemene Rekenkamer, 2012 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.wgei.org/wp-content/uploads/2015/06/A-gas-hub-benefits-need-and-risks.pdf> (дата обращения 11.02.2019).

Таблица 2. Затраты и выгоды от проекта создания Балтийского газового хаба, млн евро

Источник: ФИЭФ на основе данных [1]

Проект	CAPEX	OPEX, в год	Снижение стоимости поставок газа, в год	Устранение перебоев в поставках газа, в год
Коннекторы Финляндия-Эстония и Эстония-Латвия	296,5	4	2 после 2030 г.	4,4
Коннекторы Латвия-Литва и Литва-Польша	620,33	10,4	10	4,3
СПГ-терминал в Свиноустье	371,37	13	16	0
СПГ-терминал в Палдиски	370	7	1	0,5
СПГ-терминал в Клайпеде	160	13	9	1
СПГ-терминал в Скулде	120	3	0	0
СПГ-терминал в Таллине	250	15	6	2,2
Итого	2188,2	65,4	44	12,4

О.В. ЖДАНЕЕВ, С.С. ЗУЕВ
O.V. ZHDANEEV, S.S. ZUEV

УДК 338.242

РАЗВИТИЕ ВИЭ И ФОРМИРОВАНИЕ НОВОЙ ЭНЕРГОПОЛИТИКИ РОССИИ

Олег Валерьевич
ЖДАНЕЕВ –
руководитель дирекции
технологий ТЭК ФГБУ «РЭА»
Минэнерго России, к. ф. - м. н.,
e-mail: Zhdaneev@rosenergo.gov.ru

Oleg ZHDANEEV –
head of directorate
energy technologies REA,
e-mail: Zhdaneev@rosenergo.gov.ru



Семен Сергеевич ЗУЕВ –
директор проекта дирекции
технологий ТЭК ФГБУ «РЭА»
Минэнерго России,
e-mail: Zuev@rosenergo.gov.ru

Semen ZUEV –
project director
energy technologies REA,
e-mail: Zuev@rosenergo.gov.ru



DEVELOPMENT OF RENEWABLE ENERGY AND THE FORMATION OF A NEW ENERGY POLICY IN RUSSIA

Введение

Аннотация. В данной статье рассматриваются возможности более широкого использования в России возобновляемых источников энергии. Проанализирована текущая структура сектора возобновляемой энергетики России, характеризующаяся высоким уровнем удельных капитальных затрат, определены основные мировые энергетические тренды, направленные на решение проблемы глобального изменения климата. Выявлена и обоснована необходимость технологического развития в области ВИЭ, накопителей энергии, водородной энергетики, повышения уровня локализации производств в России. На основе проведенного исследования авторами предлагается ряд мер, которые могут быть использованы при формировании энергетической политики в отношении развития ВИЭ в России.

Ключевые слова: технологическое развитие, возобновляемые источники энергии, стандартизация, Парижское соглашение.

Возобновляемая энергетика представлена в России восьмью технологическими направлениями: энергия солнца; энергия ветра; энергия геотермальных подземных источников; гидроэнергетика; энергия, получаемая при переработке биомассы и отходов; биогаз; газ, выделяемый отходами на свалках; энергия приливов. Наибольшее развитие из них получили возобновляемые источники энергии на основе солнца и ветра.

Технологии, применяемые в возобновляемой энергетике России, представлены как отечественными, так и зарубежными разработками. Уровень локализации оборудования таких проектов соответствует установленным законодательством требованиям: энергия солнца – 70 % с 2016 года, энергия ветра – 65 % с 2019 года, энергия потоков воды – 65 % с 2018 года. Проекты, подтвердившие необходимый уровень локализации технологий, получают государственную поддержку, без которой в настоящее время работа капиталоемких электростанций на возобновляемых источниках экономически невыгодна: энергия ветра – 119–65 тысяч рублей/кВт, энергия солнца – 120–90 тысяч рублей/кВт [1].

Драйверами
роста станут
ветровые
и солнечные
генерации,
их доля
в приросте ВИЭ
до 2040 года
будет достигать
90 % в ряде
регионов мира

Требования по локализации стимулируют операторов проектов развивать собственные производства компонентов электростанций на основе ВИЭ и/или обеспечивать поставки отечественного оборудования других производителей.

