



ИНСТИТУТ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ РАН

Проблемы развития энергетики России и мира

**НАПРАВЛЕНИЯ АДАПТАЦИИ
МИРОВОЙ ЭНЕРГЕТИКИ
К НОВЫМ РЫНОЧНЫМ
УСЛОВИЯМ**

Москва
2018

УДК 338.45:620.9

ББК 31

Н 277

Н 277 Направления адаптации мировой энергетики к новым рыночным условиям / под редакцией академика А.А. Макарова, канд. экон. наук Т.А. Митровой и В.А. Кулагина. — М.: ИНЭИ РАН, 2018. — 122 с.: ил.

ISBN 978-5-91438-024-0

В книге представлены результаты исследований ИНЭИ РАН по тематике «Тенденции и перспективы развития мировой энергетики и мировых энергетических рынков», проведенных с использованием модельно-информационного комплекса SCANNER. Показаны основные направления адаптации отраслей энергетики к изменению рыночных условий функционирования на период до 2025 г.

Книга предназначена для научных работников, аспирантов, специалистов, занимающихся стратегическим планированием, а также прогнозированием развития российской и мировой энергетики и ее отраслевых комплексов.

УДК 338.45:620.9
ББК 31

ISBN 978-5-91438-024-0

www.eriras.ru

© ИНЭИ РАН, 2018

СОДЕРЖАНИЕ

Предисловие	4
1. Галкина А.А. Анализ изменений в мировой экономике и демографии и их учет в ходе прогнозирования мировой энергетики	6
2. Галкина А.А. Межтопливная конкуренция в электроэнергетике	15
3. Грушевенко Д.А. Межтопливная конкуренция на транспорте	29
4. Галкина А.А., Белоцкая Е.Д. Мировая электроэнергетика до 2025 г.	41
5. Козина Е.О., Кулагин В.А. Перспективы атомной энергетики в условиях меняющейся энергополитики	47
6. Белоцкая Е.Д., Галкина А.А., Кулагин В.А. Возобновляемые ресурсы как основа новой энергетики — мечты и реальности	59
7. Грушевенко Д.А., Капустин Н.О. Мировой рынок нефти. Текущее состояние и перспективы до 2025 г.	66
8. Галкина А.А., Дунаева Н.В., Кулагин В.А. Мировой газовый рынок	75
9. Мельникова С.И. Тенденции развития краткосрочной торговли газом в Европе и Северной Америке	87
10. Яковлева Д.Д. Мировой угольный рынок	112

ПРЕДИСЛОВИЕ

Условия функционирования мировой энергетики быстро меняются. Рост цен на нефть и другие энергоресурсы, продолжавшийся с начала XXI в., сменился резким снижением в 2014 г. Но с 2016 г. идет процесс восстановления цен, ускорившийся с середины 2017 г. Серьезный прогресс в части технологического развития и снижения затрат всего за несколько лет продемонстрировали некоторые виды возобновляемых и нетрадиционных источников энергии, благодаря чему конкуренция на энергетических рынках существенно усилилась. Надежды экологов на создание эффективных механизмов стимулирования перехода к низкоуглеродной энергетике пока не оправдывают ожиданий — система торговли квотами на выбросы парниковых газов не смогла стать глобальной, а региональные цены выбросов практически не способны оказывать воздействие на энергодобавочный баланс. Большой потенциал атомной энергетики используется в малой степени из-за её неспособности на протяжении шести десятилетий доказать свою безопасность. На фоне снижения цен на углеводороды и стоимости ВИЭ довольно остро стоит вопрос и о долгосрочной конкурентоспособности произведенной на АЭС электроэнергии. В секторах потребления и поставок энергоресурсов всё шире используются «умные» технологии, позволяющие оптимизировать работу энергосистем и сами режимы спроса. Одновременно меняется и характер спроса по секторам: в транспортном секторе нефтепродукты перестают быть безальтернативным ресурсом, универсальность электроэнергии позволяет вытеснять ископаемые топлива в секторах промышленности и коммунально-бытовом секторе. Расширение использования ВИЭ приводит к новым неравномерностям загрузки энергосистемы, которые накладываются на традиционные неравномерности спроса. В результате в отдельные периоды цены на электроэнергию в европейских странах достигают отрицательных отметок, а в другие требуется широкое использование возможностей генерации на газе и угле.

Под влиянием указанных факторов трансформируются роли и потребительские ниши для всех энергоресурсов. Причем значительное влияние на эти процессы оказывает энергетическая политика. Фактически все страны и крупные энергетические компании переосмысливают свои стратегии в области энергетики, в отдельных случаях достаточно сильно меняя приоритеты.

Оптимальные решения с точки зрения построения рационального энергодобавочного баланса различаются по регионам и странам мира в зависимости от потенциала и доступности различных источников энергии.

В период до 2025 г. Европейский регион станет экспериментальной площадкой для отработки схем функционирования электроэнергетики в условиях, когда в отдельных странах ЕС выработка на базе ВИЭ становится доминирующей в отдельные периоды времени.

Рынкам всех ископаемых топлив предстоит найти новые уровни ценового равновесия с одновременной трансформацией торговых потоков и условий поставок.

Мировую экологическую политику ожидает новый тест на попытки достижения глобальных и локальных соглашений и создание действенных механизмов, стимулирующих сокращение выбросов вредных веществ в атмосферу.

Представленные в книге материалы позволяют детальнее ознакомиться с происходящими изменениями и направлениями адаптации к ним мировой энергосистемы.

1. АНАЛИЗ ИЗМЕНЕНИЙ В МИРОВОЙ ЭКОНОМИКЕ И ДЕМОГРАФИИ И ИХ УЧЕТ В ХОДЕ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ МИРОВОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

Галкина А.А., научный сотрудник

Показатели роста мировой экономики и демографическая ситуация остаются важными факторами, влияющими на энерго- и электропотребление. Но значительный потенциал влияния на потребление оказывает также энергополитика, включая меры в области энергоэффективности. В этой связи в ИНЭИ РАН показатели численности населения и экономического роста используются в прогнозах динамики энергопотребления, электропотребления и потребления нефтепродуктов с учетом изменений и различий по странам статистических связей между этими показателями, а также с дальнейшей корректировкой в ресурсных модулях модельного комплекса по прогнозированию развития мировой энергетики. Согласно результатам расчетов, в перспективе до 2025 г., в сравнении с 2005—2015 гг., темпы роста мировой экономики замедлятся с 3,6 до 3,1 %, а объемы мирового энергопотребления увеличатся с 13,5 млрд т н. э. менее чем на 2 млрд т н. э.

..... · Ключевые слова:

ВВП, экономический рост, численность населения, энергопотребление, душевое энергопотребление, энергоемкость ВВП.

Рост благосостояния населения часто используется в качестве естественного основного фактора, определяющего рост энергопотребления. При этом вопрос перспектив изменения связи между экономическим ростом, демографическими показателями и энергопотреблением остается актуальным полем для исследования. При этом справедливо отмечается (например, [1]), что рост экономики не обязательно приводит к росту энергопотребления. Методика ИНЭИ РАН по прогнозированию спроса на первичную энергию не предполагает учет прямой связи между темпами роста валового внутреннего продукта (ВВП) и объемами энергопотребления, а основана на анализе динамики ВВП, численности населения, трендов энергоемкости ВВП и душевого энергопотребления с уточнением итоговых показателей при анализе спроса на отдельные энергоресурсы и динамики по секторам потребления.

Использование показателей ВВП и численности населения в прогнозах ИНЭИ РАН

ВВП и численность населения используются ИНЭИ РАН при расчетах прогнозных значений потребления первичных энергоресурсов, электропотребления и спроса на нефтепродукты [2]. Прогнозирование энерго- и электропотребления осуществляется за счет совмещения подходов, основанных на прогнозировании ВВП и энергоемкости (электроемкости) ВВП, а также душевого энергопотребления (электропотребления) и численности населения. В ходе расчетов также используются показатели душевого ВВП. Прогнозные динамики определяются на основе трендов и получаемых перспективных доверительных интервалов.

При прогнозировании спроса на нефтепродукты, прежде всего, по странам рассчитываются эконометрические зависимости каждого из видов нефтепродуктов от численности населения и ВВП. Далее спрос на нефтепродукты корректируется с помощью методики, оценивающей межтопливную конкуренцию в транспортном секторе, где, в свою очередь, одними из факторов спроса являются такие социально-экономические показатели, как средний срок эксплуатации автомобиля населением страны, транспортные предпочтения населения, средний пробег автомобиля, приемлемые стоимости владения автомобилем и т. д.

При анализе целесообразности использования демографических и связанных с ними социально-экономических показателей в ходе прогнозирования потребления энергоресурсов рассматривались различные показатели. Среди них — общая численность населения, доля трудоспособного населения, численность городского и сельского населения (уровень урбанизации), а также более специфические показатели, по которым зачастую отсутствует качественная регулярно обновляемая статистика по странам (например, доля населения с доступом к электроэнергии, распределение доходов по квинтилям — пяти группам по 20 % населения и соответствующее этим группам распределение потребления энергоресурсов). Некоторые из рассмотренных показателей лишь косвенно влияют на энергопотребление (например, доля трудоспособного населения является скорее фактором экономического роста), некоторые — разнонаправленно (например, урбанизация: при переезде людей из сел в города обычно на фоне роста благосостояния повышается среднее потребление энергоресурсов на человека, однако в дальнейшем в случае переезда из городов в пригороды среднее душевое потребление энергоресурсов не снижается — наоборот, поддержание того же качества условий жизни требует большего расхода энергоресурсов). Использование такого показателя, как распределение доходов и энергопотребления по квинтилям, дает лучшее понимание влияния неравенства распределения доходов на рост энергопотребления, однако ввиду необходимости чрезмерной агрегации данных для построения регрессии может дать большую ошибку прогноза.

В прогнозах динамики мировой экономики ИНЭИ РАН используются ретроспектива и краткосрочные прогнозы МВФ (на 5 лет [3]) и собственные оценки на

более длительный период, а также средний сценарий прогноза численности населения мира, разрабатываемый ООН [4]. Разработанный в ходе работы базовый сценарий развития мировых энергетических рынков основывается на представленных ниже прогнозах развития мировой экономики и численности населения.

Анализ и прогноз развития мировой экономики и динамики численности населения

В 2016 г. мировой ВВП составил 120 трлн долл. по ППС (паритет покупательной способности) (75 трлн долл. по обменному курсу), в том числе 54 трлн долл. составило производство ВВП в развитых странах, 66 трлн долл. — в развивающихся. Темпы роста объемов производства мирового ВВП по ППС в 2016 г., по оценкам МВФ от октября 2017 г., составили 3 %, что в целом соответствует прогнозу, выполненному МВФ в октябре 2015 г. (3,1 %). Однако по регионам мира экономическая динамика во многом не соответствовала ожиданиям: в 2016 г. медленнее, чем ожидалось, увеличивался ВВП США (1,6 против ожидаемых 2,4 %), Индии (6,8 против 7,5 %), Африки (2,1 против 2,9 %), более быстрый экономический рост наблюдался в странах СНГ (+0,3 против –1,1 %), Китае (6,7 против 6,4 %), развитых странах Азии (1,7 против 1,3 %), на Ближнем Востоке (3,9 против 2,9 %). Таким образом, экономики Индии и Африки — будущие драйверы роста мирового ВВП — пока не достигают ожидаемых темпов роста, однако это компенсируется более быстрым ростом в некоторых развитых и развивающихся странах со средним уровнем дохода.

По оценкам ИНЭИ РАН, в среднесрочном периоде темпы мирового роста ВВП в 2015—2025 гг. снизятся (до 3,1 % в сравнении с ранее разработанным прогнозом — 3,2 %, в сравнении с темпами роста в 2005—2015 гг. — 3,7 %). При этом средние темпы роста развитых стран составят 1,7 против 1,9 %, развивающихся — 4,1 против 4,2 % в сравнении с предыдущим прогнозом. Заметно более низким будет экономический рост в США (2,0 против 2,4 % за 2015—2025 гг.), России (1,7 против 1,8 %), Европе (1,6 против 1,7 %), более быстро будет повышаться ВВП в развитых странах Азии (1,4 против 1,3 %), в частности в Японии (рис. 1).

В абсолютном выражении мировой ВВП к 2025 г. составит 158 трлн долл. 2016 г. Доля развивающихся стран за 10 лет увеличится с 55 до 60 %. Экономика Китая останется первой в мире с объемами производства ВВП порядка 33 трлн долл. 2016 г. (21 % мирового ВВП), ВВП Индии достигнет 15 трлн долл. 2016 г., ВВП США — 22 трлн долл. 2016 г., Европы — 27 трлн долл. 2016 г. (рис. 2).

Основной прирост в ВВП развитых стран мира будут по-прежнему обеспечивать услуги, в развивающихся странах мира продолжится переход на постиндустриальный тип развития. Большие неопределенности связаны с трансформацией социально-экономического развития Китая. Темпы роста в других развивающихся странах Азии будут повышаться и в какой-то мере компенсировать замедление роста экономики Китая. В СНГ, странах Южной Америки и Африки, в которых наблюдалась экономическая рецессия, ожидается восстановление роста.

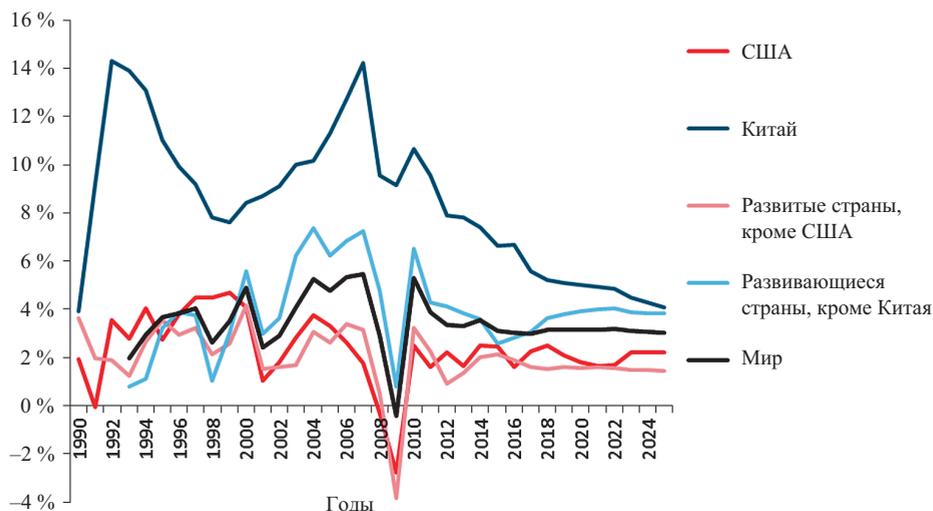


Рис. 1. Динамика темпов роста мирового ВВП (ППС) по регионам и крупнейшим странам [3, расчеты ИНЭИ РАН]

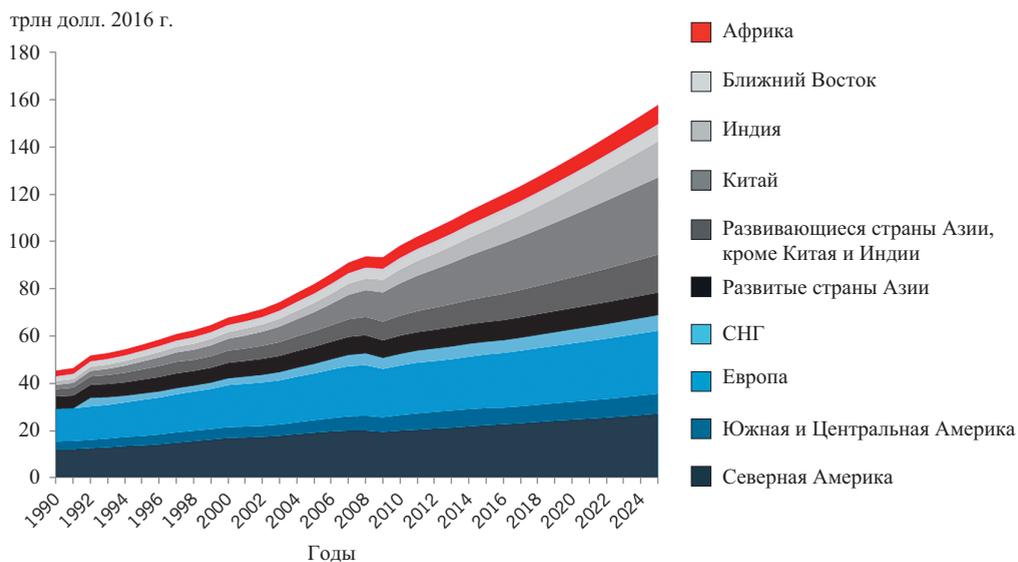


Рис. 2. Динамика мирового ВВП (ППС) по регионам и крупнейшим странам [3, расчеты ИНЭИ РАН]

В среднем за 2015—2025 гг. в сравнении с предыдущим десятилетием рост душевого ВВП ускорится в Северной Америке и достигнет 52 тыс. долл. 2016 г./чел., несколько ускорится в Европе и развитых странах Азии, достигнув соответственно 42 и 44 тыс. долл. 2016 г./чел. В остальных регионах мира будет наблюдаться замед-

ление темпов роста душевого ВВП в сравнении с 2005—2015 гг. В некоторых случаях (например, в странах СНГ, Ближнего Востока и Южной Америки) это связано с экономической рецессией на фоне быстрого падения цен на энергетический экспорт, в других случаях (в частности, в развивающихся странах Азии) это замедление естественно следует за периодом быстрого роста от изначально низких уровней душевого ВВП. При этом Китай остается мировым лидером по приросту душевого ВВП. Так, в Китае ВВП на душу населения в 2015—2025 г. увеличится на 8 тыс. долл. 2016 г./чел. и составит 22,5 тыс. долл. 2016 г./чел. В среднем производство ВВП на душу населения в мире увеличится на 3,5 тыс. долл. 2016 г./чел. и составит 19 тыс. долл. 2016 г./чел. (рис. 3).

В 2015—2025 гг. структура мирового ВВП продолжит меняться в пользу увеличения доли развивающихся стран Азии за счет роста доли Китая и Индии с 14 и 6 % до, соответственно, 17 и 8 %. С учетом доли других стран развивающейся Азии на уровне 25 % все развивающиеся страны Азии произведут половину мирового ВВП в 2025 г. При этом продолжится снижение доли развитых стран (рис. 4).

Прогноз численности населения мира, выполненный ООН в 2017 г., предполагает рост численности населения мира с 7,5 до 8,2 млрд чел. в 2015—2025 гг. (на 40 млн чел. выше, чем в прогнозе от 2015 г.), что соответствует замедлению роста численности населения в мире до 1 % ежегодно (рис. 5).

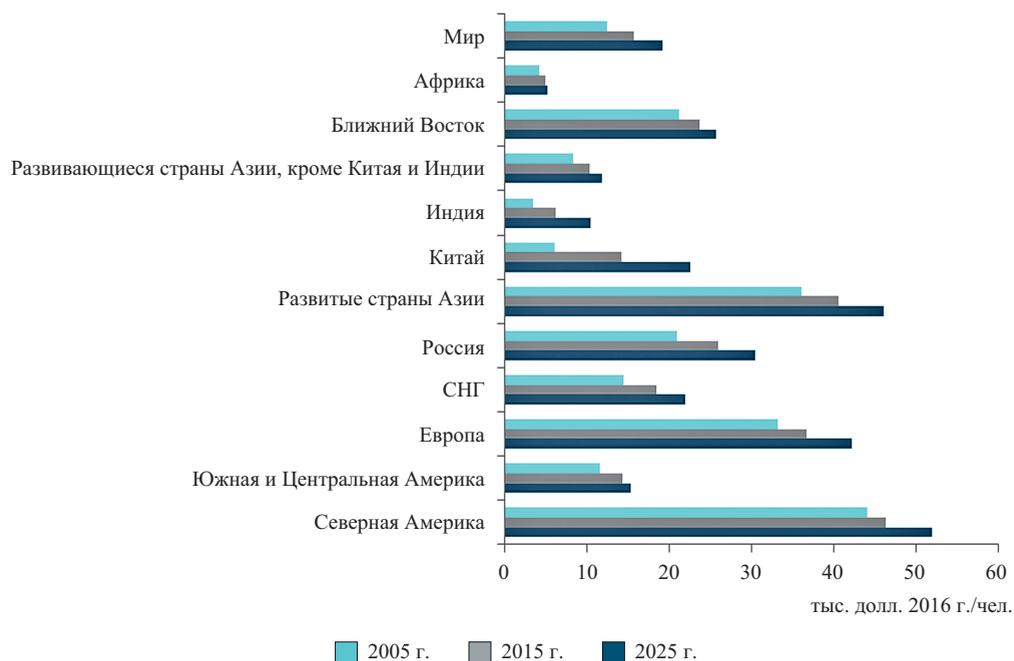


Рис. 3. ВВП (ППС) на душу населения по регионам мира в 2005, 2015 и 2025 гг. [3, 4, расчеты ИНЭИ РАН]

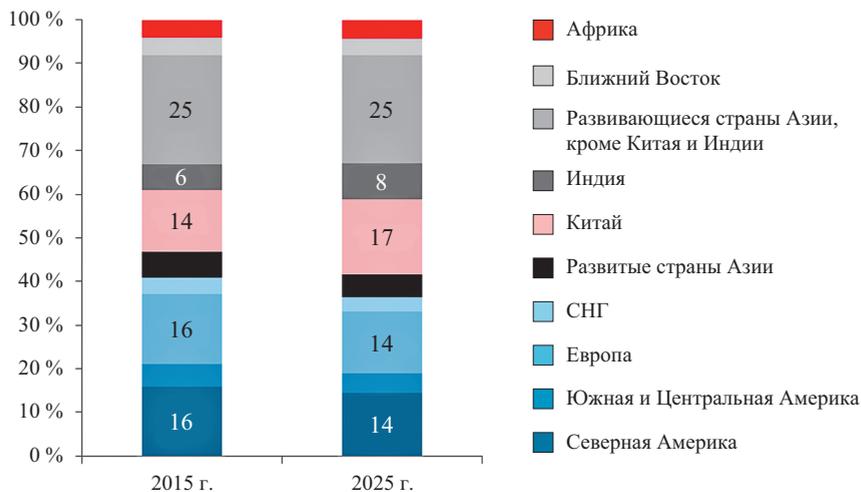


Рис. 4. Изменение структуры мирового ВВП по регионам и крупнейшим странам [3, расчеты ИНЭИ РАН]

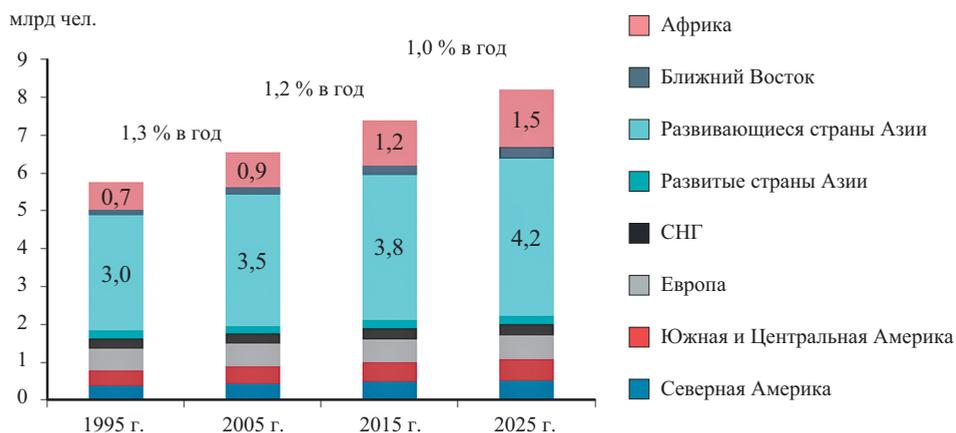


Рис. 5. Численность населения по регионам мира в 1995, 2005, 2015 и 2025 гг. [4, расчеты ИНЭИ РАН]

Близкие к среднемировым темпы роста ожидаются в странах Северной и Южной Америки, Индии, Индонезии и странах Северной Африки. Темпы роста численности населения в Европе, развитых странах Азии, СНГ и Китае составят 0,1—0,3 % в год. Рост численности населения в остальных развивающихся странах мира составит 1,9 % в год. В результате доля развитых стран уменьшится с 17 до 16 %, доля Китая и Индии в численности населения мира снизится с 37 до 35 %, в остальных развивающихся странах мира будет проживать 49 % населения мира (рис. 6).

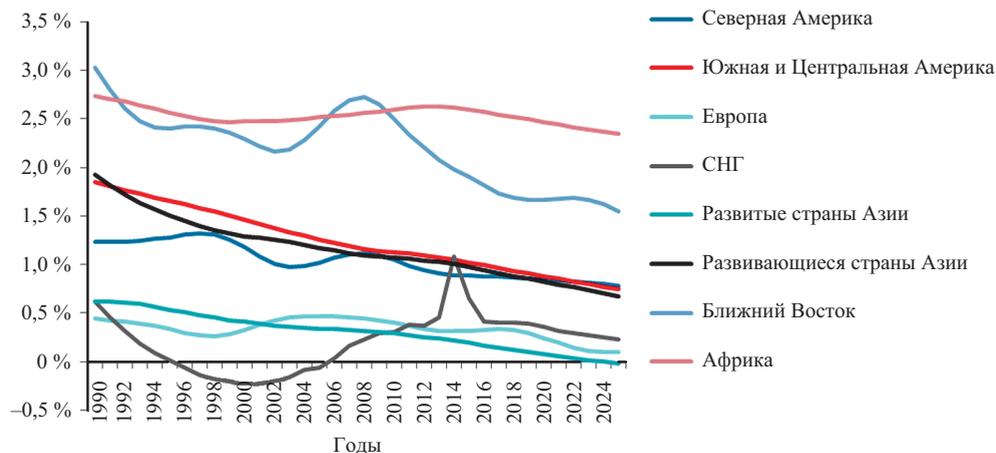


Рис. 6. Темпы роста численности населения по регионам мира в 1990—2025 гг. [4, расчеты ИНЭИ РАН]

Прогноз энергопотребления

В перспективе до 2025 г. ожидаются дальнейшее снижение энергоемкости ВВП развитых стран, сохранение тренда на сближение энергоемкости ВВП Китая со среднемировым уровнем, что в значительной степени определяет замедление объемов мирового энергопотребления. Примечательно также, что развитие стран с низким уровнем дохода происходит зачастую, минуя наиболее энергоемкую стадию индустриализации, например энергоемкость ВВП Индии — крупнейшего после Китая и США потребителя энергоресурсов в мире — в 2004 г. стала ниже среднемировой, а к 2020 г. снизится до уровня развитых стран. Таким образом, снижение энергоемкости ВВП наблюдается в подавляющем большинстве стран мира. При этом уровни душевого энергопотребления, как в целом более инерционного показателя, по-прежнему значительно различаются по регионам (рис. 7, 8).

Результирующие объемы мирового энергопотребления показывают умеренный рост — почти в 2,5 раза более медленный, чем рост экономики. Таким образом, потребление первичных энергоресурсов в мире повышается с 13,5 млрд т н. э. менее чем на 2 млрд т н. э. за 2015—2025 гг., а прирост целиком придется на развивающиеся страны мира (рис. 9).

Таким образом, в ходе долгосрочного прогнозирования развития энергетики целесообразно учитывать динамику ВВП, численность населения и набор социально-экономических параметров (например, в случае моделирования прогнозного спроса на нефть — средний срок эксплуатации автомобиля населением страны, транспортные предпочтения населения, средний пробег автомобиля, приемлемые стоимости владения автомобилем и т. д.). Кроме фундаментальных факторов экономического роста и численности населения, которые во многом

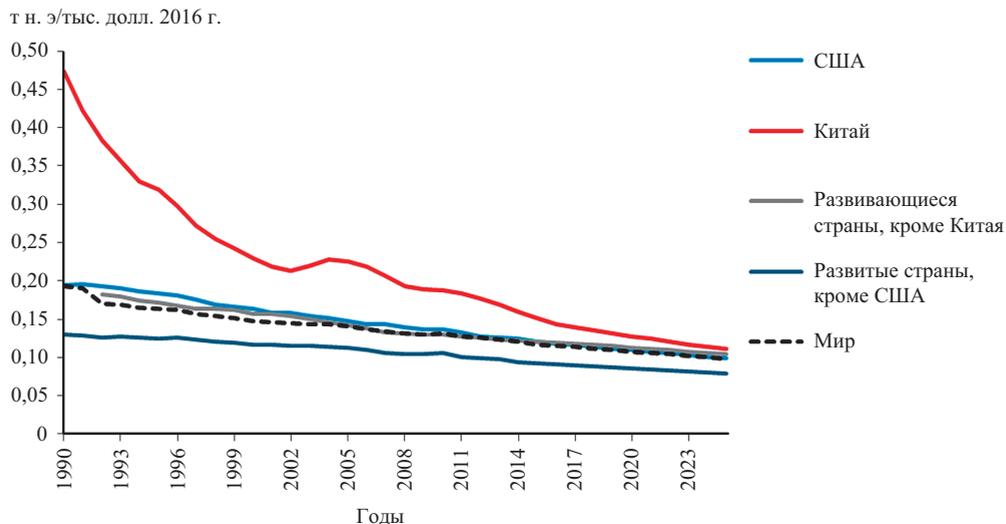


Рис. 7. Динамика и прогноз энергоемкости ВВП мира, отдельных стран и групп стран [3, 5, расчеты ИНЭИ РАН]

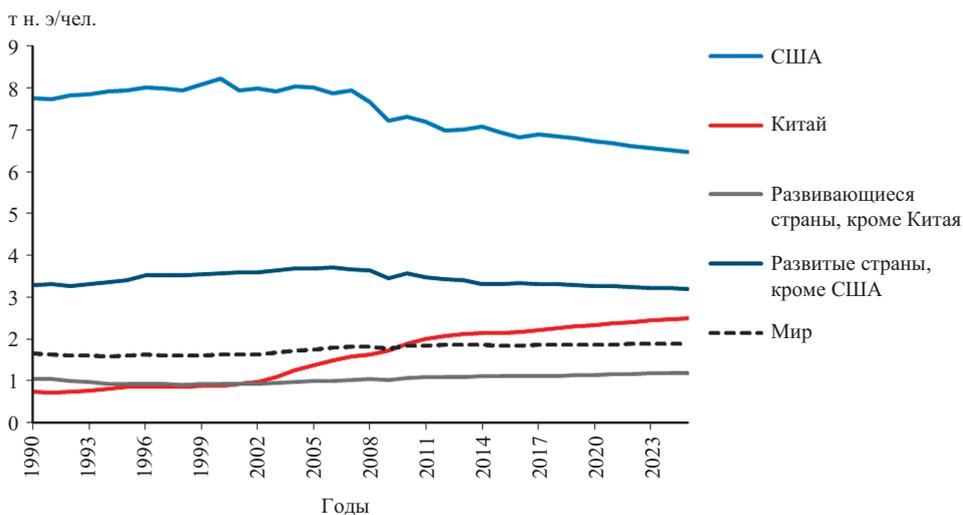


Рис. 8. Динамика и прогноз душевого энергопотребления в мире, отдельных странах и группах стран [4, 5, расчеты ИНЭИ РАН]

определяют спрос на энергетические ресурсы, развитие энергетических рынков безусловно определяется также предложением энергетических ресурсов, ростом энергоэффективности во всех секторах экономики и национальными энергетическими политиками, характеризующимися значительными региональными особенностями.

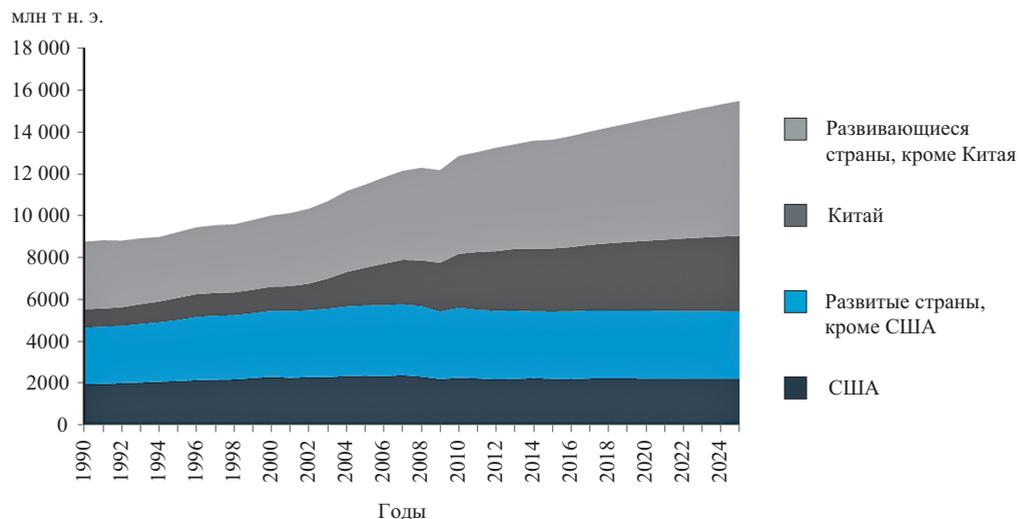


Рис. 9. Динамика и прогноз энергопотребления в мире, отдельных странах и группах стран [5, расчеты ИНЭИ РАН]

Список литературы

1. **Башмаков И.А.** Энергетика мира: мифы прошлого и уроки будущего // Вопросы экономики. 2018. № 4. С. 1—27.
2. **Прогноз** развития энергетики мира и России / под ред. А.А. Макарова, Т.А. Митровой, Л.М. Григорьева. М.: ИНЭИ РАН — АЦ, 2016.
3. **IMF** World Economic Outlook April 2017. URL: <http://www.imf.org/en/publications/weo> (дата обращения 26.04.2018).
4. **UN** Population Division World Population Prospects: The 2017 Revision. URL: <https://esa.un.org/unpd/wpp/> (дата обращения 26.04.2018).
5. **World** Energy Statistics Database. IEA, 2017. URL: <http://dx.doi.org/10.1787/enestats-data-en> (дата обращения 26.04.2018).

2. МЕЖТОПЛИВНАЯ КОНКУРЕНЦИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

Галкина А.А., научный сотрудник

Быстрый рост экономической эффективности использования возобновляемых источников энергии (ВИЭ), трансформация мировых газовых и угольного рынков, изменения национальных энергетических политик привели к новым условиям межтопливной конкуренции в электроэнергетике стран и регионов мира и переоценкам их прогнозной динамики. При этом сравнительные оценки экономической эффективности тепловой генерации и генерации из ВИЭ в значительной мере определяются выбором подхода к такой оценке, что важно учитывать при принятии стратегических решений. По результатам проведенного исследования можно отметить, что продолжающееся удешевление генерации из ВИЭ при умеренном росте затрат на тепловую генерацию, преимущественно определяемом прогнозным ростом цены ископаемых топлив, приведет к заметному сближению затрат на тепловую генерацию и генерацию из ВИЭ. В то же время учет полных затрат на генерацию электроэнергии показывает высокую системную ценность тепловой генерации.

..... Ключевые слова:

межтопливная конкуренция, электроэнергетика, затраты на генерацию электроэнергии, тепловая генерация, ВИЭ, системные эффекты.

Электроэнергетика — ключевой сектор межтопливной конкуренции. Тогда как объемы спроса на электроэнергию в долгосрочных прогнозах ИНЭИ РАН по странам определяются с учетом динамики экономического роста, численности населения, а также уровня электрификации во всех секторах потребления, то прогноз структуры генерации требует отдельного анализа. Объемы производства электроэнергии по видам топлива определяются с учетом национальных политик стран и мер энергетических политик в отношении целевой структуры генерации, развития атомной энергетики, поддержки ВИЭ и прочих мер, на основе анализа ретроспективных трендов структуры генерации, данных по структуре и замене мощностей, а также с использованием рассматриваемых в работе различных подходов к оценкам параметров межтопливной конкуренции.

Методика и предпосылки расчетов затрат на производство электроэнергии

В сфере электроэнергетики оценка динамики условий межтопливной конкуренции основана на расчетах удельных затрат на производство электроэнергии по типам технологий (LCOE), анализе вариантов расчетов этого показателя и применении балансового подхода.

Сравнение удельных затрат на генерацию электроэнергии является наиболее адекватным способом оценки конкурентоспособности технологий генерации электроэнергии по странам/регионам мира в определенный срез времени. Удельные затраты на генерацию электроэнергии (LCOE) рассчитывались по формуле:

$LCOE$ [долл/МВт · ч] = затраты на топливо [долл/МВт · ч] + дисконтированные капитальные издержки [долл/МВт · ч] + операционные издержки [долл/МВт · ч] + плата за выбросы [долл/МВт · ч],

где затраты на топливо [долл/МВт · ч] = цена топлива [долл/млн БТЕ] × удельный расход топлива [БТЕ/МВт · ч]/1000;

дисконтированные капитальные издержки [долл/МВт · ч] = капитальные издержки [долл/кВт] × коэффициент возмещения капитала × 1000/(24 × 365 × коэффициент использования установленной мощности [%]);

коэффициент возмещения капитала = $i \times (1 + i)^n / ((1 + i)^n - 1)$, где i — ставка дисконтирования [%], n — количество периодов, срок эксплуатации станции [лет];

операционные издержки [долл/МВт · ч] = операционные издержки [долл/кВт] × 1000/(24 × 365 × коэффициент использования установленной мощности [%]);

плата за выбросы [долл/МВт · ч] = цена выбросов CO_2 [долл/т] × 0,33 (для парогазовых установок или 0,9 для генерации из угля [1]).

Расчеты удельных дисконтированных затрат выполнены:

- на основе прогноза ИНЭИ РАН по ценам топлив;
- с учетом предпосылок МЭА [2] относительно динамики капитальных и операционных издержек, удельного расхода топлива по типам генерации по регионам мира в динамике до 2040 г. при ставке дисконтирования 7 %;
- с вариантами загрузки газовых электростанций 50 и 85 %, угольных — на уровне 85 %;
- при ценах выбросов CO_2 в 2020—2025 гг. на уровне 20—25 долл. 2015 г./т в Европе и развитых странах Азии, а в Южной и Центральной Америке, развивающихся странах Азии и Африке принятых равными нулю в перспективе до 2025 г.

Оценки текущих и будущих условий межтопливной конкуренции в электроэнергетике по регионам мира

Условия межтопливной конкуренции в секторе электроэнергетики не только существенно различаются по регионам, но и зачастую специфичны по странам.

На европейском электроэнергетическом рынке, в особенности в странах Северо-Западной Европы, где существенная поддержка была оказана развитию ВИЭ, усло-

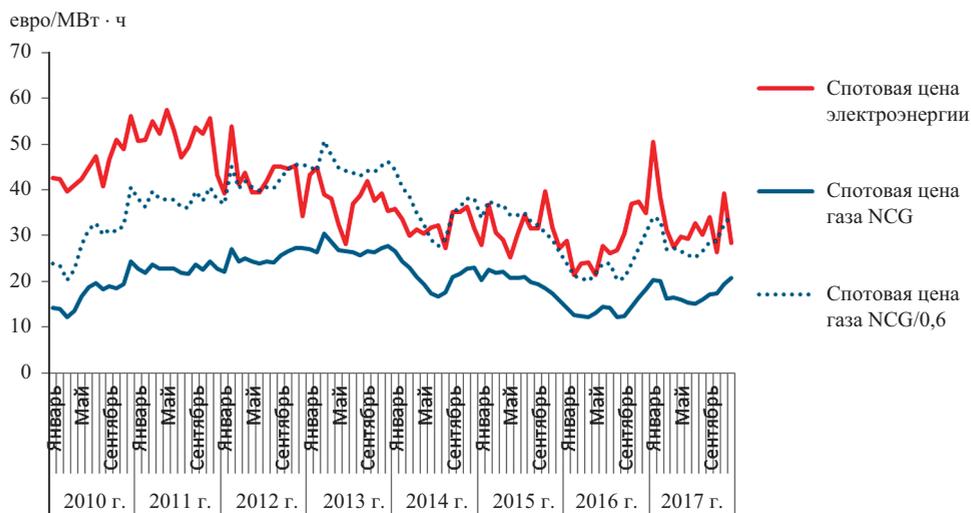


Рис. 1. Динамика среднемесячных спотовых цен на газ и электроэнергию в Германии в 2010—2017 гг. [3, 4, расчеты ИНЭИ РАН]

Примечание. Спотовая цена газа, выраженная в евро/МВт·ч, не отражает удельного расхода топлива на генерацию 1 МВт·ч. На графике представлена спотовая цена газа, поделенная на 0,6, которая показывает цену газа с учетом 60 %-ной эффективности его сжигания на электростанции.

вия межтопливной конкуренции продолжают претерпевать значительные изменения. Так, в 2013—2015 гг. в Германии даже на современных электростанциях с парогазовыми установками (ПГУ) с КПД до 60 % спотовая цена газа зачастую превышала спотовую цену электроэнергии (рис. 1).

Доходность угольной генерации в этот период была положительной. Однако после нескольких лет убыточности газовой генерации, сопровождавшихся банкротством и закрытием газовых электростанций, с 2016 г. на европейском электроэнергетическом рынке соотношения цен газа и угля стали в целом более благоприятными для газовой генерации (рис. 2). Это объясняется низкими ценами на газ и повышением мировых цен на уголь, прежде всего, в связи с реализацией политики Китая по ограничению собственной добычи угля.

Одновременно, хотя и более медленными темпами, чем раньше, продолжают снижаться издержки генерации электроэнергии из ВИЭ. Рост выработки электроэнергии из ВИЭ, естественно, замедляется, тем не менее в целом за 5 лет (2012—2016 гг.) объемы генерации на ВИЭ-электростанциях в Европе, по оценкам ENTSO-E, увеличились в 1,5 раза и в 2016 г. ВИЭ обеспечили 17 % выработки электроэнергии в Европе. Еще 17 % выработки обеспечили ГЭС [5]. По мере повышения конкурентоспособности ВИЭ соответственно сокращается их государственная поддержка. Например, в Великобритании специальные тарифы для ГЭС, ветроэлектростанций и солнечных электростанций (фотовольтаика) распространяются только на установки мощностью до 5 МВт [6]. В Германии повышенные тарифы для ВИЭ-электро-

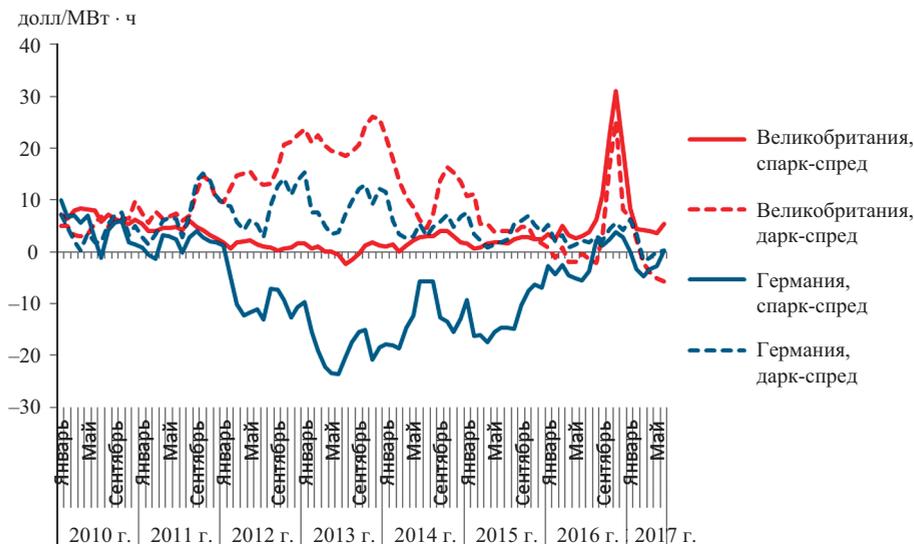


Рис. 2. Динамика доходности газовой (спарк-спред) и угольной (дарк-спред) генерации в Германии и Великобритании в январе 2010 — июне 2017 гг. [расчеты ИНЭИ РАН]

станций (feed-in tariffs) заменены на аукционы. Так, с 2017 г. проводятся тендеры на строительство новых ветровых электростанций на суше суммарной мощностью не более 2,8 ГВт в год, ветровых электростанций на шельфе суммарной мощностью не более 15 ГВт до 2030 г., солнечных электростанций мощностью не более 0,6 ГВт в год. Цена электроэнергии, поступающей с этих электростанций в течение 20 лет, будет устанавливаться в процессе аукционов, при этом обозначены предельные максимальные цены [7].