Развитие ВИЭ в России происходит в условиях, когда глобальный энергетический сектор переживает существенные преобразования. В перспективе до 2035 года будет меняться мировая структура генерации. Доля угля в мировом энергетическом балансе будет снижаться, что прежде всего связано с экологическим фактором. Сценарий устойчивого развития предполагает падение спроса на уголь к 2040 году на 63 % [2]. Объем выработки электроэнергии на основе возобновляемых источников получит существенный рост до 25 000 ТВт·ч [3]. Основными драйверами роста возобновляемых источников энергии станут ветровые и солнечные генерации, общая доля которых в структуре прироста ВИЭ до 2040 года будет достигать 90 % в отдельных регионах мира [4].

Следует отметить, что мировые энергетические тренды так или иначе направлены на решение проблемы глобального изменения климата. Их можно охарактеризовать следующими показателями:

- Доля возобновляемых источников энергии в мировом энергобалансе. К 2040 году потребление электроэнергии удвоится, а возобновляемые источники энергии будут составлять

Abstract. This article discusses the possibilities of wider use of renewable energy sources in Russia. The current structure of the Russian renewable energy sector, characterized by a high level of specific capital costs, is analyzed, the main global energy trends aimed at solving the problem of global climate change are identified. The need for technological development in the field of renewable energy sources, energy storage, hydrogen energy and increasing the localization level of production in Russia was identified and justified. Based on the study, the authors propose a number of measures that can be used in the formation of energy policy regarding the development of renewable energy sources in Russia.

Keywords: technological development, renewable energy, standardization, Paris climate agreement.

от 40 % до 60 % ее выработки на планете [5]. Произойдет замещение объемов генерации на основе сжигания углеводородов экологически чистой энергией;

- Уровень вредных выбросов в атмосферу. Международное энергетическое агентство (МЭА) в ежегодном прогнозе «World energy outlook 2018» (WEO 2018) отмечает, что благодаря переходу на возобновляемые источ-

Паужетская ГеоЭС



Источник: Wikipedia

ники энергии темпы роста вредных выбросов в атмосферу будут существенно замедляться. К 2040 году они могут снизиться на 40 % [5];

- Доступ к энергии. В будущем постоянный доступ к энергии могут получить удаленные и малонаселенные районы, в том числе на Крайнем Севере, в Африке и другие;
- Уровень развития электротранспорта. К 2040 году, по прогнозам европейских институтов, количество электромобилей может вырасти до 900 млн [6];
- Развитие систем накопления и хранения энергии. Согласно прогнозам европейских институтов, объем мощности энергобатарей может вырасти с 77 ГВт·ч до 250–1100 ГВт·ч к 2028 году и до 600–4000 ГВт·ч к 2040 году [6].

Роль и место России в происходящих изменениях будет определяться скоростью реакции правительства на глобальные вызовы и выбором направлений развития электроэнергетического комплекса, энергетического машиностроения и радиоэлектронной промышленности. На этом фоне становится особенно актуальным обновление прогнозных показателей топливно-энергетического баланса до 2035 года с учетом величины и качества запасов углеводородов, стоимости их добычи, развития нефтехимии, оценки перспектив возобновляемых источников, эффективности и экологичности газовой и угольной генерации, и других факторов.

При выборе стратегических ориентиров в энергетической отрасли особое внимание будет уделяться развитию «зеленой» энергетики. При этом будет оцениваться потребность в новых технологиях; возможность снижения капитальных затрат на МВт установленной мощности; необходимость стандартизации и интеграции в существующую энергосистему; перспективы импортозамещения; развитие экспортного потенциала; варианты взаимовыгодного международного научно-технического сотрудничества и потребность в высококвалифицированных кадрах.

Технологические тренды в области ВИЭ

В России было построено 1,1 ГВт мощности на основе ВИЭ. Из них использующие энергию солнца – 712,2 МВт, энергию ветра – 189,7 МВт, малые ГЭС – 169,7 МВт, другие – 74,5 МВт

С 2014 года Россия активно включилась в развитие «зеленой» энергетики. Имеющийся потенциал возобновляемых источников энергии и научно-технические разработки в этой сфере наряду с расширением международного сотрудничества станут основой поэтапного увеличения вклада России в развитие рынка экологически чистой энергии: объем выработки ВИЭ к 2030 году – 3–5 % энергопотребления в стране, создание собственных высокотехнологичных производств, имеющих высокий экспортный потенциал.

На первое января 2019 года в России было построено более 1,1 ГВт установленной мощности электростанций, работающих на основе возобновляемых источников энергии. Струк-

турно их можно разделить на четыре группы: использующие энергию солнца – 712,2 МВт, энергию ветра – 189,7 МВт, малые гидроэлектростанции (МГЭС) – 169,7 МВт, другие возобновляемые источники энергии – 74,5 МВт [7].

Возобновляемые источники энергии требуют постоянных инноваций для повышения эффективности работы и ускорения темпов распространения. Так, для развития ветровой и солнечной генерации требуются новые исследования и разработки все более и более совершенного оборудования: ячеек, турбин и систем энергоснабжения. Одновременно идет постоянное развитие технологий, снижающих затраты на производство. Наиболее перспективными технологическими направлениями в области развития ВИЭ на мировой арене являются:

- технологии интеграции автономных систем ВИЭ в энергосистему;
- анализ больших данных;

В указанных направлениях под эгидой МЭА, которое объединяет более 29 стран, совместно с крупнейшими транснациональными энергетическими корпорациями ведется активная международная научно-техническая деятельность. МЭА была разработана собственная шкала оценки технологической готовности от 1 до 11 TRL. Согласно WEO 2018 доведены до 10–11 TRL такие технологии, как пусконаладочные работы турбин для ветровых установок на суше (TRL 10), облачные измерительные и программные платформы (TRL 10) и мобильные платформы Pay-as-you-go (PAYG, TRL 11) для солнечной генерации.

В качестве перспективных технологий, развитие которых позволит России до 2035 года обеспечить эффективный переход на ВИЭ отечественного производства, можно выделить следующие:

- технологии прогнозирования выработки электроэнергии объектами ВИЭ;
- анализ больших данных;

ГеоЭС



Источник: radio.cz

- технологии прогнозирования объемов производства энергии объектами ВИЭ;
- технологии бурения скважин для геотермальных источников;
- технологии проектирования электростанций, использующих энергию океана и энергию волн;
- технологии, позволяющие снизить затраты на производство энергетических установок ВИЭ, в том числе для гидроэлектростанций;
- технологии производства интеллектуальных инверторных систем;
- технологии строительства ветровых электростанций (далее – ВЭС);
- создание накопителей электрической энергии, в том числе твердотопливных.

- технологии снижения стоимости электроэнергии, производимой объектами ВИЭ;
- технологии повышения эффективности генерации ВИЭ;
- технологии управления спросом на электрическую энергию;
- технологии накопления и хранения энергии;
- «умные» приборы учета;
- децентрализованные (одноранговые) торговые платформы, которые предлагают надежные, безопасные и отслеживаемые транзакции для локализованных производителей и покупателей энергии;
- технологии снижения стоимости строительства плотин ГЭС;

Ушаковская ВЭС

- технологии осуществления мониторинга и контроля;
- оптические технологии измерения количества и качества электроэнергии и другие.

В перспективе до 2050 года тенденции на активное инновационное развитие и повсеместное внедрение возобновляемых источников энергии станут основой преобразований глобального энергетического сектора.

Стоимость производства электроэнергии на основе ВИЭ

Стоимость производства электроэнергии с помощью ВИЭ будет приближаться к стоимости электроэнергии, производимой на традиционных генерирующих объектах, использующих различные виды ископаемого топлива. Через несколько лет она может стать конкурентоспособной. В результате произойдет дальнейшее ускорение роста использования «зеленой» энергетики. Как ожидается, к 2030 году в большинстве стран цены на электроэнергию, произведенную на основе ВИЭ и на основе традиционных углеродных источников, станут сопоставимы. Это приведет к широкомасштабному переходу на возобновляемые источники [8].

Капитальные затраты являются крупнейшей статьёй расходов в течение жизненного цикла электростанций на основе ВИЭ [9]. Этим они отличаются от энергетики, функционирующей на основе ископаемых ресурсов, которой присущи высокие операционные затраты, связанные, в том числе с неопределенностью будущих цен на сырье.

Исследование Lazard, проведенное в ноябре 2017 года, показало, что в отдельных регионах мира ветровые, солнечные, микротурбинные электростанции стали конкурентоспособными по стоимости за кВт·ч по сравнению с угольной и газовой генерацией.

В России цены на электроэнергию на основе ВИЭ значительно отстают от среднемирового уровня [10]. Вместе с тем, конкурсный отбор 2018 года показал, что в корректных экономических сопоставлениях российская ветроэнергетика вполне конкурентоспособна с мировыми аналогами уже сегодня, а не в отдаленном будущем. По результатам конкурса средневзвешенная плановая величина капитальных затрат у ООО «Ветропарки ФРВ» (823,3 МВт) составила 66 213 рублей за киловатт. По шести его проектам суммарной мощностью 226,8 МВт была зафиксирована величина капитальных затрат в 59 339 рублей за киловатт [9]. При пересчете в доллары США по курсу 1\$ = 64 рубля это составляет 927 долларов США за 1 кВт. Среднемировая величина удельных капитальных затрат составляет 1477 долларов США за 1 кВт [9].