В долгосрочной перспективе диапазон межтопливной конкуренции в европейской электроэнергетике заметно сузится. Тогда как в настоящее время ветровые электростанции конкурентоспособны в части регионов Европы, к 2025 г. в среднем в Европе ветровая генерация на суше по затратам приблизится к газовой генерации (при ее загрузке на 50 % мощности) (рис. 3). В дальнейшем процесс сближения затрат продолжится.

Границы диапазона конкурентоспособности различных типов генерации будут определяться прежде всего темпами снижения стоимости генерации из ВИЭ, темпами роста цен на газ и уголь, а также ценами на выбросы CO_2 . В настоящее время наиболее выразительным примером реализации национальных мер по сокращению выбросов CO_2 являются меры государственной политики Великобритании, направленные на выведение из эксплуатации всех угольных электростанций к 2025 г. (приняты в 2015 г. [8]) и установление нижнего порога цены на выбросы CO_2 : 8 долл/т CO_2 в 2013—2014 гг., 15 долл/т CO_2 в 2014—2015 гг., 27 долл/т CO_2 (18,1 ф. ст/т CO_2) в 2015—2016 гг. На этом уровне (23 долл/т CO_2 по курсу 2017 г., 18,1 ф. ст/т CO_2) нижний порог был заморожен до 2021 г., и даль-

нейшее запланированное повышение порога до 39 долл/т CO₂ (30 ф. ст/т CO₂) было отложено [9].

Государственная политика Великобритании по повышению цен на выбросы CO₂ для стимулирования выведения из эксплуатации угольных электростанций привела к росту потребления газа в Великобритании в 2016 г. на 40 % до 31 млрд куб. м и сокращению доли угольной генерации с 22 до 9 % (рис. 4).

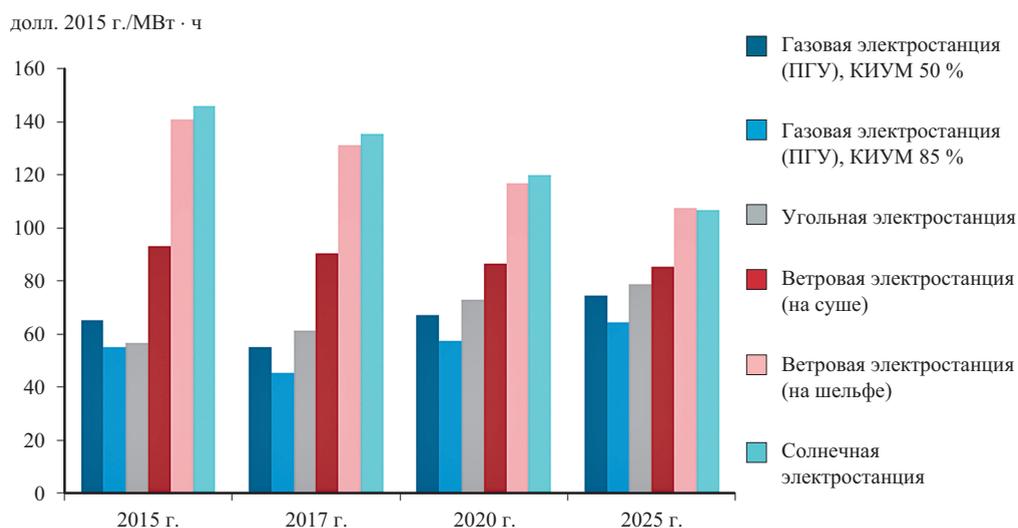


Рис. 3. Прогноз удельных затрат на генерацию электроэнергии в Европе [2, расчеты ИНЭИ РАН]

Примечание. Расчеты проведены при цене импорта газа 7 долл. 2015 г./млн БТЕ, цене импорта угля — 86 долл. 2015 г./т в 2025 г.

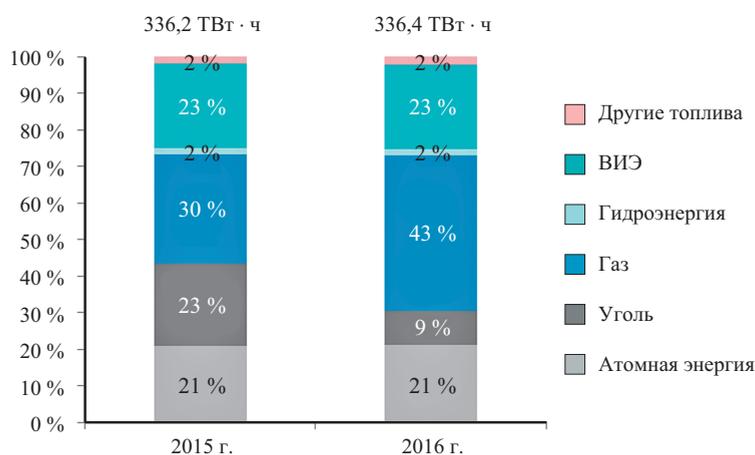


Рис. 4. Структура производства электроэнергии в Великобритании по типам электростанций в 2015 и 2016 гг. [10]

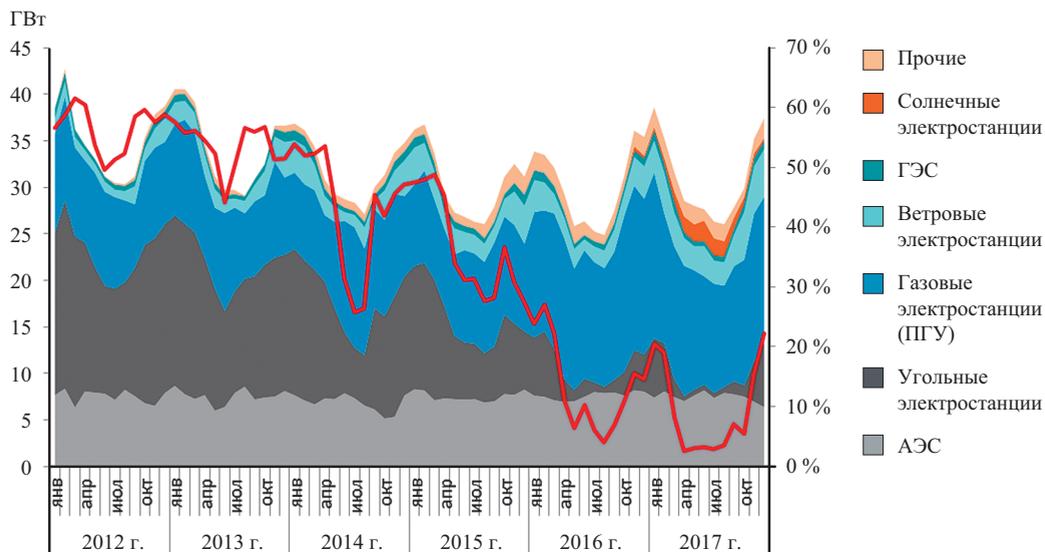


Рис. 5. Производство электроэнергии в Великобритании по типам электростанций в январе 2012 — декабре 2017 г. [11]

Во II квартале 2017 г. доля угольной генерации в выработке составила рекордно низкие 2 %, а ветровые и солнечные электростанции в этот период обеспечили четверть генерации электроэнергии. Таким образом, за пять последних лет угольная генерация, обеспечивавшая свыше половины производства электроэнергии в Великобритании, практически выведена из эксплуатации и обеспечивает только сезонные (зимние) пики спроса (рис. 5).

Важно отметить, что пример Великобритании едва ли в таком коротком временном диапазоне может быть перенесен на другие страны Европы, а дальнейшие меры Великобритании по повышению цен на выбросы CO_2 будут больше сказываться не на угле, а на конкуренции газа с ВИЭ.

Хотя удельные выбросы CO_2 при сжигании угля выше, чем при сжигании газа, плата за выбросы CO_2 при цене газа может не компенсировать разницу в цене газа и угля. Так, например, удельные затраты на генерацию из газа в Европе равны затратам на генерацию из угля при цене газа 380 долл/тыс. куб. м, цене угля 75 долл/т и цене выбросов CO_2 32 долл/т. При цене выбросов CO_2 менее 32 долл/т газовая генерация при указанных ценах топлив оказывается дороже угольной (рис. 6).

На фоне низких темпов роста электропотребления в Европе в целом и падения электропотребления в отдельных странах Европы при продолжающемся удешевлении генерации из ВИЭ доля угольной генерации за 2015—2025 гг. сократится с 25 до 19 %, а ниша для газовой генерации окажется весьма ограниченной (рис. 7).

Проведенный ИНЭИ РАН анализ европейской структуры генерации электроэнергии показал, что отклонение объемов газовой генерации как в сторону увеличения, так и в сторону уменьшения от базового сценария прогноза Европейской комис-

сии [13] является более затратным (с учетом роста цен газа до 7 долл. 2015 г./млн БТЕ, а также с учетом предпосылок BNEF и МЭА [2] относительно дальнейшего удешевления генерации из ВИЭ). Лишь в случае сохранения текущих низких цен на газ до 2025 г. появляется небольшая дополнительная ниша для газа в европейской электроэнергетике (до 20 млрд куб. м в сравнении со 138 млрд куб. м в базовом сценарии Европейской комиссии).

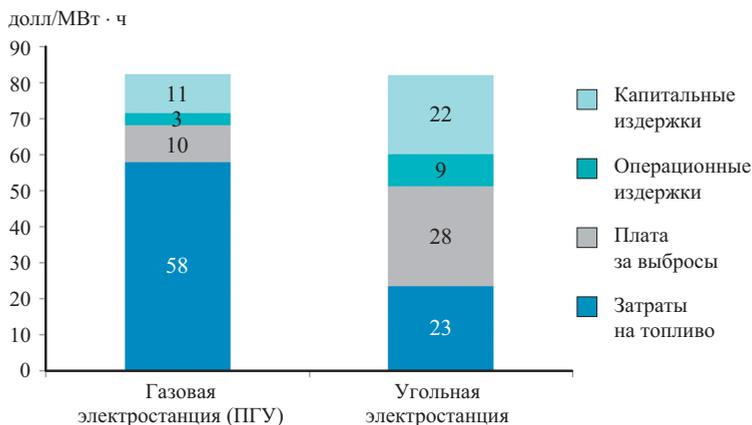


Рис. 6. Сравнение удельной стоимости газовой и угольной генерации в Европе [2, расчеты ИНЭИ РАН]

Примечание. Цена газа принята равной 380 долл./тыс. куб. м, угля — 75 долл./т, выбросов — 32 долл./т, КИУМ обеих станций — 85 %.

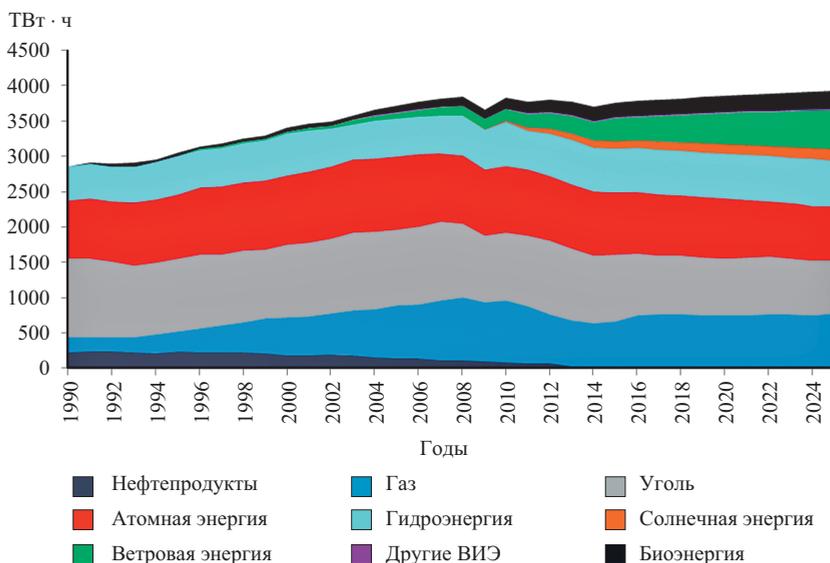


Рис. 7. Динамика и прогноз производства электроэнергии в Европе по видам топлива, 1990—2025 гг. [12, расчеты ИНЭИ РАН]

Анализ дисконтированных удельных затрат на производство электроэнергии показывает заметное сужение диапазона конкуренции в средне- и долгосрочной перспективе во многих регионах мира. Так, в развитых странах по мере постепенного восстановления цен на газ и уголь в мире, а также умеренного роста цен на выбросы CO_2 и более медленного, но все же существенного сокращения затрат на производство электроэнергии из ВИЭ, сближаются удельные затраты на производство электроэнергии по видам топлива.

Наиболее высокими затратами на генерацию электроэнергии характеризуются развитые страны Азии, в частности Япония. За исключением солнечных электростанций и ветровых электростанций на шельфе, затраты на электростанциях всех рассматриваемых типов к 2025 г. сближаются до уровня 90—100 долл. 2015 г./МВт · ч (рис. 8). На фоне пересмотров национальных планов Японии и Южной Кореи относительно развития атомной энергетики и в условиях сближения уровней экономической эффективности различных видов генерации прогнозные диапазоны объемов газовой и угольной генерации в Японии и Южной Корее становятся более широкими. Они во все большей степени будут зависеть от реализации мер государственных энергополитик.

Во многих развивающихся странах мира, в особенности в Азии, газ сравнивается по затратам с другими источниками для генерации на фоне роста цены газа, удешевления ВИЭ и значительно более дешевой угольной генерации (рис. 9).

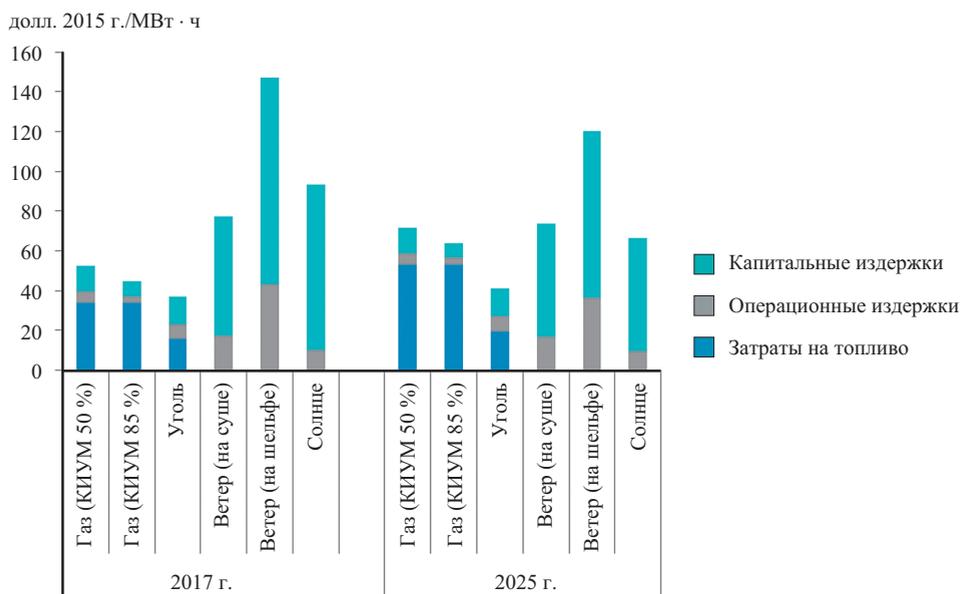


Рис. 8. Удельные затраты на генерацию электроэнергии в Японии [2, расчеты ИНЭИ РАН]

Примечание. Расчеты выполнены при цене импорта газа 9 долл. 2015 г./млн БТЕ, импорта угля — 91 долл. 2015 г./т в 2025 г.

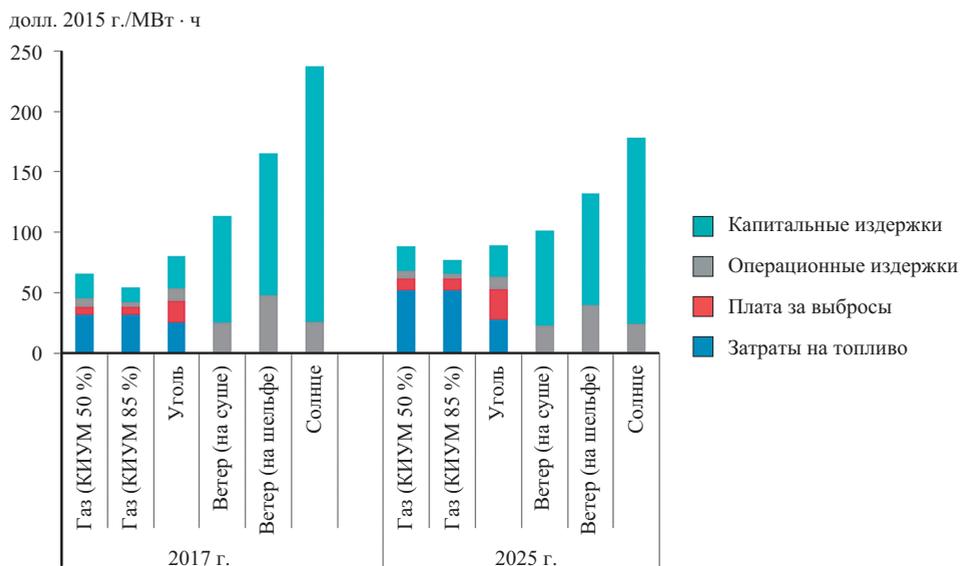


Рис. 9. Удельные затраты на генерацию электроэнергии в развивающихся странах Азии [2, расчеты ИНЭИ РАН]

Примечание. Расчеты выполнены при цене импорта газа 9 долл. 2015 г./млн БТЕ, импорта угля — 57 долл. 2015 г./т в 2025 г.

Следствием продолжающегося удешевления ветровой и солнечной генерации до уровня, более низкого, чем затраты на газовую генерацию, станет быстрое расширение их использования в электроэнергетике развивающихся стран Азии: доля ВИЭ (кроме гидроэнергии) в выработке вырастет с менее чем 5 до более 9 % за 2015—2025 гг. (рис. 10).

Подобные условия межтопливной конкуренции сложатся и в Центральной Америке, Южной и Центральной Африке, где газу в электроэнергетике придется конкурировать с солнечной и ветровой генерацией на шельфе, в то время как угольная и ветровая генерация на суше окажутся наиболее конкурентоспособными (ветровая энергия после 2025 г.). Оценки по региону в целом, безусловно, не исключают, что в отдельных странах условия межтопливной конкуренции будут более благоприятными для газа, однако такая ситуация наблюдается преимущественно в странах—производителях газа.

Таким образом, оценки дисконтированных удельных затрат на генерацию электроэнергии показали, что экономическая эффективность газовой генерации в большинстве стран мира окажется очень чувствительна к мерам энергетических политик стран, а также к динамике технического прогресса. Угольная генерация во многих странах будет оставаться весьма конкурентоспособной, однако также чувствительной к приоритетам национальных энергетических политик и к экологической политике.

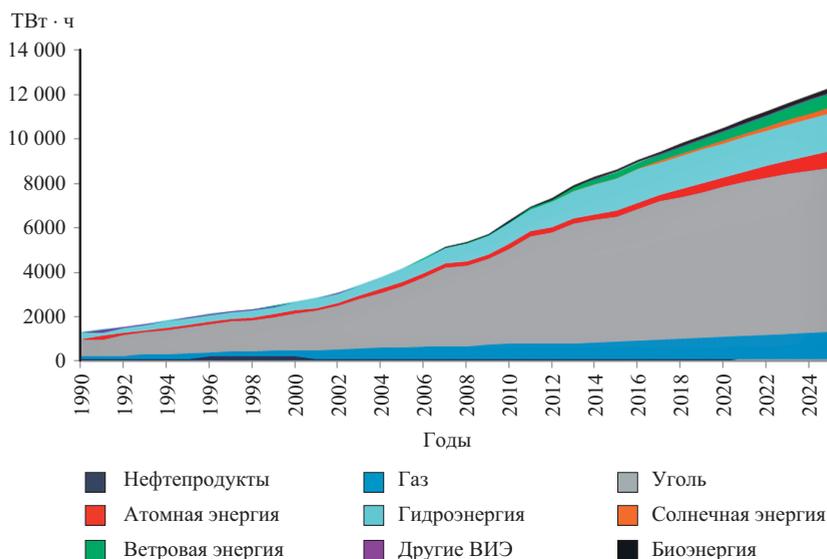


Рис. 10. Динамика и прогноз производства электроэнергии в развивающихся странах Азии по видам топлива, 1990—2025 гг. [12, расчеты ИНЭИ РАН]

Альтернативные оценки издержек на генерацию электроэнергии. Системная ценность

Дисконтированные затраты на генерацию электроэнергии не отражают ценности генерации электроэнергии из того или иного источника в конкретной энергосистеме в конкретное время. Так, например, некоторые исследования показывают, что неконкурентоспособная в базовой нагрузке газовая генерация в Китае оказывается эффективной в пиковой нагрузке [14].

Концепция системной ценности обыкновенно рассматривается при необходимости оценки ценности генерации из ВИЭ. Нет единого определения и способа расчета системной ценности генерации. Например, МЭА предлагает системную ценность рассматривать как снижение суммарных затрат в энергосистеме в случае введения в эксплуатацию электростанции (затраты сравниваются со «счетами на оплату» работы всей энергосистемы), а системную стоимость — как разницу суммарных затрат в энергосистеме в случаях введения в эксплуатацию тепловой электростанции в сравнении с введением в эксплуатацию ВИЭ-электростанции. Например, при введении в эксплуатацию ветровой электростанции в энергосистеме затраты на генерацию электроэнергии снижаются на 2 млрд долл., тогда как при введении в эксплуатацию другой электростанции (для сравнения с ветровой) затраты в энергосистеме снижаются на 2,5 млрд долл. В такой ситуации системная стоимость ветровой электростанции составляет 0,5 млрд долл. В данном случае для энергосистемы ветровая электростанция оказывается менее эффективной в сравнении с электростанцией, выбранной для сравнения. Следует также отметить, что значение системной

ценности ветровой электростанции в 0,5 млрд долл. относительно и определяется выбором электростанции для сравнения — при смене электростанции для сравнения на другую системная ценность ветровой генерации будет другой. При вводе в эксплуатацию электростанции одни издержки в энергосистеме снижаются, а другие — повышаются. Таким образом, не существует системной ценности отдельно взятой электростанции в отрыве от ее отношения к энергосистеме и без сравнения с альтернативными электростанциями (рис. 11).

Для оценки конкурентоспособности различных типов генерации, кроме удельных дисконтированных издержек на генерацию, могут также рассчитываться предотвращенные издержки на производство электроэнергии (LACE). Они показывают, насколько бы увеличились затраты в энергосистеме в отсутствие рассматриваемого проекта электростанции. Такие расчеты проводятся с помощью моделирования функционирования энергосистемы, например для энергосистемы США [15].

Еще одним недостатком показателя удельных затрат на генерацию электроэнергии является отсутствие учета системного эффекта, связанного с необходимостью резервирования мощностей ВИЭ-электростанций.

Последнее особенно актуально в случае оценки межтопливной конкуренции в электроэнергетике Европы. Так, быстрое расширение доли ВИЭ в структуре производства электроэнергии привело к значительным трансформациям в сфере регулирования сектора электроэнергетики, биржевой торговли электроэнергией и инвестиций в отрасль. В частности, регулярно возникающий избыток ветровой генерации в Германии отражается на ценах на электроэнергию — они становятся низкими и даже отрицательными (рис. 12). Например, в январе 2017 г. в связи с низкой выработкой на ВИЭ-электростанциях и высоким спросом на электроэнергию цены электроэнергии на спотовом рынке достигали 160 евро/МВт · ч. В декабре 2017 г.

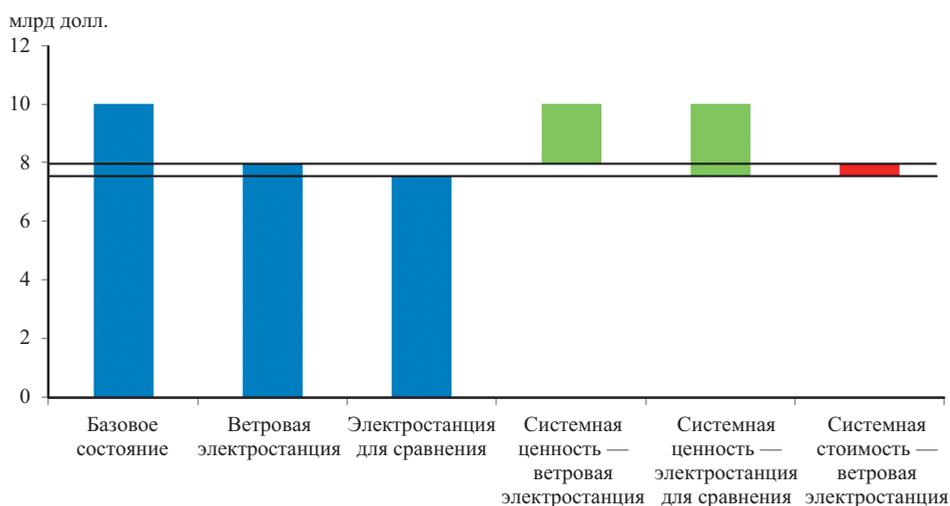


Рис. 11. Системная ценность и системная стоимость технологий генерации электроэнергии [1]

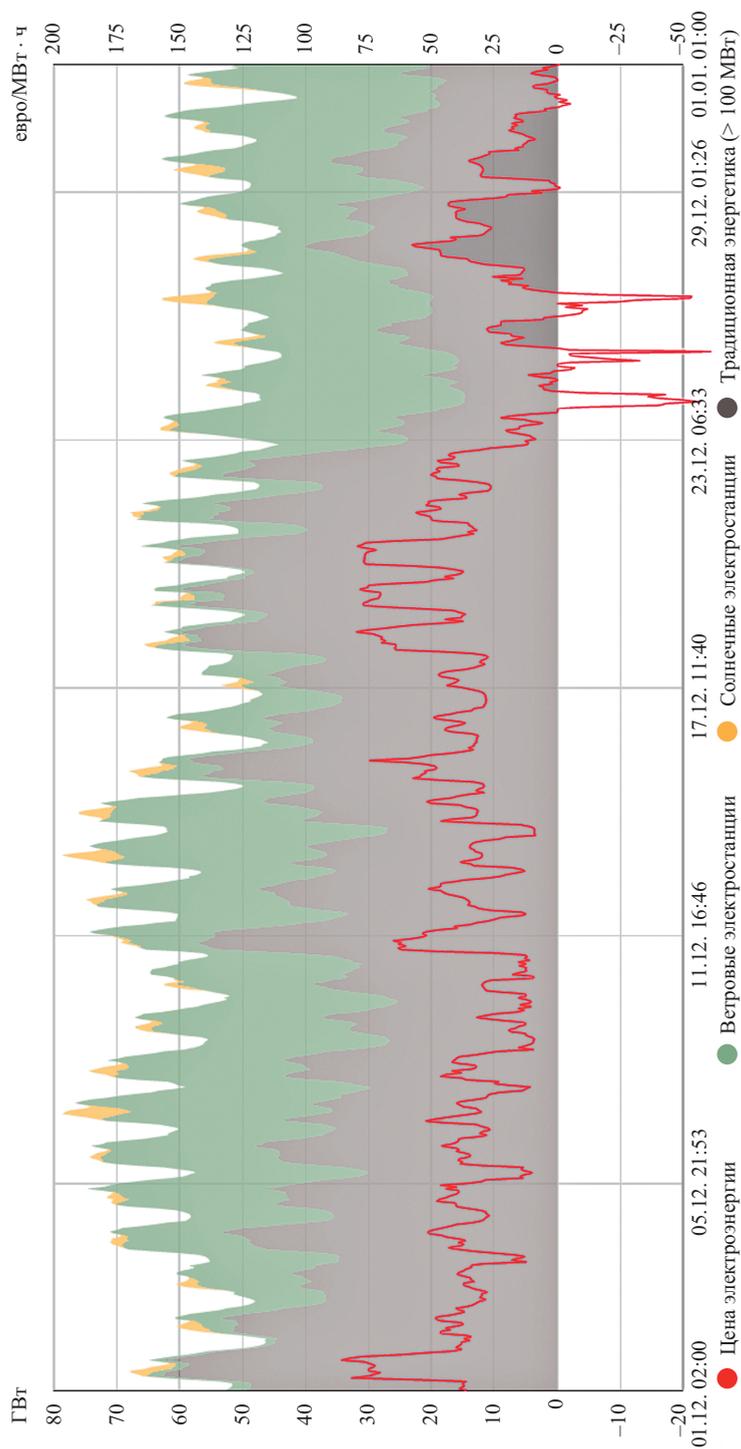


Рис. 12. Объемы генерации электроэнергии и спотовые цены на электроэнергию в Германии в декабре 2017 г. [3]

в течение нескольких нерабочих дней, когда потребление электроэнергии было низким, а ветровая генерация обеспечивала до двух третей спроса, цены электроэнергии падали до отрицательного уровня — ниже -60 евро/МВт · ч.

Корреляция спотовых цен на электроэнергию с выработкой на ветровых электростанциях препятствует инвестированию в развитие устойчивой энергосистемы. В этой связи ENTSO-E регулярно проводит анализ устойчивости энергосистемы, моделирует риски, связанные с нестабильностью выработки на ВИЭ-электростанциях в различных внешних условиях и направления развития энергосетей. Одним из наиболее важных механизмов, которые могли бы отразить ценность традиционной энергетики в области обеспечения баланса мощности в энергосистеме, является развитие рынка мощности. В настоящее время в некоторых странах Европы создаются или реформируются такие рынки мощности.

Прибавление к затратам на генерацию из ВИЭ платы за резервирование мощности тепловых электростанций (что в некоторой мере отражает учет системных эффектов от использования ВИЭ), по оценкам ИНЭИ РАН, заметно улучшает оценки экономической эффективности газовой и угольной генерации относительно ВИЭ [16].

В целом в большинстве регионов мира ожидаются сужение диапазонов экономической эффективности генерации электроэнергии по типам электростанций и ужесточение межтопливной конкуренции в электроэнергетике на фоне замедления мировых темпов роста спроса на электроэнергию. Альтернативные оценки издержек на генерацию электроэнергии, учет полных долгосрочных затрат на генерацию электроэнергии, включая системные эффекты, значительно повышают оценки экономической эффективности традиционной энергетики на ископаемом топливе. Работа тепловых электростанций в пиковых режимах продолжает характеризоваться высокой системной ценностью. Рассмотренные параметры межтопливного переключения в электроэнергетике используются в ИНЭИ РАН при формировании прогнозных объемов и структуры производства электроэнергии по странам мира и видам топлива.

Список литературы

1. **Projected** Costs of Generating Electricity. IEA/OECD, 2015.
2. **WEO** Power Generation Assumptions. IEA/OECD, 2016. URL: <https://www.iea.org/weo/weo-model/> (дата обращения 26.04.2018).
3. **Fraunhofer** Institute for Solar Energy Systems. URL: <https://energy-charts.de/> (дата обращения 26.04.2018).
4. **Pegas**, the European Energy Exchange Group. URL: <https://www.powernext.com/spot-market-data/> (дата обращения 26.04.2018).
5. **Electricity** in Europe. ENTSO-E, 2016.
6. **Office** of Gas and Electricity Markets of the UK. URL: <https://www.ofgem.gov.uk/environmental-programmes/fit/fit-tariff-rates> (дата обращения 26.04.2018).

7. **Federal** Ministry for Economic Affairs and Energy of Germany. URL: <http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Dossier/erneuerbare-energien.html> (дата обращения 26.04.2018).
8. **UK** Government. URL: <https://www.gov.uk/government/news/government-announces-plans-to-close-coal-power-stations-by-2025> (дата обращения 26.04.2018).
9. **The Carbon** Price Floor, Briefing Paper Number CBP05927, House of Commons Library, 8 January 2018. URL: <http://researchbriefings.files.parliament.uk/documents/SN05927/SN05927.pdf> (дата обращения 26.04.2018).
10. **Department** for Business, Energy & Industrial Strategy of the UK Government. URL: <https://www.gov.uk/government/organisations/department-for-business-energy-and-industrial-strategy> (дата обращения 26.04.2018).
11. **G.B.** National Grid Status. URL: <http://www.gridwatch.templar.co.uk/> (дата обращения 26.04.2018).
12. **World** Energy Statistics Database. IEA, 2017. URL: <http://dx.doi.org/10.1787/enestats-data-en> (дата обращения 26.04.2018).
13. **EU** Reference scenario energy, transport and GNG emissions Trends to 2050. European Commission. 2016.
14. **Natural** gas in China: a regional analysis. The Oxford Institute for Energy Studies, 2015.
15. **Levelized** Cost and Levelized Avoided Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2017. US EIA, 2017.
16. **Перспективы** электроэнергетики в условиях трансформации мировых энергетических рынков / А.А. Макаров, Т.А. Митрова, Ф.В. Веселов, А.А. Галкина, В.А. Кулагин // Теплоэнергетика. 2017. № 10. С. 5—16.

3. МЕЖТОПЛИВНАЯ КОНКУРЕНЦИЯ НА ТРАНСПОРТЕ

Грушевенко Д.А., научный сотрудник

В статье рассматриваются вопросы, связанные с текущей конкурентоспособностью доминирующих в транспортном секторе нефтепродуктов и их альтернатив за потребительские рынки. Оцениваются перспективы изменения конкурентных позиций электромобилей, газомоторного транспорта и транспортных средств на водородных топливных элементах с учетом естественного и ускоренного хода научно-технического прогресса, государственной поддержки и изменений потребительских предпочтений. В ходе описываемого исследования было выявлено, что на данном этапе государственное стимулирование является хоть и не единственным, но определяющим драйвером, обеспечивающим проникновение на рынок альтернативных нефтепродуктам моторных топлив. Тем не менее, запущенный механизм научно-технических инноваций в области электротранспорта уже в ближайшем будущем будет способен обеспечить его конкурентоспособность с автомобилями, оснащенными двигателями внутреннего сгорания (ДВС), без учета прямых субсидий потребителям. При этом проведенный системный анализ влияния развития технологий, обеспечивающих замещение нефтепродуктов как моторных топлив в перспективе до 2025 г., показывает, что происходящие процессы хоть и существенно замедлят прирост спроса на нефтепродукты, однако не приведут к «пику спроса» на нефть на протяжении оцениваемого прогнозного периода.

..... Ключевые слова:

моторные топлива, нефтепродукты, электромобили, топливные элементы, газомоторное топливо.

Расширение межтопливной конкуренции по всем секторам потребления — одна из ключевых тенденций развития мировой энергетики с момента её появления. На протяжении всего XX в. мазутные электростанции заменялись на газовые, а ближе к концу столетия — на генерирующие мощности на возобновляемых источниках энергии, при том что, казалось бы, менее эффективные и экологичные угольные станции только увеличивали свою долю в общих объемах генерации.

В промышленном секторе ископаемые топлива (нефть, уголь, газ), исторически доминировавшие в структуре потребляемой сектором энергии, на рубеже веков начали уступать свои позиции электроэнергии и возобновляемым источникам, при-

мечательно при этом, что доля нефтепродуктов за период 1970—2000 гг. снизилась вдвое с 29 до 14 %.

Аналогично выглядит и ситуация в коммерческом и бытовом секторах, где нефтепродукты, в начале 1970-х гг. занимавшие почти 30 % общего объема потребления, уступили свою нишу другим топливам, и теперь их доля составляет не более 15 % общего объема потребления [1].

В настоящее время единственным сектором, где нефтепродукты являются абсолютно доминирующим энергоносителем, остаётся транспортный сектор. По оценкам Мирового энергетического агентства доля нефтяных топлив в общем объеме потребляемой сектором энергии по состоянию на 2016 г. составляет 92 % [2]. Таким образом, именно дальнейшее развитие энергетической системы мирового транспорта во многом предопределяет последующую роль нефти в мировом энергобалансе.

Несмотря на по-прежнему доминирующую роль нефтепродуктов как моторного топлива, в транспортном секторе активно развиваются технологии, позволяющие осуществлять межтопливное переключение с нефтепродуктов на альтернативные источники энергии. Цель настоящего исследования — оценить текущее состояние межтопливной конкуренции в транспортном секторе и вклад развития этих технологий в формирование спроса на моторные топлива в среднесрочной перспективе до 2025 г.

Текущее состояние межтопливной конкуренции в транспортном секторе

За период 2012—2016 гг. в ИНЭИ РАН была проведена целая серия исследований, посвященных проблематике изучения и прогнозирования параметров межтопливной конкуренции и влияния межтопливного переключения на перспективы развития мирового нефтяного рынка. В процессе исследований было выявлено, что в текущих рыночных реалиях в качестве альтернатив традиционным автомобилям, использующим бензин или дизель, целесообразно рассматривать газомоторные автомобили, использующие в качестве топлива компримированный метан [3], электромобили, использующие для приведения в движение транспортного средства заряжаемые от сетей электродвигатели или энергию топливных элементов (ТЭ) [4]. В своих исследованиях [5, 6] мы классифицируем вышеперечисленные альтернативы традиционным нефтепродуктам как не прямые субституты, т. е. такие источники энергии, которые используют принципиально другое топливо и требуют для своего применения на транспорте отличающихся конструкций двигателей, иной инфраструктуры, в первую очередь сервисной и заправочной, а также, как правило, дополнительных инвестиций со стороны производителей автомобилей в строительство новых конвейерных линий по их производству.

Газомоторное топливо — известная сравнительно давно альтернатива электромобилем, не получившая, однако, широкого распространения в мире, в первую очередь, из-за инфраструктурного парадокса [1], который заключается в том, что никто не вкладывается в дорогостоящую (в среднем в 2—5 раз дороже, чем для нефтя-

ных топлив) заправочную инфраструктуру из-за отсутствия большого числа машин, использующих природный газ в качестве горючего, в то время как потребителя отталкивает от покупки газобаллонного автомобиля прежде всего небольшая сеть заправочной и сервисной инфраструктуры.

С учетом технологической схожести ключевых узлов и агрегатов, используемых в традиционных ДВС и ДВС, в которых в качестве топлива применяется метан (конструкции двигателя, трансмиссии, приводы и др.), конкурентоспособность газомоторного транспорта (ГМТ), несмотря на ее фактическое достижение с точки зрения стоимостей владения, будет существенно ограничиваться именно возможностями дорогостоящей заправочной и сервисной инфраструктуры. Кроме того, конкурентоспособность ГМТ во многом будет определяться разрывом в прогнозных ценах на нефть (нефтепродукты) и газ, т.е., если в прогнозном периоде цены газа будут расти быстрее, чем цены нефти, стоимость владения ГМТ будет увеличиваться, поскольку удельный вес топливной составляющей в ней будет возрастать.

В последние годы значительный прогресс достигнут в сфере электромоторного транспорта. Стремительное развитие технологий производства батарей и аккумуляторов в сочетании с целевой поддержкой этого направления на уровне автокомпаний и государственных органов позволил существенно снизить стоимость приобретения электрокаров, приблизив их в отдельных сегментах (например, в сегментах автомобилей бизнес-класса) к зоне конкурентоспособности с бензиновыми и дизельными аналогами. Снижение стоимости приобретения электромобилей благоприятно сказалось на ключевом параметре, на который ориентируются рационально действующие экономические контрагенты при принятии решения о приобретении автомобиля на том или ином виде топлива — стоимости владения автомобилем, которая отражает стоимость приобретения авто, затраты на топливо и сервисное обслуживание с учетом среднегодового пробега и срока эксплуатации автомобиля. В результате увеличились продажи электрокаров и, как следствие, произошло вытеснение некоторого объема жидких топлив.

На рис. 1 представлены ретроспективные и прогнозные значения средней стоимости владения автомобилем на различных видах топлива.

Из рис. 1 видно, что по состоянию на 2015 г. во многих регионах мира автомобили, использующие в качестве топлива природный газ и электроэнергию, уже вплотную приближаются к границе конкурентоспособности по стоимости владения с традиционными автомобилями, использующими нефтепродукты, однако эта конкурентоспособность еще не достигнута.

При этом даже при условии, что технологии топливных элементов в прогнозном периоде будут развиваться так же быстро, как в последние 15 лет развивались технологии электрокаров, мы не ожидаем значительного сближения стоимостей владения водородными автомобилями с другими топливными аналогами. Пока такие автомобили крайне дороги в эксплуатации из-за высокой стоимости приобретения. Кроме того, вполне вероятно попадание водородного транспорта в «инфраструктурную ловушку» по аналогии с газомоторными автомобилями.

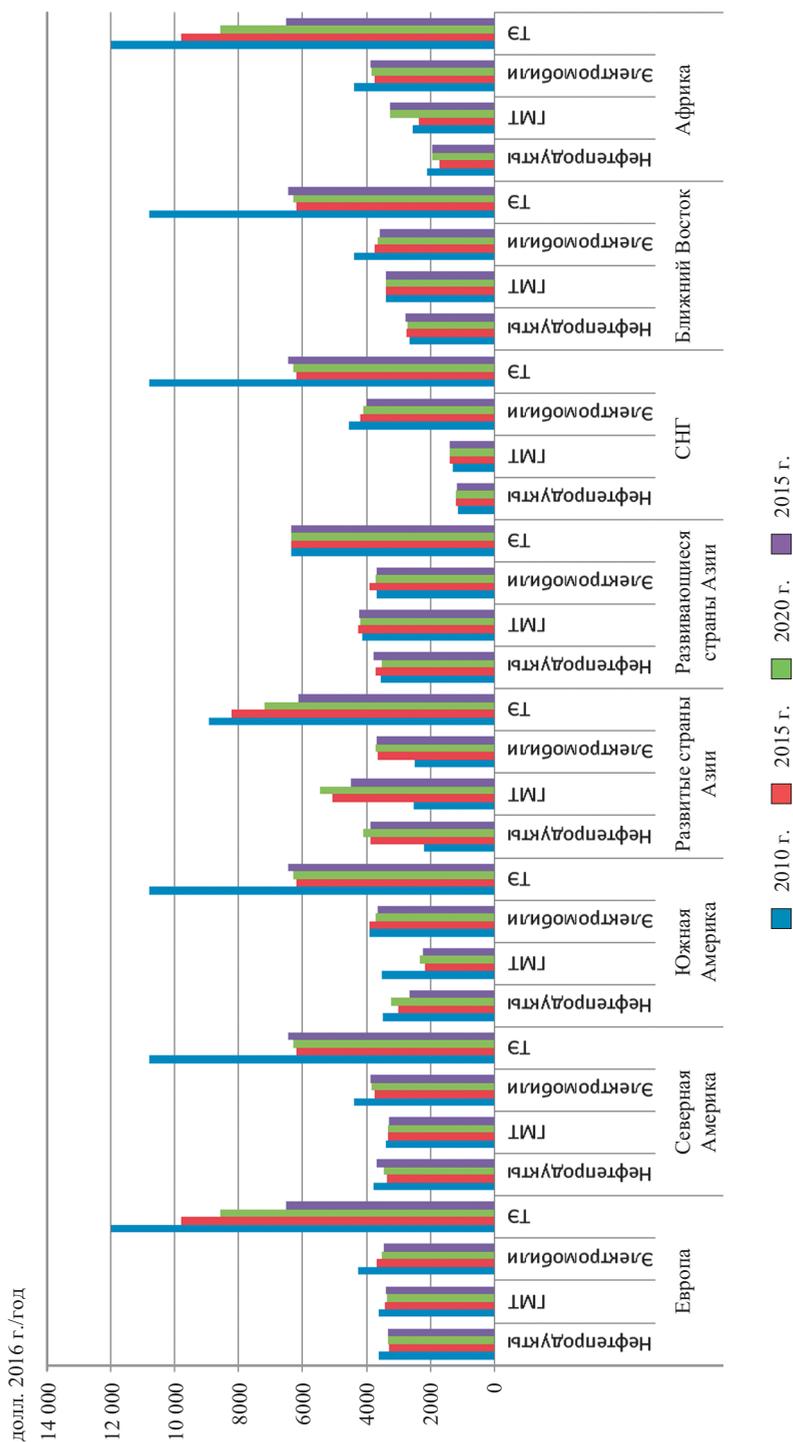


Рис. 1. Среднегодовые стоимости владения автомобилями на различных видах топлива, долл. 2016 г./год [по данным ИНЭИ РАН]

Помимо замещения нефтяных топлив непрямыми субститутами (природным газом, электроэнергией, энергией водородных элементов) также рассмотрено замещение нефтепродуктов прямыми субститутами — синтетическими топливами, производимыми из угля, газа и биомассы. Мы неоднократно отмечали [7—9], что подобные топлива для потребителя практически неотличимы от нефтепродуктов, поскольку не требуют для своего использования существенного изменения в конструкциях автомобиля, а также строительства принципиально иной заправочной или сервисной инфраструктуры. Кроме того, в большинстве стран мира цены на эти топлива привязаны к ценам на нефтепродукты или эти топлива и вовсе реализуются в смеси с традиционными нефтяными топливами (например, в Германии, Великобритании), что не оказывает влияния на стоимость владения автомобилем, использующим такой вид топлива, а значит, делает потребителя экономически нейтральным к их выбору.