Источник: АО «Янтарьэнерго»

Уровень локализации производства ВИЭ в России

В июне 2019 года закончился последний конкурсный отбор проектов ВИЭ, которые будут получать гарантированный возврат капитальных издержек и будут введены в строй до конца 2024 года. Суммарный объем отобранных проектов составил 5,4

В России создано производство кремниевых пластин с КПД 22%, которые занимают третье место в мире по данному показателю

ГВт, в том числе 3,38 ГВт (62,6 %) в сфере ветровой энергетики, 1,86 ГВт (34,4 %) в сфере солнечной энергетики и 0,17 ГВт (3 %) в сфере малой гидроэнергетики [1].

Основные успехи в импортозамещении были достигнуты в сфере солнечной энергетики за счет запущенных в 2014–2016 годах производств фотозлектрических

модулей компанией «Хевел». По итогам 2018 года степень локализации производства солнечных электростанций достигла 70 % на основе модулей с использованием традиционной технологии и 100 % на основе технологии тонкопленочных модулей [1].

В России создано производство кремниевых пластин с КПД 22%, которые занимают третье место в мире по данному показателю. Вместе с тем, такие ключевые компоненты солнечной энергетики, как сетевые инверторы, не производятся на территории страны из-за отсутствия отечественной электронной компонентной базы [11].

В ветровой энергетике степень локализации ниже, так как пока в этой сфере недостаточно российских производителей. Но уже в этом году планируется запустить ряд совместных производств [12]:

- ветровые энергоустановки (редукторные): башня, гондола (Фонд развития ветроэнергетики («Фортум», «Роснано», Vestas)), гондола (Enel, «Сименс Технологии Газовых Турбин»);
- ветровые энергоустановки (безредукторные): генератор, гондола, башня («НоваВинд» «Росатома», Lagerwey – «Red Wind» B.V. (лицензия)).

В сфере малых ГЭС можно говорить об отсутствии в России производства некоторых электронных компонентов, включая контроллеры, приборы, источники бесперебойного питания, а также горизонтальных и вертикальных синхронных гидрогенераторов, обеспечивающих безаварийное превышение номинальной скорости вращения не менее, чем в 2,2 раза. При этом они составляют критически важную часть малых гидроэлектростанций. Поэтому возникает вопрос о необходимости корректировки

перечня условий работы отрасли энергетического машиностроения, например, за счет увеличения объемов ввода мощностей малой гидроэнергетики в рамках механизма ДПМ 2.0.

Мировые инвестиции в возобновляемую энергетику до 2040 года оцениваются на уровне 6,44 трлн долларов. А общие суммарные мировые инвестиции в энергетику до 2040 года оценены в 58,7 трлн долларов [13]. Таким образом, формируется перспективный рынок сбыта для производителей оборудования, в том числе российских.

Стандартизация возобновляемой энергетики

С развитием ВИЭ и концепции Smart Grid особое внимание стало уделяться стандартизации, что вызвано переменным характером возобновляемой энергетики и необходимостью безопасной и надежной совместной параллельной работы разных источников энергии. В настоящее время ведется активная работа по стандартизации

Ульяновская ВЭС-1



Источник: ПАО «Фортум»

возобновляемой энергетики, трансформации стандартов традиционной генерации с учетом ВИЭ, а также созданию стандартов в сфере интеграции ВИЭ в существующие энергосистемы. Например, стандарты серии IEC (61400, 81400, 60904 и др.) и ISO (50001, 9806, 9808 и др.) позволяют учитывать требования и опыт многих проектов по внедрению объектов ВИЭ в существующие энергосистемы. России необходимо разрабатывать собственные стандарты с учетом международного опыта. Соединить производство возобновляемой энергии с уже сложившимися энергосистемами представляет собой сложную задачу. Вместе с тем, это стимулирует развитие таких технологий, как прогнозирование выработки ВИЭ, многофункциональные интеграционные системы управления, анализ больших данных, мобильные платформы Pay-as-you-go (PAYG), облачные измерительные и программные платформы и другие.

Производство накопителей энергии

Производство электроэнергии на генерирующих объектах возобновляемых источников тесно связано с накоплением энергии в больших объемах. В направлении создания систем аккумулирования энергии Россия имеет определенный задел (плотность аккумуляторов компании «Лиотех» составляет около 130 Вт·ч/кг [14]), которого на сегодняшний день недостаточно (плотность аккумуляторов тех-

нологических лидеров рынка составляет более 300 Вт·ч/кг [15]). Так что остается идти по пути налаживания взаимовыгодного международного сотрудничества с Китаем, Японией, США, Европейским Союзом.

Технологическое развитие производства и применения систем накопления и хранения электроэнергии в России требует совершенствования нормативно-правового и нормативно-технического регулирования, в том числе снятие барьеров для применения систем хранения электроэнергии, формирование перечня перспективных направлений развития систем батарей с возможностью заключения специальных инвестиционных контрактов, внесения этих систем в перечень объектов и технологий высокой энергетической эффективности.

Углубление интеграции ВИЭ в сферы конечного потребления

Способствовать увеличению степени интеграции ВИЭ во все сферы конечного потребления возможно за счет применения «зеленой» энергии для производства водорода. Водородная энергетика является одним из элементов глобальной энергетической трансформации, который позволит снизить парниковые выбросы. Водород – самый распространенный элемент в нашей вселенной. Он присутствует практически везде: в воде, природном газе и органических материалах. Замена традиционных ископаемых видов топлива водородом при-

ведет к экологическому снижению загрязнителей климата и улучшит качество воздуха.

Можно выделить следующие способы получения водорода [16]:

1. Паровая конверсия метана/природного газа. Данным способом производится примерно половина всего водорода. Себестоимость процесса \$ 2–\$ 2,5 за 1 кг водорода.
2. Газификация угля. Себестоимость процесса \$ 2–\$ 2,5 за 1 кг водорода.
3. Электролиз водных растворов солей. Себестоимость \$ 3–\$ 20 за 1 кг водорода.
4. Химическая реакция воды с металлами.
5. Из биомассы:
 - 5.1. Термохимический метод: себестоимость процесса \$ 5–\$ 7 за 1 кг водорода;
 - 5.2. Биохимический метод: себестоимость водорода около \$ 2 за 1 кг;
 - 5.3. Биофотолиз;
 - 5.4. Биогаз.

Преимуществами использования водорода в энергетике являются высокий КПД топливных элементов, который достигает 60–80% и не зависит от коэффициента нагрузки, а также отсутствие вредных выбросов и компактные размеры оборудования [17, 18].

Электромобили на топливных элементах (Fuel Cell Electric Vehicles (FCEVs)) при эксплуатации производят на 30–60% меньше выбросов, чем обычные машины, работающие на бензине, и не выделяют вредных загрязнителей воздуха [17, 18].

Будущее производства водорода на основе различных ВИЭ путем электролиза будет в значительной степени зависеть от технологической готовности электроэнергетических систем. При оптимистичном сценарии развития электролиз для производства водорода может стать конкурентоспособным по цене к 2030 году [19].

Переход к низкоуглеродному развитию

Ратифицированное Россией Парижское соглашение по климату на сегодняшний день не предполагает для страны каких-либо серьезных издержек, связанных с сокращением выбросов в ближайшем будущем. Для выполнения обязательств, предусмотренных соглашением, установлена цель снизить выбросы парниковых газов «до уровня 70–75% выбросов 1990 года к 2030 году при условии максимально возможного учета поглощающей способности российских лесов» [20].

По оценке Федеральной службы по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды в 2017 году объем выбросов парниковых газов в эквиваленте CO₂ составил 2,2 млрд тонн. С учетом возможностей поглощения углерода лесами страны (580 млн тонн), это эквивалентно 1,6 млрд

Волновая электростанция



Источник: techpowerup.com

тонн [21]. Сравнение с объемом выбросов 1990 года (по разным оценкам, он составлял от 2,3 до 3,1 млрд тонн) показывает, что по самым консервативным подсчетам в настоящее время выбросы CO₂ достигают около 69% от базы. Это значение соответствует целевому диапазону 70%–75%. Таким образом, принятие Парижского соглашения не потребует от России немедленных действий по снижению уровня выбросов парниковых газов, и это дает стране преимущество перед другими развивающимися экономиками, нарастившими выбросы после 1990 года.

Меры государственной поддержки

В рамках государственной поддержки инновационного развития возобновляемой энергетики необходимо создать правовые, экономические и организационные условия для электроэнергетических компаний и предприятий энергетического машиностроения, производящих оборудование для ВИЭ. При этом государственная поддержка должна быть увязана с развитием отечественного энергетического машиностроения и электронной промышленности, как неотъемлемой части современной техники.

В качестве возможных мер поддержки могут быть выделены следующие:



Кислогубская ГЭС

Источник: «Русгидро»

- пересмотр / сохранение требований по локализации оборудования;
- продление механизма поддержки возобновляемых источников ДПМ 1.0 (ДПМ 2.0);
- актуализация существующих стандартов в соответствии с новыми условиями функционирования;
- содействие созданию консорциумов для разработки перспективных инновационных технологий;
- внедрение механизма «зеленых» сертификатов;
- использование механизма концессионных соглашений в изолированных зонах и удаленных территориях.