При этом производство подобных топлив относительно дорого (по сравнению с обычными нефтепродуктами). Так, полная удельная себестоимость производства наиболее дешевых из них — биотоплив — оценивается минимум в 760 долл/т при стоимости бензина на рынке при цене нефти 64 долл/барр. в 540 долл/т. Таким образом, биотоплива как наиболее дешевый прямой субститут нефтепродуктов становятся конкурентоспособными на рынке при цене нефти порядка 90—95 долл/барр. Поэтому высоковероятны в период до 2025 г. масштабное сворачивание уже действующих низкорентабельных производств и крайне медленный ввод новых проектов, преимущественно в рамках государственных программ поддержки. К 2025 г. мировые объемы вымещения жидкими биотопливами нефтепродуктов составят не более 85 млн т н. э., в то время как на синтетические топлива из угля и газа придется порядка 3 млн т н. э. вымещения нефтепродуктов.

Таким образом, текущие ценовые параметры межтопливной конкуренции прямых и непрямых субститутов с нефтепродуктами показывают, что практически все имеющиеся альтернативы имеют существенные ограничения, которые не позволяют им в значительной мере потеснить нефтепродукты в среднесрочной перспективе. Для газомоторного топлива это инфраструктурные проблемы, для топливных элементов — неотработанность технологий, для альтернативных жидких топлив — высокие стоимости производства.

На этом фоне электромобили оказываются едва ли не единственной технологией, способной конкурировать с жидкими топливами по всему миру, причем этот факт подтверждается и направленной на поддержание электротранспорта политикой многих государств и стратегическими инициативами крупнейших автоконцернов.

Большинство стран мира сегодня активно поддерживают использование электротранспорта, некоторые из них даже объединились в международную инициативу «EV30@30», которая ставит для стран-участниц коллективную цель по достижению 30 % электромобилей в общем объеме автопарка уже к 2030 г. В состав инициативы вошли: Канада, Китай, Финляндия, Франция, Индия, Япония, Мексика, Нидерланды, Норвегия, Швеция.

Большинство стран—участниц инициативы (Мексика, Норвегия, Швеция, Китай, Индия) поддерживают использование электромоторного транспорта посредством налогового стимулирования, в то время как Нидерланды, Финляндия и Франция дополнительно непосредственно инвестируют государственные деньги в объекты инфраструктуры, а Япония предоставляет производителям электромобилей налоговые льготы и послабления, тем самым повышая эффективность их бизнеса и стимулируя увеличение объемов производства электрокаров и снижение их стоимости для потребителя [10].

Кроме стран—участниц инициативы «EV30@30» все страны ЕС-20, а также Бразилия и Южная Африка ввели к 2016 г. дифференцированные (сниженные) ставки налогов для электромобилей. Отдельные города, такие как Париж и Мехико, пообещали запретить к 2025 г. въезд в черту города автомобилям, использующим нефтяные топлива, а Лондон хоть и не планирует запрещать въезд в город машинам на ДВС, однако вводит для них плату за использование городских дорог, от которой электрокары освобождены [11].

Учитывая столь значимые усилия органов государственной власти разных стран по стимулированию использования электротранспорта, всерьез относятся к возможным сдвигам в потребительских предпочтениях в пользу альтернативных топлив и ключевые автоконцерны. Мы проанализировали планы и стратегии 12 ведущих мировых автопроизводителей, аккумулировавших совокупно 78 % мирового авторынка по объемам продаж в 2017 г. [12].

По состоянию на 2017 г. 8 из них имели в своем модельном ряду хотя бы один электромобиль, а вторая по объемам продаж компания в мире Toyota M.C. — даже автомобиль на топливных элементах. При этом почти все лидеры рынка заявляют о крайне амбициозных планах по расширению предлагаемой линейки электромобилей, а Daimler AG и вовсе заявляет, что уже к 2025 г. четверть производимых компанией автомобилей (а это свыше 500 тыс. шт.) будут иметь полностью электрический привод.

Естественно, что основные усилия компаний в части развития электросегмента направлены не только на расширение модельного ряда с электрическими агрегатами вместо ДВС, но и на снижение производственных издержек, а как следствие — повышение привлекательности этого сегмента бизнеса. Европейские концерны Volkswagen AG и BMW Group активно инвестируют в исследования, направленные на удешевление производства батарей, в то время как японская Suzuki пытается сэкономить на рабочей силе, разрабатывая доступный электромобиль эксклюзивно для индийского рынка.

Несмотря на весь ажиотаж вокруг электромобилей и амбициозные планы крупнейших мировых автоконцернов, важно понимать, что на данном этапе будущее электрокаров с учётом высокой базовой стоимости по сравнению с автомобилем на ДВС во многом зависит от государственной поддержки. Причем это понимание, как показывает анализ, существует и у отдельных автоконцернов. Так, консервативная в своей стратегии Fiat Chrysler Corporation не спешит осваивать этот сегмент, честно

признавая убыточность продаж имеющихся у компании полностью электрических моделей.

Компании сейчас осваивают модную нишу, конкурируя друг с другом на поле технологий и экологического пиара, при этом история уже знает прецеденты подобного ажиотажа вокруг электромобилей. В период 1997—2003 гг. в Калифорнии было введено жесткое регулирование объема продаж автомобилей: 2 % реализуемых машин не должно было производить вредных выхлопов. Единственным выходом из ситуации стали электрокары: Toyota, GM и Ford активно вступили в борьбу за узкую нишу, выпуская ограниченными тиражами и реализуя по лизинговым договорам свои разработки. Концерны честно признавали, что подобные сделки — вопрос пиара и удержания рынка одного из богатейших штатов США, подобные продажи не приносили корпорациям дохода, к тому же они опасались того, что их технологии окажутся в руках у конкурентов. Как только в 2003 г. требования по нулевой эмиссии были заменены на требования по сверхнизкой эмиссии, американские автоконцерны тут же отозвали все проданные автомобили, а японская Toyota до 2014 г. прикрыла производство электромобилей, сосредоточившись только на гибридных технологиях.

Таким образом, даже вопрос будущего электрокаров, как наиболее перспективного заменителя автомобилей на традиционных моторных топливах, на данном этапе развития мировой энергетики во многом остается зависимым от государственной политики и субсидий со стороны государственных бюджетов. Сами по себе в среднесрочной перспективе по технико-экономическим параметрам прямые и непрямые субституты нефтепродуктов оказываются в большинстве своем неконкурентоспособны с традиционными нефтепродуктами.

Перспективы развития спроса на нефтепродукты с учетом межтопливного переключения

Исходя из текущего состояния межтопливной конкуренции и оцененных перспектив ее развития в транспортном секторе, по расчетам ИНЭИ РАН, спрос на нефть и нефтепродукты в целом по миру продолжит возрастать и к 2025 г. составит 4540 млн т н. э. в сравнении с 4330 млн т н. э. в 2015 г. При этом практически во всех странах—членах ОЭСР, кроме Мексики и ряда европейских стран, наметится тенденция на снижение спроса на нефтепродукты и замещение их в секторах конечного потребления на природный газ и электроэнергию. Инициативы и технологический задел в части развития альтернативного транспорта, регулирование спроса посредством масштабного внедрения экологических и энергетических стандартов, подстегиваемое высокими ценами на нефть в предшествующие периоды, принесли свои плоды и в период низких нефтяных цен. С одной стороны, низкие темпы прироста спроса не дают подняться ценам на нефть, что снижает затраты на импорт, с другой — обеспечивается энергетическая безопасность стран-импортеров за счет сокращения объемов импорта зарубежной нефти.

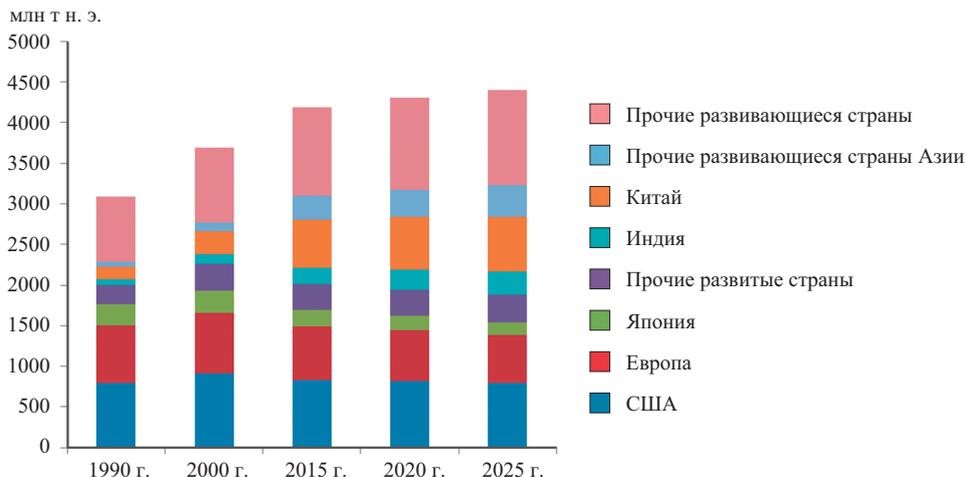


Рис. 2. Спрос на нефтепродукты по ключевым странам и регионам мира [расчеты ИНЭИ РАН]

Основной прирост спроса на жидкие топлива обеспечат развивающиеся экономики мира, однако крупнейшая из них — Китай к концу прогнозного периода существенно замедлится по темпам прироста спроса на нефтепродукты, а после 2025 г. и вовсе, как и развитые страны, пройдет «пик» спроса на этот вид энергоносителей. Это будет достигаться в основном за счет ввода стандартов топливной эффективности, мер государственной поддержки внедрения альтернативных видов топлива и роста доли в ВВП страны секторов с низкой нефтеемкостью. Основной прирост спроса будут обеспечивать прочие развивающиеся азиатские страны, прежде всего Индия (рис. 2).

Существенный прирост спроса ожидается в Африке (более чем на 22 %), в первую очередь за счет ожидаемого в регионе существенного демографического роста, однако при этом важно понимать, что большая часть этого спроса придется на относительно богатые страны Северной Африки и ЮАР, остальные, с крайне низкими уровнями доходов населения, хоть и увеличат объемы спроса на нефть, однако не смогут в полной мере обеспечить запросы общества.

Экономическое развитие Ближнего Востока, обеспеченного собственным дешевым нефтяным сырьем, приведет к 13 %-ному росту спроса на нефть в регионе за прогнозный период, однако даже в этом традиционно «нефтяном регионе» найдутся две страны, которые пройдут пик спроса на нефть: Израиль и Объединенные Арабские Эмираты.

Спрос на нефтепродукты в странах СНГ останется относительно стабильным на протяжении всего периода (183 млн т н. э. к 2025 г. по сравнению со 179 млн т н. э. в 2015 г.), здесь оба ключевых фактора, определяющих спрос на нефтепродукты: экономический и демографический рост, с одной стороны, и технологическое развитие в части повышения эффективности и межтопливной конкуренции, с другой — будут практически взаимно нивелировать друг друга.

В странах Южной и Центральной Америки спрос на жидкие топлива возрастет на 8 % с 310 до 336 млн т н. э., в первую очередь, за счет прироста спроса в Бразилии.

По-прежнему ключевым сектором потребления, определяющим будущие перспективы спроса на нефтепродукты, будет транспортный сектор, на который по состоянию на 2016 г. приходилось свыше 55 % мирового спроса на нефтепродукты. К 2025 г., по нашим оценкам, этот сегмент будет аккумулировать в себе около 60 % совокупного спроса на нефть. На долю нефтехимии придется чуть более 20 % против нынешних 18 %, в то время как доля остальных секторов продолжит снижаться (рис. 3, 4).

Спрос в транспортном секторе будет обеспечиваться за счет существенного прироста мирового парка транспортных средств (включая авиационный парк и флот). При этом повышение эффективности конструкций двигателей и трансмиссии, в том числе за счет автоматизации систем управления, использования гибридных технологий и интеллектуальных приводов, в совокупности с вымещением нефтепродуктов альтернативными видами топлива будет снижать общий потенциальный объем спроса (см. рис. 4).

В прогнозном периоде (до 2025 г.) повышение топливной эффективности будет вносить в снижение потенциального спроса на нефтепродукты больший вклад, нежели межтопливная конкуренция. Использование композитных материалов обшивки, применение безвоздушных шин, повышение аэродинамических характеристик автомобиля, гибридизация автопарка, снижение массы автомобилей и их размеров, обновление автобусного парка, флота и авиации приведут к снижению средних удельных расходов топлива по всему парку в среднем на 20 % к 2025 г.

Несмотря на рассмотренные в первой части настоящей статьи ограничения, постепенно будут меняться параметры межтопливной конкуренции нефтепродуктов с альтернативными видами топлива. Но пока это скорее эволюционный, а не революционный процесс. Удешевление электромобилей и постепенный рост

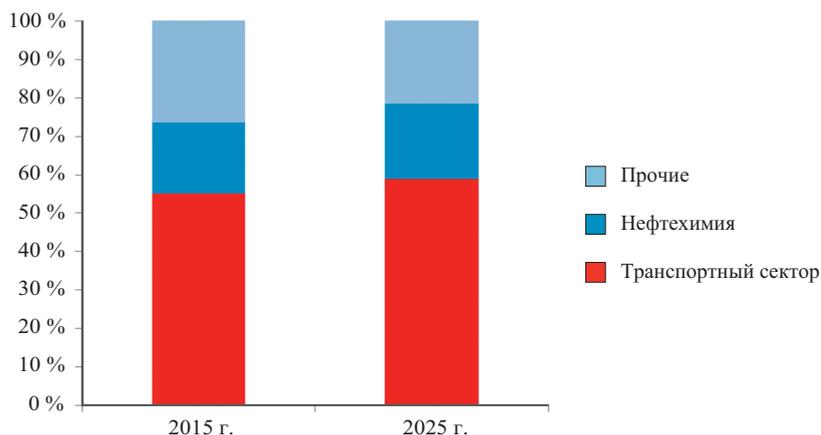


Рис. 3. Структура спроса на нефтепродукты по секторам потребления [расчеты ИНЭИ РАН]

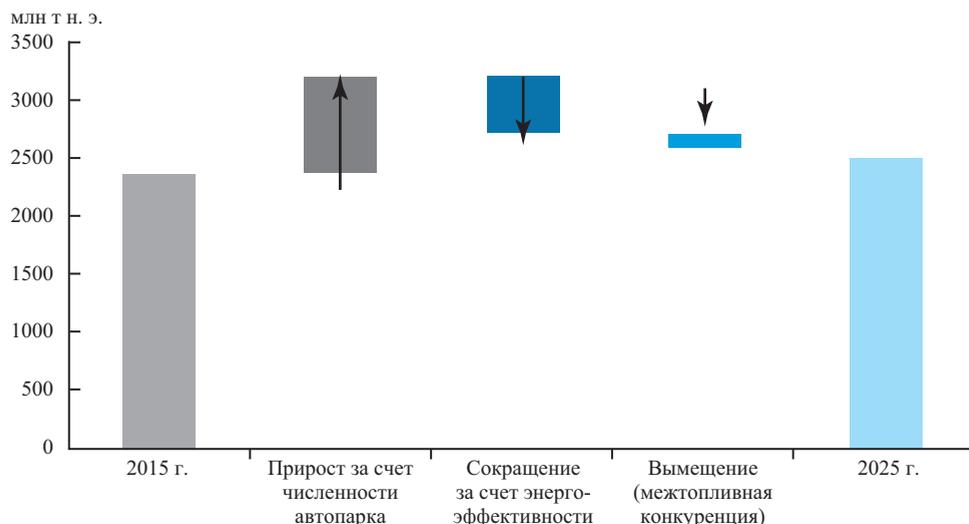


Рис. 4. Структура формирования спроса на нефтепродукты в транспортном секторе с 2015 по 2025 г. [расчеты ИНЭИ РАН]

газомоторного автопарка окажут влияние на изменение структуры потребления топлив в транспортном секторе, где доля нефтепродуктов к 2025 г. (при росте абсолютных показателей потребления) снизится с 92 до 91 %, в то время как доля электроэнергии возрастет с менее чем 1 % в 2016 г. до 2 % в 2025 г., а доля газомоторного топлива останется практически неизменной, как и доля биотоплив, — около 3—4 % (рис. 5).

Интересно, что новые рыночные условия (низкие цены на нефть, активное развитие альтернативных нефтепродуктам топлив и удешевление производства нетрадиционной нефти) оказывают наиболее существенное влияние в части спроса не столько на нефтепродукты, сколько на их прямые субституты — синтетические топлива, производимые из газа, угля и биомассы, конкурентоспособность которых на фоне низких мировых цен снижается, а значит, замедляются и возможности развития данных направлений. Отметим, что подобную тенденцию — снижение доли синтетических жидких топлив в общем пуле жидких топлив под воздействием рыночных факторов отмечаем не только мы, но и наши зарубежные коллеги — с 2014 г. все исследователи постоянно пересматривают прогноз производства (а значит, и потребления) жидких биотоплив вниз (рис. 6).

По новым оценкам ИНЭИ РАН к 2025 г. эти топлива обеспечат всего 81 млн т н. э. от спроса на жидкие топлива по сравнению с 70 млн т н. э. в 2016 г., причем практически весь этот объем придется на наиболее дешевые из них — биотоплива, а вот топлива, производимые из синтетического газа по реакциям Фишера—Тропша, будут производиться в объемах менее 10 млн т н. э. по всему миру.

Проведенный анализ показывает, что в среднесрочной перспективе транспортный сектор будет ключевым драйвером для роста спроса на нефть. Фактически тен-

3. Межтопливная конкуренция на транспорте

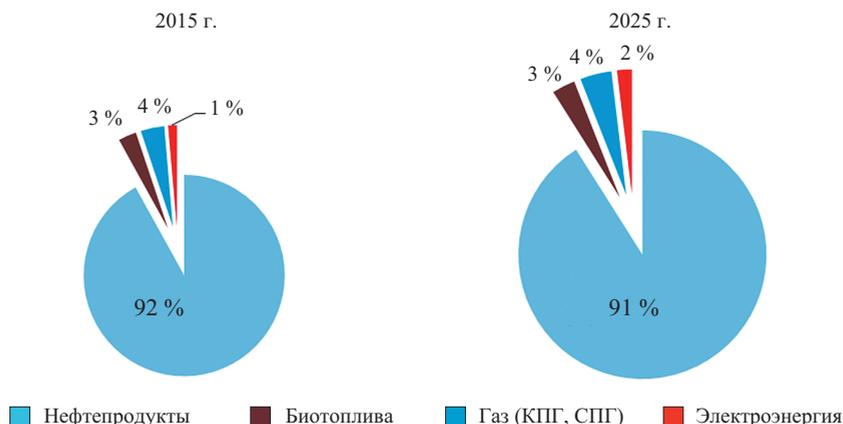


Рис. 5. Структура спроса на энергию в транспортном секторе [расчеты ИНЭИ РАН]

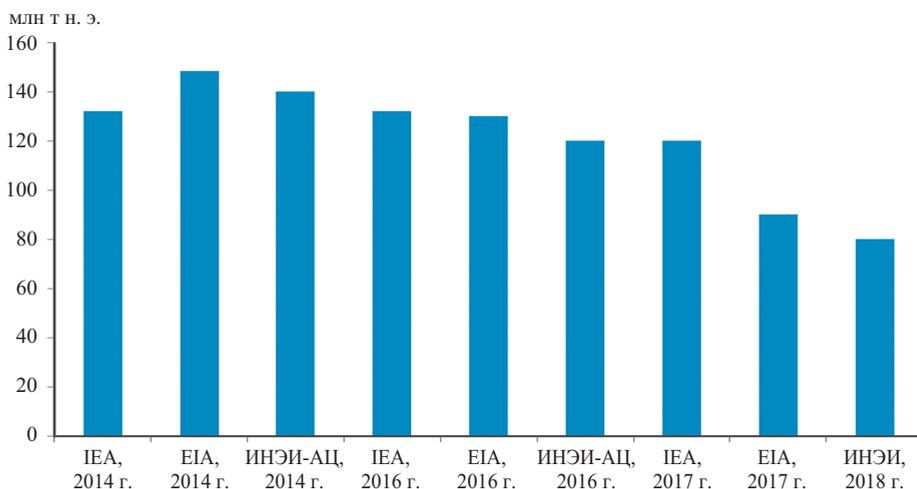


Рис. 6. Прогнозы производства биотоплив в мире в нефтяном эквиваленте к 2025 г. (по данным 2, 13—17)

денции, формирующиеся на нем, всецело будут определять дальнейшее развитие нефтяного рынка.

В ближайшие годы существующие альтернативы нефтепродуктам при внедрении на рынок будут сталкиваться со значительными трудностями, что, безусловно, негативно скажется на мировых объемах вымещения традиционных моторных топлив. До 2025 г. повышение энергетической эффективности будет вносить значительно больший вклад в сдерживание спроса на нефть, нежели межтопливная конкуренция. Среди всех существующих на данный момент субститутов нефтепродуктов как реальную альтернативу, способную найти широкое мировое применение в обозримом будущем, целесообразно рассматривать электромобили, что подтверждается

как их текущими и прогнозными технико-экономическими показателями, так и масштабной повсеместной государственной поддержкой и планами крупнейших автокомпаний по обновлению автопарка.

При этом, несмотря на сравнительно «позитивные» для нефтяников прогнозы спроса на нефть, вопросы межтопливной конкуренции, особенно с электромобилями и перспективными топливными элементами в более долгосрочной перспективе, способны существенно повлиять на мировой спрос на нефть в сторону его снижения, что требует от участников нефтяного рынка тщательного мониторинга всех вопросов, связанных с альтернативным транспортом.

Список литературы

1. **Митрова Т.А., Галкина А.А.** Межтопливная конкуренция // Экономический журнал ВШЭ. 2013. Т. 17. № 3.
2. **International Energy Agency** World Energy Outlook 2017, Paris.
3. **Грушевенко Е.В., Капустин Н.О., Рыжкова В.В.** Системный анализ перспектив развития рынка газомоторного топлива в России // Экологический вестник России. 2016. № 6. С. 4—9.
4. **Грушевенко Е.В.** Сектор дорожного транспорта Европы. Фокус на электромобилях // Экологический вестник России. 2016. № 11. С. 32—40.
5. **Технологические инновации как фактор спроса на энергоносители в секторе автомобильного транспорта** / Т.А. Митрова, В.А. Кулагин, Д.А. Грушевенко, Е.В. Грушевенко // Форсайт. 2015. Т. 9. № 4.
6. **Эволюция** мировых энергетических рынков и ее последствия для России / Т.А. Митрова, В.А. Кулагин, А.А. Галкина и др.; под ред. А.А. Макарова, Л.М. Григорьева, Т.А. Митровой. Рец. В. Фортов, А. Некипелов. М.: ИНЭИ РАН — АЦ, 2015. ISBN 978-5-91438-019-6.
7. **Прогноз** развития энергетики мира и России до 2040 года / под ред. А.А. Макарова, Т.А. Митровой, Л.М. Григорьева. М.: ИНЭИ РАН — АЦ, 2014.
8. **Russia's road transport sector: Prospects for alternative energy** / D. Grushevenko, E. Grushevenko, N. Kapustin, V. Kulagin // Environmental Progress & Sustainable Energy, 2017.
9. **Прогноз** развития энергетики мира и России / Е.Д. Белоцкая, Ф.В. Веселов, Ю.В. Галкин и др. // ИНЭИ РАН — АЦ, 2016. ISBN 978-5-91438-023-3.
10. **EV30@30** Campaign, Beijing (China), 8 June 2017. URL: <https://www.iea.org/media/topics/transport/3030CampaignDocumentFinal.pdf> (дата обращения 26.04.2018).
11. **International Energy Agency Global EV Outlook 2017**, OECD/IEA, 2017. URL: <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/GlobalEVO Outlook2017.pdf> (дата обращения 26.04.2018).
12. **World car group Ranking. The top 25 in the 2017**, 8 January 2018. URL: <http://focus2move.com/world-car-group-ranking/> (дата обращения 26.04.2018).
13. **International Energy Agency** World Energy Outlook 2014.
14. **International Energy Agency** World Energy Outlook 2016.
15. **Energy Information Administration** International Energy Outlook 2015.
16. **Energy Information Administration** International Energy Outlook 2016.
17. **Energy Information Administration** International Energy Outlook 2017.

4. МИРОВАЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА ДО 2025 г.

Галкина А.А., научный сотрудник;
Белоцкая Е.Д., мл. научный сотрудник

В статье рассматривается развитие мировой электроэнергетики в период до 2025 г. Полученные данные агрегированы по регионам мира и по видам топлива. Согласно проведенным расчетам, в прогнозном периоде производство электроэнергии продолжит свой рост во всех регионах мира. Электрогенерация на всех видах топлива, за исключением нефтепродуктов, в прогнозном периоде также будет расти. Стоит отметить, что наибольшим окажется прирост производства энергии с использованием новых возобновляемых источников энергии (НВИЭ).

..... Ключевые слова:

электроэнергия, потребление, ВИЭ, гидро, атом, газ, уголь, нефтепродукты.

В период 1990—2015 гг. производство электроэнергии возросло более чем в 2 раза, причем наибольший рост как в процентном, так и в абсолютном выражении отмечен в развивающихся странах Азии. Электрогенерация за период 1990—2015 гг. увеличилась на всех видах топлива, за исключением нефтепродуктов. Наибольший рост наблюдался в выработке на солнечной и ветровой энергии, однако в абсолютном выражении наибольший прирост произошел в угольной и газовой генерации. Освещение, отопление, охлаждение, транспорт, информационные технологии — с каждым днем электроэнергия все больше расширяет свое присутствие и занимает новые ниши в энергопотреблении современного общества. Ввиду этого все больше стран задумываются об экологических последствиях производства электроэнергии и уделяют в своих стратегиях особое внимание выработке с использованием возобновляемых источников энергии.

Согласно проведенным расчетам, мировое потребление электроэнергии продолжит расти быстрее, чем энергопотребление (за 2015—2025 гг. электропотребление увеличится на 24 %, энергопотребление — на 14 %). Мировой рост электропотребления в настоящее время, скорее, повторяет линейный тренд. В то же время его региональная структура неоднородна: в 2015—2025 гг. темпы роста потребления в странах Северной Америки, Европы, СНГ и развитых странах Азии будут находиться в диапазоне 4—14 % в год, а темпы роста потребления в Южной и Централь-

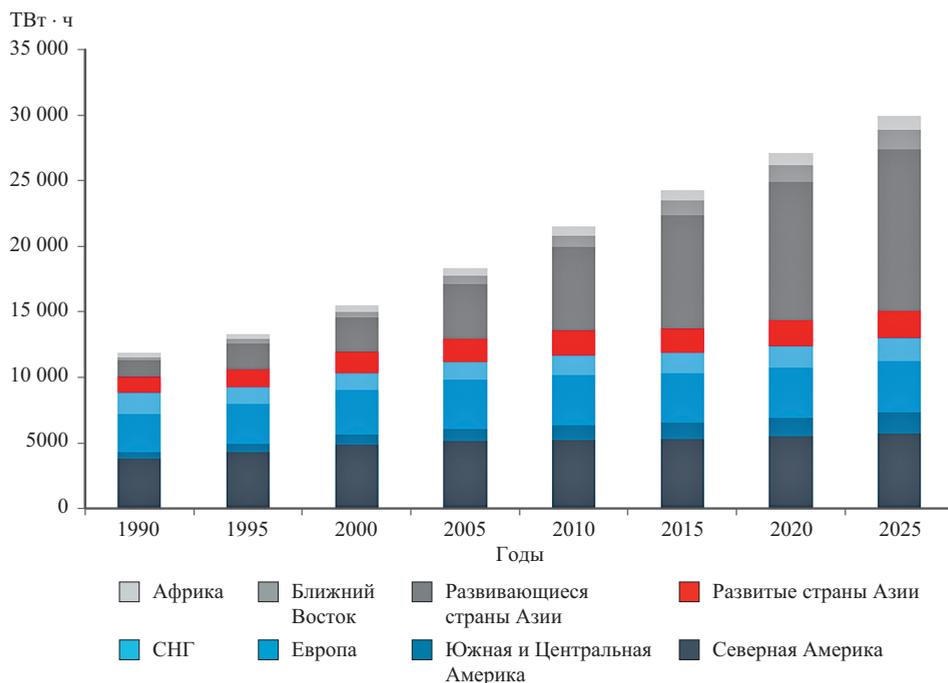


Рис. 1. Прогноз потребления электроэнергии по регионам мира [1, расчеты ИНЭИ РАН]

ной Америке, Африке, на Ближнем Востоке и в развивающихся странах Азии — в диапазоне 23—43 % в год (рис. 1).

В топливной структуре производства электроэнергии прогнозируется рост потребления всех видов топлива, кроме нефтепродуктов как наиболее дорогих и одних из наименее экологических. Наиболее быстрыми темпами будут расти объемы генерации электроэнергии на солнечных и ветровых электростанциях: соответственно в 3,3 и 2,1 раза за 2015—2025 гг. В абсолютном выражении в этот период наиболее активно будет расти выработка электроэнергии на газовых электростанциях (на 1,7 ПВт·ч, что составляет почти 30 % прироста мирового производства электроэнергии) (рис. 2).

В мировой структуре производства электроэнергии доля ВИЭ, кроме гидроэнергии, увеличится с 7 до 12 %, а доля угля, несмотря на то что он обеспечит свыше 20 % прироста производства электроэнергии, снизится с 39 до 36 %. Газу удастся сохранить и несколько увеличить свою нишу, в то время как доля нефтепродуктов будет неуклонно снижаться и за период 2015—2025 гг. упадет на 2 % (рис. 3).

В целом в структуре прироста генерации электроэнергии по видам топлива по пятилеткам заметна тенденция к замещению ростом ВИЭ, кроме гидроэнергии, суммарного роста газовой и угольной генерации, а также к замещению после 2020 г. угольной генерации газовой. Прирост угольной и газовой генерации в мире составит менее половины общего прироста (рис. 4).

4. Мировая электроэнергетика до 2025 г.

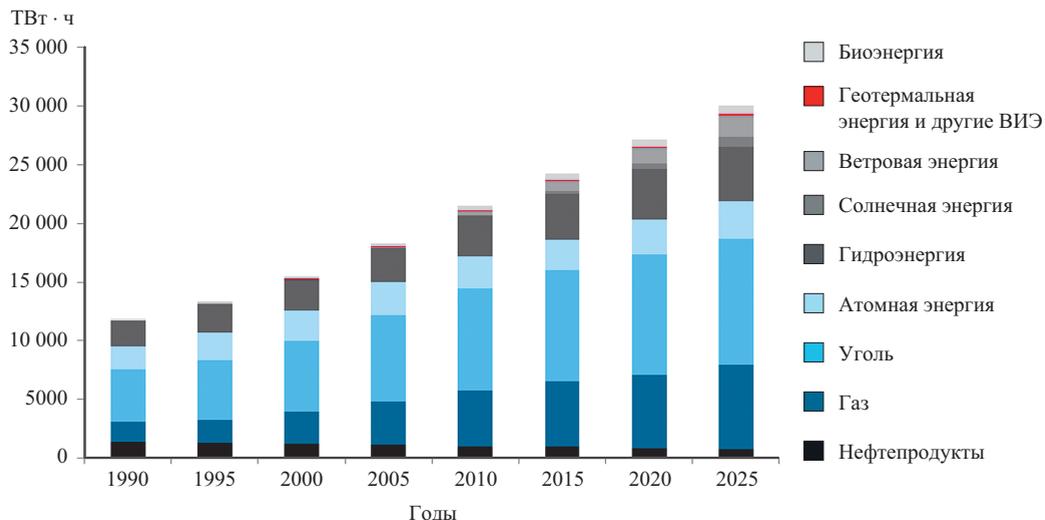


Рис. 2. Прогноз производства электроэнергии по видам топлива [1, расчеты ИНЭИ РАН]

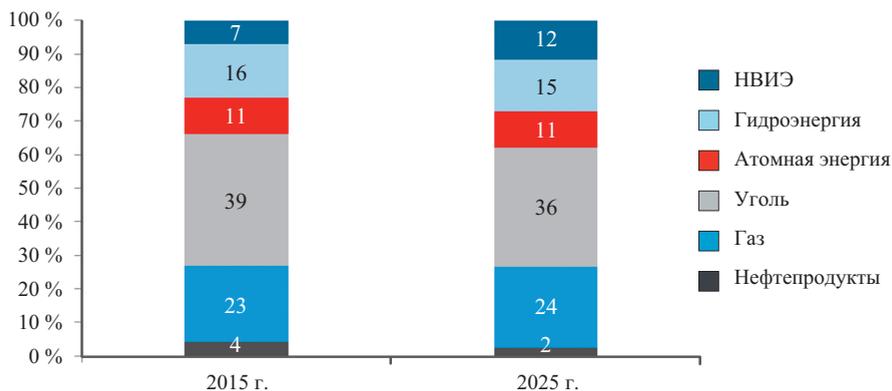


Рис. 3. Изменение структуры производства электроэнергии по видам топлива [1, расчеты ИНЭИ РАН]

К 2025 г. на развивающиеся страны Азии придется свыше 40 % мирового электропотребления, в том числе 69 % мировой угольной генерации (в сравнении с 36 и 59 %, соответственно, в 2015 г.). Кроме того, на развивающиеся страны Азии придется треть мирового производства электроэнергии из ВИЭ (в 2015 г. — четверть) и 37 % мировой выработки электроэнергии на ГЭС. Наибольшие объемы газовой генерации среди всех регионов мира сохранятся в странах Северной Америки. В сравнении с развитыми странами мира и развивающимися странами Азии значительно менее диверсифицировано по видам топлива производство электроэнергии в Южной и Центральной Америке, СНГ, на Ближнем Востоке и в Африке (рис. 5).

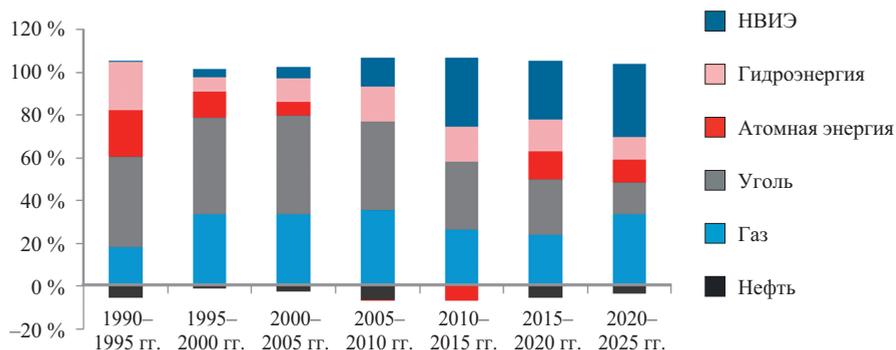


Рис. 4. Структура прироста производства электроэнергии по видам топлива [1, расчеты ИНЭИ РАН]

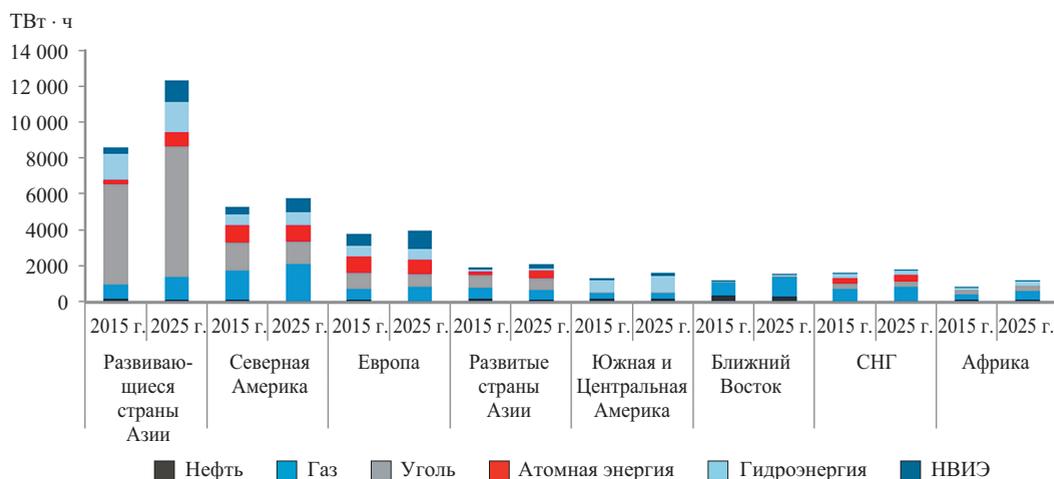


Рис. 5. Структура производства электроэнергии по регионам мира и видам топлива [1, расчеты ИНЭИ РАН]

Указанные изменения в динамике выработки электроэнергии по видам топлива приведут к изменениям потребления энергоресурсов в электроэнергетике. В развитых странах мира ожидается быстрое сокращение потребления угля (на 140 млн т н. э.), что частично компенсирует большой рост его использования (на 380 млн т н. э.) в развивающихся странах. В развитых странах среди всех видов топлива лишь потребление газа и ВИЭ продемонстрирует заметный абсолютный рост, тогда как рост производства электроэнергии в развивающихся странах потребует значительного увеличения потребления всех энергоресурсов, кроме нефтепродуктов (рис. 6).

Прирост потребления электроэнергии как за 2005—2015 гг., так и за 2015—2025 гг. превышает аналогичный показатель по всем остальным топливам. За

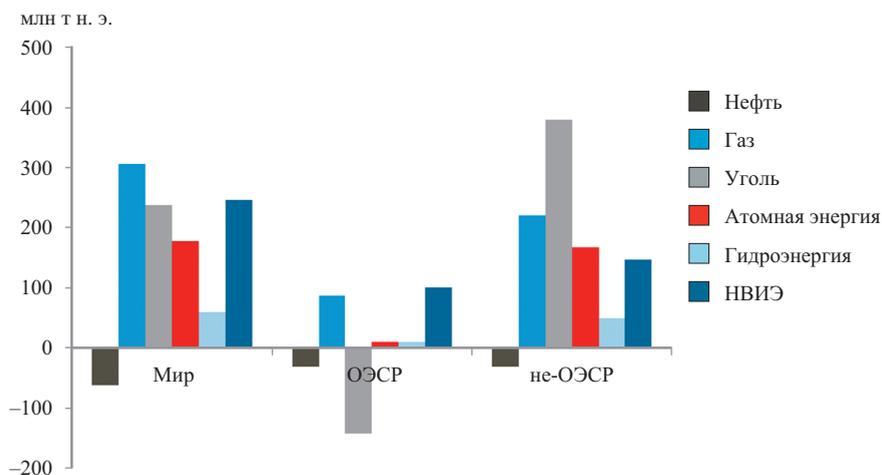


Рис. 6. Прирост использования отдельных видов топлива в производстве электроэнергии в 2015—2025 гг. [1, расчеты ИНЭИ РАН]

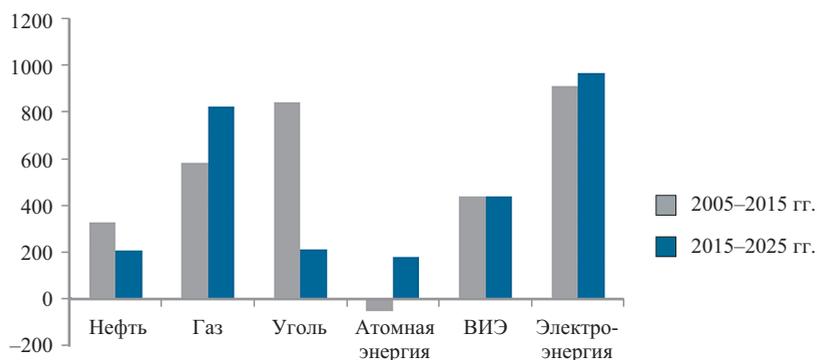


Рис. 7. Прирост потребления по видам топлива в 2005—2015 и 2015—2025 гг., млн т н. э. [1, расчеты ИНЭИ РАН]

2005—2015 гг. потребление электроэнергии увеличилось на 910 млн т н. э., в 2015—2025 гг. прогнозируемый прирост составит 964,4 млн т н. э. Следом за электроэнергией в 2005—2015 гг. были уголь и природный газ, в 2015—2025 гг. на второе место выйдет природный газ, а на третье — возобновляемые источники энергии (рис. 7).

Как было сказано выше, электропотребление в 2015—2025 гг. будет расти быстрее энергопотребления. В абсолютном выражении прирост потребления энергии и электроэнергии в 2005—2015 гг. составил 2144,2 и 910 млн т н. э. соответственно, а в 2015—2025 гг. составит 1857,6 и 964,4 млн т н. э. (рис. 8). Наибольший прирост по регионам как энерго-, так и электропотребления в 2005—2015 гг. наблюдался в развивающихся странах Азии (1765,6 и 778,4 млн т н. э. соответственно).

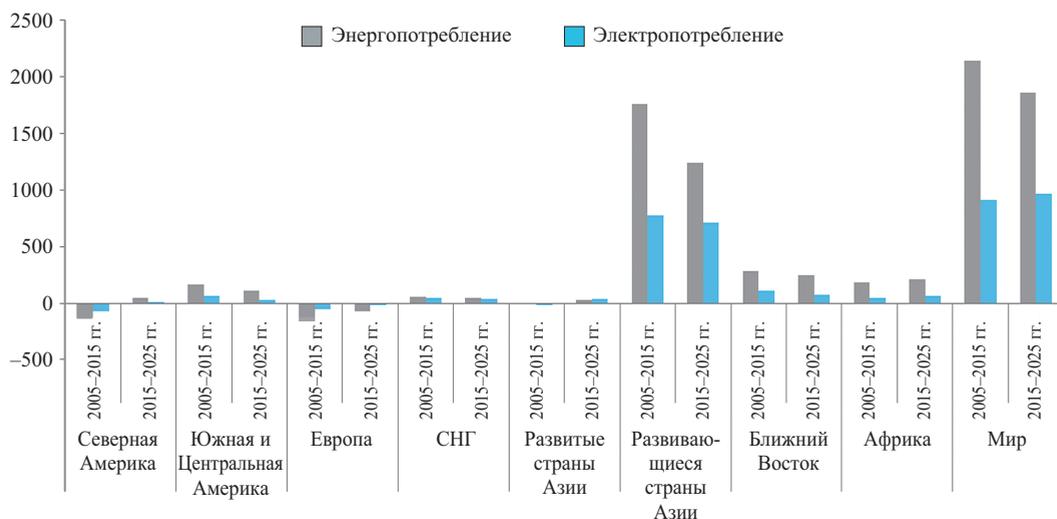


Рис. 8. Прирост энергопотребления и электропотребления в 2005—2015 и 2015—2025 гг., млн т н. э. [1, расчеты ИНЭИ РАН]

В 2015—2025 гг. лидерство этого региона сохранится и прирост энергопотребления составит 1240 млн т н. э., электропотребления — 715,2 млн т н. э.