Результаты SWOT-анализа

Результаты проведенного SWOT-анализа показывают, что возобновляемая энергетика на территории России характеризуется высоким потенциалом для развития и широкомасштабного внедрения. Вместе с тем, данное технологическое направление не лишено недостатков, преодоление которых будет способствовать повышению темпов ввода новой генерации. Основными проблемами развития энергетики на основе возобновляемых источников энергии являются:

- отсутствие понятной проработанной стратегии развития;

Таблица 1. SWOT-анализ

Сильные стороны	Слабые стороны
1. Высокий энергетический потенциал ВИЭ в России: солнечная энергия, энергия ветра, геотермальная энергия и пр. 2. Наличие обширной территории. 3. Высокая устойчивость и надежность существующей энергосистемы. 4. Сопутствующие мировые тренды. 5. Заинтересованность государства в развитии ВИЭ. 6. Высокая доля производства электроэнергии на ГЭС и АЭС. 7. Модульность, масштабируемость, компактность. 8. Рыночные механизмы ценообразования. 9. Высокий уровень квалификации сотрудников. 10. Повышение экологической эффективности. 11. Снижение цен на тепло- и электроэнергию. 12. Короткий срок ввода в эксплуатацию. 13. Низкая технологическая эффективность: низкий КПД. 14. Низкая экологическая эффективность угольных электростанций. 15. Долгий срок ввода традиционных электростанций в эксплуатацию. 16. Инерционная и капиталоемкая структура комплекса. 17. Высокий уровень потерь электрической энергии при транспортировке. 18. Невозможность хранения электрической энергии. 19. Наличие неэффективных мощностей в структуре выработки. 20. Недостаточная пропускная способность межсистемных и системообразующих электрических сетей в ряде регионов России. 21. Высокий уровень тарифов на электрическую и тепловую энергию в отдельных регионах страны.	1. Неполная загрузка мощностей по производству электроэнергии. 2. Сложность технического регулирования и лицензирования. 3. Проблемы при присоединении к электрическим сетям. 4. Переменный характер производства энергии со стороны ВИЭ. 5. Проблема утилизации элементов энергоустановок, отработавших свой ресурс. 6. Высокая стоимость производства электрической энергии на основе ВИЭ. 7. Высокие капитальных затраты на строительство ВИЭ. 8. Сложность прогнозирования выработки ВИЭ. 9. Низкий КПД солнечных панелей, что обуславливает необходимость территории большой площади. 10. Отсутствие в России собственного качественного сырья для производства солнечных панелей. 11. Отсутствие локализации в России ряда технологий, критичных для ВИЭ (например, элементы ЭКБ, инверторы, высокоэффективные системы накопления и хранения энергии и т. п.). 12. Проблемы хранения водорода.

Возможности	Угрозы
1. Использование потенциала возобновляемых источников энергии в удаленных районах. 2. Появление на рынке маневренного оборудования малой мощности. 3. Активное использование местных энергетических ресурсов. 4. Внедрение инновационных технологий с целью повышения эффективности, надежности и безопасности энергоснабжения. 5. Развитие систем накопления и хранения электрической энергии. 6. Замена устаревших, изношенных и неэффективных мощностей оборудованием с современными технологиями. 7. Перевод потребителей на более энергоэкономичное оборудование. 8. Совершенствование нормативно-правовой базы поддержки инноваций и инвестиций в отрасли. 9. Повышение инвестиционной привлекательности отрасли. 10. Разработка прорывных технологических решений в электроэнергетике. 11. Возможность хранения электрической энергии. 12. Эффективное использование энергии в локальных энергосистемах, ресурсосбережение, использование энергосберегающих технологий. 13. Энергетическая независимость. 14. Загрузка диверсифицированных производств предприятий ОПК. 15. Реализация экспортного потенциала высокотехнологичной продукции.	1. Повышение эффективности производства электрической энергии за счет внедрения высокоэкономичных газовых турбин. 2. Санкционные риски. 3. Недостаток инвестиций для реализации программ по эффективному развитию энергетики: развитие возобновляемых источников энергии. 4. Снижение или замедление темпов роста объемов потребления электрической энергии. 5. Снижение цен на основные виды топливно-энергетических ресурсов – газ, уголь. 6. Увеличение пропускной способности межсистемных и системообразующих электрических сетей, в том числе за счет внедрения новых технологий. 7. Увеличение стоимости заемного капитала. 8. Конъюнктурное сдерживание роста тарифов регулятором в целях борьбы с инфляцией. 9. Недостаточно проработанная нормативно-правовая база. 10. Замедленное развитие собственной научной и технологической базы для производства высокоэффективного оборудования для ВИЭ. 11. Недостаточное снижение стоимости капитальных затрат на строительство ВИЭ. 12. Снижение устойчивости и надежности энергосистемы вследствие увеличения доли ВИЭ в структуре энергобаланса. 13. Увеличение тарифов для конечных потребителей. 14. Перекрестное субсидирование, увеличивающее стоимость электроэнергии для промышленности и коммерческих потребителей. 15. Высокий уровень неплатежей. 16. Конкуренция между инвестиционными направлениями: необходима модернизация устаревшего оборудования сетей, развитие ВИЭ, модернизация существующей генерации (ТЭС, АЭС, ГЭС). 17. Перестройка российской энергетической системы.