Заключение

Результаты расчетов свидетельствуют о том, что в 2015—2025 гг. рост производства электроэнергии будет продолжаться, но под воздействием таких факторов, как меняющиеся условия функционирования энергорынков, проектные изменения, корректировки энергополитик, обновленные ориентиры по экономике и технологическому развитию, будет происходить трансформация соотношений топлив в выработке электроэнергии. Все большее значение в электрогенерации будут приобретать возобновляемые источники энергии. Развитию ВИЭ будет способствовать энергополитика, целями которой во многих странах являются повышение энергобезопасности за счет собственного производства энергии и сокращение выбросов CO_2 в атмосферу. В то же время конкурентоспособность некоторых технологий ВИЭ продолжает расти на фоне сохраняющегося потенциала к снижению полной приведенной стоимости электроэнергии, полученной на этих установках.

Список литературы

1. IEA World Energy Balances 2017.

5. ПЕРСПЕКТИВЫ АТОМНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ В УСЛОВИЯХ МЕНЯЮЩЕЙСЯ ЭНЕРГОПОЛИТИКИ

Козина Е.О., мл. научный сотрудник;
Кулагин В.А., заведующий отделом

В период начального развития атомной энергетики многие специалисты предполагали, что в будущем она станет ключевым источником энергоснабжения в мире. Но эти надежды не оправдались. Максимальная доля атомной энергии в мировом производстве электроэнергии была достигнута в 1996 г. и составила 17,9 %. С того времени доля атомной энергии снижалась и в 2016 г. сократилась до 10,4 %. Рекордная выработка электроэнергии на АЭС была достигнута в 2005 г.—2808 ТВт · ч, а к 2016 г. сократилась до 2582 ТВт · ч. Отчасти такая динамика связана с тем, что люди начали активно использовать атомную энергию раньше, чем научились её безопасно производить. И крупные аварии на АЭС заставили многих пересмотреть своё отношение к атому. Однако технологии совершенствуются, спрос на электроэнергию в мире растет. Причем основной прирост спроса ожидается в развивающихся странах, большинство из которых в целом положительно относятся к атомной энергетике. Поэтому у атома появляется новый шанс. Но успеет ли он им воспользоваться и не уступит ли окончательно свои позиции в конкуренции с углеводородами и быстро развивающимися ВИЭ?

..... · Ключевые слова:

атомная энергия, энергоблок, АЭС, выработка, мощность.

По состоянию на 2017 г.¹, доля атомной энергии в мировом производстве энергоресурсов составила менее 5 и 10,4 % в мировом производстве электроэнергии. На перспективу до 2025 г. ожидается ввод новых энергоблоков АЭС и возвращение в эксплуатацию части временно отключенных, что позволит атому нарастить свою долю до 10,6 % в мировом производстве электроэнергии. При этом тенденции в развитии атомной энергетики будут различными для развитых и развивающихся стран. В меняющихся рыночных условиях с сохраняющейся неопределенностью относительно спроса на энергоресурсы, ценовой ситуации и проводимой энергополитики многие игроки не торопятся осуществлять инвестиции в сложные дорогостоящие

¹ Все данные на 2017 г. — предварительные оценки ИНЭИ РАН.

проекты с длительными сроками окупаемости. А строительство АЭС относится именно к такой категории. В ряде стран сохраняется высокая озабоченность относительно безопасности производства атомной энергии. Всё это приводит к заметной корректировке планов по развитию атомной энергетики. В частности, в странах ОЭСР (Организация экономического сотрудничества и развития) ожидается падение доли АЭС в производстве электроэнергии с 18,0 % в 2017 г. до 17,1 % в 2025 г. В не-ОЭСР, напротив, на фоне быстрого роста энергопотребления атомная энергетика по-прежнему рассматривается как один из наиболее приемлемых вариантов его обеспечения. Согласно проведенным расчетам, в не-ОЭСР доля атомной энергии в производстве электроэнергии вырастет с 4,5 % в 2017 г. до 6,8 % в 2025 г.

Во многих странах, активно строивших АЭС в предыдущем столетии, достаточно остро стоит вопрос об окончании сроков эксплуатации энергоблоков, которые, как правило, составляют 40 лет. В результате по всё большему числу энергоблоков принимаются решения о продлении их до 60 лет, в США планируется в 2020 г. подача первых заявок об увеличении срока эксплуатации реакторов до 80 лет.

Среднесрочный прогноз развития атомной энергетики с учетом новых рыночных условий

Из 450 действующих в мире энергоблоков 87 эксплуатируются более 40 лет [1] (рис. 1). Несмотря на продление, к 2025 г. по различным причинам предстоит вывод 33 ГВт атомных мощностей, который не во всех регионах будет компенсирован вводом новых энергоблоков.

По состоянию на апрель 2018 г. в 18 странах строятся 57 энергоблоков [2], 29 из которых сооружаются в развивающихся странах Азии (рис. 2). При этом в Китае и Индии строятся 24 реактора. Общая установленная мощность строящихся реакторов составляет 58 ГВт.

Установленные мощности АЭС в мире, согласно выполненным расчетам, вырастут по сравнению с 2017 г. на 11 % к 2020 г., на 22 % к 2025 г., преимущественно за счет стран не-ОЭСР.

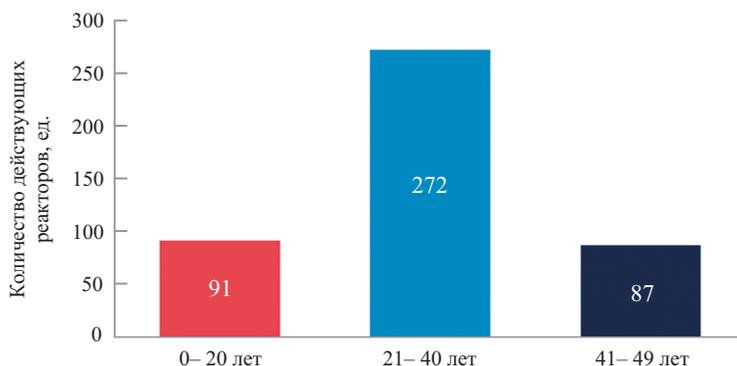


Рис. 1. Возраст действующих в мире энергоблоков на апрель 2018 г. [1]

Производство атомной энергии в странах не-ОЭСР достигнет 38 % общемирового производства к 2025 г. (рис. 3).

Ухудшение экономической ситуации, смена правительств, снижение экономического роста, отсутствие острого дефицита электроэнергии в силу доступности более дешевых угля и газа, высокий уровень расходов на реализацию проектов сооружения АЭС вынуждают некоторые страны отказываться от ранее озвученных планов развития атомной энергетики, откладывать или закрывать дорогостоящие проекты строительства атомных энергоблоков, сдвигать сроки ввода реакторов, продлевать лицензии на их эксплуатацию посредством модернизации существующих. В результате политика стран в отношении атомной энергетики сильно различается (см. таблицу). Причем только в 2017 г. была принята значительная часть решений, которые существенно снизили ожидаемый объем ввода новых мощностей.

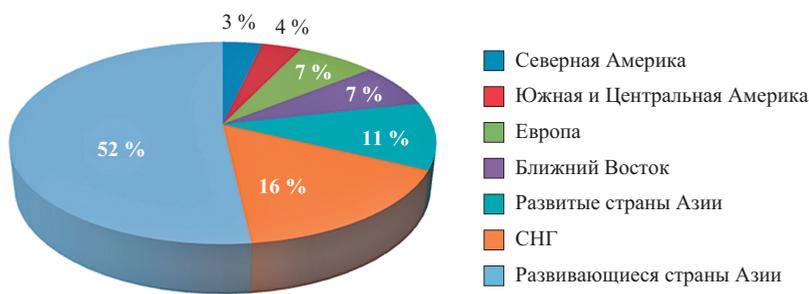


Рис. 2. Доли строящихся атомных энергоблоков по регионам мира по состоянию на апрель 2018 г. [1]

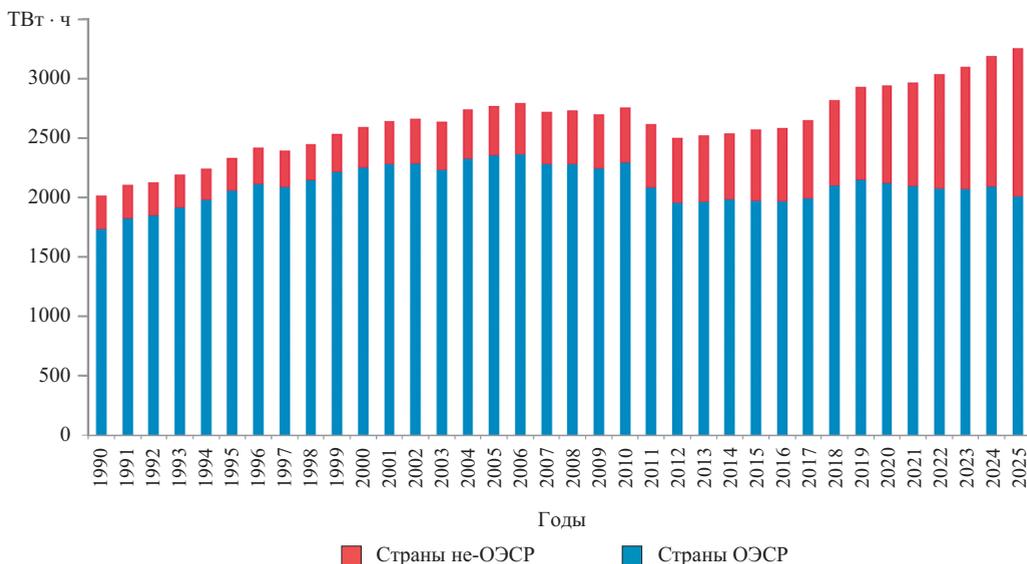


Рис. 3. Производство электроэнергии на АЭС в странах ОЭСР и не-ОЭСР

Решения по использованию атомных мощностей по странам мира

Тип решения	Страны и регионы мира							Африка
	Северная Америка	Южная и Центральная Америка	Европа	СНГ	Развитые страны Азии	Развивающиеся страны Азии	Ближний Восток	
Закрытие АЭС до окончания 40-летнего срока службы			Германия					
Отказ от строительства новых АЭС и/или закрытие действующих без продления срока службы			Испания, Бельгия, Швейцария		Южная Корея	Тайвань, Вьетнам		
Ведется строительство энергоблоков	США	Аргентина, Бразилия	Франция, Финляндия, Словакия	Белоруссия, Россия, Украина	Япония, Южная Корея	Китай, Индия, Бангладеш, Тайвань, Пакистан	ОАЭ	
Отложенные или замороженные проекты строительства энергоблоков	США		Нидерланды, Франция, Болгария	Украина, Казахстан	Южная Корея	Тайвань		ЮАР
Сокращение действующих атомных мощностей	США, Канада	Аргентина	Бельгия, Финляндия, Франция, Словакия, Испания, Великобритания, Швейцария, Германия	Украина	Южная Корея	Тайвань		
Рост действующих атомных мощностей	Мексика	Бразилия	Болгария, Чехия, Венгрия, Румыния, Словения, Швеция, Нидерланды	Россия, Армения	Япония	Китай, Индия, Пакистан	Иран	
Ввод первых в стране АЭС		Чили	Литва, Польша, Турция	Казахстан, Белоруссия		Индонезия, Малайзия, Камбоджа, Мьянма, Филиппины, Шри-Ланка, Лаос, КНДР	Саудовская Аравия, ОАЭ, Израиль, Иордания	Египет

В США рост производства дешевого газа за счет разработки сланцевых месторождений, поддержка ВИЭ, закрытие энергоблоков АЭС и отсрочка решений по строительству новых, согласно выполненным расчетам, приведут к сокращению выработки электроэнергии на АЭС к 2025 г. на 46 ТВт·ч по сравнению с 2017 г. Банкротство компании Westinghouse повлияло на отмену строительства двух энергоблоков в стране, о сооружении которых было объявлено в 2013 г., впервые за 30 лет. В стадии строительства по состоянию на начало 2018 г. находятся только два реактора. Лишь в 2016 г. страна ввела в эксплуатацию энергоблок, строившийся с 1972 г. В основе энергополитики США в атомной энергетике лежит продление сроков лицензий на эксплуатацию действующих реакторов до 60, а далее и до 80 лет.

В целях обновления атомной промышленности США готовы выделить около 400 млн долл. для американских компаний, способных предложить конкурентоспособные проекты сооружения новых АЭС и модернизации действующих энергоблоков.

Канада пока не готова к строительству новых реакторов и приняла решение о проведении модернизации уже существующих. В результате срок службы энергоблоков может быть увеличен на 25—30 лет.

Во Франции планы по снижению доли атома с текущих 72 до 50 % в энергобалансе страны откладываются с 2025 г. (в силу своей *нереалистичности*) на 2030—2035 гг. во избежание роста выбросов CO₂, угрозы энергоснабжению и сокращению рабочих мест.

В Нидерландах правительство готово развивать атомную энергетику, но решение об инвестициях должны принимать сами энергокомпании. Деньги налогоплательщиков для сооружения новых АЭС правительство использовать не будет.

Армения и Украина продлевают сроки лицензий на эксплуатацию своих реакторов, отдавая при этом сроки начала дорогостоящего строительства новых АЭС. В январе 2017 г. соглашение между Россией и Украиной о сооружении двух энергоблоков Хмельницкой АЭС прекратило свое действие.

Казахстан отложил с 2025 г. на 2030 г. планы по строительству АЭС в связи с отсутствием острой необходимости в росте производства электроэнергии.

Энергостратегия нового президента Южной Кореи подразумевает постепенное замещение атомной генерации возобновляемыми источниками энергии. Закладку новых атомных блоков планируется прекратить. Продлевать 40-летний срок эксплуатации действующих энергоблоков не предполагается. Решение руководства страны способно в значительной степени повлиять на региональный энергобаланс в перспективе.

Правительство Вьетнама решило пока отложить планы по развитию атомной энергетики из-за падения уровня экономического роста, высокого уровня расходов при строительстве и в силу доступности других, более дешевых энергоресурсов. При улучшении экономической ситуации в стране правительство готово вернуться к программе по развитию атомной энергетики. При этом в соответствии со стратегией развития электроэнергетики на период до 2030 г. Ханой намерен был

с помощью иностранных партнёров построить и ввести в эксплуатацию 14 энергоблоков АЭС общей мощностью 15 ГВт. К 2030 г. АЭС должны были обеспечить 10 % общего объёма производимой в стране электроэнергии. Но, по состоянию на 2017 г., в стране нет АЭС и строительство реакторов не начиналось. Таким образом, до 2025 г. можно не ожидать появления атомной энергии в стране.

В Тайване пришедшая к власти в 2016 г. Демократическая прогрессивная партия объявила о полном отказе от атомной генерации к 2025 г. Действующие реакторы будут закрыты после истечения 40-летнего срока действия лицензий на их эксплуатацию. Строительство двух новых реакторов будет остановлено.

В 2016 г. лидерами в области выработки электроэнергии на АЭС были США, Франция и Россия, за которыми следовали Китай, Южная Корея, Канада и Украина. Пересмотр энергетических политик и планов компаний привел к изменению расчетных прогнозных оценок производства атомной энергии по странам, причем изменения произошли и среди лидеров (рис. 4).

Региональное развитие атомной энергетики имеет разнонаправленный характер.

В Северной Америке ожидается сокращение атомных мощностей к 2020 г. на 6 %, к 2025 г. — на 10 % по сравнению с 2017 г. (рис. 5).

В США и Канаде к 2025 г. произойдет сокращение атомных мощностей на 7,5 и 33 % соответственно в сравнении с 2017 г.

Некоторые компании-операторы не подают заявки на продление лицензий на эксплуатацию реакторов до 60 лет, а предпочитают закрыть их по окончании срока лицензии. Причина вывода реакторов в США заключается в неблагоприятной тарифной ситуации на либерализованном рынке электроэнергии, в результате которой потребители получают доступ к более дешевой электроэнергии. Низкие цены

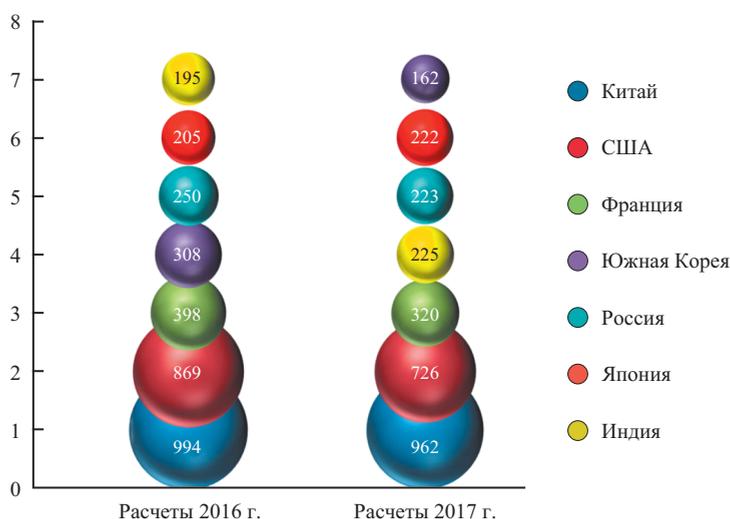


Рис. 4. Место стран в мире по выработке электроэнергии на АЭС (левая шкала) и объемы выработки, ТВт · ч (размер круга) в 2025 г.

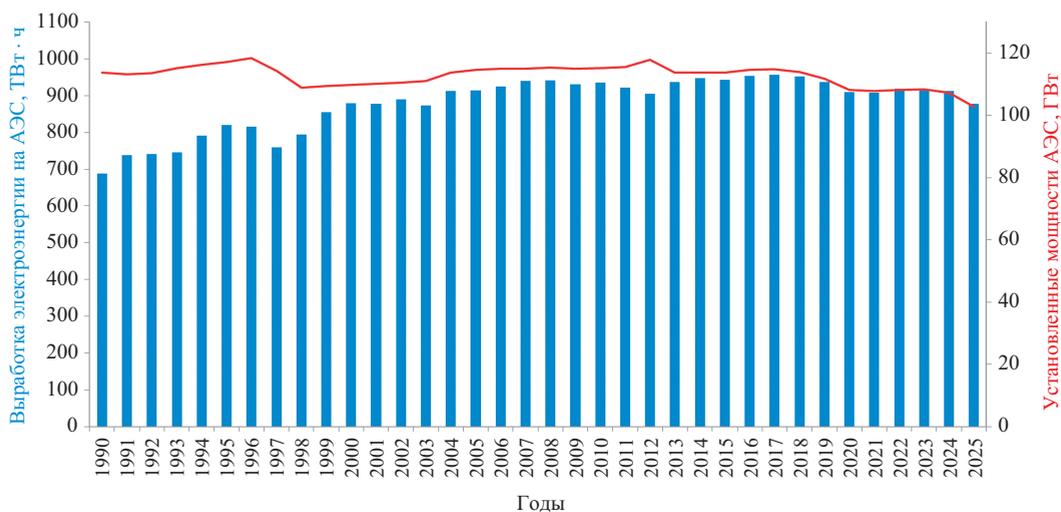


Рис. 5. Динамика установленных мощностей и выработки электроэнергии на АЭС в Северной Америке [3, 4, расчеты ИНЭИ РАН]

на газ и уголь и внушительные субсидии в проекты ВИЭ как на государственном, так и на региональном уровне способствуют переходу некоторых штатов на другие источники энергии в ущерб атомной энергетике.

Сокращение атомных мощностей в Канаде обусловлено выводом реакторов, по которым не принято решение об их модернизации или продлении эксплуатации.

В Мексике установленные мощности АЭС к 2025 г. останутся на уровне 2017 г.

Атомные мощности Центральной и Южной Америки в 2020 г. останутся на уровне 2017 г., а к 2025 г. имеют потенциал роста на 57 % по сравнению с 2017 г. за счет Аргентины и Бразилии (рис. 6).

В Чили ввод атомных мощностей ожидается после 2025 г.

Сокращение атомных мощностей в Европе обусловлено заявленными планами по закрытию реакторов в Германии, Швейцарии, Бельгии, Испании. Выработка электроэнергии на АЭС Европы сократится с 857 ТВт·ч в 2017 г. до 844 ТВт·ч в 2020 г. и до 758 ТВт·ч в 2025 г., что соответствует уровню выработки 1988 г. (рис. 7).

В Швеции планируется замена действующих энергоблоков на новые, но на тех же площадках.

Ввод первых АЭС обсуждается в Польше, Литве, Турции. В Турции ввод первого энергоблока планируется в 2023 г. Ввод реакторов в Литве и Польше до 2025 г. не ожидается, маловероятно и начало строительства.

В странах СНГ выработка атомной энергии вырастет с 299 ТВт·ч в 2017 г. до 315 ТВт·ч к 2020 и до 346 ТВт·ч к 2025 г. (рис. 8) в основном за счет России, которая традиционно является одним из лидеров мировой атомной промышленности и рассматривает развитие этой сферы как свой стратегический приоритет.

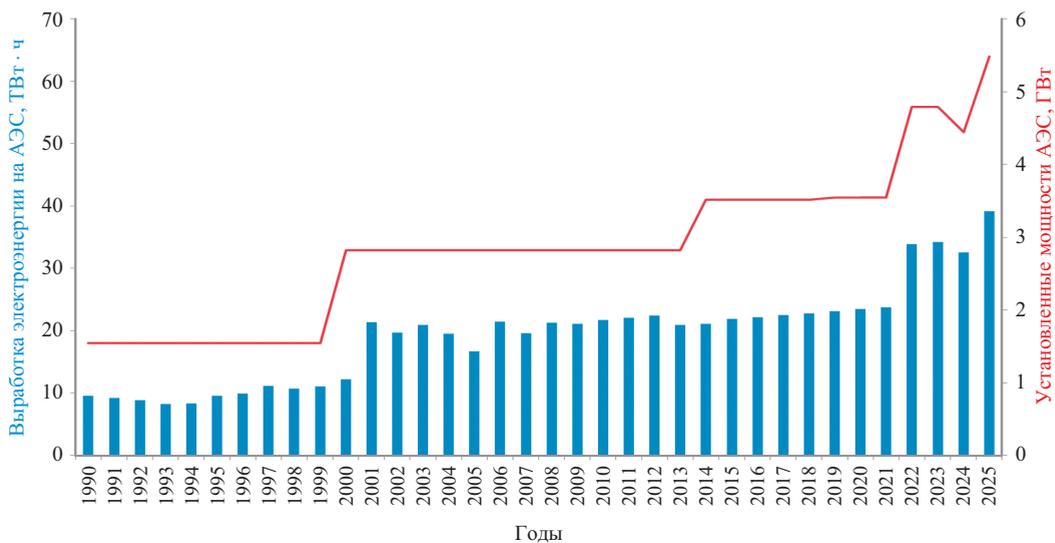


Рис. 6. Динамика установленных мощностей и выработки электроэнергии на АЭС в Южной и Центральной Америке [3, 4, расчеты ИНЭИ РАН]

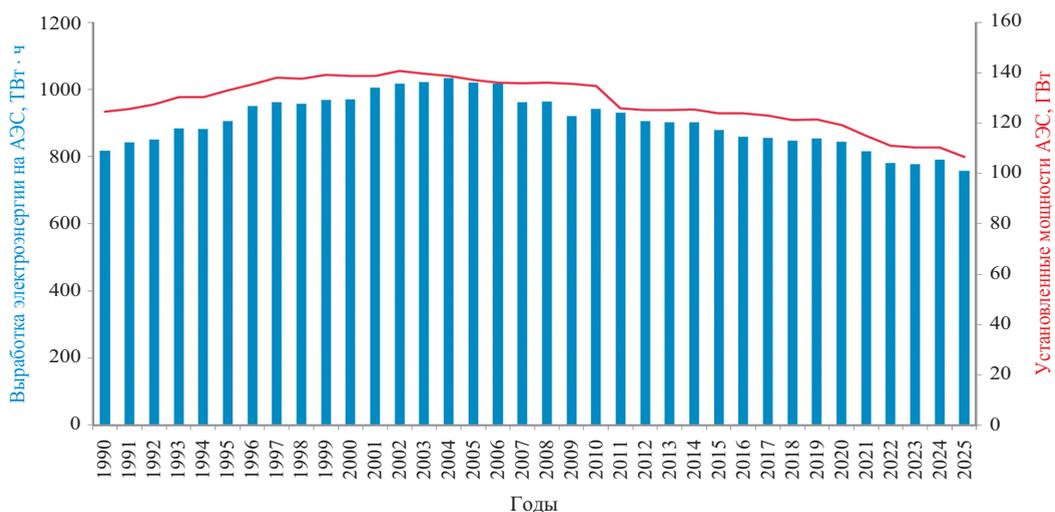


Рис. 7. Динамика установленных мощностей и выработки электроэнергии на АЭС в Европе [3, 4, расчеты ИНЭИ РАН]

В 2018 г. планируется начать работы по модернизации Армянской АЭС в целях продления срока действия лицензии на эксплуатацию энергоблока до 2026 г. (на 10 лет).

В 2019 г. Белоруссия ожидает ввод в эксплуатацию своего первого атомного реактора.

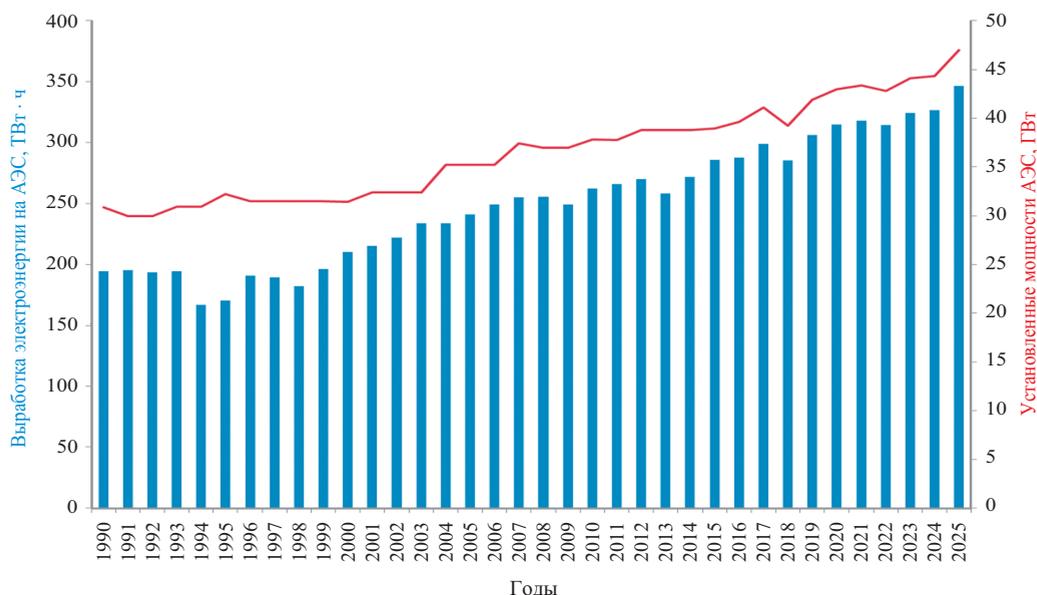


Рис. 8. Динамика установленных мощностей и выработки электроэнергии на АЭС в СНГ [3, 4, расчеты ИНЭИ РАН]

В развитых странах Азии выработка атомной энергии возрастет с 203 ТВт · ч в 2017 г. до 277 ТВт · ч к 2020 г. и до 349 ТВт · ч к 2025 г. (рис. 9). Основная причина — ожидаемый перезапуск реакторов в Японии.

По состоянию на апрель 2018 г. в Японии работало 7 перезапущенных энергоблоков мощностью 6,4 ГВт; 21 реактор находится в ожидании решения на перезапуск. Судьба остальных энергоблоков, функционировавших до аварии на АЭС «Фукусима» (кроме разрушенных, окончательно закрытых и планируемых к закрытию) неопределенна. Причинами неопределенности являются отсутствие согласия местных органов власти на перезапуск, расположение энергоблоков в сейсмоактивной зоне, протесты местного населения и, как следствие, судебные запреты на перезапуск энергоблоков.

Согласно утвержденному в 2015 г. плану правительства по производству электроэнергии на 2030 г., доля атомной энергетики в общем энергобалансе страны составит 20—22 %. Рост производства электроэнергии на АЭС в Японии ожидается с 30 ТВт · ч в 2017 г. до 80 ТВт · ч к 2020 г. и до 161 ТВт · ч к 2025 г. Но в сравнении с 2010 г. производство в 2025 г. окажется ниже на 44 %, а в сравнении с 2000 г. — на 50 %. При этом с ростом числа перезапущенных реакторов мощности АЭС, по расчетам, к 2025 г. составят 55 % мощностей, действовавших до аварии на АЭС «Фукусима».

В соответствии с энергетической стратегией нового президента Южной Кореи 40-летний срок службы АЭС продлеваться не будет. Вывод первых реакторов начнется в 2023 г. и производство атомной энергии к 2025 г. сократится на 5 % по срав-

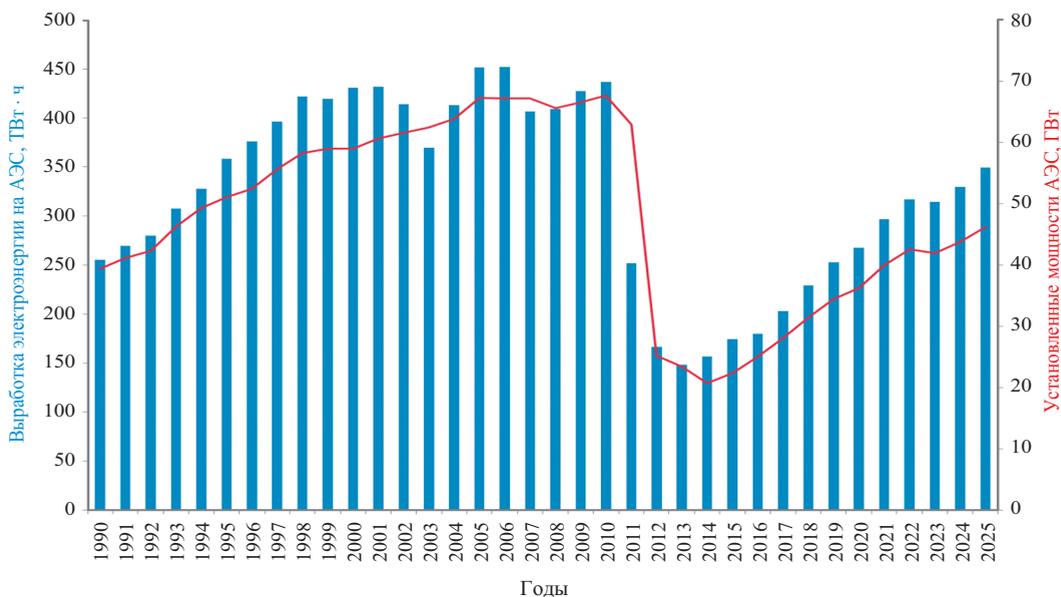


Рис. 9. Динамика установленных мощностей и выработки электроэнергии на АЭС в развитых странах Азии [3, 4, расчеты ИНЭИ РАН]

нению с 2020 г. Но к 2020 г. производство атомной энергии вырастет на 14 % по сравнению с 2017 г.

Регион развивающейся Азии демонстрирует высокий рост атомного потенциала к 2020 и 2025 гг. — в 1,3 и 2,4 раза соответственно, особенно за счет Китая и Индии. Китай в 1,6 раза увеличит установленные мощности к 2020 г. и в 2,6 раза к 2025 г. и займет лидирующее место в мире по производству атомной энергии. При этом выработка атомной энергии вырастет в 3 раза с 2017 по 2025 г. (рис. 10).

Индия в соответствии с госпрограммой развития атомной энергетики намерена к 2025 г. нарастить атомные мощности до 14 ГВт.

Ряд стран этого региона готовы начать развитие собственной атомной промышленности (Индонезия, Малайзия). В Бангладеш в ноябре 2017 г. началось строительство первого реактора.

Ближний Восток продолжит развитие атомной энергетики. Выработка электроэнергии на АЭС в регионе с 2017 по 2020 г., согласно расчетам, вырастет в 13 раз до 42 ТВт·ч (сопоставимо с текущим производством Индии и Бельгии), к 2025 г. — в 15 раз (рис. 11).

До 2025 г. дополнительный ввод энергоблоков ожидается в ОАЭ и Иране. В ОАЭ в 2020 и 2025 гг. по расчетам производство электроэнергии на АЭС составит 39 ТВт·ч. В Иране выработка возрастет к 2025 г. в 3 раза по сравнению с 2017 г. Строительство первых реакторов после 2025 г. ожидается в Саудовской Аравии, Иордании, Израиле.

В странах Африканского региона установленные мощности АЭС к 2025 г. сохранятся на текущем уровне 1,9 ГВт за счет ЮАР, являющейся в этот период един-

5. Перспективы атомной энергетики в условиях меняющейся энергополитики

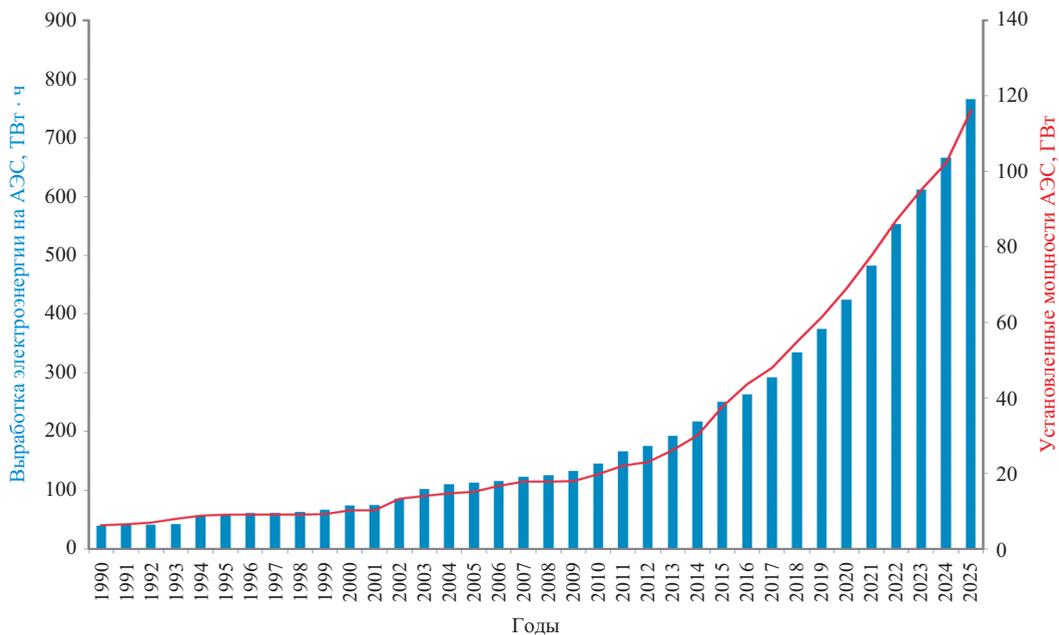


Рис. 10. Динамика установленных мощностей и выработки электроэнергии на АЭС в развивающихся странах Азии [3, 4, расчеты ИНЭИ РАН]

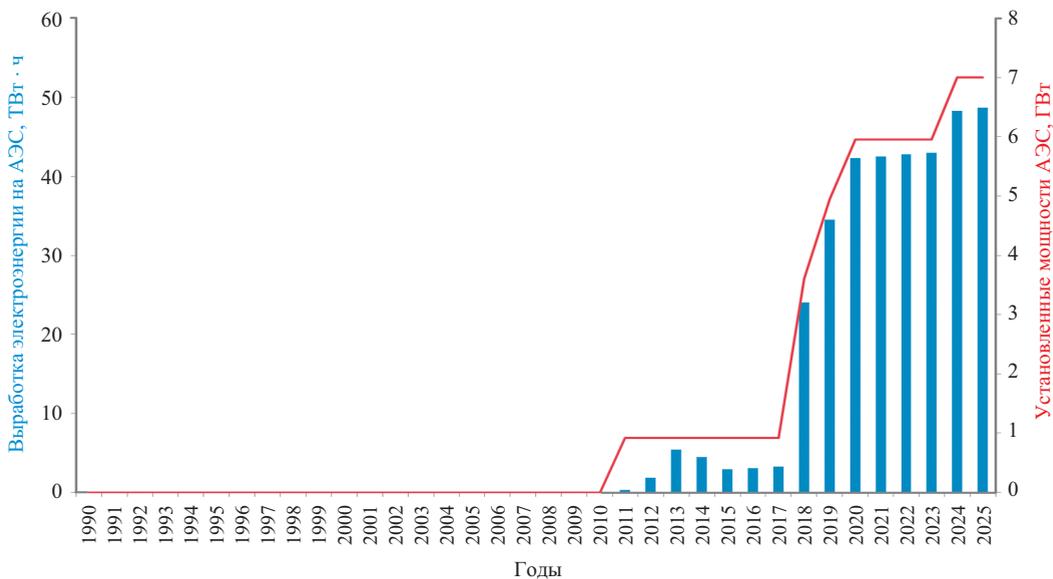


Рис. 11. Динамика установленных мощностей и выработки электроэнергии на АЭС Ближнего Востока [3, 4, расчеты ИНЭИ РАН]

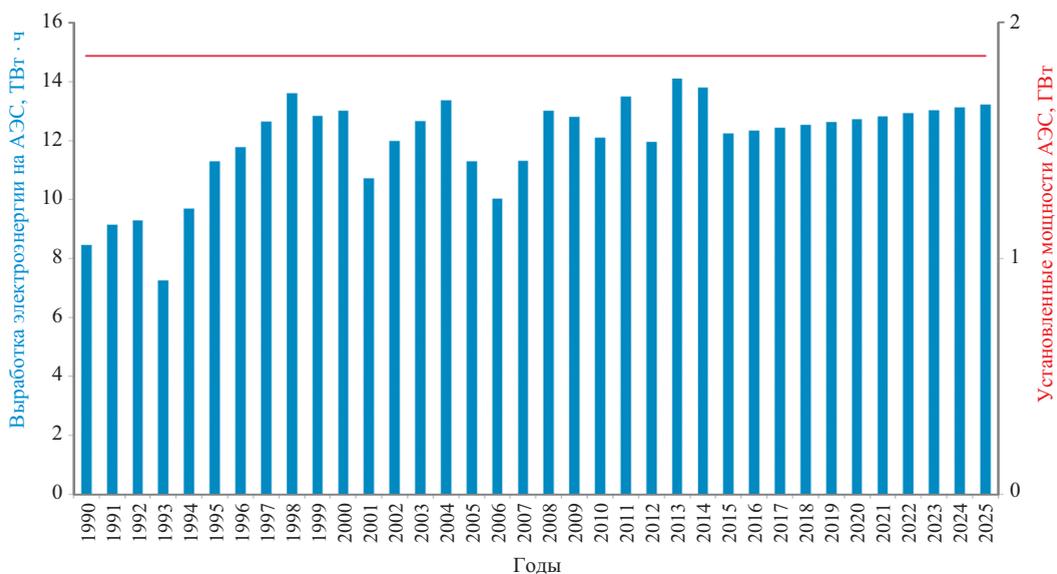


Рис. 12. Динамика установленных мощностей и выработки электроэнергии на АЭС Африки [3, 4, расчеты ИНЭИ РАН]

ственной, где действуют АЭС (рис. 12). Строительство первых энергоблоков в других странах, в частности в Египте, ожидается после 2025 г.

Заключение

В странах не-ОЭСР на фоне быстрого роста энергопотребления атомная энергетика по-прежнему рассматривается как один из наиболее приемлемых вариантов его обеспечения. Согласно проведенным расчетам, в не-ОЭСР доля атомной энергии вырастет с 4,5 % в 2017 г. до 6,8 % в 2025 г. При этом Китай и Индия к 2025 г. обеспечат 57 % выработки атомной энергии стран не-ОЭСР.

В странах ОЭСР, напротив, ожидается падение доли АЭС в производстве электроэнергии с 18,0 % в 2017 г. до 17,1 % в 2025 г.

По сравнению с оценками предыдущих лет, энергетическая политика, конкуренция и нежелание участников рынка в условиях нестабильности осуществлять долгосрочные крупные инвестиции приводят к существенному пересмотру перспектив строительства новых энергоблоков АЭС в сторону понижения.

Список литературы

1. **Power** Reactor Information System (PRIS), World Statistics by reactors. URL: <https://www.iaea.org/PRIS/WorldStatistics/OperationalByAge.aspx> (дата обращения 20.04.2018).
2. **Power** Reactor Information System (PRIS), World Statistics by country. URL: <https://www.iaea.org/PRIS/WorldStatistics/UnderConstructionReactorsByCountry.aspx> (дата обращения 20.04.2018).
3. **IEA**. World Energy Balances, 2017.
4. **IAEA**. Nuclear Power Reactors in the World, 2017.

6. ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ РЕСУРСЫ КАК ОСНОВА НОВОЙ ЭНЕРГЕТИКИ — МЕЧТЫ И РЕАЛЬНОСТИ

Белоцкая Е.Д., мл. научный сотрудник; Галкина А.А.,
научный сотрудник; Кулагин В.А., заведующий отделом

В статье рассматриваются перспективы возобновляемой энергетики в один из определяющих моментов её развития. К 2017 г. благодаря технологическому прогрессу существенно снизились затраты на производство энергоресурсов на базе возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в сравнении с ситуацией пятилетней давности, и именно они продемонстрировали самые быстрые темпы прироста потребления. Но одновременно подешевели и ископаемые топлива, в странах происходят разнонаправленные процессы по отмене и вводу мер поддержки ВИЭ. По мере достижения высокой доли ВИЭ в электробалансе становится всё более острой проблема неравномерности производства электроэнергии на этой основе, которая добавляет дисбаланс к неравномерности спроса. В этой ситуации встает важный вопрос: насколько и дальше ВИЭ смогут показывать такие впечатляющие темпы прироста? В ходе описываемого исследования проведен сравнительный анализ конкурентоспособности топлив с учетом различных факторов, по результатам проведенных расчетов представлен прогноз потребления ВИЭ на период до 2025 г. с детализацией по регионам мира, по видам топлив и по секторам потребления.

..... Ключевые слова:

возобновляемые источники энергии, потребление, прогноз, регионы мира, виды топлива.

За период 1990—2015 гг. потребление энергии, полученной из возобновляемых источников, возросло в 1,6 раза. Наибольший рост в 2,6 раза наблюдался в Европе, однако в абсолютном выражении Европейский регион уступил развивающимся странам Азии и Африке, прирост в которых за тот же период составил 203,04 и 191,35 млн т н. э. соответственно. Столь колоссальному росту потребления возобновляемой энергии способствовали многие факторы, среди которых наиболее значимыми являются: возрастающая роль экологических проблем и дальнейшая трансформация стратегий стран, а также стремление стран—импортеров энергоресурсов снизить зависимость от стран-экспортеров. Вышеуказанные факторы играют первоочередную роль и в настоящее время, способствуя росту потребления возобновляемой энергии

в прогнозном периоде. Так, в начале 2018 г. Европарламент одобрил предложенные комитетом цели по повышению доли ВИЭ в конечном потреблении до 35 %, а также до 12 % доли ВИЭ в транспортном секторе ЕС к 2030 г. Для достижения поставленных целей странам ЕС предлагается установить свои национальные цели, от которых, при определенных условиях, будет разрешено отклоняться в пределах 10 % [1]. В Индии Министерство новых и возобновляемых источников энергии в своем ежегодном отчете за 2015—2016 гг. заявило о намерении к 2022 г. достичь мощности ВИЭ в 175 ГВт, из них: 100 ГВт солнечной энергии, 60 ГВт ветровой, 10 ГВт биоэнергии и 5 ГВт малых ГЭС [2, с. 4]. В Китае согласно 13-му пятилетнему плану развития энергетики на 2015—2020 гг. планируется достичь к 2020 г. 15 %-ной доли неископаемых топлив в общем потреблении энергии [5, с. 15]. В Бразилии к 2026 г. 63 % электроэнергии планируется вырабатывать с использованием гидроэнергии, 12 % — с использованием энергии ветра, 9 % — с использованием биомассы, 3 % — с использованием солнечной энергии [4, с. 242]. Тем не менее, как показывает статистика, не все страны реализуют намеченные цели по возобновляемым ресурсам. Для ряда государств возобновляемая энергетика до сих пор остается скорее мечтой, чем реальностью.

Согласно проведенным расчетам, рост потребления ВИЭ, наблюдающийся уже на протяжении многих лет, продолжится и в прогнозном периоде. Основной прирост в 2015—2025 гг. ожидается в секторе твердой биомассы и отходов (175,51 млн т н. э.), однако если в 2015 г. доля этого сектора составляла 67 % общего потребления ВИЭ по миру, то к 2025 г. она несколько снизится — до 62 %. Доля гидроэнергии сохранится примерно на том же уровне, хотя в абсолютном выражении за 2015—2025 гг. потребление гидроэнергии возрастет на 63,68 млн т н. э. Несмотря на то что доли солнечной, ветровой, геотермальной энергии и других ВИЭ в прогнозируемом периоде возрастут лишь на 3, 3 и 1 % соответственно, темпы прироста использования этих источников энергии будут самыми высокими. В абсолютном выражении прирост составит 82 млн т н. э. для солнечной энергии, 83 млн т н. э. для ветровой и 32,62 млн т н. э. для геотермальной и других ВИЭ (рис. 1).

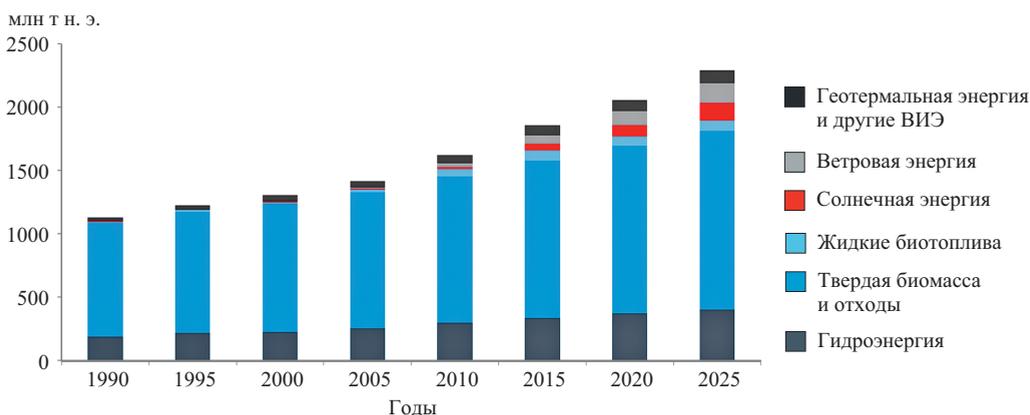


Рис. 1. Прогноз потребления ВИЭ по видам топлива [3, расчеты ИНЭИ РАН]

В региональном разрезе наибольший прирост за период 2015—2025 гг. прогнозируется в развивающихся странах Азии (164,9 млн т н. э.) и странах Африки (104,3 млн т н. э.). За тот же период прирост потребления ВИЭ на Ближнем Востоке составит лишь 4 млн т н. э. (рис. 2).

Наибольшую долю как в 1990 и 2015 гг., так и в 2025 г. возобновляемые источники энергии занимают/будут занимать в энергопотреблении Африки (порядка 50 %) благодаря использованию биотоплива — дров. Однако наибольший рост доли ВИЭ в энергопотреблении за период 2015—2025 гг. в размере 4 % прогнозируется в Европе (рис. 3).

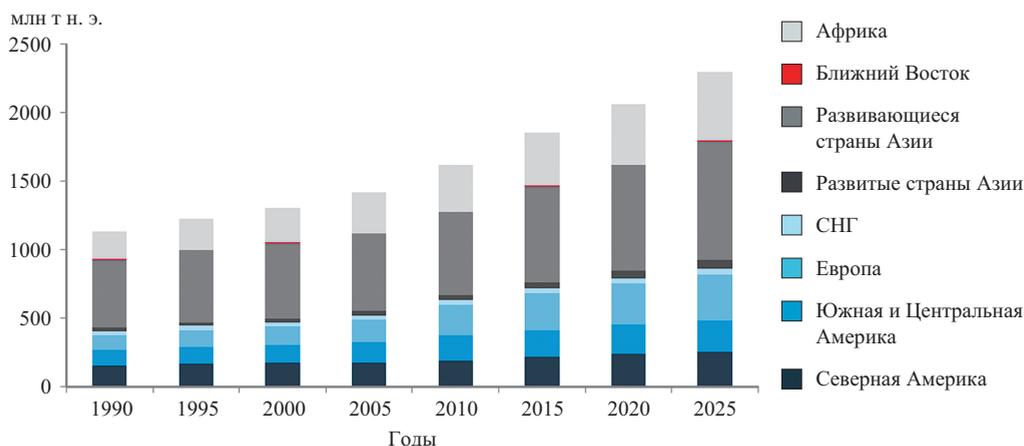


Рис. 2. Прогноз потребления ВИЭ по регионам мира [3, расчеты ИНЭИ РАН]

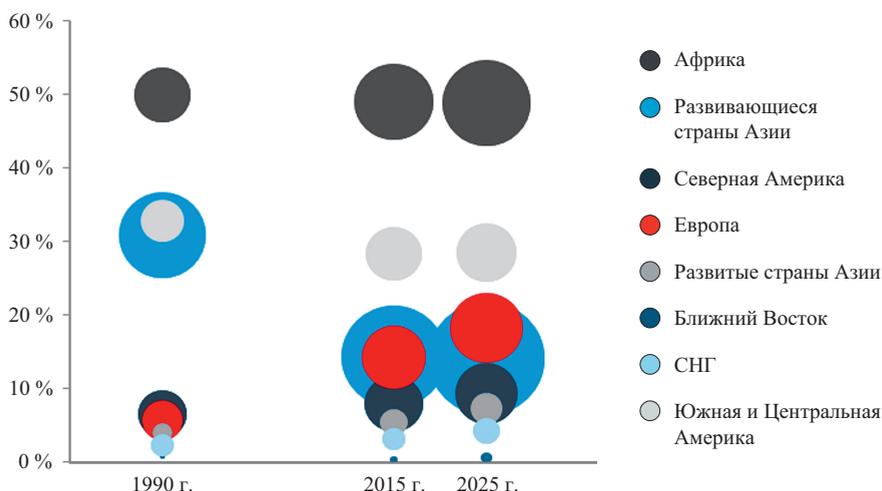


Рис. 3. Доля ВИЭ в энергобалансе регионов (левая шкала) и объемы потребления (размер круга) [3, расчеты ИНЭИ РАН]

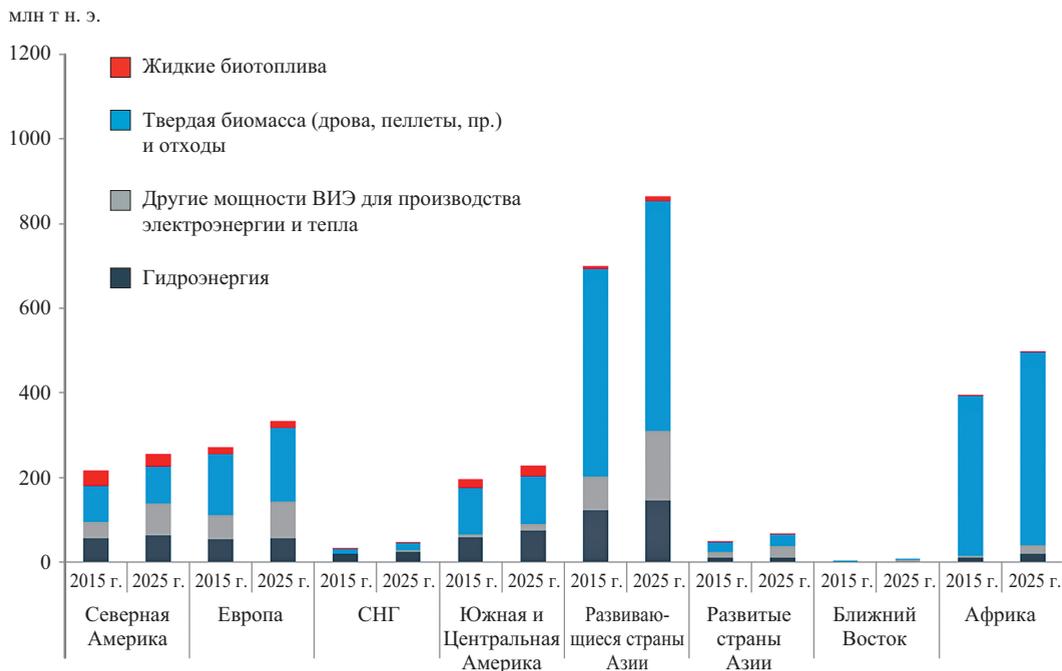


Рис. 4. Доминирующие виды ВИЭ по регионам мира и показатели прироста их потребления в 2015—2025 гг. [3, расчеты ИНЭИ РАН]

Тройка лидеров в потреблении возобновляемых источников энергии к 2025 г. сохранится в том же составе: развивающиеся страны Азии, Африка и Европа. В целом потребление ВИЭ за период 2015—2025 гг. возрастет во всех регионах мира (рис. 4).

К 2025 г. наибольший объем ВИЭ по-прежнему будет потребляться в секторе отопления/охлаждения/приготовления пищи. Однако если потребление ВИЭ в секторе отопления/охлаждения/приготовления пищи возрастет с 2015 по 2025 г. на 128,53 млн т н. э., то в секторе производства электроэнергии прирост составит 314,18 млн т н. э., в транспортном секторе потребление возрастет лишь на 2,06 млн т н. э. (рис. 5).

В прогнозном периоде потребление ВИЭ растет во всех секторах по всем видам топлива. Несмотря на то что суммарно по всем видам топлива наибольший прирост прогнозируется в секторе электрогенерации, при детализации по топливам наибольший прирост будет наблюдаться в потреблении твердой биомассы и отходов в секторе отопления/охлаждения/приготовления пищи. Тройка лидеров по потреблению ВИЭ в секторе выработки электроэнергии к 2025 г. сохранится в том же составе: гидроэнергия, твердая биомасса и отходы и ветровая энергия, однако прирост потребления ветровой энергии окажется наибольшим, опередив твердую биомассу и отходы и гидроэнергию (рис. 6).

6. Возобновляемые ресурсы как основа новой энергетики — мечты и реальности

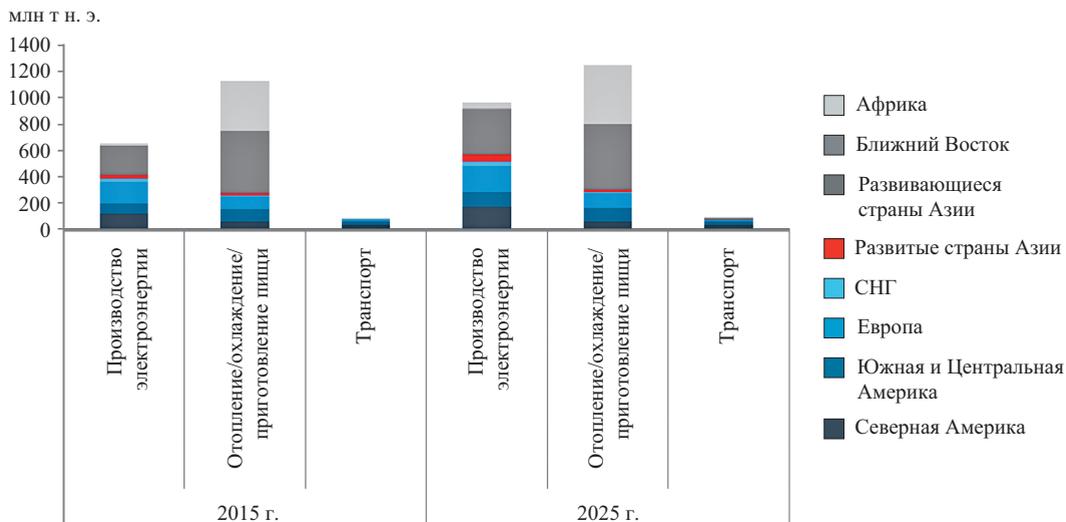


Рис. 5. Потребление ВИЭ в 2015 и 2025 гг. по регионам и секторам потребления, млн т н. э. [3, расчеты ИНЭИ РАН]

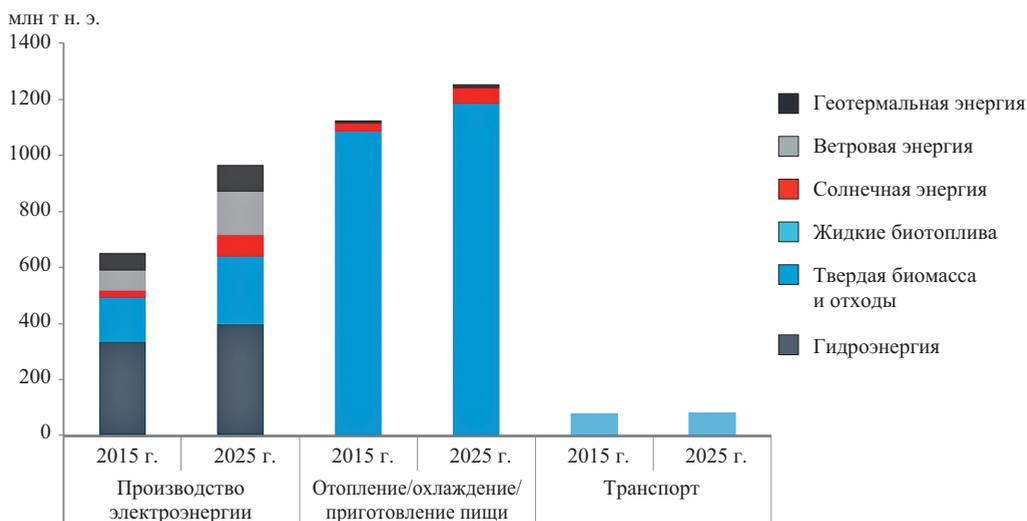


Рис. 6. Потребление ВИЭ по видам топлива и секторам потребления в 2015 и 2025 гг., млн т н. э. [3, расчеты ИНЭИ РАН]

Рост потребления ВИЭ до 2025 г. прогнозируется как в развитых, так и в развивающихся странах. Превышение потребления в странах не-ОЭСР над потреблением в странах ОЭСР, наблюдавшееся в 2015 г., сохранится и к 2025 г., при этом прирост потребления в странах не-ОЭСР в рассматриваемом периоде превысит аналогичный показатель в странах ОЭСР (рис. 7). Рост потребления будет происходить по всем

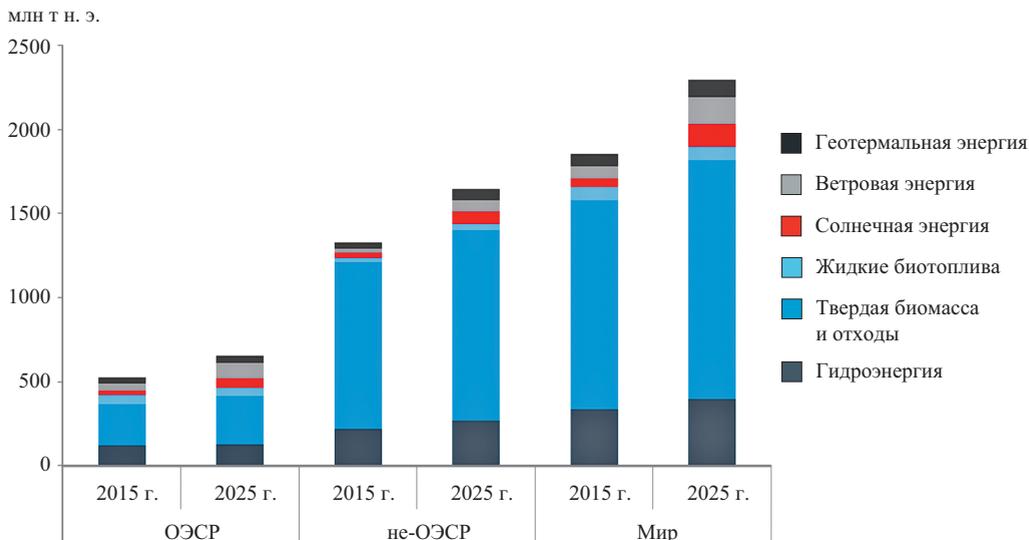


Рис. 7. Потребление ВИЭ по видам топлива в 2015 и 2025 гг., млн т н. э. [3, расчеты ИНЭИ РАН]

видам топлива, за исключением потребления жидких топлив в странах ОЭСР, которое в прогнозном периоде снизится почти на 12 %, но в общем мировом потреблении данного энергоресурса будет компенсировано увеличением потребления в странах не-ОЭСР.

Заключение

Возобновляемые источники энергии на протяжении десятилетия демонстрировали впечатляющую динамику снижения затрат, но, благодаря прохождению основной части «кривой обучения», дальнейший потенциал снижения ограничен и для солнечной энергетики составляет около 20 % к 2025 г., а для ветровой — около 15 %. Высокая доля ВИЭ в балансе отдельных стран начинает играть роль сдерживающего фактора для темпов дальнейшего прироста мощностей, так как всё сложнее эта выработка ложится на электробаланс и требуется обязательное дублирование дополнительных мощностей. Тем не менее, ВИЭ по-прежнему имеют высокий уровень поддержки со стороны энергополитики, особенно в странах ОЭСР.

Результаты проведенных расчетов свидетельствуют о том, что потребление всех видов ВИЭ продолжит свой рост, однако наибольший прирост прогнозируется в секторе твердой биомассы и отходов. Увеличение потребления будет происходить во всех без исключения регионах мира, наибольший прирост будет наблюдаться в развивающихся странах Азии. Потребление ВИЭ в прогнозном периоде будет расти во всех секторах, но наибольший прирост, согласно расчетам, в 2015—2025 гг. произойдет в секторе производства электроэнергии.

По результатам проведенных расчетов можно сделать вывод о том, что прирост потребления ВИЭ в 2015—2025 гг. будет превышать аналогичный показатель за период 2005—2015 гг., но темпы прироста замедлятся. В региональном разрезе наибольший прирост в абсолютном выражении в 2015—2025 гг., как и в 2005—2015 гг., будут давать развивающиеся страны Азии, однако на второе место, опередив Европу, выйдут страны Африки. Кроме того, результаты расчетов говорят о том, что наибольший прирост в абсолютном выражении в 2015—2025 гг., аналогично данным 2005—2015 гг., будет наблюдаться в потреблении твердой биомассы и отходов, однако если в 2005—2015 гг. на втором и третьем местах были гидроэнергия и ветровая энергия, то в 2015—2025 гг. вслед за лидером по приросту потребления будут идти ветровая и солнечная энергия.

Список литературы

1. **European** Parliament. MEPs set ambitious targets for cleaner, more efficient energy use. URL: <http://www.europarl.europa.eu/news/en/press-room/20180112IPR91629/meps-set-ambitious-targets-for-cleaner-more-efficient-energy-use> (дата обращения 09.02.2018).
2. **GOI**, Ministry of New and Renewable Energy. Annual Report 2015—2016. URL: <http://mnre.gov.in/file-manager/annual-report/2015-2016/EN/index.htm> (дата обращения 09.02.2018).
3. **IEA**. World Energy Balances, 2017.
4. **Ministry** of Mines and Energy. Ten-year energy plan 2026. Brasilia: MME/EPE, 2017. 264 p.
5. **National** Development and Reform Commission. The 13th Energy Five-Year Plan. URL: <http://www.ndrc.gov.cn/zcfb/zcfbghwb/201701/W020170117350627940556.pdf> (дата обращения 09.02.2018).
6. **Прогноз** развития энергетики мира и России 2016. М.: ИНЭИ РАН — АЦ, 2016. ISBN 978-5-91438-023-3.
7. **Перспективы** электроэнергетики в условиях трансформации мировых энергетических рынков / А.А. Макаров, Т.А. Митрова, Ф.В. Веселов, А.А. Галкина, В.А. Кулагин // Теплоэнергетика. 2017. № 10. С. 5—16.

7. МИРОВОЙ РЫНОК НЕФТИ. ТЕКУЩЕЕ СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ ДО 2025 г.

Грушевенко Д.А., научный сотрудник;
Капустин Н.О., мл. научный сотрудник

В статье анализируются ключевые изменения фундаментальных факторов спроса и предложения, произошедшие на нефтяном рынке за период с 2014 по первый квартал 2018 г. В частности, отмечается, что за счет существенного расширения межтопливной конкуренции нефтепродуктов с альтернативами в транспортном секторе существенно замедляются темпы прироста спроса на нефтепродукты, что, в сочетании с расширением кривой предложения нефти вследствие технологического прогресса в области разработки нетрадиционных ресурсов, привело к затяжному снижению нефтяных цен. Интересно при этом, что большинству традиционных рыночных игроков удалось за кризисный период достаточно успешно адаптироваться к новой рыночной конъюнктуре, сохранив свои конкурентные позиции благодаря снижению затрат на производство нефти и нефтепродуктов. Исходя из проведенного в статье анализа и выполненных системных расчетов, авторы делают выводы о том, что в перспективе до 2025 г. равновесные цены нефти останутся на относительно стабильном уровне 60—70 долл/барр., а сам рынок останется несбалансированным при некотором превышении объемов предложения над объемами спроса.

..... Ключевые слова:

рынок нефти, спрос, предложение, равновесные цены.

Введение

На нефтяном рынке за пятилетний период с 2013 по начало 2018 г. произошла кардинальная смена рыночных условий, которая затронула множество рыночных аспектов. Выделим три основных фактора, повлиявших на изменение условий функционирования отрасли:

1. Период высоких нефтяных цен (свыше 100 долл/барр.) сменился периодом более низких 30—70 долл/барр., что привело к отмене множества крупных проектов, осложнению финансового положения многих нефтяных компаний, дестабилизации экономического положения в некоторых крупных странах—экспортерах нефти. Усилия ключевых производителей нефти в рамках сделки в формате «ОПЕК плюс»

позволили повысить цены до 60—70 долл/барр., но пока не смогли вернуть их на уровень более 100 долл/барр. В результате в нефтяной экономике началось «привыкание» к низкому уровню цен. Смягчение налоговой нагрузки на отрасль в нескольких странах, девальвация целого ряда национальных валют, технический прогресс, направленный на снижение издержек, привели к тому, что в целом по миру произошло снижение производственных затрат и «кривая предложения» в затратной части сдвинулась вниз.

2. Развитие технологий добычи нетрадиционных нефтей привело к тому, что крупнейший в мире импортер нефти — США за период 2011—2016 гг. сократил импорт на 12 % [1], при этом экспорт за аналогичный период увеличился с практически нулевых отметок до 30 млн т в год. При этом произошло сокращение поставок из стран Ближнего Востока, Западной и Северной Африки и Латинской Америки при одновременном росте импорта все той же нетрадиционной нефти (в данном случае сверхтяжелой) из Канады, что привело к тому, что нетто-импорт сырой нефти в Северную Америку снизился практически вдвое. В этих условиях традиционные поставщики оказались перед лицом жесткой конкурентной борьбы, которая сильно обострилась на европейском и азиатском рынках.

3. Значительное влияние на рынок оказало и изменение рыночных условий в части смены параметров межтопливной конкуренции (существенное удешевление в производстве и масштабное распространение электромобилей, число которых выросло за последние пять лет по миру с 388 тыс. до более чем 1 млн шт. при практически удвоении ежегодного объема продаж) [2]. Подобный эффект был во многом достигнут за счет усилий стран—членов ОЭСР (США, Японии, европейских стран) в области диверсификации топливной корзины и вытеснения нефти из энергобаланса.

Подобное изменение рыночных условий за последние пять лет существенно снизило позитивность ожиданий в части уровня цен, внесло неопределенность в будущие тенденции развития мирового рынка нефти. Задача настоящего исследования — проанализировать, как ключевым производителям удастся адаптироваться к новым рыночным реалиям, и дать оценку перспективам восстановления нефтяных цен.

Анализ фундаментальных факторов балансирования нефтяного рынка

Безусловно, ключевым изменением рыночных условий для мирового нефтяного рынка в период 2014—2017 гг. стало резкое и долгосрочное снижение цен на нефть с привычных отметок выше 100 долл/барр. до 40—50 долл/барр. Фундаментальными причинами такого снижения стали: сокращение мирового спроса относительно ожидаемого вследствие замедления мирового экономического роста и замещения нефтепродуктов альтернативными топливами, существенное расширение ресурсной базы за счет нетрадиционных нефтей, появление на рынке офшорных месторождений Бразилии и выхода Ирана из-под санкций.

Значительное расширение кривой предложения, преимущественно в средней ее части (30—60 долл./барр.), произошло благодаря освоению технологий разработки нетрадиционных нефтей: сланцевых плевов, сверхтяжелой и высоковязкой нефти, канадских нефтяных песков (рис. 1) [3].

Прогресс в области технологий разработки нетрадиционной нефти оказал существенное понизительное давление на мировые цены не только тем, что появление нового доступного ресурса осуществляется по затратам, которые не являются для отрасли замыкающими, но и тем, что появляется этот ресурс в основном на локальном рынке Северной Америки — до недавнего прошлого крупнейшем центре мировой торговли нефтью и нефтепродуктами, где расположена одна из ключевых мировых бирж — Нью-Йоркская товарно-сырьевая, оказывающая значительное влияние на все другие торговые площадки.

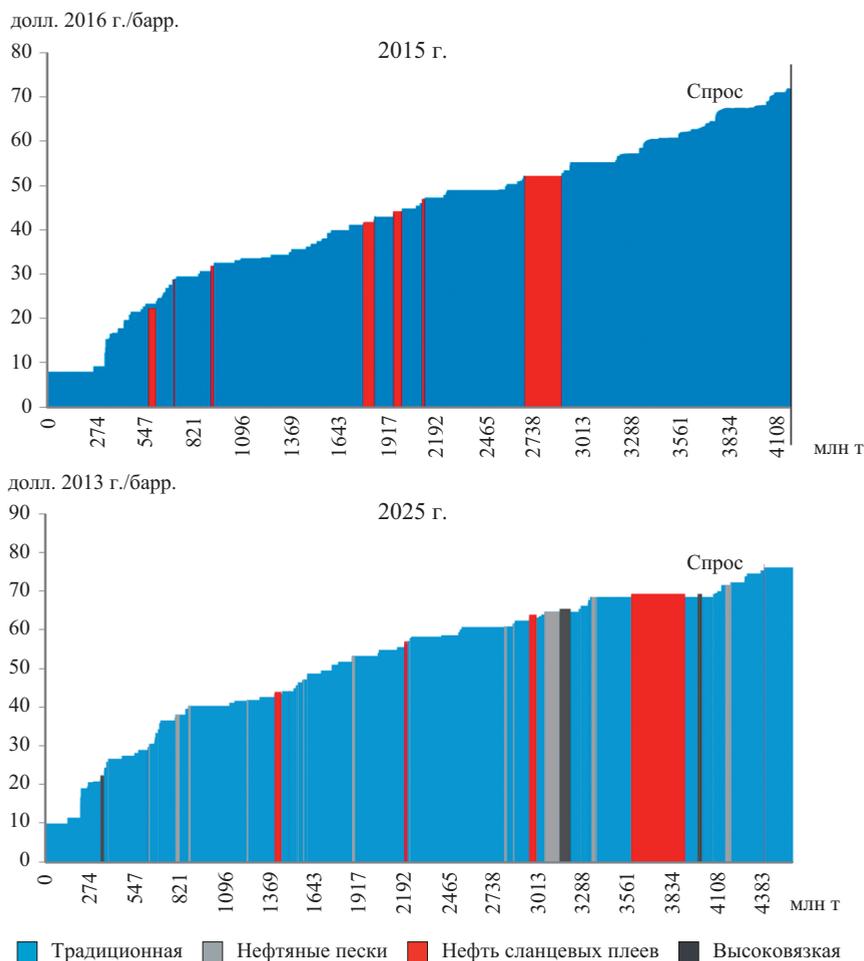


Рис. 1. Кривые предложения нефти на 2015 и 2025 гг. [расчеты ИНЭИ РАН]

Появление значительных объемов ресурса на североамериканском рынке закономерно привело к некоторому перенасыщению этого регионального рынка, росту коммерческих и стратегических запасов нефти и нефтепродуктов, что было воспринято инвесторами и спекулянтами как сигнал к долгосрочному превышению предложения над спросом, и именно таким образом вовлечение в эксплуатацию значительных ресурсов нетрадиционной нефти, помимо фундаментального понизительного давления на цены нефти, оказало еще и спекулятивное воздействие.

Относительно положения на мировом рынке ключевых производителей нефти следует отметить, что за период с 2014 по первый квартал 2018 г. большая их часть смогла не сократить, а, напротив, увеличить объемы добычи. Так, за рассматриваемый период на 24 млн т в год увеличилось предложение нефти со стороны Бразилии, причем эти объемы также были направлены на Атлантический рынок, где из-за расширения добычи в Северной Америке и без того существенно сузилась импортная ниша для всех производителей. На 35 млн т в год за последние пять лет нарастил добычу Иран, на 66 млн т — Ирак, на 36 млн т — Саудовская Аравия, что привело к тому, что совокупный объем предложения со стороны производителей Ближнего Востока возрос более чем на 150 млн т. Даже Российская Федерация, чьи объемы добычи по большинству оценок должны были снизиться соразмерно со снижением мировых цен на нефть, увеличила добычу почти на 30 млн т. Таким образом, традиционные производители нефти где-то за счет девальвации национальных валют (как в случае с Россией), где-то за счет ввода налоговых послаблений, как в случае с Канадой, Казахстаном, Колумбией, Ираком [4], смогли адаптироваться к происходящим рыночным изменениям. Подобная адаптация привела к объективному снижению цен безубыточности производства нефти в мире и позволила сократить среднемировые капитальные и операционные затраты (рис. 2).



Рис. 2. Индексы операционных и капитальных затрат в секторе «Апстрим» (индекс 2000 г. = 100) [5]

Адаптироваться к низким ценам на нефть удалось не только непосредственно добычным компаниям, но и бюджетам многих стран-экспортеров. Так, всего за четыре года (2014—2017 гг.) все крупные производители нефти: Кувейт, Россия, Катар, ОАЭ, Катар, Саудовская Аравия, Ирак, Иран и Нигерия — объявили о том, что их бюджетные цены безубыточности нефти (т. е. такие цены нефти, при которых у страны оказывается бездефицитный бюджет) снизились (рис. 3). Лишь одна страна, крупный производитель нефти — Венесуэла, не показывает очевидной, подтверждаемой авторитетными источниками тенденции на снижение цен безубыточности бюджета, что, однако, связано скорее с общим ухудшением экономической ситуации в стране, нежели исключительно с кризисом в ее нефтяной отрасли: для Боливарианской Республики цена безубыточности бюджета на 2016 г. оценивается свыше 117 долл/барр. [9].

Безусловно, несмотря на ряд позитивных тенденций в снижении затрат на добычу и бюджетных ограничений стран-производителей, затяжной ценовой кризис дестимулирует капиталовложения в нефтяную отрасль и, в первую очередь, в сектор апстрим. Так, мировой объем инвестиций в нефтяную отрасль за период 2014—2016 гг. снизился с 681 до 436 млрд долл. США [10] и продолжал снижаться на протяжении всего 2017 г. Естественно, что подобное снижение капиталовложений не может не привести к последующему снижению объемов добычи. Однако, если учитывать высокую инертность отрасли, снижение инвестиций практически не оказывает влияния на уже запущенные проекты, а их нехватка скажется не раньше 2020 г.

До 2020 г. рынок даже без новых значительных вводов в части крупных проектов или выхода на рынок новых стран будет балансировать с некоторым избытком предложения как за счет инвестиций прошлых периодов в проекты разработки тра-

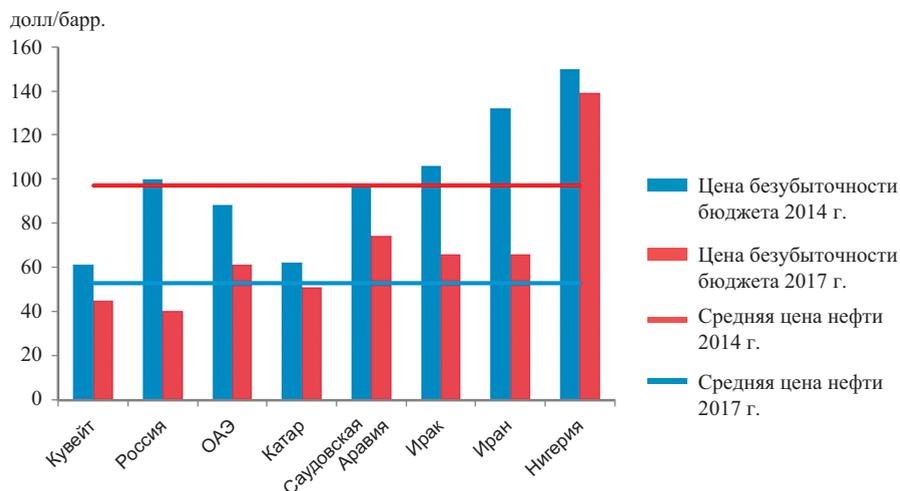


Рис. 3. Цены безубыточности бюджетов ряда производителей нефти в 2014 и 2017 гг. [6—9]

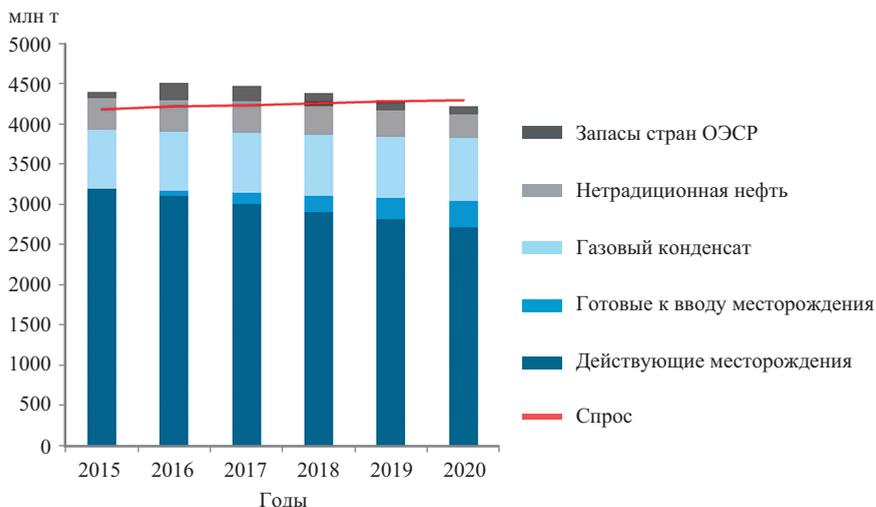


Рис. 4. Балансирование спроса и предложения на мировом нефтяном рынке [расчеты ИНЭИ РАН]

диционных и нетрадиционных нефтей, так и за счет значительных коммерческих и стратегических запасов стран ОЭСР. Это является сигналом к тому, что в ближайшие годы ожидать существенного восстановления цен на нефть не приходится, мир сможет удовлетворять потребность в нефтяном сырье вплоть до 2020 г. даже в том случае, если ни один из находящихся на стадии строительства и перспективных нефтяных проектов не будет введен в эксплуатацию (рис. 4). Но уже в 2019 г. для этого потребуется существенное использование запасов стран ОЭСР.

Учитывая вышеперечисленные факторы, сдерживающие рост цен на нефть, можно с относительной уверенностью утверждать, что возврат к предыдущему уровню цен на нефть выше 100 долл/барр. в ближайшие 5—10 лет видится маловероятным.

Следует ли ожидать движения вверх?

Тем не менее, существуют и некоторые рыночные факторы, которые подталкивают цены нефти вверх и не дают им снижаться. Безусловно, главным долгосрочным фактором, стимулирующим повышение цен, является продление сделки «ОПЕК плюс» по ограничению добычи до конца 2018 г. Стоит отметить беспрецедентно высокий уровень выполнимости условий сделки ее участниками, что указывает на их более чем серьезный настрой. Так, по итогам встречи 30 ноября 2017 г. к участникам соглашения присоединились еще шесть стран-наблюдателей. Стоит понимать, что в случае необходимости они вполне могут присоединиться к соглашению. Более того, ограничение добычи нефти теперь коснется и Ливии с Нигерией, на которых ранее они не распространялись из-за внутренних конфликтов и напряженной

политической ситуации. Суммарно добыча этих двух стран не должна превышать 135 млн т в год.

Итоги сделки за прошедший год показали ее эффективность: цены нефти выросли примерно на 15 долл/барр. с момента вступления соглашения в силу благодаря высокому уровню исполнения сделки, главным образом со стороны России и Саудовской Аравии — стран, взявших на себя самые высокие обязательства по объемам сокращения добычи.

Главной целью сделки является приведение нефтяного рынка к балансу, который может быть достигнут к середине 2018 г. Однако большой проблемой может стать стратегия выхода из соглашения после достижения его целей — прекращение действия соглашения может привести к появлению на рынке новых объемов предложения нефти и заметному снижению цен.

Среди локальных краткосрочных и среднесрочных факторов ребалансирования нефтяного рынка и, как следствие, роста цены на нефть можно отметить следующие:

- Спрос в 2017 г. демонстрировал весьма уверенный рост. Прогнозы спроса на 2018 г. также сохраняются позитивными. Так, на 2018 г. МЭА пересмотрело свой прогноз в сторону повышения (на 0,2 млн барр/сут) и прогнозирует рост спроса на 1,3 млн барр/сут.

- Перебой с поставками нефти в британском секторе Северного моря. В конце 2017 г. произошла авария на трубопроводной системе Forties, перекачивающей один из основных нефтяных бенчмарков — нефть марки Brent.

- Общая ситуация на рынке США: планомерное снижение нефтяных запасов в США, рост спроса на нефтепродукты, снижение буровой активности сланцевых производителей, а также сильные морозы в регионе.

- Существенное снижение добычи нефти в Венесуэле в выражении *год к году* (на 10 млн т н. э.).

- Помимо фундаментальных факторов, описанных выше, на рынок влияет также геополитическая ситуация:

- обострение геополитической ситуации на Ближнем Востоке, в частности продолжение коррупционного скандала в Саудовской Аравии и протестная волна в Иране;

- ожидание решения США по ядерной сделке с Ираном. Возможность наложения новых санкций на страну по разным оценкам может вывести с рынка до 0,4 млн барр/сут.

Также следует отметить, что в 2018 г. в Саудовской Аравии ожидается IPO Saudi Aramco. У страны большой интерес в том, чтобы провести его при высоких ценах на нефть.

Таким образом, совокупность краткосрочных, среднесрочных и долгосрочных факторов, оказывающих влияние на нефтяные цены, пока позволяет делать выводы о поддержании цен на нефть в 2018 г. на уровне выше 2017 г.

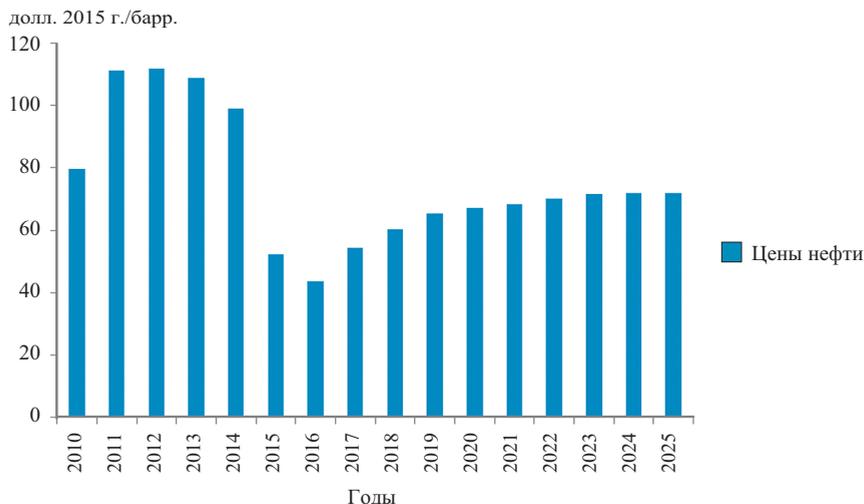


Рис. 5. Равновесные цены нефти, долл. 2015 г./барр. [расчеты ИНЭИ РАН]

Расчеты показывают, что в перспективе до 2025 г. цены на нефть продолжат умеренный рост, который будет происходить в коридоре до 70 долл. 2015 г./барр. (рис. 5). Эти равновесные цены отражают ситуацию со спросом и предложением в условиях отсутствия существенных дестабилизирующих рыночных факторов.

Заключение

В среднесрочной перспективе до 2025 г. спрос на нефть продолжит сдержанно возрастать и к 2025 г. составит 4540 млн т н. э. в сравнении с 4330 млн т н. э. в 2015 г. При этом практически во всех странах—членах ОЭСР, кроме Мексики и ряда европейских стран, наметится тенденция на снижение спроса на нефтепродукты и замещение их в секторах конечного потребления на природный газ и электроэнергию. Инициативы и технологический задел в части развития альтернативного транспорта, регулирование спроса посредством масштабного внедрения экологических и энергетических стандартов, которое подстегивалось высокими ценами на нефть в предшествующие периоды, принесли свои плоды и в период низких нефтяных цен. С одной стороны, низкие темпы прироста спроса не дают подняться ценам на нефть, что снижает затраты на импорт, с другой — обеспечивается энергетическая безопасность стран-импортеров за счет сокращения объемов импорта зарубежной нефти. Именно ограничения ожидаемого роста спроса становятся ключевой причиной негативно-сдержанных оценок будущего уровня нефтяных цен.

При этом, как ни парадоксально, но большинству производителей нефти, как государствам, так и компаниям, удалось приспособиться к новым ценовым реалиям на рынке нефти. Снижение затрат за счет понижения налогового бремени и девальвации национальных валют позволило традиционным производителям (России

и странам Ближнего Востока) сохранить свои позиции на мировом рынке, несмотря на значительно возросшую из-за выхода на рынок нетрадиционных нефтей конкуренцию за потребительские рынки.

Тем не менее, если учитывать новые рыночные реалии, в частности значительные объемы относительно дешевого и доступного ресурса в сочетании с низкими из-за повышающейся энергоэффективности и увеличивающегося межтопливного переключения темпами роста спроса на нефть, то восстановление нефтяных цен до привычных отметок в 100 долл/барр. в среднесрочной перспективе до 2025 г. представляется маловероятным.

Список литературы

1. **Официальный** сайт Департамента энергетики США. URL: https://www.eia.gov/dnav/pet/pet_move_impcus_a2_nus_epc0_im0_mbbld_a.htm (дата обращения 26.04.2018).
2. **International Energy Agency Global EV Outlook 2017 Two million and counting**, Paris 2017.
3. **Грушевенко Д., Грушевенко Е.** Нефть сланцевых плеев — новый вызов энергетическому рынку? М.: ИНЭИ РАН, 2012.
4. **Carole Nakhle.** How Oil Prices... Impact Fiscal regimes Lebanese Center for Policy Studies, 2016.
5. **Официальный** сайт IHS CERA. URL: <https://www.ihs.com/info/cera/ihsindexes/> (дата обращения 26.04.2018).
6. **Информационное** агентство Buisness insider. URL: <http://www.businessinsider.com/russias-budget-deficit-and-oil-price-2017-1> (дата обращения 26.04.2018).
7. **Информационное** агентство Arabian Buisness со ссылкой на Fitch Rating. URL: <http://www.arabianbusiness.com/kuwait-is-best-off-nigeria-worst-in-2017-oil-break-even-prices-669989.html> (дата обращения 26.04.2018).
8. **Информационное** агентство Bloomberg. URL: <https://www.bloomberg.com/gadfly/articles/2017-07-21/venezuela-oil-storm-may-be-about-to-hit-the-market> (дата обращения 26.04.2018).
9. **Информационное** агентство Росбалт. URL: <http://www.rosbalt.ru/business/2016/11/28/1570990.html> (дата обращения 26.04.2018).
10. **Bassam Fattouh** Adjustment in the oil market: structural, cyclical or both? Oxford Energy Comment. May 2016.