- административно-хозяйственные проблемы на федеральном и региональном уровнях;
- отсутствие нормативно-правовой базы для проектирования и создания оборудования;
- научно-технические проблемы в части повышения эффективности, снижения стоимости, интеграции в существующую

энергосистему, унификации и стандартизации технических решений и другие.

Чтобы эффективно противостоять «угрозам» российской энергетике на основе ВИЭ нужно активно стимулировать снижение цен меньше стоимости традиционной генерации, повышение КПД энергоустановок, разработку дешевых аккумуляторов высокой плотности, создание собственных производств.

Бичурская СЭС



Источник: ГК «Хевел»

Заключение

Трансформация электроэнергетического сектора предполагает, прежде всего, фокусировку сил на высокотехнологичном производстве электроэнергетического оборудования и электроники, в том числе за счет импортозамещения.

Увеличение доли возобновляемой энергетики в энергобалансе страны и существенный потенциал экспорта оборудования для «зеленой» энергетики могут стать драйвером преобразования отрасли. Это позволит обеспечить необходимую загрузку мощностей энергетического машиностроения, электротехнической и кабельной промышленности, диверсификацию производств предприятий ОПК, а также будет способствовать снижению зависимости электроэнергетических компаний от импортного оборудования, включая электронные компоненты.

Соответствие международным стандартам и улучшение технико-экономических характеристик

систем накопления электроэнергии создадут возможность ускоренного развития интеграционных процессов объектов ВИЭ в общую энергосистему страны.

Разработка стратегии развития возобновляемых источников энергии, усиление стимулирующего воздействия государства на разработку новых технологий в сфере ВИЭ и строительство возобновляемой генерации, обеспечат необходимые условия для эффективного перехода к новой мировой энергетической парадигме: «Возобновляемая энергия – основа энергетического баланса будущего».

Принятие Парижского соглашения не потребует от России немедленных действий по снижению уровня выбросов парниковых газов