8. МИРОВОЙ ГАЗОВЫЙ РЫНОК

Галкина А.А., научный сотрудник; Дунаева Н.В., инженер;
Кулагин В.А., заведующий отделом

В статье рассматривается ситуация на мировом газовом рынке в условиях значительных изменений как на стороне спроса на газ, так и на стороне его предложения. На потребление газа оказывают влияние множество факторов, главными из которых являются состояние экономик стран и межтопливная конкуренция. В добыче газа ключевые изменения связаны с выходом на рынок труднодоступных и сложно извлекаемых запасов, в частности нетрадиционного газа.

..... · Ключевые слова:

природный газ, рынок газа, СПГ, трубопроводы, потребление, добыча.

Потребление газа

На протяжении многих лет природный газ демонстрирует поступательное расширение своей доли в объемах мирового энергопотребления. По итогам 2016 г. он обеспечивал 22 % мирового первичного потребления энергоресурсов, и, как ожидается, к 2025 г. этот показатель вырастет до 24 %. Среди всех ископаемых энергоресурсов природный газ станет безусловным лидером по ежегодным темпам роста — с 2016 по 2025 г. они составят 2,1 %, что значительно выше темпов роста потребления нефти и угля (0,4 и 0,6 % соответственно), но, тем не менее, заметно ниже в сравнении с приростом потребления газа в предыдущие годы — 2,9 % в среднем за 2000—2010 гг. (рис. 1).

Мировое потребление газа в 2016 г. выросло на 2,6 %, что значительно выше по сравнению с темпами роста в 2014—2015 гг., а предварительные данные о спросе в 2017 г. свидетельствуют о сохраняющейся динамике роста. Благодаря экономическому росту и снижению цен существенно возрос интерес к газу в электроэнергетике. Так, впервые за всю историю после длительного периода угольного доминирования в Соединенных Штатах в 2016 г. было произведено больше электроэнергии из газа. Также наблюдалось резкое увеличение его использования и в Европейском союзе. В ряде стран увеличение доли газа в электроэнергетике было обусловлено принятием мер по вымещению угля из топливной корзины и планами по постепенному снижению использования атомной энергетики. В меньшей степени пока на рынок воздействуют механизмы платы за выбросы CO₂. Все эти факторы продолжают играть свою роль на горизонте до 2025 г.

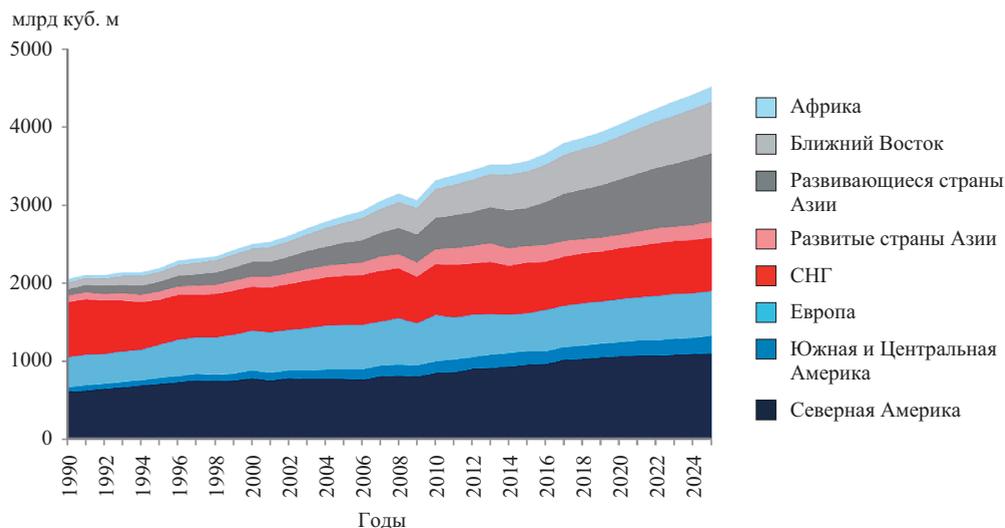


Рис. 1. Спрос на газ по регионам мира [3, расчеты ИНЭИ РАН]

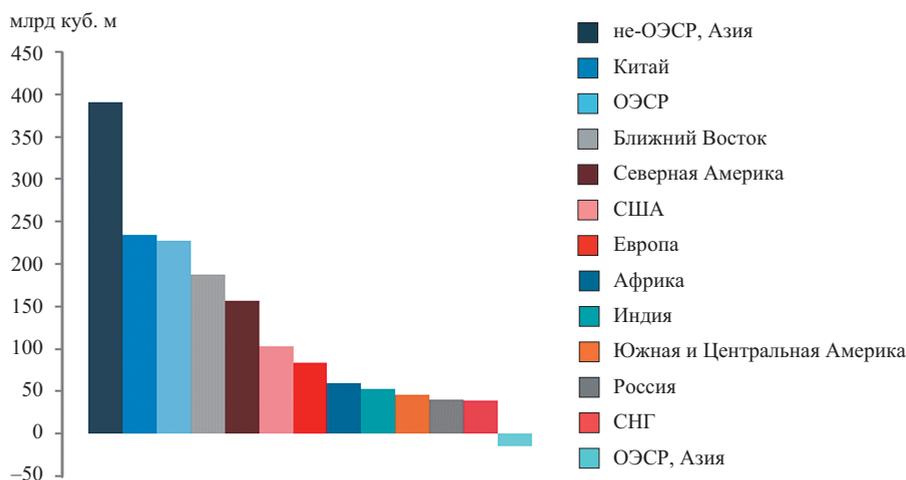


Рис. 2. Прирост спроса на газ в период 2015—2025 гг. по регионам и крупнейшим странам мира [3, расчеты ИНЭИ РАН]

Спрос на газ до 2025 г. будет увеличиваться во всех регионах мира, за исключением развитых стран Азии — курс на возвращение мирного атома в энергобаланс Японии приведет к снижению газопотребления почти на 40 млрд куб. м (рис. 2). Рост потребления газа на Ближнем Востоке будет обусловлен потребностями развивающихся экономик и ростом численности населения. Одновременно ближневосточные государства будут активно вымещать нефтепродукты из всех отраслей экономики, в первую очередь из электроэнергетики и нефтехимии, заменяя их газом, объемы

потребления которого вырастут в 1,3 раза. В странах Южной и Центральной Америки по мере роста энергопотребления потребление газа увеличится в 1,4 раза, превысив отметку в 200 млрд куб. м. В связи с экономическими потребностями и инициативами по развитию внутреннего рынка газа, в частности в Танзании, Мозамбике, Нигерии, Алжире и Египте, страны Африки нарастят газопотребление почти на 40 % [5]. В странах СНГ рост спроса на газ, наоборот, замедлится, абсолютный прирост составит всего 64 млрд куб. м (+10 % в 2016 — 2025 гг.). В Европе потребление газа выросло в 2016—2017 гг. во многом благодаря сильному снижению цен. Это отчасти позволило вернуть газу нишу, из которой он был вытеснен в предыдущую пятилетку. Но дальнейшие возможности увеличения спроса ограничены из-за стабилизации энергопотребления и расширения использования ВИЭ. Основные перспективы для прироста спроса на газ в Европе связаны с постепенным отказом от угля и выводом нескольких энергоблоков АЭС к 2025 г., а также ростом спроса в ряде стран за пределами ЕС. Внутри ЕС ожидается выход на стабилизацию потребления газа с последующим снижением.

Лидировать в приросте объемов потребления газа будут страны, не входящие в ОЭСР — к 2025 г. их потребление вырастет примерно на 700 млрд куб. м, причем почти 50 % этих объемов придется на развивающиеся страны Азии. Пальму первенства по значениям абсолютного прироста спроса на газ получит Китай. Он увеличит потребление на 200 млрд куб. м к 2025 г., что составляет почти четверть мирового увеличения газопотребления. Достигнув значения 430 млрд куб. м, Китай практически догонит Европейский союз с объемом потребления менее 500 млрд куб. м. Необходимо отметить также Иран, где спрос на газ продолжает расти очень высокими темпами, что обусловлено экономическими и демографическими причинами, а также развитием внутренней газовой добычи и инфраструктуры (рис. 3).

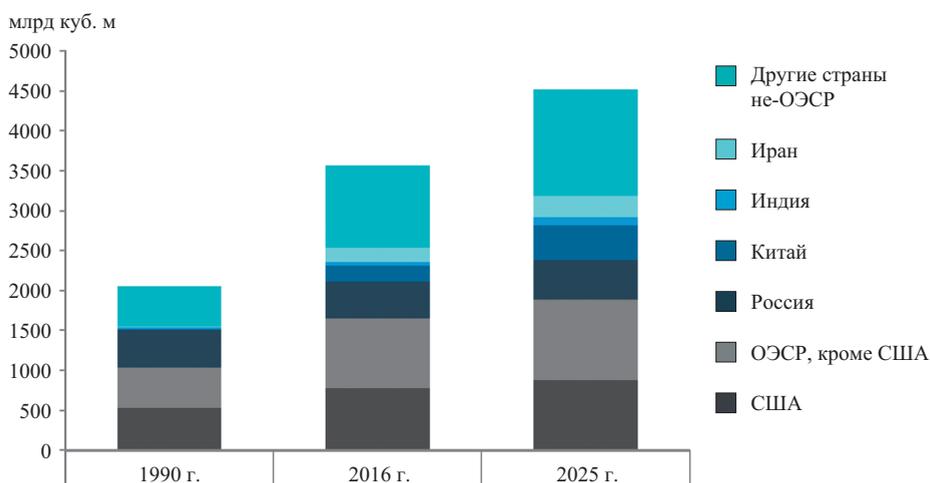


Рис. 3. Спрос на газ по регионам и крупнейшим странам мира [3, расчеты ИНЭИ РАН]

Производство газа

В ответ на потребности спроса будет наблюдаться наращивание объемов производства газа — по результатам расчетов, мировая добыча энергоресурса увеличится на 25 % в период 2015—2025 гг., достигнув 4,5 трлн куб. м. США, Россия и Иран, являясь тремя крупнейшими производителями газа, продолжают лидировать на протяжении всего прогнозного периода. В целом рост добычи природного газа ожидается во всех регионах мира, за исключением Латинской Америки и Европы, причем наиболее активно производство будет расти на Ближнем Востоке, в Северной Америке, СНГ (России) и развивающихся странах Азии (рис. 4).

Основным источником удовлетворения растущего спроса по-прежнему будет традиционный газ, однако постепенное истощение его месторождений одновременно с развитием альтернативных технологий дают толчок к расширению доли нетрадиционного газа, которая к концу прогнозного периода увеличится до 19 % в 2025 г., 15 % из которых будут представлены сланцевым газом, 2 % — метаном угольных пластов и 1,5 % придется в совокупности на газификацию угля и биогаз (рис. 5).

Развитие добычи сланцевого газа стало одним из ключевых факторов, изменивших картину газового рынка и мировой торговли в период 2007—2017 гг. [8]. США являются бесспорным лидером в мировой добыче сланцевого газа: объем производства превысил 445 млрд куб. м в 2016 г. и, как ожидается, к 2025 г. он вырастет до 575 млрд куб. м. Включение данного ресурса в активную промышленную разработку и начало масштабной добычи привели к резкому падению цен на рынке США, превращению Северной Америки из ожидаемого крупного импортера сжиженного природного газа (СПГ) в его экспортера и разбалансировке всего рынка мировой торговли. Тем не менее, при сохранении высоких темпов добычи сланцевого газа вопрос скорого истощения его запасов может остро встать в США уже в ближайшие

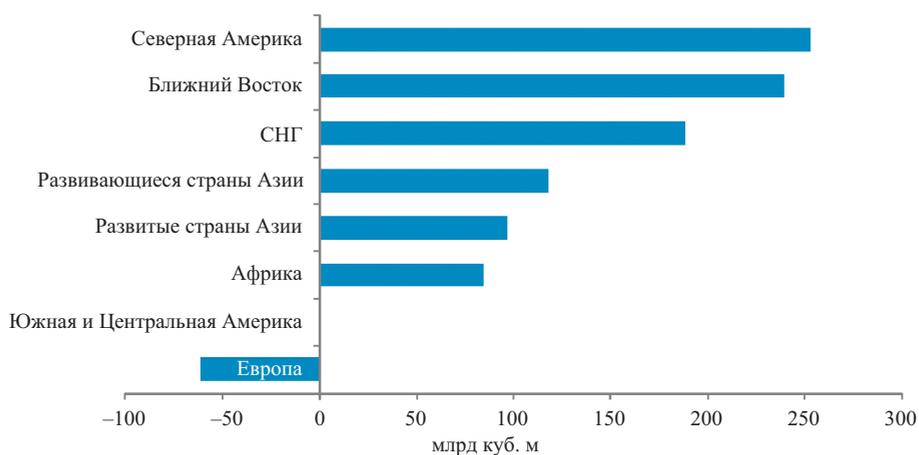


Рис. 4. Прирост добычи газа по регионам за 2015—2025 гг. [3, расчеты ИНЭИ РАН]

10 лет. Поэтому от дальнейших успехов сланцевой добычи будет во многом зависеть судьба мирового газового рынка.

Помимо США, добычу сланцевого газа осуществляют Канада, Аргентина и Китай, ряд проектов осуществлялся в Польше, однако успехом они не увенчались. На данный момент еще ни одна из стран не смогла повторить опыт США в разработке сланцевых запасов (рис. 6) [6]. Китай, по прогнозам Министерства природных ресурсов КНР, планирует увеличить добычу сланцевого газа до почти 30 млрд куб. м в 2020 г. и до 80—100 млрд куб. м в 2030 г. с уровня добычи 8 млрд куб. м в 2016 г. [1].

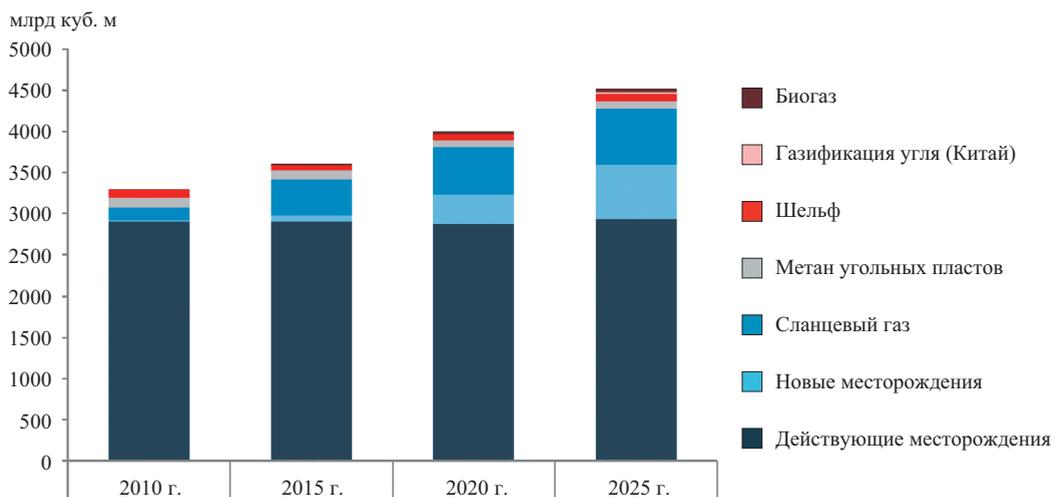


Рис. 5. Производство газа в мире по типам месторождений [3, расчеты ИНЭИ РАН]

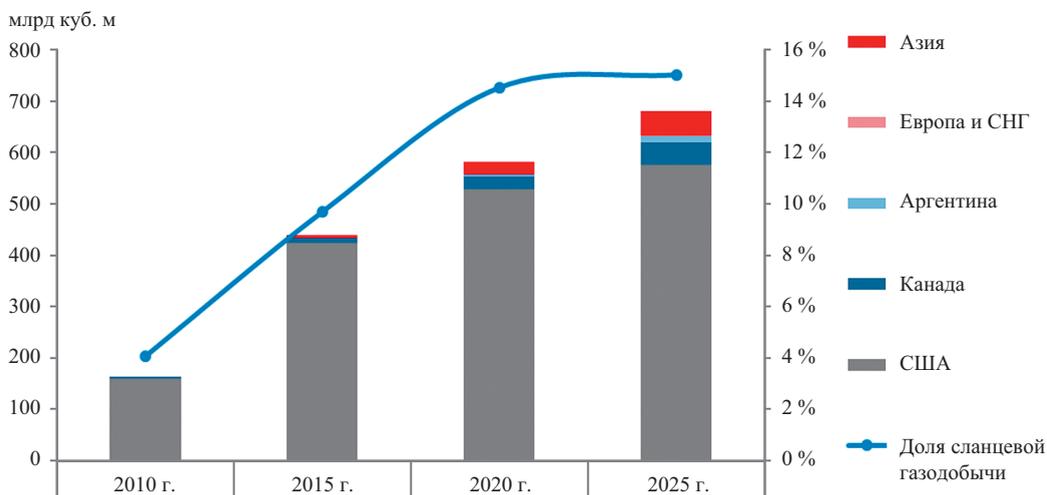


Рис. 6. Добыча сланцевого газа по регионам и отдельным странам мира [3, расчеты ИНЭИ РАН]

Ключевая неопределенность для китайского сланцевого газа, как и для всех таких ресурсов за пределами Северной Америки, заключается в качестве ресурса и стоимости его производства.

По мере развития технологий и результатам усилий компаний-операторов по снижению издержек цены безубыточности при добыче сланцевого газа в США до 2016 г. снижались. Однако в 2017 г. ставшая привычной общая картина снижения динамики затрат на сланцевых газовых проектах начала меняться в сторону повышения. Основными причинами такого разворота являются удорожание материалов, буровых работ и сервисных услуг, исчерпание потенциала снижения стоимости за счет кустового и наклонного бурения, а также необходимость перехода от наиболее эффективных с точки зрения разработки участков к менее эффективным.

Сводный анализ отчетности компаний и аналитических исследований показывает, что по состоянию на 2017 г. цены безубыточности при добыче сланцевого газа в США на крупнейших проектах находились в диапазоне от 73 долл/тыс. куб. м (Marcellus) до 137 долл/тыс. куб. м (Haynesville). При этом следует понимать, что практически все компании, производящие сланцевый газ, ведут добычу и жидких топлив, а значит экономика проектов является комплексной и выделение затрат на производство только газа в определенной степени условно. В дальнейшем прогнозируется продолжение роста издержек на добычу сланцевого газа по мере естественной эскалации затрат.

При сходстве технологий извлечения сланцевого газа и газа плотных пород себестоимость последнего оказывается несколько выше. Так, по оценке компании Rystard, цена безубыточности для газа плотных пород в США в 2016 г. составила 120 долл/тыс. куб. м, и это самый низкий показатель для добычи данного энергоресурса в мире [5].

Газ плотных пород, в небольших объемах добываемый в Китае, оказывается самым дорогим по сравнению с прочими видами газа, производимыми в этой стране, а также самым дорогим по сравнению с издержками на добычу газа плотных пород в США, Канаде и Аргентине. Затраты на его добычу в Китае составляют от 290 до 400 долл/тыс. куб. м (рис. 7), что объективно сдерживает разработку этого энергоресурса при наличии широких возможностей более дешевого импорта.

Добыча угольного метана характеризуется относительно низкими затратами на организацию начала добычи, но достаточно высокими издержками на поддержание продуктивности и отдачи скважин. Стоимость извлечения угольного метана зависит от целого ряда факторов, специфичных для каждого месторождения, прежде всего от объема и толщины пласта, определенной пористости и проницаемости. В целом средневзвешенная цена безубыточности угольного метана в США, по оценке Rystard Energy, в 2016 г. составила 116,5 долл/тыс. куб. м, что немногим выше цены традиционного газа (рис. 8) [2]. Стоимость добычи угольного метана в США является самой низкой в мире, далее следуют Китай и Индия. В Австралии добыча этого энергоресурса оказывается самой дорогостоящей, прежде всего, за счет высокой стоимости бурения и заканчивания скважин. Среди основных причин высокой стоимости

8. Мировой газовый рынок

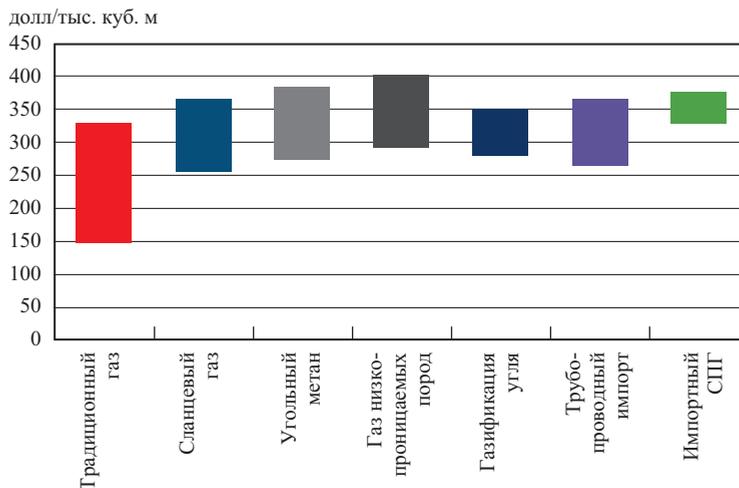


Рис. 7. Затраты на добычу для различных ресурсов в Китае к 2025 г. [2]

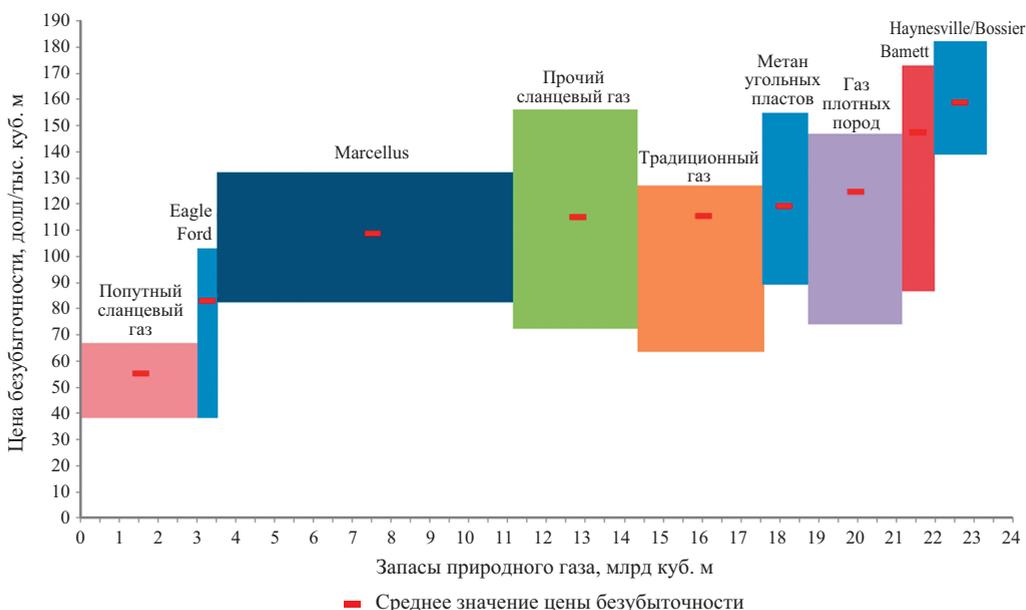


Рис. 8. Цены безубыточности различных типов газа в США в 2016 г., долл./тыс. куб. м [2]

добычи угольного метана в этой стране называют неэффективное регулирование, нехватку инфраструктуры, современных технологий, старый парк буровых установок, низкую активность в секторе и дорогостоящую рабочую силу.

При отсутствии промышленной добычи метана из газогидратных месторождений оценки стоимости его извлечения носят расчетный и гипотетический характер, что лишь усиливается несовершенством технологий его добычи. Кроме того,

широкий диапазон подобных расчетов объясняется также значительными различиями в геологии таких месторождений и разными способами добычи. Самые обоснованные данные по стоимости добычи газогидратов приводит оператор наиболее близкого к промышленной добыче японского проекта Nankai Trough. Модельные расчеты на основе конкретных промышленных характеристик показали, что себестоимость добычи может составить 420 долл. за тысячу кубометров газа. При этом если продуктивность скважины окажется лишь на четверть ниже базовой, то цена возрастет до 1600 долл/тыс. куб. м.

Торговля

Период затишья и отсутствия ввода новых мощностей по сжижению на мировом рынке СПГ сменяется другим периодом, в котором темпы прироста мощностей будут самыми высокими за всю историю СПГ-индустрии. Новые мощности вводятся в различных странах, прежде всего в США, Австралии, России.

На ключевых мировых рынках газа усиливается конкуренция. В Европе расширяются возможности по предложению СПГ, строятся новые трубопроводные мощности со стороны Турции и в Балтийском море. Параллельно заметно увеличилась конкурентоспособность российского трубопроводного газа за счет снижения затрат в долларах при ослаблении курса российского рубля в условиях, когда основные расходы на добычу и транспортировку по территории России осуществляются в рублях. Для российского СПГ зависимость от импортного оборудования выше, поэтому возможности удешевления при ослаблении рубля ограничены [7, 9]. На этом фоне собственная добыча в Европе снижается. Азиатский рынок в ближайшие годы получает дополнительные возможности поставок трубопроводного газа, прежде всего благодаря трубопроводу «Сила Сибири». Значительно расширяется и предложение СПГ, главным образом из Австралии, США, России. Сохраняется неопределенность относительно прироста мощностей на Ближнем Востоке, прежде всего в Иране, что обусловлено геополитической напряженностью и вопросами доступа к технологиям и финансовым ресурсам.

Ожидается, что к 2025 г. объемы торговли газом увеличатся на 40 %, достигнув 1,1 трлн куб. м. Крупнейшие объёмы экспорта (288 млрд куб. м) обеспечит Россия, за которой следуют Катар с объемом 138 млрд куб. м (включая трубопроводный экспорт) и Австралия, которая в скором времени отвоюет у Катара звание крупнейшего импортера СПГ с объемом 119 млрд куб. м. Уступая тройке лидеров, далее следуют США, Туркмения и Норвегия, объемы экспорта которой начали снижаться после 2015 г. и продолжают это динамику (рис. 9).

Япония уступит первое место среди импортеров природного газа Китаю и переместится на третью позицию, её импорт сократится в 1,5 раза к 2025 г., в то время как Китай станет основным мировым импортером газа, прирастив почти 150 млрд куб. м, что к 2025 г. доведет объемы его ежегодного импорта до 231 млрд куб. м. Другими крупными импортерами будут Германия, Турция и Индия (рис. 10).

8. Мировой газовый рынок

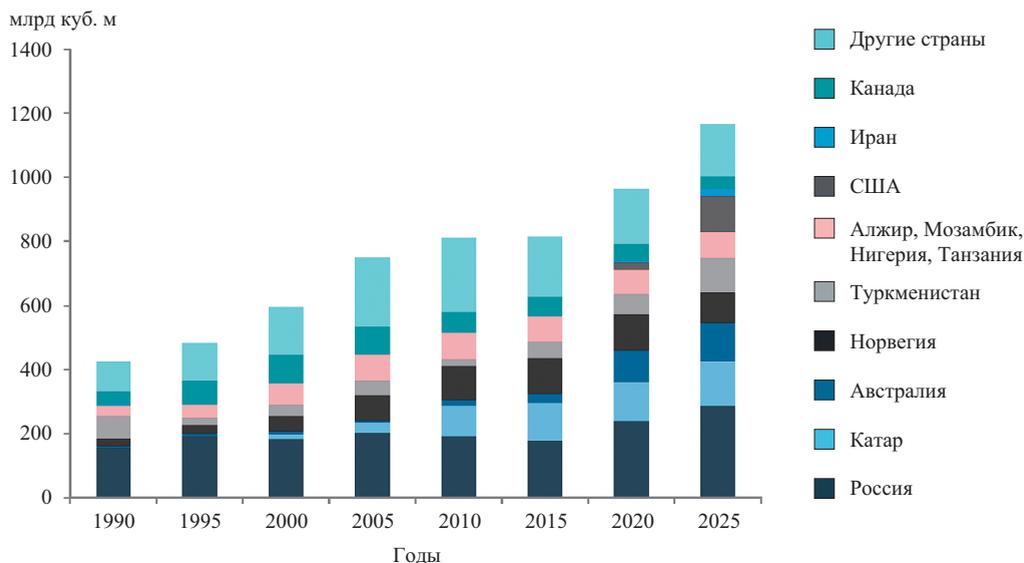


Рис. 9. Мировой чистый экспорт газа по странам [3, расчеты ИНЭИ РАН]

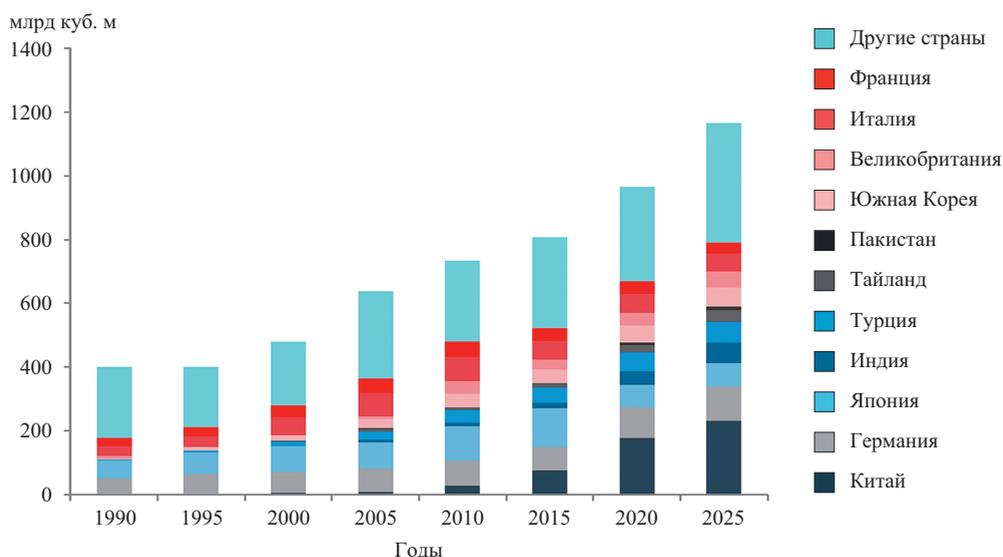


Рис. 10. Мировой чистый импорт газа по странам [3, расчеты ИНЭИ РАН]

Поставки трубопроводного газа к 2025 г. увеличатся на 20 %, причем основной рост будет обусловлен увеличением импорта в Китай. В то же время поставки СПГ вырастут более чем на 80 %, расширяя свою долю в объемах чистого экспорта до 50 % (рис. 11). Значимость СПГ в мировой торговле газом заметно возрастает. Основной причиной для этого становится растущая географическая оторванность центров производства от центров потребления газа.

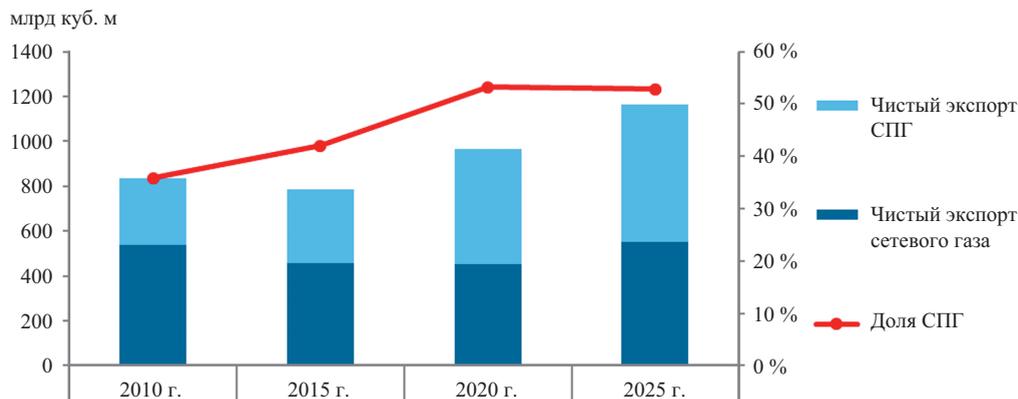


Рис. 11. Мировой чистый экспорт сетевого газа и СПГ [3, расчеты ИНЭИ РАН]

В 2016 г. торговля СПГ увеличилась на 5 % по сравнению с предыдущим годом, достигнув 258 млн т. Дальнейший рост торговли СПГ будет поддержан быстрым приростом производства — по данным на 1 января 2017 г. в стадии строительства находилось 115 млн т/год производственных мощностей, при успешном вводе которых мировые объемы производства увеличатся на 35 % уже к 2022 г. Наибольший рост обеспечат США и Австралия (57,6 и 31,1 млн т/год соответственно на стадии строительства). В течение 2016 г. было введено более 35 млн т/год мощностей [3].

На конец 2016 г. суммарный объем приемных СПГ-терминалов составил 795 млн т/год, еще 90 млн т/год находились на стадии сооружения, почти три четверти которых приходится на Азию.

Перенасыщенный газовый рынок становится «рынком покупателей», которые стремятся извлечь максимум выгоды из падения газовых цен и формирующегося временного избытка предложения. Однако на фоне низких цен и выхода больших объемов дополнительного предложения инвесторы осторожно принимают решения по одобрению новых проектов по добыче и сжижению газа, что уже в перспективе может привести к дефициту на рынке.

Еще 10 лет назад глобализация рынка газа казалась неизбежной [10], однако сланцевая революция в США временно оторвала регион от системы мировой торговли. Одновременно рынки с отличающимися правилами и уровнями цен сформировались в Европе и Азии. Расширение мировой торговли СПГ и изменение условий торговли, включая действия агрегаторов, постепенно вновь создают основу для глобализации рынка, но действовать он будет на основе региональных рынков со своими особенностями.

Ключевым маркером мировой торговли газом являются его цены. Существенное их падение в Европе и Азии в 2014—2016 гг., во многом повторившее динамику нефтяного рынка, в 2017 г. сменилось сдержанным ростом. Причиной этому стали восстановление нефтяных цен, к которым по-прежнему привязана значительная часть газовых контрактов, и ускоренный рост спроса на газ.

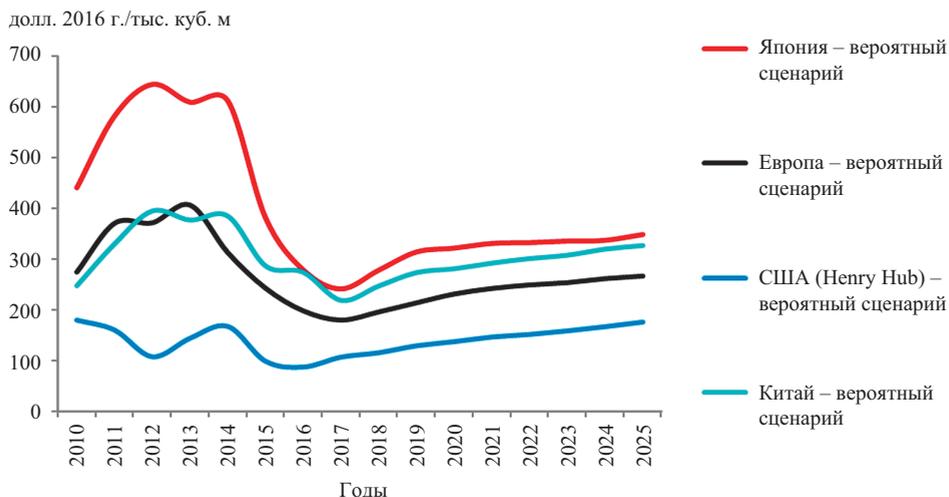


Рис. 12. Прогнозные средневзвешенные цены на газ по региональным рынкам [3, расчеты ИНЭИ РАН]

В перспективе до 2025 г. ожидаются сдержанный рост цен во всех регионах мира и сохранение межрегиональной ценовой дифференциации, которая, тем не менее, уже не достигнет тех значительных разрывов, которые наблюдались в 2012—2014 гг. (рис. 12). Азиатские цены на 40—60 долл. 2016 г./тыс. куб. м будут превышать европейские на протяжении прогнозного периода. Согласно расчетам, средневзвешенная цена газа в Китае к 2025 г. вырастет до 327 долл. 2016 г./тыс. куб. м, в Японии — до 348 долл. 2016 г./тыс. куб. м. Средневзвешенная цена газа в Европе уже к 2020 г. превысит 250 долл. 2016 г./тыс. куб. м, а к концу прогнозного периода вырастет до 267 долл. 2016 г./тыс. куб. м. Цены на газ в США будут расти в 2017—2025 гг. в связи с началом экспорта СПГ из США и удорожанием добычи, к 2025 г. они достигнут уровня 175 долл. 2016 г./тыс. куб. м.

Заключение

Для газовой отрасли 8-летний период — довольно короткий срок, так как большинство проектов имеют большую себестоимость и длительные сроки окупаемости и эксплуатации. Но период 2010—2017 гг. уже во многом преобразил рынок, прежде всего благодаря сланцевой революции, трансформации систем ценообразования, изменению цен на газ и параметров межтопливной конкуренции. В следующий 8-летний период процесс преобразования продолжится, причем сразу по нескольким направлениям. Рекордный за всю историю газовой отрасли запуск мощностей по сжижению газа приведет к значительным изменениям в мировой торговле. Причем не только по потокам, но и по ценообразованию. Благодаря расширению возможности арбитражных поставок межрегиональные цены будут сближаться и в большей степени коррелировать, а привязка американского СПГ к ценам Henry Hub в ряде

контрактов создаст новый индикатор для рынка. Сама торговля будет становиться более гибкой за счет расширения действий агрегаторов. Драматичное падение газовых цен на главных торговых площадках сменится их сдержанным ростом, подкрепляемым постепенным восстановлением нефтяных котировок.

Основные торговые потоки газа будут направлены в развивающиеся страны, преимущественно азиатские, а место ключевого импортера займет Китай. Основными регионами добычи останутся Северная Америка, Ближний Восток и СНГ.

Традиционный газ останется основным источником удовлетворения растущего спроса, но предложение будет диверсифицироваться. Во многом определять ситуацию на мировом газовом рынке в ближайшей перспективе будет ситуация вокруг сланцевой газодобычи.

Условия конкуренции газа с другими энергоресурсами в секторах спроса ужесточатся, постепенно будет меняться и роль газа в энергетическом секторе стран с учетом неравномерности спроса и возможностей использования других источников энергии.

Список литературы

1. **China** Mineral Resources, China Ministry of Land and Resources, 2017. URL: <http://data.mlr.gov.cn/zybg/2017/201710/P020171017524608365416.pdf> (дата обращения 10.02.2018).
2. **Rystad** Energy's Upstream Database UCubeFree. URL: <https://www.rystadenergy.com/products/Free-Products/UCubeFree/> (дата обращения 10.02.2018).
3. **World** Energy Statistics Database. IEA, 2017. URL: <http://dx.doi.org/10.1787/enestats-data-en> (дата обращения 10.02.2018).
4. **World** LNG Report — 2017 Edition. International Gas Union, 2017. URL: https://www.igu.org/sites/default/files/103419-World_IGU_Report_no%20crops.pdf (дата обращения 10.02.2018).
5. **World** Energy Outlook 2017. International Energy Agency, 2017. ISBN 978-92-64-28230-8.
6. **Прогноз** развития энергетики мира и России 2016. М.: ИНЭИ РАН—АЦ, 2016. ISBN 978-5-91438-023-3.
7. **Кулагин В., Грушевенко Д., Козина Е.** Эффективное импортозамещение // Энергетическая политика. 2015. № 1.
8. **Эволюция** мировых энергетических рынков и её последствия для России / под ред. А.А. Макарова, Л.М. Григорьева, Т.А. Митровой. М.: ИНЭИ РАН—АЦ, 2015.
9. **Кулагин В., Галкина А., Козина Е.** Перспективы развития газовой отрасли России с учетом трансформации глобальных рынков // *Neftegaz.ru*. 2018. № 2.
10. **Глобализация** рынка природного газа / под ред. И.В. Мещерина. М.: ВНИИГаз, 2011.

9. ТЕНДЕНЦИИ РАЗВИТИЯ КРАТКОСРОЧНОЙ ТОРГОВЛИ ГАЗОМ В ЕВРОПЕ И СЕВЕРНОЙ АМЕРИКЕ

Мельникова С.И., научный сотрудник

В статье анализируются новейшие тенденции в формировании и развитии краткосрочной торговли природным газом в ключевых регионах (Европа, Северная Америка) в общем контексте либерализации газовых рынков. Помимо количественных критериев, характеризующих динамику этого сектора, в центре внимания — предложенный регуляторами набор качественных критериев, позволяющих вести детальный мониторинг в этой сфере. На настоящий момент, помимо высоколиквидного рынка Северной Америки, лишь два европейских хаба — NBP и TTF — отвечают критериям зрелости и ликвидности, все остальные площадки находятся на разных этапах своего формирования.

..... · Ключевые слова:

рынок природного газа, газовый хаб/биржа/торговая площадка, краткосрочная торговля, внебиржевая торговля (ОТС), ликвидность, choke-point, форвардные, фьючерсные и спотовые контракты.

Одним из наиболее значимых трендов в развитии глобального газового рынка является трансформация механизмов ценообразования с постепенной заменой различных форм регулирования цен и привязкой цен газа к нефтяной формуле рыночным ценообразованием, основанным на конкуренции «газ-газ». Конкурентное ценообразование в оптовом секторе, при расчетах по принятой методике Международного газового союза, в полной мере присутствует лишь в нескольких странах мира: это США и Великобритания, а также Нидерланды и Северо-Западная Европа, где доля таких поставок составляет около 90 % [9].

В целях проведения настоящего анализа необходимо пояснить, что краткосрочная торговля природным газом может осуществляться как на газовых хабах (хабовая торговля), так и на сырьевых биржах (биржевая торговля); кроме того, к этой категории относятся и внебиржевые двусторонние нестандартизированные договоренности с элементами рыночного ценообразования (over-the-counter — ОТС)¹. В силу этого далее в настоящей статье будет применяться объединенный термин «кратко-

¹ Внебиржевая сделка (ОТС — over-the-counter) заключается напрямую между двумя сторонами с использованием стандартных условий договора (цена, объемы, сроки поставки). Большинство таких сделок заключаются в организованных местах торговли (биржи, брокерские дома) либо напрямую между продавцом и покупателем, однако организаторы торгов не несут ответственности за соблюдение сторонами условий договора. Также при их заключении не требуется предварительное резервирование денежных средств.

срочная торговля», включающий в себя все названные виды, в то время как на практике нередко используются не вполне корректные определения «биржевая или спотовая торговля», которые являются лишь одним из видов краткосрочной торговли природным газом.

Торговля природным газом на хабах/биржах является и одним из способов определения конкурентных цен, и важным элементом рыночной модели. При этом краткосрочную торговлю в стране важно оценивать не только по факту ее наличия, но и по ее масштабу, мере влияния на рынок.

Традиционно зрелость и ликвидность газового хаба находятся в прямой зависимости от нескольких объективных критериев, а именно: объема договоров, предполагающих физическую поставку газа, объема договоров, не предполагающих физическую поставку газа (так называемый «бумажный газ»), количества участников торгов, разнообразия предлагаемых торговых продуктов и т. д.

Производным от объемных показателей является общепринятый критерий для оценки ликвидности краткосрочного рынка на хабах и биржах — *churn-rate*¹. Если данный показатель выше 15, рынок может считаться ликвидным.

Развитость рынка также оценивается по широкому набору предлагаемых продуктов, включая поставки в течение разных периодов, в том числе и в течение дня, месяца, квартала, года, а также форвардные, фьючерсные и своповые контракты и т. д.

Важным фактором также является объем торгов по отношению к объему потребления на внутреннем рынке страны, при превышении этого показателя более 30 % потребления в стране биржевая/хабовая торговля оказывает существенное влияние на уровень цен. Такая развитая высоколиквидная спотовая (краткосрочная) торговля представлена в США, Великобритании и Северо-Западной Европе (*churn-rate* выше 15, доля торгов выше 30 % внутреннего потребления в стране, широкий набор торгуемых продуктов).

Прочие страны Европы пока не обладают высоколиквидными торговыми площадками, несмотря на большое число таких структур, созданных в последние годы. Объем торгов как «бумажным газом», так и газом с физической поставкой здесь незначительный и существенно отстает от порога в 30 % общего потребления в стране. *Churn-rate* в Центральной и тем более в Восточной Европе не превышает 5, чего недостаточно для определения ликвидности; набор торгуемых продуктов также пока невелик; например, не везде присутствуют торги «в течение дня». Близкая картина наблюдается и в Австралии — несколько уже созданных площадок не отвечают заданным параметрам ликвидности. В силу этого страны Центральной и Восточной Европы, а также Австралия отнесены к странам с неразвитой краткосрочной торговлей.

В Азиатско-Тихоокеанском регионе (АТР) и России создание газовых хабов и бирж находится на начальной стадии, не отвечая ни одному из принятых критериев, а в странах бывшего СССР, Средней Азии и Ближнего Востока краткосрочная торговля на данный момент отсутствует.

¹ Показатель *churn-rate*: соотношение торгуемых (бумажных) и физических товарных поставок, иными словами — сколько раз была перепродана единица газа. Если этот показатель превышает 15, площадка считается достаточно ликвидной.

Европа.

Развитие краткосрочной торговли газом в ЕС

Реализуемый в ЕС на протяжении последних 20 лет процесс либерализации одним из своих приоритетов имеет всемерное развитие краткосрочной торговли природным газом на базе создаваемых газовых хабов и действующих сырьевых бирж. Однако при поступательном формировании законодательной базы и активной поддержке со стороны Еврокомиссии и национальных регуляторов развитие этого сегмента идет с большим отставанием от намеченных сроков и крайне неравномерно для различных стран региона по мере продвижения с запада на восток. Это объясняется прежде всего незавершенностью процесса либерализации на пространстве объединенной Европы, где сложность рыночных преобразований многократно увеличена из-за необходимости построить единый открытый наднациональный рынок на территории 27 государств.

Развитие краткосрочной торговли природным газом на территории Европы началось в 1996 г. с появлением на газовом рынке Великобритании виртуального хаба National Balancing Point (NBP). Постепенно к этой лидирующей торговой площадке добавилось еще девять основных газовых узлов (табл. 1).

Всего же, по последним данным ENTSOG [5], в Европе насчитывается уже 17 торговых площадок, однако хабы в Чехии, Испании, Польше пока находятся в стадии первичного формирования с минимальными объемами продаж и отсутствием полноценной информации о их деятельности. Так, хаб в Польше был учрежден в декабре 2012 г. польской энергетической биржей Pol PX. Венгерский газовый хаб был организован в январе 2013 г., и первоначально его услугами могли пользо-

Таблица 1. Основные газовые хабы ЕС

Название хаба	Страна	Тип (физический/ виртуальный)	Год создания	Котировка цены
National Balancing Point (NBP)	Великобритания	Виртуальный	1996	Пенс/терма (пенс — 1/100 фунта стерлингов)
Title Transfer Facility (TTF)	Нидерланды	Виртуальный	2003	Евро/МВт · ч
Zeebrugge Beach (ранее — Zeebrugge) (ZBP)	Бельгия	Физический	2000	Евро/МВт · ч (ранее — пенс/терма)
Zeebrugge Trading Point (ZTP), Zeebrugge Trading Point Low (ZTPL)	Бельгия	Виртуальный	2012	Евро/МВт · ч
Central European Gas Hub (CEGH)	Австрия	Виртуальный (с 2013 г.)	2005	Евро/МВт · ч
Net Connect Germany (NCG)	Германия	Виртуальный	2009	Евро/МВт · ч
Gaspool	Германия	Виртуальный	2009	Евро/МВт · ч
Points d'Echange de Gaz (PEG)	Франция	Виртуальный	2004	Евро/МВт · ч
Punto di Scambio Vituale (PSV)	Италия	Виртуальный	2003	Евро/МВт · ч

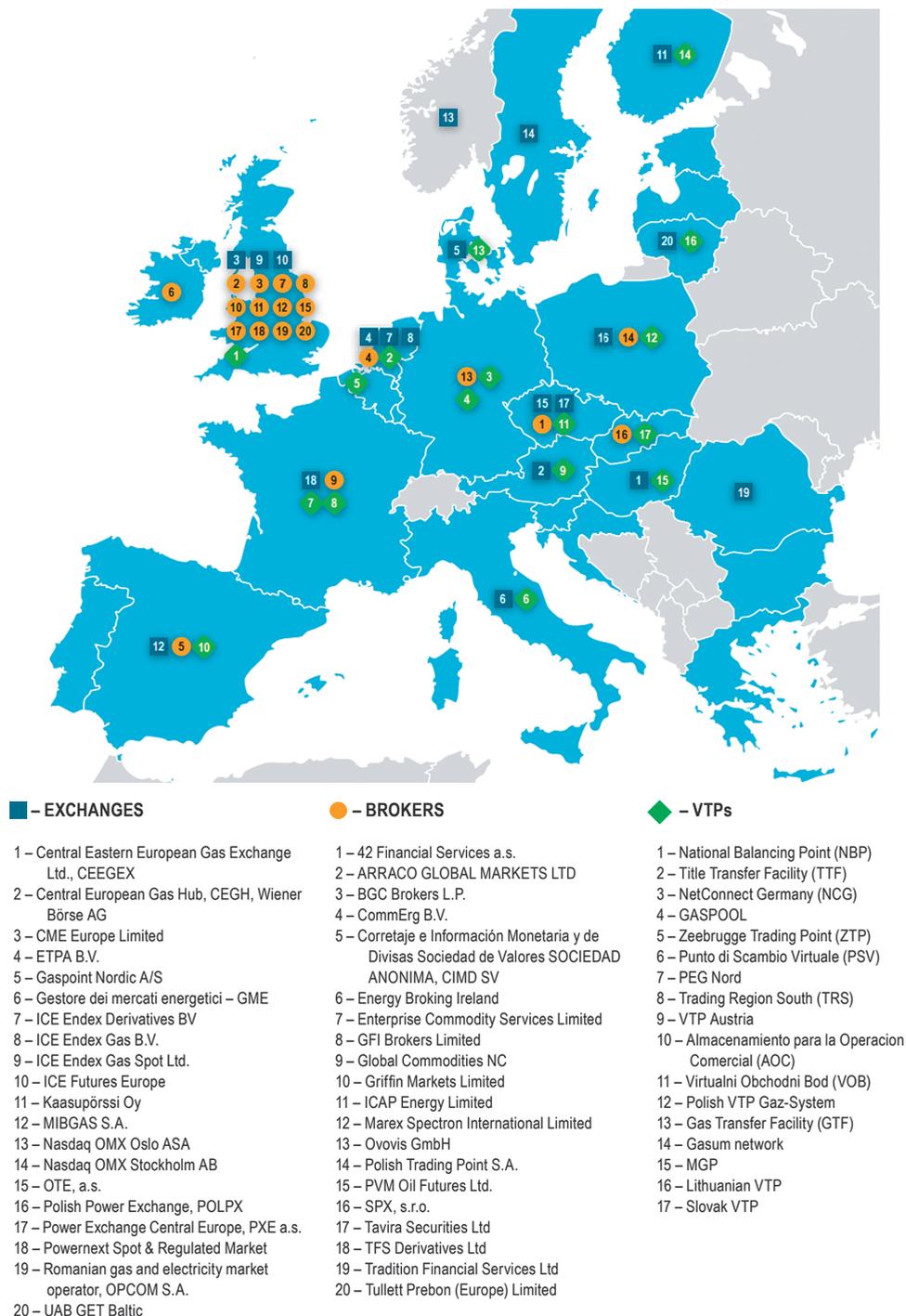


Рис. 1. Участники рынка краткосрочной торговли природным газом в ЕС [1]

ваться только национальные компании, затем лицензии получили и три иностранные, но только на внебиржевую торговлю (ОТС).

Помимо газовых хабов, в Евросоюзе действуют 20 биржевых площадок, где торгуются природный газ и его производные и действует большое число брокеров (рис. 1).

В настоящий момент на газовом рынке Европы присутствуют три основных торговых продукта:

- долгосрочные контракты (нестандартизованные, двусторонние), используемые преимущественно в импортных поставках газа из России, Алжира и Норвегии;
- внебиржевые (ОТС)¹ стандартизованные двусторонние контракты: физические (спотовые, форвардные) и финансовые (своп, опцион);
- биржевые стандартизованные деривативы, наиболее распространенные среди них — фьючерсы, опционы и свопы.

Помимо типа торговых продуктов, развитость рынка определяется продолжительностью действия этих продуктов, которая может варьироваться от поставок «в течение дня» до поставок «на год вперед». Наиболее популярными продуктами являются поставки «на день вперед» и поставки «на месяц вперед» (рис. 2).



Рис. 2. Структура торгуемых объемов газа по продуктам в 2016 г., % общего объема торгов [2]

¹ На основе стандартов NBP 1997, “short-term flat NBP trading terms and conditions”, ZBT 2004, “Zeebrugge hub natural gas trading terms and conditions”, European Federation of Energy Traders (EFET) Gas Master Agreement and ISDA Master Agreement.

Категоризация европейских газовых хабов

Если до недавнего времени общеевропейский регулятор ACER ежегодно отчитывался о растущем числе торговых площадок для реализации газа, то по итогам 2016 г. регулятор ACER впервые констатирует качество происходящих в секторе процессов, а именно — значительную дифференциацию в развитии хабовой торговли в различных регионах ЕС, выделяя следующие их категории: устоявшийся хаб; продвинутый хаб; создающийся хаб; зарождающийся хаб (рис. 3).



Устоявшийся хаб

Высокая ликвидность, развитый форвардный рынок с возможностью хеджирования, референтная цена для остальных хабов и для поставок по долгосрочным контрактам.

Продвинутый хаб

Достаточно высокая ликвидность, достаточная развитость различных спотовых продуктов, прогресс в развитии хеджирования, но низкая ликвидность при работе с долгосрочными продуктами.

Создающийся хаб

Повышение ликвидности относительно низкой начальной базы, увеличивающаяся гибкость поставок, требующая регуляторных изменений. Высокое присутствие долгосрочных контрактов и двусторонних договоренностей.

Зарождающийся хаб

Зачаточная ликвидность на низком уровне, преимущественно ориентированная на спот, доминирование долгосрочных контрактов и двусторонних сделок, разрозненные группы различных потребителей на ранних стадиях создания рынка, необходимость создания системы «вход-выход».

Рис. 3. Категоризация европейских газовых хабов в 2016 г. [2]

Таким образом, к устоявшимся хабам общеевропейский регулятор ACER относит лишь две торговые газовые площадки — британский NBP и голландский TTF, все остальные площадки по мере продвижения на восток теряют зрелость и ликвидность и трактуются как находящиеся на самых ранних стадиях развития.

Ликвидность европейских газовых хабов

Ликвидность, оцениваемая по объемам торгуемого газа (без физической поставки), отдельных европейских хабов неизменно росла, составив по итогам 2016 г. 4441 млрд куб. м, чему в немалой мере способствовало развитие различных форм торговли и отдельных продуктов с тенденцией к увеличению краткосрочности (рис. 4). Это помогло привлечь на торговые площадки новых игроков, включая и биржевых спекулянтов. На этом фоне объемы торгов с поставкой «на сезон вперед» и «на год вперед» более чем удвоились на итальянском хабе PSV и немецком NCG, что подчеркивает роль этих площадок в развитии форвардной торговли.

При этом, несмотря на большое число организованных рыночных мест краткосрочной торговли, почти 90 % всех торгуемых объемов в 2014—2015 гг. приходилось всего на две площадки — британский хаб NBP и голландский хаб TTF. На долю всех прочих континентальных площадок в 2016 г. приходилось всего 9 % всех торгуемых объемов «бумажного» газа.

По итогам 2016 г. торгуемые («бумажные») объемы, реализуемые на всех европейских хабах/биржах, показали 17 %-ный рост по сравнению с предыдущим годом, причем не только на двух ведущих площадках — TTF и NBP, но и на остальных, существенно уступающих лидерам по объемам торгов. Ликвидность торговых площадок росла на фоне развития рыночных процессов, в том числе за счет перезаключенных компаний, реализующих излишки в своем портфеле на биржевом и внебиржевом (ОТС) рынке. В 2016 г. голландский хаб TTF опередил британский

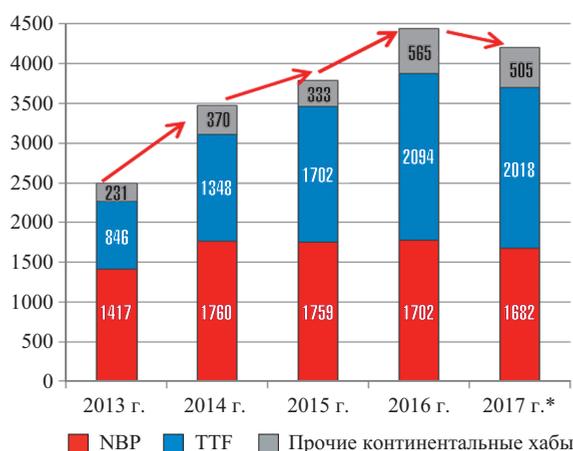


Рис. 4. Торгуемые объемы природного газа на европейских площадках в 2013—2017 гг., млрд куб. м [11, 12]

NBP, став самой ликвидной площадкой Европы. Кроме того, определенный рост показали две немецкие и одна итальянская площадки, драйвером развития которой в 2016 г. стало проведение аукционов на использование подземных хранилищ газа.

Голландский хаб TTF опередил прежнего лидера — британскую площадку NBP — по торгуемым объемам во второй половине 2016 г., чему в значительной мере способствовал Брекзит (23 июня 2016 г.), поскольку волатильность в курсовой разнице между фунтом стерлингов и евро увеличила риски для трейдеров. Все остальные площадки Европы значительно отстают по торгуемым объемам от двух указанных лидеров.

В 2017 г. устойчивая тенденция на постоянное повышение торговой активности на европейских площадках была сломлена. Впервые за всю историю формирования краткосрочной торговли в регионе была показана отрицательная динамика: объем «бумажных» торгов составил 4205 млрд куб. м, что на 5 % ниже уровня 2016 г. (4441 млрд куб. м) [11]. Такую ситуацию обусловили два основных фактора: достаточное предложение газа на рынке и низкая ценовая конъюнктура, когда цена по долгосрочным контрактам чаще оказывалась ниже котировок хабов и бирж. Очевидно, что в таких условиях потребители полностью выбирали законтракованные объемы, не оставляя излишних объемов газа для реализации на хабе/бирже. Примечательно, что снижение интереса к краткосрочным торгам сказалось не только в секторе реальных поставок газа, но и в секторе спекулятивных операций.

Отметим еще одну значимую тенденцию современного состояния европейского газового рынка в части торговли «бумажным» газом. Это постепенное перемещение таких сделок непосредственно на биржи (34 % по итогам 2017 г. по сравнению с 30 % в 2016 г.) на фоне сокращения таких операций в двустороннем формате (59 % в 2017 г. против 64 % в 2016 г.). Еще 7 % таких сделок в 2017 г. прошли процедуру клиринга.

Конъюнктура котировок на газовых хабах ЕС

Если в период высоких цен на газ наблюдавшийся значительный разрыв между ценами долгосрочных контрактов и ценами на хабах был одним из основных аргументов в пользу последних, то с начала 2015 г. эта разница становится несущественной. А в 2016 г. на протяжении нескольких месяцев контрактные цены оказывались ниже котировок европейских площадок (рис. 5). В таких условиях многие европейские потребители делают выбор между приобретением газа на хабе и более комплексным предложением в рамках долгосрочного контракта в пользу последнего.

Еще более показательным в этом отношении развивались события в 2017 г., когда, например, в его начале на волне повышенного спроса цены газа на всех хабах Европы оказались значительно выше стоимости контрактных поставок (на примере индекса BAFA¹). После небольшого расхождения цен в середине года к началу осени 2017 г. контрактные и спотовые цены практически сравнялись, после чего последние резко пошли вверх на фоне повышения сезонного спроса (рис. 6).

¹ Индекс BAFA — стоимость всех поставок природного газа из различных источников на границе Германии.

9. Тенденции развития краткосрочной торговли газом в Европе и Северной Америке

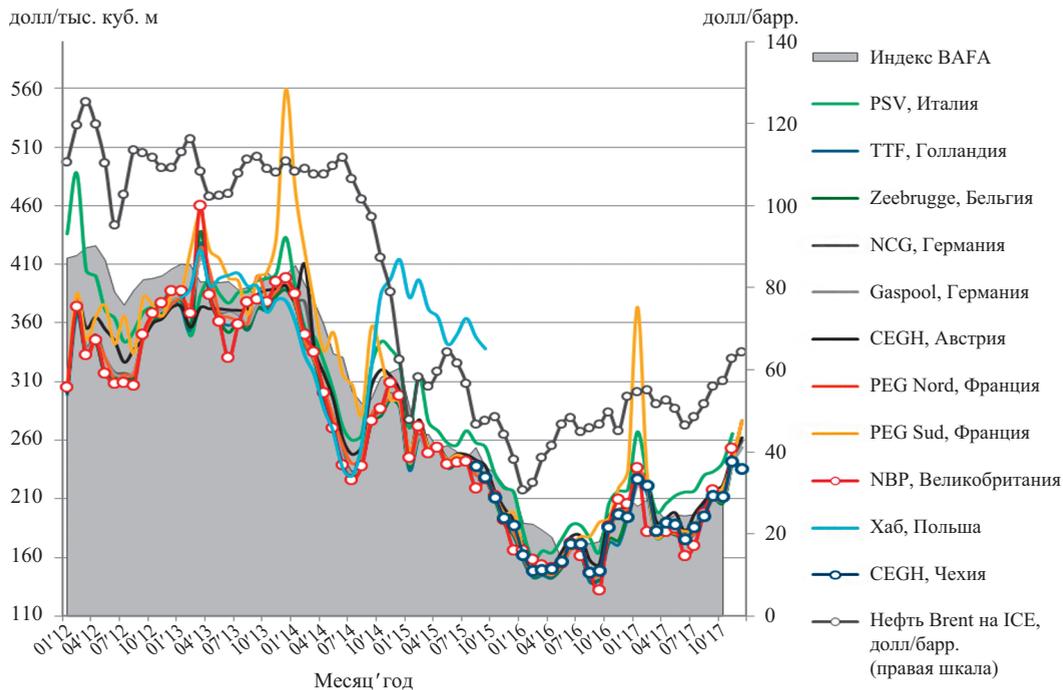


Рис. 5. Стоимость природного газа в Европе, долл./тыс. куб. м, и нефти марки Brent, долл./барр., в 2012—2017 гг. [7, 8, 12]

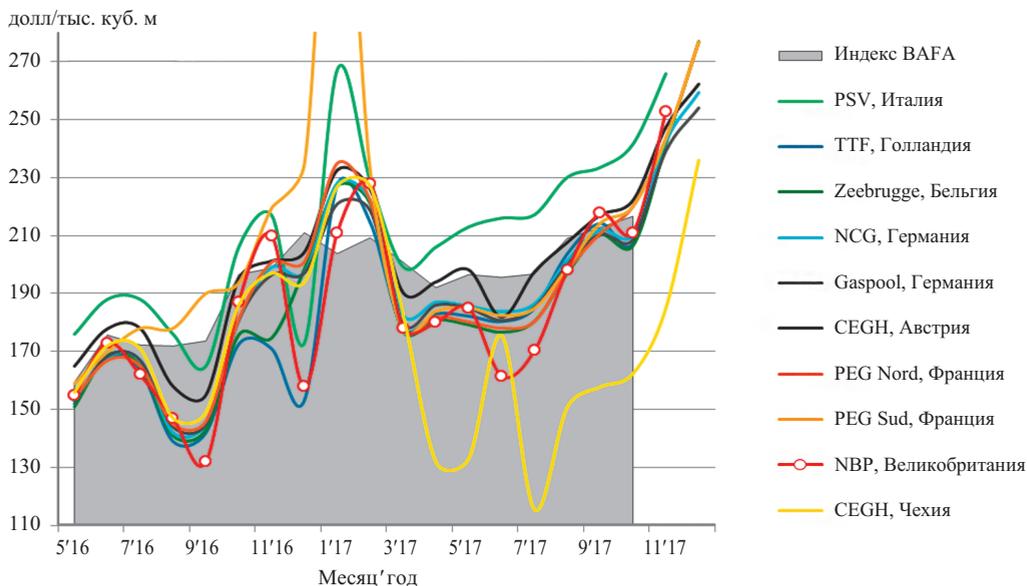


Рис. 6. Стоимость природного газа, долл./тыс. куб. м, и нефти марки Brent, долл./барр., в 2016—2017 гг. [7, 8, 12]

Таким образом, в Европе сложилась переходная двухсекторная модель рынка с одновременным присутствием на нем долгосрочных контрактов (с постепенным сокращением срока действия контракта) с различными формулами цены и краткосрочных сделок, с преобладанием последних и взаимным влиянием этих двух секторов друг на друга. Рыночный сектор характеризуется крайней степенью неравномерности, когда общепринятым критериям ликвидности отвечают лишь два европейских хаба — NBP и TTF. Все прочие площадки значительно уступают этим двум лидерам в своем развитии.

Газовый хаб NBP (Великобритания)

При текущем присутствии на внутреннем рынке Великобритании долгосрочных контрактов на поставку газа значительную роль здесь играет ведущая газовая площадка страны — National Balancing Point (NBP) — виртуальный хаб, основанный в 1996 г. на базе Сетевого кодекса и Газового акта (1995 г.). С 1997 г. здесь применяется стандартный контракт на поставку газа NBP'97 с определением ключевых условий сделки, который позднее стал основой во внебиржевой торговле природным газом в Европе. Одновременно биржа International Petroleum Exchange (сейчас Intercontinental Exchange — ICE) начала осуществлять биржевую торговлю газовыми контрактами с поставкой на NBP. С ростом внешних поставок газа в страну и с развитием инфраструктуры котировки цен на NBP начали все больше коррелироваться с ценами на континентальных хабах Европы.

Поскольку в Великобритании зарегистрирован один газовый хаб — NBP, то все эти объемы приписываются ему, хотя значительная часть торгов (более 51 %) происходит на бирже ICE и в незначительной мере — на бирже ICE-Endex. Оставшаяся половина номинальных торгов (около 49 %) — это внебиржевые сделки (ОТС), которые в последние годы заметно уступают свою долю в общем объеме торгов в пользу биржевых сделок (рис. 7). Ликвидность хаба NBP (churn-rate) по данным национального регулятора Ofgem¹ составляла в 2014 г. около 25, позднее этот показатель сократился до 21,5 (данные за первую половину 2017 г.), что в целом свидетельствует о зрелости британского рынка. По предварительным данным компании Traurport объем торгов на NBP в 2017 г. оказался на 6 % ниже уровня 2016 г., составив около 1700 млрд куб. м.

Оптовые цены природного газа в Великобритании основаны на котировках хаба NBP, они же являются базовым компонентом цен конечного потребления, которые не контролируются регулятором, а устанавливаются поставщиками как для домохозяйств, так и для промышленности.

¹ Здесь приводятся данные национального регулятора как наиболее релевантные, но необходимо отметить, что вся информация по объемам, ликвидности и прочим критериям краткосрочной торговли страдает большими пробелами и разночтениями.

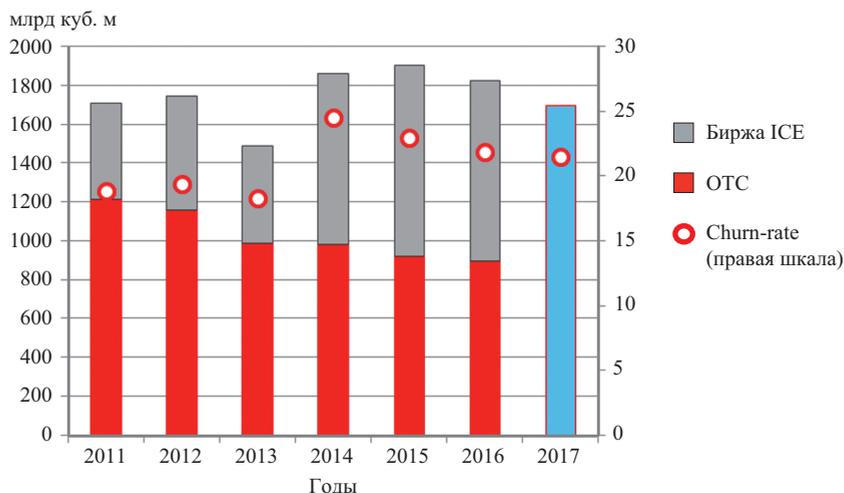


Рис. 7. Динамика торгуемых объемов природного газа в Великобритании [11, 12]

Примечание. 2017 г. — оценка.

Газовый хаб ТТФ (Нидерланды)

К настоящему моменту в Нидерландах сформирован высококонкурентный либерализованный рынок газа. Страна практически полностью отказалась от ценовой привязки к нефти. С полным переходом компании Gas Terna на поставки с привязкой к споту в 2015 г. весь газ поставлен на внутренний рынок страны на основе конкуренции «газ-газ», при этом во многих случаях сохранены долгосрочные контракты на поставку.

Центром оптовой торговли природным газом в Нидерландах является хаб ТТФ (оператор GTS), который еще в 2016 г. опередил британский NBP по объему торгов, став лидирующей площадкой и ценовым бенчмарком на Европейском континенте. Ликвидность ТТФ значительно выросла с вводом в 2006 г. газопровода BVL, а позднее — в связи с полным переходом поставок компании Gas Terna на привязку к ценам хаба в своих отношениях с потребителями. Локализация хаба ТТФ делает его выгодной торговой точкой для ценового арбитража норвежского газа с континентального шельфа (через пункт Emden), поставок СПГ на терминал Gate, потоков газа в/из Великобритании по трубопроводам BVL и Интерконнектор, голландского и российского газа, поставляемого через Германию.

Отметим, что и на этой ведущей европейской площадке по итогам 2017 г. произошло незначительное сокращение как торгуемых объемов (до 2018 млрд куб. м против 2094 млрд куб. м в 2016 г.), так и объемов газа с физической поставкой. Также незначительно упал и показатель churn-rate, оставшись, тем не менее, самым высоким на европейском рынке.

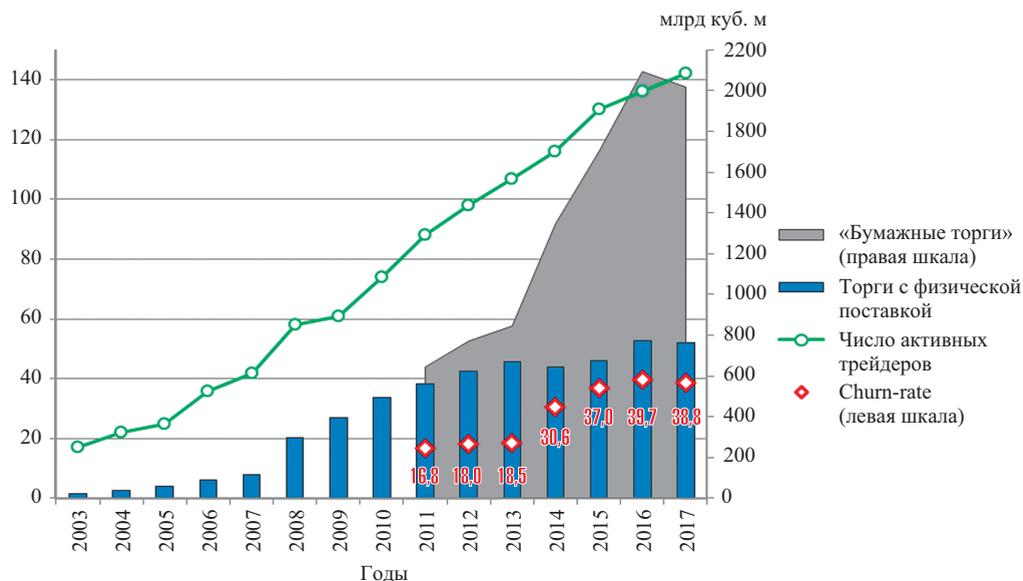


Рис. 8. Динамика развития газового хаба TTF (Нидерланды) [7¹]

Примечание. 2017 г. — оценка.

Критерии развития краткосрочной торговли в ЕС согласно Целевой модели рынка газа

Концепция Целевой модели газового рынка (Gas Target Model, GTM — далее ЦМГР) ЕС, направленная на стирание национальных границ и унификацию национальных газовых рынков, предполагала завершить формирование единого рынка ЕС в 2014 г., однако этого не произошло. В начале 2015 г. была представлена обновленная редакция ЦМГР [3]. Ключевым принципом построения европейского газового рынка является создание единого конкурентного открытого рынка Европы, основанного на рыночных зонах входа/выхода, с виртуальным торговым хабом в каждой такой зоне. Интеграцию между зонами должна обеспечить инфраструктура, достаточная для свободных перетоков газа. Ставя во главу угла развитие краткосрочной торговли газом в регионе с постепенным отказом от регулирования цен на основе формирования высоколиквидных газовых хабов, новая редакция ЦМГР, тем не менее, отменила один из значимых критериев, позволяющих отслеживать их ликвидность, — churn-rate. Очевидно, это было сделано исходя из того, что лишь две европейские площадки (NBP и TTF) отвечали требуемому уровню (выше 8), на всех

¹ Еще раз подчеркнем значительные расхождения в данных по биржевым торгам на газовых хабах. Так, сетевой оператор GTS сообщает о физической поставке через хаб TTF в 2015 г. 37 млрд куб. м, а компания GasTerra — о 46 млрд куб. м.

остальных газовых хабах этот показатель не превышал 4, и перспективы его увеличения были сомнительны.

Однако в ЦМГР-2014 был введен целый ряд новых критериев, ориентированных на развитие краткосрочной торговли на оптовом рынке¹, включая не только спотовую, но и форвардную, и фьючерсную:

1. *Объем портфеля заказов (Order book volume)*: достаточные и адекватные объемы предложения и спроса на газ в «портфеле заказов», необходимые для поставок газа в разумно перспективные сроки, что позволит участникам рынка покупать и продавать газ, когда им это необходимо, обеспечивая при этом эффективное управление рисками.

2. *Разница между ценой спроса и ценой предложения (Bid-offer spread)*: низкая разница этих показателей означает низкие операционные издержки для участников рынка и поддерживает участников рынка с низким показателем маневренности и гибкости при торговых операциях.

3. *Ценовая чувствительность «портфеля заказов» (Order book price sensitivity)*: низкое значение данного показателя означает более низкую добавочную стоимость для участников рынка при покупке или продаже существенных объемов газа и поддерживает участников рынка с низким показателем маневренности и гибкости при торговых операциях.

4. *Количество сделок (Number of trades)*: достаточное количество торговых операций, убеждающих участников рынка, что цены прозрачны и справедливо отражают ситуацию на рынке.

По результатам консультаций агентство ACER установило предельные значения для новых параметров, основанные на практике ликвидных хабов NBP и TTF. Эти критерии подлежат пересмотру с периодичностью один раз в два года (табл. 2). Также были определены параметры стандартных критериев жизнеспособности рынка: концентрации рынка (индекс НН1) и доли трех крупнейших компаний (CR3) по отношению к газовым хабам.

Мониторинг данных показателей для основных европейских газовых хабов на протяжении 2015—2016 гг. вновь показывает, что заявленным критериям в высокой степени отвечают лишь две европейские площадки — британская NBP и голландская TTF. Но даже эти хабы по некоторым критериям отстают от предъявленных требований. На фоне этих лидеров определенный прогресс демонстрируют лишь две немецкие площадки Gaspool и NCG, все остальные хабы не соответствуют целевым

¹ Под «оптовым газовым рынком» здесь понимается суммарная торговая деятельность на газовом рынке (включая спот, промтп и форвард) с согласованной поставкой на определенный пункт и заключенной на открытой торговой площадке (т.е. на биржевых площадках или онлайн-платформах). Основные пункты поставки — это виртуальные пункты входа/выхода ГТС.

Таблица 2. Критерии для участников оптового рынка газа и его жизнеспособности (пределные значения) [3]

Показатель	Название рынка		
	Поставка «на день вперед»	Поставка «на месяц вперед»	Форвард
Критерии для участников рынка			
Объем «портфеля заказов»	≥ 2000 МВт на каждое значение цены спроса и цены предложения	≥ 470 МВт на каждое значение цены спроса и цены предложения	≥ 120 МВт на каждое значение цены спроса и цены предложения на 17 месяцев вперед
Разница между ценой спроса и ценой предложения на вторичном рынке	$\leq 0,4$ % цены спроса	$\leq 0,2$ % цены спроса	$\leq 0,7$ % цены спроса на 24 месяца вперед
Ценовая чувствительность «портфеля заказов»	$\leq 0,02$ % ценовой разницы между средней ценой 120 МВт и самой выгодной ценой на каждое значение цены спроса и цены предложения	$\leq 0,1$ % ценовой разницы между средней ценой 120 МВт и самой выгодной ценой на каждое значение цены спроса и цены предложения	$\leq 0,2$ % ценовой разницы между средней ценой 120 МВт и самой выгодной ценой на каждое значение цены спроса и цены предложения на 24 месяца вперед
Количество сделок	≥ 420 сделок в день	≥ 160 сделок в день	≥ 8 сделок в день на 22 месяца вперед
Критерии жизнеспособности рынка			
Индекс Херфиндаля—Хиршмана (ННІ)	≤ 2000		
Концентрация рынка для торговых операций	≤ 40 % рыночной доли на компанию (или группу компаний) при продаже и закупках газа		

показателям (табл. 3—12). Важно отметить, что сравнение данных за 2015 и 2016 гг. практически не обнаруживает никакого прогресса, более того, по некоторым критериям отмечен регресс (например, по числу совершенных сделок). Более благополучно на этом фоне выглядят критерии жизнеспособности рынка (индекс ННІ и доля трех крупнейших компаний) в организации хабовой/биржевой торговли, где наблюдается высокое соответствие заявленным критериям.

Таблица 3. Объемы портфелей заказов на европейских хабах в 2015 г.* [1]

Название рынка	Поставка «на день вперед», МВт				Поставка «на месяц вперед», МВт				Форвард (квартал, год), доступный объем 120 МВт	
	предложение		спрос		предложение		спрос		предложение	спрос
	брокеры	рыночные операторы	брокеры	рыночные операторы	брокеры	рыночные операторы	брокеры	рыночные операторы	брокеры и рыночные операторы	операторы в совокупности
Критерий ЦМГР	≥ 2000	≥ 2000	≥ 2000	≥ 2000	≥ 470	≥ 470	≥ 470	≥ 470	≥ 120	≥ 120
Австрия-VTP	450—750	150—450	750—1050	150—450	0—150	0—150	0—150	0—150	0—4	0—4
Бельгия-ZEE1	150—450	н/д	450—750	н/д	0—150	н/д	0—150	н/д	0—4	0—4
Бельгия-ZTP2	0—150	н/д	0—150	н/д	0—150	н/д	0—150	н/д	н/д	н/д
Чехия-VOB	150—450	н/д	0—150	н/д	0—150	н/д	0—150	0—4	0—4	0—4
Германия-GPL	450—750	1050—1350	750—1050	1050—1350	150—450	150—450	150—450	150—450	0—4	0—4
Германия-NCG	1350—1650	1350—1650	1650—1950	1350—1650	150—450	150—450	150—450	150—450	0—4	0—4
Франция-PEG NORD	150—450	450—750	150—450	450—750	150—450	150—450	150—450	150—450	0—4	4—8
Франция-TSR	н/д	150—450	н/д	150—450	0—150	0—150	0—150	0—150	н/д	н/д
Италия-PSV	150—450	н/д	150—450	н/д	150—450	150—450	150—450	150—450	0—4	0—4
Нидерланды-TTF	1350—1650	1050—1350	2250—2550	1050—1350	1350—1650	1650—1950	1650—1950	36—42	36—42	36—42
Великобритания-NBP	1950—2250	1650—1950	2550—3000	1350—1650	2550—3000	2550—3000	2250—2550	36—42	36—42	36—42
Словакия-OTS	0—150	н/д	0—150	н/д	0—150	н/д	0—150	0—4	0—4	0—4
Польша-VPZ	0—150	150—450	0—150	н/д	0—150	н/д	0—150	0—4	0—4	0—4
Словения-AOC4	н/д	н/д	н/д	н/д	150—450	150—450	150—450	0—4	0—4	0—4
Дания-GPN3	н/д	450—750	н/д	450—750	0—150	0—150	0—150	н/д	н/д	н/д
Венгрия-MGP	н/д	0—150	н/д	0—150	0—150	0—150	0—150	0—4	0—4	0—4
Люксембург-GET	н/д	0—150	н/д	0—150	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Румыния-OPCO_BRM	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	0—4	0—4

* Рассчитываются как среднее значение доступных к заказу объемов спроса и предложения в течение дня.
Примечание. н/д — здесь и далее нет данных.

Таблица 4. Объемы портфельных заказов на европейских хабах в 2016 г.* [1]

Название рынка	Поставка «на день вперед», МВт				Поставка «на месяц вперед», МВт		Форвард (квартал, год), доступный объем 120 МВт	
	предложение		спрос		предложение		спрос	
	брокеры	рыночные операторы	брокеры	рыночные операторы	предложение	спрос	предложение	спрос
Критерий ЦМГР	≥ 2000	≥ 2000	≥ 2000	≥ 2000	≥ 470	≥ 470	≥ 120	≥ 120
Австрия-VTP	600—700	300—400	700—800	300—400	100—200	100—200	8—12	0—4
Бельгия-ZEE1	300—400	н/д	400—500	н/д	0—100	0—100	8—12	0—4
Бельгия-ZTP2	100—200	н/д	100—200	н/д	0—100	0—100	н/д	н/д
Чехия-VOB	100—200	н/д	100—200	н/д	0—100	0—100	4—8	0—4
Германия-GPL	700—800	1700—1800	800—900	1800—1900	400—500	400—500	20—24	4—8
Германия-NCG	1000—1100	1500—1600	1100—1200	1600—1700	100—200	100—200	20—24	8—12
Франция-PEG NORD	100—200	500—600	100—200	800—900	100—200	100—200	28—32	4—8
Франция-TSR	0—100	300—400	0—100	500—600	0—100	0—100	4—8	0—4
Италия-PSV	200—300	н/д	200—300	н/д	100—200	100—200	28—32	0—4
Нидерланды-TTF	2000—2100	1100—1200	2400—2500	1100—1200	1600—1700	2000—2100	36—42	28—32
Великобритания-NBP	1500—1600	400—500	1600—1700	400—500	2400—2500	2400—2500	36—42	24—28
Словакия-OTS	0—100	н/д	0—100	н/д	0—100	0—100	0—4	0—4
Польша-VPZ	0—100	200—300	0—100	200—300	0—100	0—100	0—4	0—4
Словения-AOC4	н/д	100—200	н/д	100—200	0—100	0—100	0—4	0—4
Дания-GPN3	н/д	800—900	н/д	800—900	0—100	0—100	н/д	н/д
Венгрия-MGP	н/д	0—100	н/д	0—100	0—100	0—100	н/д	н/д
Люксембург-GET	н/д	0—100	н/д	0—100	н/д	н/д	н/д	н/д

* Рассчитываются как среднее значение доступных к заказу объемов спроса и предложения в течение дня.

Таблица 5. Соотношение цены спроса и предложения в 2015 г., %* [1]

Название рынка	Поставка «на день вперед»		Поставка «на месяц вперед»		Форвард — 6 месяцев	
	брокеры	рыночные операторы	брокеры	рыночные операторы	брокеры	рыночные операторы
Критерий ЦМГР	≤ 0,4	≤ 0,4	≤ 0,2	≤ 0,2	≤ 0,7	≤ 0,7
Австрия-VTP	0,25—0,5	0,5—0,75	0,75—1	1,5—1,75	1,25—1,5	н/д
Бельгия-ZEE	0,5—0,75	н/д	1—1,25	н/д	н/д	н/д
Бельгия-ZTP	0,75—1	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Чехия-VOB	1—1,25	н/д	1,25—1,5	н/д	н/д	н/д
Германия-GPL	0,25—0,5	0,25—0,5	0,5—0,75	0,75—1	0,75—1	1,75—2
Германия-NCG	0,25—0,5	0,5—0,75	0,5—0,75	1—1,25	0,75—1	2—2,5
Франция-PEG NORD	0,75—1	0,75—1	1—1,25	1—1,25	н/д	1,75—2
Франция-TSR	н/д	1,25—1,5	н/д	2—2,5	н/д	н/д
Италия-PSV	0,75—1	н/д	1—1,25	1,25—1,5	1—1,25	н/д
Нидерланды-TTF	0,25—0,5	0,5—0,75	0,25—0,5	н/д	0,5—0,75	н/д
Великобритания-NBP	0,5—0,75	н/д	0,5—0,75	н/д	0,5—0,75	н/д
Словакия-OTC	2—2,5	н/д	2,5—4	н/д	н/д	н/д
Польша-VPGZ	н/д	0,75—1	н/д	0,75—1	н/д	1—1,25
Словения-AOC	н/д	н/д	2—2,5	н/д	н/д	н/д
Дания-GPN	н/д	1—1,25	н/д	2—2,5	н/д	н/д
Венгрия-MGP	н/д	2,5—4	н/д	2,5—4	н/д	н/д
Люксембург-GET	н/д	1,25—1,5	н/д	н/д	н/д	н/д
Румыния-OPCO_BRM	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д

* Данный процентный показатель определяется на основе разницы между наименьшим уровнем цены предложения и наибольшим уровнем цены спроса, определяемой в процентах от наибольшего уровня цены предложения в течение дня.

Таблица 6. Соотношение цены спроса и предложения в 2016 г., %* [1]

Название рынка	Поставка «на день вперед»		Поставка «на месяц вперед»		Форвард — 6 месяцев	
	брокеры	рыночные операторы	брокеры	рыночные операторы	брокеры	рыночные операторы
Критерий ЦМГР	≤ 0,4	≤ 0,4	≤ 0,2	≤ 0,2	≤ 0,7	≤ 0,7
Австрия-VTP	0,4—0,6	0,6—0,8	0,8—1	1,6—1,8	1,2—1,4	н/д
Бельгия-ZEE	0,6—0,8	н/д	1—1,2	н/д	1,2—1,4	н/д
Бельгия-ZTP	0,8—1	н/д	1,6—1,8	н/д	н/д	н/д
Чехия-VOB	1,4—1,6	н/д	1,4—1,6	н/д	н/д	н/д
Германия-GPL	0,6—0,8	0,8—1	0,6—0,8	0,6—0,8	1—1,2	1,2—1,4
Германия-NCG	0,6—0,8	0,6—0,8	0,8—1	1,6—1,8	0,8—1	1—1,2
Франция-PEG NORD	0,8—1	0,8—1	1,2—1,4	1,8—2,0	н/д	1,8—2,0

Название рынка	Поставка «на день вперед»		Поставка «на месяц вперед»		Форвард — 6 месяцев	
	брокеры	рыночные операторы	брокеры	рыночные операторы	брокеры	рыночные операторы
Франция-TSR	1,6—1,8	1,4—1,6	2,4—2,6	3,4—3,6	н/д	н/д
Италия-PSV	0,8—1	н/д	0,8—1	1,8—2,0	0,8—1	1,8—2,0
Нидерланды-TTF	0,4—0,6	0,6—0,8	0,4—0,6	0,8—1	0,6—0,8	0,8—1
Великобритания-NBP	0,6—0,8	0,6—0,8	0,8—1	0,6—0,8	0,6—0,8	0,8—1
Словакия-OTC	2,8—3	н/д	2,8—3	н/д	н/д	н/д
Польша-VPGZ	н/д	1—1,2	н/д	1,2—1,4	н/д	1,2—1,4
Словения-PVB	н/д	1,6—1,8	2—2,2	2,2—2,4	н/д	н/д
Дания-GPN	1,4—1,6	1—1,2	н/д	3—3,2	н/д	н/д
Венгрия-MGP	н/д	3,4—3,6	н/д	3,8—4	н/д	н/д
Люксембург-GET	н/д	2,2—2,4	н/д	н/д	н/д	н/д

* Данный процентный показатель определяется на основе разницы между наименьшим уровнем цены предложения и наибольшим уровнем цены спроса, определяемой в процентах от наибольшего уровня цены предложения в течение дня.