Использованные источники

1. Водородная экономика: новые надежды на успех // Энергетический бюллетень № 73 июнь 2019: интернет-журнал // Аналитический центр при Правительстве Российской Федерации. URL: <http://ac.gov.ru/files/publication/a/22855.pdf> (дата обращения: 12.12.2019).
2. IEA, «Coal demand by region and scenario, 2018–2040», IEA, Paris. URL: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/coal-demand-by-region-and-scenario-2018-2040> (дата обращения: 10.12.2019).
3. IEA, «Renewable electricity generation by region and scenario, 2018–2040», IEA, Paris. URL: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/renewable-electricity-generation-by-region-and-scenario-2018-2040> (дата обращения: 12.12.2019).
4. IEA, «Renewables share in capacity additions by region in the Stated Policies and Sustainable Development scenarios, 2019–2040», IEA, Paris. URL: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/renewables-share-in-capacity-additions-by-region-in-the-stated-policies-and-sustainable-development-scenarios-2019-2040> (дата обращения: 12.12.2019).
5. IEA (2018), «World Energy Outlook 2018», IEA, Paris. URL: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2018> (дата обращения: 12.12.2019).
6. Доклад комиссии Европейскому парламенту, Совету, Европейскому экономическому и социальному комитету, Комитету регионов и Европейскому инвестиционному банку по реализации стратегического плана действий по аккумуляторам: построение стратегической цепочки создания стоимости аккумуляторов в Европе (Brussels, 9.4.2019). URL: <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/72b1e42b-5ab2-11e9-9151-01aa75ed71a1> (дата обращения: 12.12.2019).
7. Открытые данные: официальный интернет-сайт Министерства энергетики Российской Федерации. URL: <https://minenergo.gov.ru/opendata> (дата обращения: 12.09.2019).
8. McKinsey Energy Insights: Global Energy Perspective 2019: Reference-Case-Summary. URL: https://www.mckinsey.com/~media/McKinsey/Industries/Oil%20and%20Gas/Our%20Insights/Global%20Energy%20Perspective%202019/McKinsey-Energy-Insights-Global-Energy-Perspective-2019_Reference-Case-Summary.ashx (дата обращения: 12.10.2019).
9. Обзор российского ветроэнергетического рынка за 2018 год // Российская Ассоциация Ветроиндустрии. URL: <https://rawi.ru/windpower/market-report/market-report-2018>. (дата обращения: 10.12.2019).
10. Презентационные материалы: Развитие ВИЭ в России: опыт реализации программы поддержки, условия и ограничения для следующего этапа развития // НП «Совет рынка», Москва – 2017; Levelized Cost of Energy Analysis (LCOE 11.0). URL: <https://www.lazard.com/perspective/levelized-cost-of-energy-2017> (дата обращения: 10.12.2019).
11. В рассеянных лучах российского солнца // Интернет-журнал «Эксперт» № 37 (1043). URL: <https://expert.ru/expert/2017/37/v-rasseyannyih-luchah-rossijskogo-solntsa/> (дата обращения: 10.12.2019).
12. Министерство промышленности и торговли Российской Федерации.
13. IEA (2019), «World Energy Outlook 2019, IEA», Paris. URL: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2019> (дата обращения: 12.12.2019).
14. «Лиумтех» разработал новые аккумуляторы для электротранспорта // Интернет-сайт группы «РОСНАНО». URL: <https://www.rusnano.com/about/press-centre/news/20190124-liotech-razrabotal-novye-akkumulyatory-dlya-elektrotransporta> (дата обращения: 10.12.2019).
15. Илон Маск считает, что аккумуляторы смогут заменить керосин в самолётах уже через пять лет // Интернет-сайт IXBT.com. URL: <https://www.ixbt.com/news/2019/07/01/ilon-mask-schitaet-cto-akkumulyatory-smogut-zamenit-kerosin-v-samoljotah-uzhe-cherez-pjat-let.html> (дата обращения: 10.12.2019).
16. Аналитические материалы ЦКТР ТЭК ФГБУ «РЭА» Минэнерго России.
17. Корпоративный портал «Томский политехнический университет». URL: <http://portal.tpu.ru/portal/page/portal/www> (дата обращения: 10.12.2019).
18. Митрова Т., Мельников Ю., Чугунов Д., Водородная экономика – путь к низкоуглеродному развитию // Московская школа управления «СКОЛКОВО». URL: https://energy.skolkovo.ru/downloads/documents/SEneC/Research/SKOLKOVO_EneC_Hydrogen-economy_Rus.pdf (дата обращения: 10.12.2019).
19. Холкин Д., Чаусов И., Тертышная А., Бурдин И., Экспертно-аналитический доклад инфраструктурного центра EnergyNet «Перспективы России на глобальном рынке водородного топлива», Москва 2019 // Инфраструктурный центр EnergyNet. URL: https://energynet.ru/upload/Перспективы_России_на_глобальном_.pdf (дата обращения: 10.12.2019).
20. Официальный документ о национально определяемом вкладе выбросов, представленный на портале United Nations Climate Change. URL: <https://www4.unfccc.int/sites/submissions/indc/Submission%20Pages/submissions.aspx> (дата обращения: 10.12.2019).
21. На пути к чистым доходам: что несет России Парижское соглашение // Интернет-сайт консалтингового агентства АКРА. URL: <https://www.akra-ratings.ru/research/1518> (дата обращения: 10.12.2019).
22. Развитие ВИЭ энергетики в России // Аналитический онлайн-журнал Геоэнергетика.ru. URL: <http://geoenergetics.ru/2019/09/27/razvitie-vie-energetiki-v-rossii/> (дата обращения: 10.12.2019).



ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА



ПОДПИСКА ОТКРЫТА!

Журнал «Энергетическая политика» принял участие в подписной кампании 2020 года. Оформить подписку можно во всех почтовых отделениях Российской Федерации по каталогу агентства Роспечать «Газеты и журналы». Подписной индекс: 88732. Стоимость подписки на первое 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

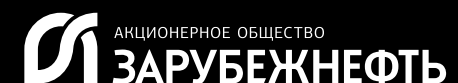


Фото на обложке:
nostalgic / Depositphotos.com



2409-5518

ISSN 2409-5516