Таблица 7. Среднее число совершенных сделок в день в 2015 г. [1]

Название рынка	Поставка «на день вперед»	Поставка «на месяц вперед»	Форвард — квартал, полугодие, год
Критерий ЦМГР	≥ 420	≥ 160	≥ 8
Австрия-VTP	300—400	50—100	0—50
Бельгия-ZEE	100—200	0—50	0—50
Бельгия-ZTP	0—50	0—50	н/д
Чехия-VOB	50—100	0—50	0—50
Германия-GPL	400—500	50—100	0—50
Германия-NCG	700—800	100—200	50—100
Франция-PEG NORD	300—400	0—50	0—50
Франция-TSR	100—200	0—50	0—50
Италия-PSV	100—200	0—50	50—100
Нидерланды-TTF	1100—1500	900—1000	900—1000
Великобритания-NBP	700—800	1100—1500	600—700
Словакия-OTC	0—50	0—50	0—50
Польша-VPGZ	200—300	0—50	0—50
Словения-АОС	н/д	0—50	0—50
Дания-GPN	0—50	0—50	н/д
Венгрия-MGP	0—50	0—50	0—50
Люксембург-GET	0—50	н/д	н/д
Румыния-OPCO_BRM	0—50	0—50	0—50

Таблица 8. Среднее число совершенных сделок в день в 2016 г. [1]

Название рынка	Поставка «на день вперед»	Поставка «на месяц вперед»	Форвард — квартал, полугодие, год
Критерий ЦМГР	≥ 420	≥ 160	≥ 8
Австрия-VTP	100—200	0—50	0—50
Бельгия-ZEE	100—200	0—50	0—50
Бельгия-ZTP	0—50	0—50	0—50
Чехия-VOB	0—50	0—50	0—50
Германия-GPL	300—400	0—50	0—50
Германия-NCG	300—400	0—50	0—50
Франция-PEG NORD	100—200	0—50	0—50
Франция-TSR	100—200	0—50	0—50
Италия-PSV	100—200	0—50	0—50
Нидерланды-TTF	700—800	600—700	900—1000
Великобритания-NBP	400—500	900—1000	900—1000
Словакия-OTC	0—50	0—50	0—50
Польша-VPGZ	50—100	0—50	0—50
Словения-PVB	0—50	0—50	0—50
Дания-GPN	0—50	0—50	н/д
Венгрия-MGP	0—50	0—50	0—50
Люксембург-GET	0—50	0—50	0—50

Таблица 9. Критерии жизнеспособности рынка для европейских хабов — индекс Херфиндала—Хиршмана (HHI) для газовых хабов в 2015 г. [1]

Название рынка	Покупатель			Продавец		
	Поставка «на день вперед»	Поставка «на месяц вперед»	Форвард — квартал, полугодие, год	Поставка «на день вперед»	Поставка «на месяц вперед»	Форвард — квартал, полугодие, год
Критерий ЦМГР	≤ 2000			≤ 2000		
Австрия-VTP	0—1000	0—1000	0—1000	0—1000	0—1000	0—1000
Бельгия-ZEE	1000—2000	1000—2000	0—1000	1000—2000	1000—2000	0—1000
Бельгия-ZTP	1000—2000	2000—3000	н/д	2000—3000	2000—3000	н/д
Чехия-VOB	0—1000	0—1000	0—1000	0—1000	1000—2000	1000—2000
Германия-GPL	0—1000	0—1000	0—1000	0—1000	0—1000	0—1000
Германия-NCG	0—1000	0—1000	0—1000	0—1000	0—1000	0—1000
Франция-PEG NORD	0—1000	0—1000	0—1000	0—1000	1000—2000	1000—2000
Франция-TSR	0—1000	0—1000	0—1000	0—1000	1000—2000	1000—2000

Название рынка	Покупатель			Продавец		
	Поставка «на день вперед»	Поставка «на месяц вперед»	Форвард — квартал, полугодие, год	Поставка «на день вперед»	Поставка «на месяц вперед»	Форвард — квартал, полугодие, год
Италия-PSV	0—1000	0—1000	0—1000	0—1000	1000—2000	1000—2000
Нидерланды-ТТФ	0—1000	0—1000	0—1000	0—1000	0—1000	0—1000
Великобритания-NBP	0—1000	0—1000	1000—2000	0—1000	1000—2000	1000—2000
Словакия-ОТС	1000—2000	1000—2000	1000—2000	1000—2000	0—1000	1000—2000
Польша-VPGZ	2000—3000	2000—3000	2000—3000	5000—6000	5000—6000	4000—5000
Словения-АОС	н/д	0—1000	0—1000	н/д	0—1000	1000—2000
Дания-GPN	2000—3000	2000—3000	н/д	1000—2000	2000—3000	н/д
Венгрия-MGP	2000—3000	1000—2000	н/д	1000—2000	3000—4000	н/д
Люксембург-GET	1000—2000	н/д	н/д	1000—2000	н/д	н/д
Румыния-OPCO_BRM	н/д	1000—2000	2000—3000	н/д	1000—2000	3000—4000

Таблица 10. Критерии жизнеспособности рынка для европейских хабов — индекс Херфиндаля—Хиршмана (ННН) для газовых хабов в 2016 г. [1]

Название рынка	Покупатель			Продавец		
	Поставка «на день вперед»	Поставка «на месяц вперед»	Форвард — квартал, полугодие, год	Поставка «на день вперед»	Поставка «на месяц вперед»	Форвард — квартал, полугодие, год
Критерий ЦМГР	≤ 2000			≤ 2000		
Австрия-VTP	0—1000	0—1000	0—1000	0—1000	0—1000	0—1000
Бельгия-ZEE	0—1000	1000—2000	0—1000	1000—2000	0—1000	0—1000
Бельгия-ZTP	1000—2000	1000—2000	1000—2000	1000—2000	1000—2000	3000—4000
Чехия-VOB	0—1000	0—1000	0—1000	0—1000	0—1000	1000—2000
Германия-GPL	0—1000	0—1000	0—1000	0—1000	0—1000	0—1000
Германия-NCG	0—1000	0—1000	1000—2000	0—1000	0—1000	0—1000
Франция-PEG NORD	0—1000	0—1000	0—1000	0—1000	1000—2000	0—1000
Франция-TSR	0—1000	0—1000	0—1000	0—1000	1000—2000	0—1000
Италия-PSV	1000—2000	0—1000	1000—2000	1000—2000	1000—2000	0—1000
Нидерланды-ТТФ	0—1000	0—1000	0—1000	0—1000	0—1000	0—1000
Великобритания-NBP	0—1000	0—1000	0—1000	0—1000	0—1000	0—1000

Название рынка	Покупатель			Продавец		
	Поставка «на день вперед»	Поставка «на месяц вперед»	Форвард — квартал, полугодие, год	Поставка «на день вперед»	Поставка «на месяц вперед»	Форвард — квартал, полугодие, год
Словакия-ОТС	0—1000	1000—2000	1000—2000	1000—2000	1000—2000	2000—3000
Польша-VPGZ	2000—3000	2000—3000	3000—4000	4000—5000	4000—5000	5000—6000
Словения-PVB	0—1000	1000—2000	1000—2000	1000—2000	1000—2000	1000—2000
Дания-GPN	2000—3000	1000—2000	н/д	1000—2000	1000—2000	н/д
Венгрия-MGP	2000—3000	4000—5000	5000—6000	2000—3000	5000—6000	5000—6000
Люксембург-GET	1000—2000	н/д	н/д	2000—3000	н/д	н/д

Таблица 11. Критерии жизнеспособности рынка для европейских хабов — рыночная доля в торговых объемах трех крупнейших участников рынка (CR3) в 2015 г., % [1]

Название рынка	Покупатель			Продавец		
	Поставка «на день вперед»	Поставка «на месяц вперед»	Форвард — квартал, полугодие, год	Поставка «на день вперед»	Поставка «на месяц вперед»	Форвард — квартал, полугодие, год
Критерий ЦМГР	≤ 40					
Австрия-VTP	30—40	30—40	20—30	40—50	30—40	20—30
Бельгия-ZEE	50—60	30—40	40—50	60—70	40—50	40—50
Бельгия-ZTP	50—60	60—70	н/д	70—80	70—80	н/д
Чехия-VOB	30—40	30—40	60—70	30—40	40—50	70—80
Германия-GPL	20—30	20—30	20—30	20—30	30—40	40—50
Германия-NCG	30—40	20—30	20—30	30—40	20—30	30—40
Франция-PEG NORD	40—50	40—50	40—50	40—50	50—60	40—50
Франция-TSR	30—40	30—40	40—50	30—40	40—50	40—50
Италия-PSV	30—40	30—40	40—50	30—40	40—50	70—80
Нидерланды-TTF	20—30	20—30	20—30	20—30	20—30	20—30
Великобритания-NBP	30—40	30—40	40—50	30—40	40—50	40—50
Словакия-ОТС	40—50	50—60	60—70	40—50	40—50	50—60
Польша-VPGZ	80—90	70—80	70—80	70—80	90—100	90—100
Словения-АОС	н/д	30—40	30—40	н/д	30—40	40—50
Дания-GPN	60—70	70—80	н/д	60—70	70—80	н/д
Венгрия-MGP	70—80	50—60	90—100	60—70	90—100	н/д
Люксембург-GET	60—70	н/д	н/д	60—70	н/д	н/д
Румыния-ОРСО_BRМ	н/д	50—60	70—80	н/д	60—70	90—100

Таблица 12. Критерии жизнеспособности рынка для европейских хабов — рыночная доля в торговых объемах трех крупнейших участников рынка (CR3) в 2016 г., % [1]

Название рынка	Покупатель			Продавец		
	Поставка «на день вперед»	Поставка «на месяц вперед»	Форвард — квартал, полугодие, год	Поставка «на день вперед»	Поставка «на месяц вперед»	Форвард — квартал, полугодие, год
Критерий ЦМГР	≤ 40					
Австрия-VTP	20—30	20—30	20—30	40—50	30—40	20—30
Бельгия-ZEE	30—40	30—40	30—40	40—50	30—40	30—40
Бельгия-ZTP	40—50	40—50	60—70	50—60	60—70	70—80
Чехия-VOB	30—40	30—40	40—50	30—40	30—40	50—60
Германия-GPL	20—30	20—30	30—40	20—30	30—40	40—50
Германия-NCG	30—40	30—40	50—60	30—40	40—50	50—60
Франция-PEG NORD	30—40	30—40	40—50	40—50	50—60	40—50
Франция-TSR	30—40	30—40	40—50	30—40	40—50	40—50
Италия-PSV	50—60	40—50	30—40	50—60	50—60	40—50
Нидерланды-TTF	20—30	20—30	20—30	20—30	20—30	20—30
Великобритания-NBP	20—30	10—20	20—30	20—30	10—20	20—30
Словакия-OTC	40—50	40—50	50—60	50—60	40—50	70—80
Польша-VPGZ	70—80	70—80	80—90	80—90	80—90	90—100
Словения-PVB	50—60	40—50	40—50	60—70	50—60	40—50
Дания-GPN	70—80	60—70	н/д	60—70	60—70	н/д
Венгрия-MGP	70—80	90—100	90—100	50—60	90—100	90—100
Люксембург-GET	60—70	н/д	н/д	70—80	н/д	н/д

Краткосрочная торговля природным газом в США

Газовый рынок США является самым высоколиквидным и зрелым в мире, где доминирует рыночная модель с беспрецедентно высоким уровнем конкуренции между частными компаниями по всем звеньям производственной газовой цепочки. При наличии на рынке крупных игроков основную его долю занимает огромное количество мелких и средних компаний, имеющих свободный доступ к очень развитой газовой инфраструктуре этой страны.

Ценообразование на американском рынке полностью базируется на конкурентных механизмах и развитии краткосрочной торговли с самым высоким в мире уровнем ликвидности. В стране действует более 100 газовых хабов в различных рыночных зонах, где цены определяются в качестве дифференциала с национальным бенчмарком — газовым узлом Henry Hub (штат Луизиана). Для снижения рисков, связанных с волатильностью цен и краткосрочным характером рынка, в США

широко применяется практика хеджирования и использования широкого набора финансовых инструментов. Глубокий и высокоразвитый финансовый рынок является важным элементом модели рынка газа в США, аналогов которому пока нет в других регионах.

В целях определения рыночной цены в США на основе баланса спроса и предложения природный газ торгуется по всей стране на рыночных хабах (узлах), которые находятся на пересечении крупных трубопроводных систем, и на биржах. Основными биржевыми площадками являются Нью-Йоркская товарная биржа NYMEX и Intercontinental Exchange (ICE). Крупнейшим хабом, исторически и вследствие стратегического расположения в центре производственных районов на побережье Мексиканского залива и пересечений сети трубопроводов на Восточном побережье и Среднем Западе, является Henry Hub.

Развивая рыночные инструменты на базе краткосрочных реальных торгов с физической поставкой газа, Нью-Йоркская товарная биржа (NYMEX) в 1990 г. создала газовый фьючерсный контракт «газ» с привязкой к котировкам Henry Hub, который широко используется в качестве базовой цены (бенчмарка) на природный газ в США.

На фоне роста внутренней добычи газа в США в последние годы, при отсутствии до недавнего времени возможности выхода американского газа за пределы изолированного рынка Северной Америки, котировки Henry Hub стабильно держатся на самом низком уровне относительно других крупных мировых торговых площадок. Так, начиная с середины 2008 г. всего за год цены газа Henry Hub сократились практически втрое с 450 до 150 долл/тыс. куб. м, обеспечив тем самым значительный разрыв с базовыми ценами газа в Европе, а особенно в АТР (рис. 9).

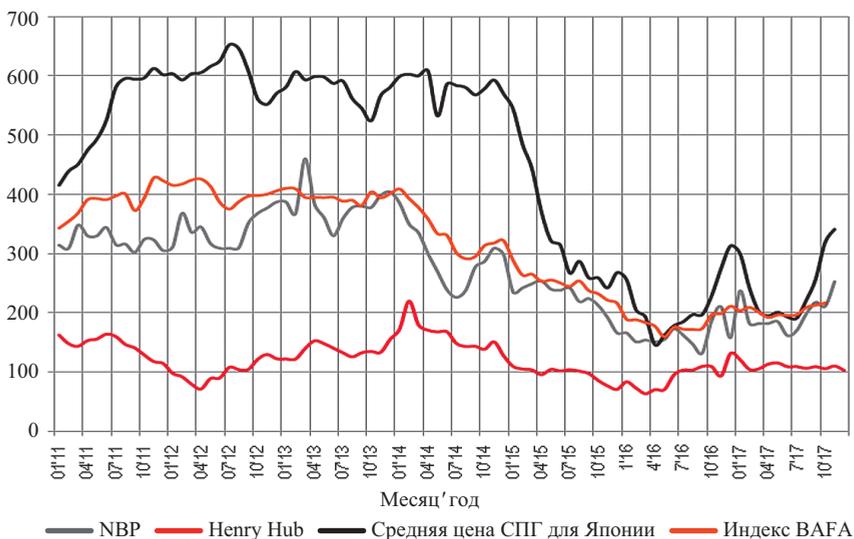


Рис. 9. Цена газа на Henry Hub в 2011—2017 гг. в сравнении с другими маркерными ценами, долл/тыс. куб. м [4, 8, 10, 11]

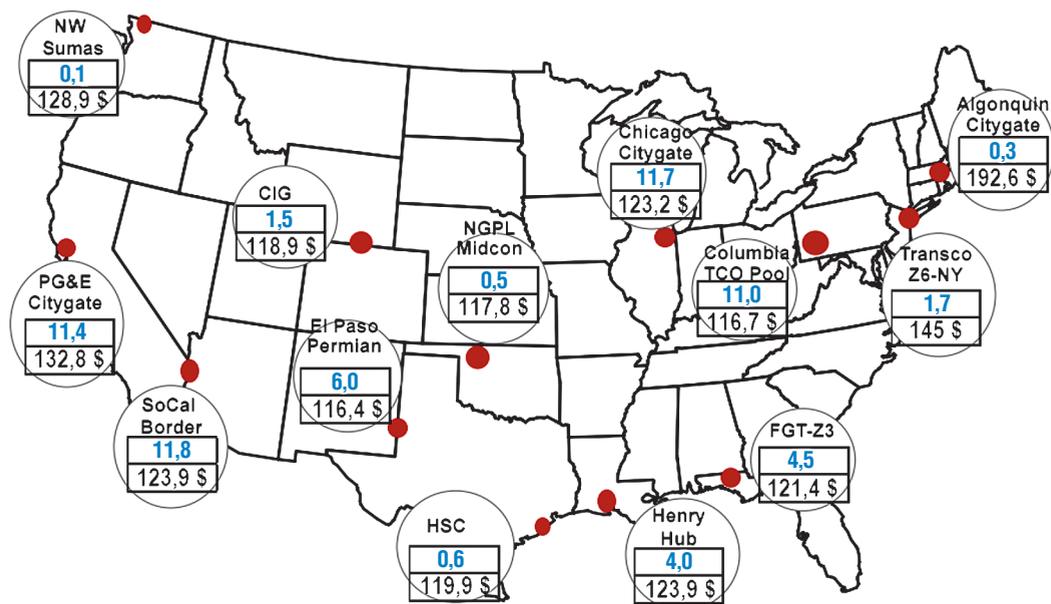


Рис. 10. Среднемесячные объемы газа, торгуемые на хабах США (синим цветом — млн куб. м) и среднемесячные цены на газ (черным цветом — долл/тыс. куб. м) в январе 2017 г. [6]

Такой ценовой тренд оказался долговременным. Средняя цена в 2016 г. составила 90 долл/тыс. куб. м, что стало самым низким уровнем с 1998 г. В 2017 г. цены природного газа в США превысили 100 долл/тыс. куб. м, составив в среднем 107 долл/тыс. куб. м, что все равно почти в 2 раза ниже общеевропейского уровня и почти в 3 раза ниже цен газа в АТР.

По данным Федеральной комиссии по регулированию энергетики среднемесячный объем газа, торгуемый на хабах США, в январе 2017 г. составил 65,2 млн куб. м, а среднемесячные цены составили 129,3 долл/тыс. куб. м, однако разброс цен достаточно велик — от 116,7 долл/тыс. куб. м на хабе Columbia TCO Pool до 192,6 долл/тыс. куб. м на хабе Algonquin Citygate (рис. 10). Для сравнения, по данным комиссии за ноябрь 2016 г. среднемесячные объемы торгуемого газа составляли 66,9 млн куб. м, средняя цена — 92,2 долл/тыс. куб. м, а разброс цен оказался в коридоре от 45,1 долл/тыс. куб. м на хабе Transco Z6-NY до 114,2 долл/тыс. куб. м на хабе PG&E Citygate.

В заключение следует отметить, что в Европе сформирована основа для краткосрочной торговли газом, но высокую ликвидность пока демонстрируют площадки только в западной части региона. В США создан высоколиквидный рынок, а сложившаяся ситуация с началом экспорта открыла широкую дискуссию о перспективах ценовой привязки поставок к котировкам Henry Hub за пределами Соединенных Штатов. Такая трансформация может оказать серьезное влияние на текущую практику ценообразования в других регионах мира.

Список литературы

1. **ACER's** annual report on its activities under REMIT in 2015. 7 Oct. 2016.
2. **ACER/CEER** Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Gas Markets in 2016. Oct. 2017.
3. **ACER** «European Gas Target Model — Review and Update». URL: <http://www.acer.europa.eu/Events/Presentation-of-ACER-Gas-Target-Model-/default.aspx> (дата обращения 27.04.2017).
4. **Energy** Information Administration Data. Natural gas spot and future prices. URL: https://www.eia.gov/dnav/ng/ng_pri_fut_s1_d.htm (дата обращения 27.04.2018).
5. **ENTSOG** European Natural Gas Network 2017. July 2017. URL: https://www.entsog.eu/public/uploads/files/publications/Maps/2017/ENTSOG_CAP_2017_A0_1189x841_FULL_064.pdf (дата обращения 27.04.2018).
6. **FERC** Natural Gas Market National Overview. URL: <https://www.ferc.gov/market-oversight/mkt-gas/overview/archives.asp> (дата обращения 27.04.2018).
7. **Gasunie** Transport Service Monthly Gas Volumes at the Dutch TTF. URL: <https://www.gasunie-transportservices.nl/en/about-gts/publications> (дата обращения 27.04.2018).
8. **ICE** Trade, UK Natural Gas. URL: <https://www.theice.com/products/:UK%20NATURAL%20GAS> (дата обращения 27.04.2018).
9. **International** Gas Union Wholesale Gas Price Survey. Ред. 2016 г.
10. **METI** Spot LNG price statistic. URL: <http://www.meti.go.jp/english/statistics/sho/slng/index.html> (дата обращения 27.04.2018).
11. **Ofgem** Data Portal. URL: <https://www.ofgem.gov.uk/data-portal/overview> (дата обращения 27.04.2018).
12. **Trayport** Market Dynamics Reports. URL: <https://www.trayport.com/uk/markets2/market-dynamics-report> (дата обращения 27.04.2018).

10. МИРОВОЙ УГОЛЬНЫЙ РЫНОК

Яковлева Д.Д., инженер

В статье рассматриваются основные тенденции развития угольных рынков крупнейших стран — производителей и потребителей угля на временном горизонте до 2025 г. На основе ретроспективных данных и проведенных расчетов были сделаны выводы о трансформации в секторах добычи и потребления этого энергоресурса. Также рассматриваются структура и направления международной торговли углем и цены на протяжении прогнозного периода. По результатам анализа и модельных расчетов сделан вывод о возрастающей чувствительности угольной отрасли по отношению к ужесточению экологических норм в странах мира.

..... Ключевые слова:

угольная отрасль, добыча угля, спрос на уголь, прогноз.

Потребление угля

На протяжении многих десятилетий уголь является ключевым источником энергообеспечения ряда стран. Несмотря на то что темпы роста спроса на этот энергоресурс в целом по миру замедляются на фоне растущей экологической ответственности, уголь остается одним из наиболее востребованных и сравнительно дешевых источников энергоснабжения. В общем объеме мирового потребления энергоресурсов доля угля возрастала с 1999 до 2011 г., когда она составила 29 %, а затем сократилась до 28 % к 2015 г. Ключевыми потребителями угля на текущем этапе являются развивающиеся страны Азии, такие как Китай, доля которого в мировом угольном потреблении стремительно выросла с 28,9 % в 2000 г. до 51,9 % в 2015 г., Индия (рост с 6,3 % в 2000 г. до 9,9 % в 2015 г. от общемирового объема потребления угля), а также сокращающие собственное потребление США (с 23,1 % в 2000 г. до 9,8 % в 2015 г.) и ЮАР (с 3,9 % в 2000 г. до 2,5 % в 2015 г.).

Сегодня угольный рынок находится в переломном моменте своего развития, когда, вслед за странами ОЭСР, к пику спроса на уголь подошел и крупнейший его потребитель — Китай. Но относительно того, каким будет этот пик и как скоро страна перейдет к устойчивому снижению, мнения расходятся. Широкий разброс оценок и по другим развивающимся странам Азии; в частности, стоит вопрос: в какой мере они смогут выступить следующим драйвером роста спроса на уголь?

В Китае, являющемся крупнейшим потребителем угля, спрос на этот энергоресурс увеличивался в 2000—2013 гг. со среднегодовым темпом роста 8,6 %, а затем начал сокращаться, уменьшившись в 2016 г. до уровня 1,96 млрд т н. э., что почти на 3 % ниже по отношению к 2013 г., когда объемы потребления составили 2 млрд т н. э. Тем не менее, ситуация в экономике и энергетике страны не позволяет говорить о переходе на устойчивый понижающий тренд потребления угля. Согласно Национальным планам [1—3] потребности растущей экономики в энергоресурсах всё более будут обеспечиваться за счет газа и ВИЭ, но в основе энергообеспечения будет оставаться уголь. Согласно расчетам ИНЭИ РАН, в прогнозном периоде первичный спрос на уголь в Китае будет незначительно расти в 2017—2025 гг. со среднегодовыми темпами на уровне 0,5 %, что в 17 раз ниже, чем в период 2000—2013 гг., поэтому можно говорить о постепенном переходе к периоду стагнации в потреблении угля.

В Индии, напротив, спрос на уголь быстро увеличивается, что обусловлено стремительным экономическим ростом, ростом потребности страны в электроэнергии и ограниченными возможностями использования других энергоресурсов. Так, в 2015 г. Индия обогнала США, став вторым по величине потребителем угля с объемами 379 млн т н. э., и продолжает их наращивать. Ожидается, что объемы потребления здесь увеличатся в 1,6 раза (на 60 %) к 2025 г. относительно уровня 2015 г. В соответствии с 12-м пятилетним энергетическим планом Индии [4], правительство предполагает, что доля угля в энергобалансе будет увеличиваться как минимум до 2022 г. В представленном в 2017 г. проекте Национальной энергетической политики [6] предполагается, что доля угля в первичном энергопотреблении стабилизируется на уровне 2016 г., а доля угля в электрогенерации будет возрастать вплоть до 2040 г.

Также среди крупных азиатских потребителей следует выделить Индонезию, которая одновременно с ростом экономики наращивает объемы потребления угля, здесь ожидается увеличение спроса на 19 % к 2025 г. Совокупная доля всех развивающихся стран Азии в глобальном потреблении в соответствии с расчетами ИНЭИ РАН, проведенными на модельном комплексе SCANNER [5], может увеличиться с 66 % в 2015 г. до 72 % к 2025 г. (рис. 1).

В Северной Америке почти весь первичный спрос на уголь приходится на США, где с 2005 г. происходит постепенное снижение его потребления за счет роста объемов потребляемого газа. Ожидается, что к 2025 г. объем потребления угля в этом регионе сократится до 337 с 374 млн т н. э. в 2015 г., что составит 8 % общемирового объема потребления. В целом, доля потребления прочими странами, кроме США, Китая и Индии, составляла менее 30 % в 2016 г. и будет колебаться в пределах 26—28 % к 2025 г. В абсолютных значениях потребление угля в этих странах в 2016 г. составило 1069 млн т н. э., а к 2025 г. сократится до 1058 млн т н. э.

Потребление угля в секторе электроэнергетики в прогнозном периоде увеличится с 58 % в 2016 г. до 60 % к 2025 г. от общего мирового потребления угля. При этом доля генерации на угле сократится с 39 % в 2016 г. до 36 % в 2025 г. В США объем угольной генерации начал сокращаться в основном благодаря низкой стоимости природного газа с 53 % в 2005 г. до 31 % в 2016 г., к 2025 г. этот показатель

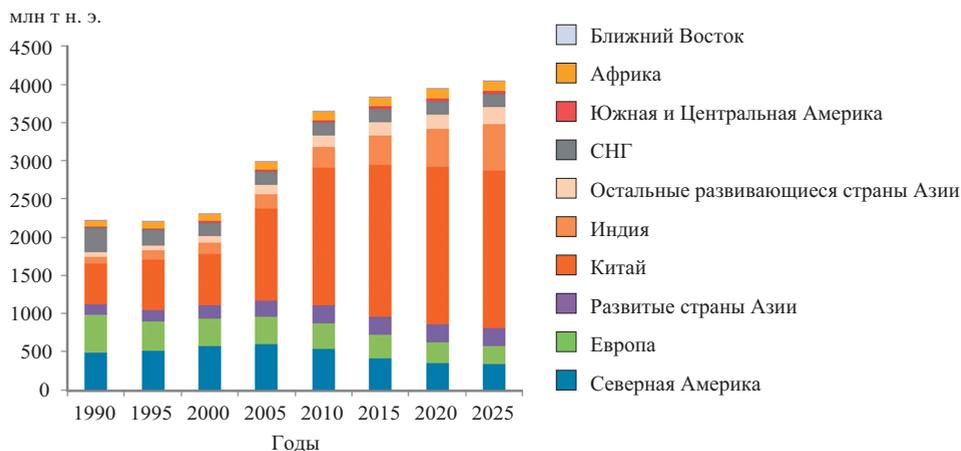


Рис. 1. Прогноз потребления угля по регионам и некоторым странам мира в 1990—2025 гг., млн т н. э. [7, расчеты ИНЭИ РАН]

составит около 25 %. В Китае, согласно пятилетнему плану, доля угля, потребляемого в электроэнергетике, сократится до 58 % к 2020 г. с фактических 70 % в 2015 г. Но, как показывают расчеты, практическая реализация этой задачи ограничена возможностями замещения таких объемов спроса за счет других источников. Например, для замещения такого объема угольных генерирующих мощностей необходимо увеличить мощности газовой генерации почти в 5 раз, а солнечной и ветряной более чем в 3 раза всего за 5 лет. Поэтому представленные расчеты отражают сокращение доли угольной генерации в балансе, но более медленными темпами. Также в пятилетнем плане предусмотрено заморозить и отменить часть новых проектов угольных электростанций общей мощностью 150 ГВт. Значительную выработку на угольных электростанциях показывает Индия, однако за прогнозный десятилетний период ожидается небольшое ее падение на 2 % — до 74 % общего производства электроэнергии в стране, так как конкуренцию углю составят другие источники, включая солнечную энергию, стоимость которой быстро снижается. В Индонезии складывается похожая ситуация: за период 2016—2025 гг. доля угля сокращается с 54 до 41 % в связи с конкуренцией со стороны газа, а также роста выработки электроэнергии на возобновляемых источниках энергии.

Европейские страны в целом будут показывать устойчивое снижение потребления угля в электроэнергетике с 23 % в 2016 г. до 19 % к 2025 г. В Германии и Польше, которые являются основными потребителями угля в секторе электроэнергетики ЕС, его доля сократится с 43 и 80 % в 2016 г. соответственно до 37 и 74 % в 2025 г. (рис. 2).

На перспективы потребления угля во многих странах мира большое влияние будет оказывать успешность реализации политики по сокращению выбросов CO_2 и решения по изменению структуры энергобаланса, что мы четко видим на примере Великобритании. Несмотря на активизацию политики по сокращению выбросов вредных веществ в ряде крупных стран мира, действенные рыночные инструменты в этом

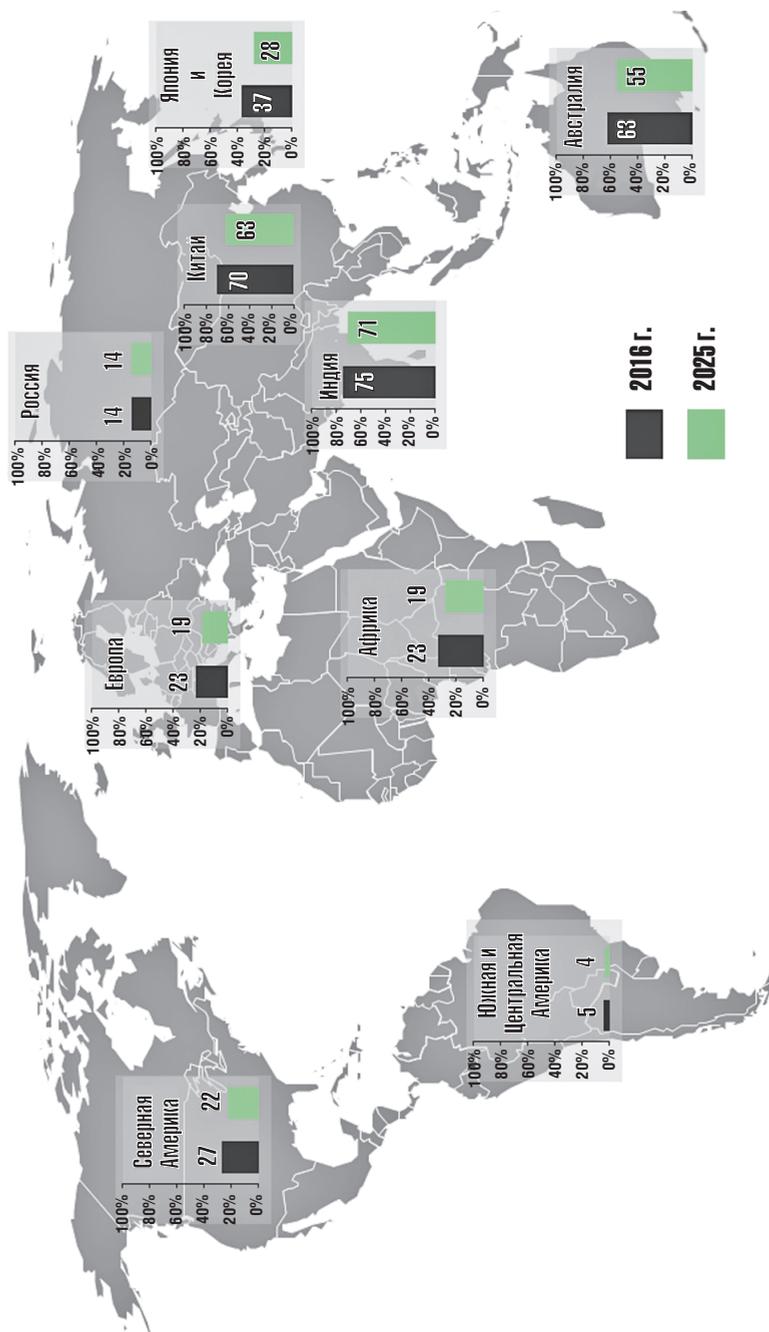


Рис. 2. Доля угля в электроэнергетике основных стран и регионов-потребителей в 2016 и 2025 гг., % [7, расчеты ИНЭИ РАН]

направлении пока не заработали. Функционирующие в Европе и некоторых других регионах биржи по торговле квотами на выбросы вредных веществ не оказывают существенного влияния на предпочтения потребителей, которые продолжают потреблять уголь, руководствуясь соображениями цены. Единственным регионом, где можно ожидать эффективного внедрения платы за выбросы вредных веществ, может стать Китай в силу крайне тяжелой экологической обстановки. В стране уже приняты решения по запуску национальной системы торговли квотами на выброс CO_2 .

Производство угля

Основные объемы производства угля сосредоточены в семи странах, на которые в 2016 г. приходилось 88,9 % всей мировой добычи. Доля добычи Китая составила 47,7 % (1759 млн т н. э.), США — 9,6 % (355 млн т н. э., что на 2,6 % меньше, чем в 2014 г.), Австралии — 8 % (294 млн т н. э.), Индии — 7,4 % (273 млн т н. э.), Индонезии — 6,7 % (247 млн т н. э.), России — 5,6 % (208 млн т н. э.), ЮАР — 3,9 % (145 млн т н. э.) [7].

Добыча угля в Китае будет расти до 2025 г. на 4 % по отношению к уровню 2016 г., когда объем добычи составил 1759 млн т н. э. Однако показатели добычи в 2016 г. были существенно ниже показателей 2011—2015 гг., и в сравнении с показателями 2015 г. добыча угля в Китае будет сокращаться в соответствии с объявленными в 13-м пятилетнем энергетическом плане Китая целями по выводу старых и неэффективных добычных мощностей, а также в связи со снижением доли электрогенерации на угле. Добыча угля в странах Европы к 2025 г. снизится на 13,8 % (до 134,1 млн т н. э.), что обусловлено как политикой государств, направленной на сокращение доли угля в топливно-энергетическом балансе, так и растущей стоимостью его добычи (рис. 3).

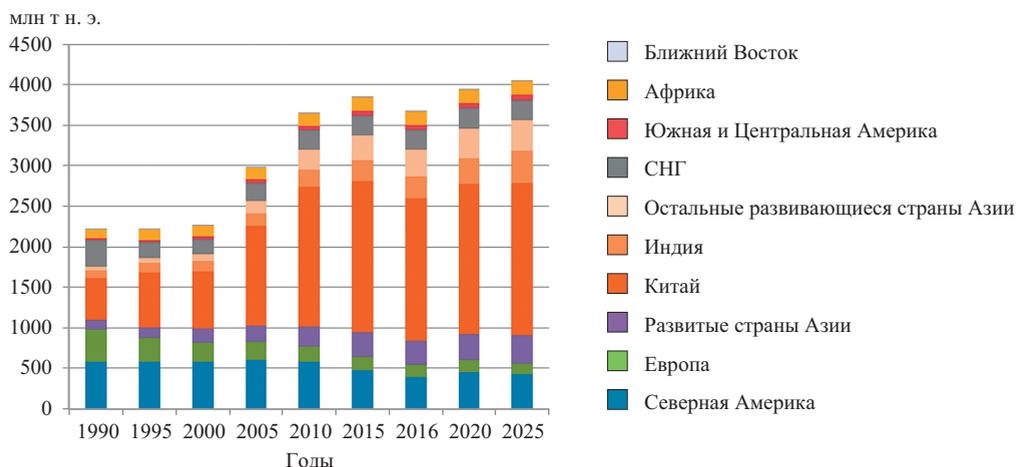


Рис. 3. Прогноз добычи угля по регионам мира и крупнейшим странам-производителям в 1990—2025 гг., млн т н. э. [7, расчеты ИНЭИ РАН]

Индонезийское правительство объявило о планах по ограничению добычи угля в краткосрочном периоде до 2019 г. до 280 млн т н. э. (400 млн т) [4].

Политика Индии направлена на повышение энергобезопасности и снижение импортозависимости, поэтому в прогнозном периоде собственная добыча будет увеличиваться. Для решения проблемы нехватки угля и расширения собственной добычи в 2015 г. Индия объявила о планах по достижению уровня добычи угля 1050 млн т н. э. (1,5 млрд т) к 2020 г., что более чем в 3,5 раза превышает уровень 2015 г. [8]. Для выполнения этой цели правительство намеревается повысить эффективность сектора и снизить нормативные барьеры. Однако возможности реализации столь амбициозной задачи в сжатые сроки ограничены в связи с потребностью в подготовленных трудовых ресурсах, очень крупными финансовыми вложениями и удаленностью угольных месторождений от крупных рынков сбыта на юге и западе Индии.

В США добыча угля будет увеличиваться в период до 2020 г. в связи с увеличением экспортных объемов и растущим мировым спросом, а затем начнет сокращаться до 2025 г. При этом в 2016 г. многие из угледобывающих компаний США были на грани банкротства. Поддержку отрасли могут оказать действия администрации Д. Трампа, которая намерена смягчить экологическую политику и снять мораторий на выдачу лицензий по добыче угля, введенный Б. Обамой.

В ЮАР многие угольные шахты подходят к выводу из эксплуатации, для увеличения добычи в этой стране необходимо расширять добычу на отдаленных месторождениях.

В России ограничением для экспорта служат большие расстояния и высокая стоимость транспортировки угля железнодорожным транспортом. Но снижение курса рубля с 2014 г. в условиях низкой зависимости угольной отрасли от импортного оборудования [9] привело к повышению конкурентоспособности российских поставок на внешних рынках.

В структуре мировой добычи угля по-прежнему будет преобладать энергетический уголь, в то время как коксующийся уголь для металлургии занимает меньшую, но всё же значительную долю в добыче Китая и Австралии, а также России. При этом структура добычи коксующегося угля в прогнозном периоде несколько изменится по составу участников. Мозамбик, начавший добычу такого угля лишь в 2011 г. (0,185 млн т н. э.), достиг в 2016 г. уже 3,5 млн т н. э. и будет наращивать добычу коксующегося угля, ориентируясь в основном на быстрорастущих производителей в металлургической промышленности, в силу чего можно ожидать пятикратного увеличения добычи в этой стране.

Структура, направления торговли и цены

Объем международной торговли углем в 2016 г. составил 735 млн т н. э., из которых более 70 % составлял энергетический уголь. Основные экспортные потоки были направлены в развитые страны Европы: Германию, Нидерланды, Италию, Испанию и Францию, а также страны АТР, на которые пришлось более 68 % всей морской торговли углем: Японию, Южную Корею, Индию. В числе импортеров были также Китай и прочие развивающиеся страны Азии. Ключевыми экспортерами, обеспе-

чившими в 2016 г. 55,5 % всех поставок (более 450 млн т н. э.), являются Австралия и Индонезия. Также Австралия обеспечивает 55 % поставок коксующегося угля (370 млн т н. э.).

В прогнозном периоде в связи со снижением спроса на энергетический уголь сократится его импорт в ОЭСР: страны Европы, Японию и Южную Корею. Импорт продолжает играть важную балансирующую роль в реструктуризации угольной промышленности Китая, который в 2016 г. был крупнейшим импортером угля в мире (рост импорта составил 24 % в 2016 г. по отношению к 2015 г.), занимая долю 18 % (143 млн т н. э.) от мирового импорта, так как объемы собственной добычи, как ожидается, будут снижаться быстрее, чем снижение темпов роста спроса на уголь. Если предположительное снижение добычи в 2017—2025 гг. будет осуществляться со среднегодовым темпом 0,2 %, то спрос на уголь в Китае будет расти со среднегодовым темпом 0,6 %. Сокращение импорта угля развитыми странами компенсируется его ростом в других частях мира, в частности в Юго-Восточной Азии. В Индии ожидается, что импорт, который несколько сокращался в 2015—2016 гг., снова начнет расти. Доля импортного коксующегося угля составляет более 49 % общего потребления Индии начиная с 2005 г. — страна не может удовлетворить потребности металлургической промышленности, развивающейся быстрыми темпами. В 2016 г. доля импортного коксующегося угля составила 52,7 %. Доля в импорте энергетического угля росла практически непрерывно вплоть до 2014 г., когда она составила 29,7 %, а затем снизилась до 24,7 % в 2016 г. В соответствии с 12-м пятилетним энергетическим планом Индии правительство предполагает рост импорта угля до конца рассматриваемого периода.

Крупнейшими импортерами на протяжении прогнозируемого периода будут Китай и Индия, при этом Китай будет сокращать объемы импортируемого угля до 202 млн т н. э. в 2020 г. и 193 млн т н. э. в 2025 г. А Индия, наоборот, увеличит объемы импорта до 181 млн т н. э. в 2020 г. и 199 млн т н. э. в 2025 г. (см. таблицу).

**Прогноз объемов межрегиональной торговли углем в 2020 и 2025 гг., млн т н. э.
[расчеты ИНЭИ РАН]**

Страны	Год			
	2015	2016	2020	2025
Северная Америка	64	18	93	85
Европа	-145	-137	-118	-106
Развитые страны Азии	59	50	93	122
Китай	-121	-215	-202	-193
Индия	-115	-139	-181	-199
Остальные страны развивающейся Азии	138	153	170	160
СНГ	63	69	75	66
Южная и Центральная Америка	28	29	31	29
Африка	48	44	47	44
Ближний Восток	-9	-8	-8	-8

Рост импорта также отмечается у быстро растущих и чувствительных к цене угля экономик, таких как Вьетнам, Филиппины, Малайзия, Таиланд и Пакистан, которые все чаще обращаются к международному рынку угля для удовлетворения своих энергетических потребностей.

Европейские импортные поставки на горизонте до 2025 г. будут также сокращаться соответственно снижению спроса на уголь. Развитые страны Азии, в основном Австралия, будут увеличивать экспортные объемы до 93 и 122 млн т н. э. в 2020 и 2025 прогнозных годах.

В прогнозном периоде ожидается рост экспорта в Северной Америке — до 93 млн т н. э. в 2020 г., однако затем объемы сократятся и составят 85 млн т н. э. в 2025 г., что будет обусловлено снижением спроса на мировом рынке и внутренней политикой в отношении угольной отрасли. В частности, учтены планы администрации Д. Трампа по созданию более благоприятных условий для угольной отрасли и отмене введенных предыдущим президентом ограничений.

В Африканском регионе добыча в ЮАР, основной стране-экспортере, будет сокращаться по мере истощения месторождений, что повлечет за собой уменьшение экспортных объемов. Небольшой рост экспорта предполагается в странах Южной и Центральной Америки — до 31 млн т н. э. в 2020 г., однако затем в 2025 г. ожидается снижение до уровня 2016 г.

Рыночные цены на уголь, балансируя спрос и предложение, резко упали в период между 2012 и 2016 гг., что заставило крупных экспортеров энергетического угля значительно сокращать свои затраты. С начала 2016 г. цены на уголь стали увеличиваться, одновременно повышая рентабельность угледобычи (рис. 4).

В 2017 г. цены угля на всех мировых рынках отчасти восстановились, чему способствовали снижение внутренней добычи и рост импорта в Китае. Самой низкой на крупных торговых площадках была цена угля в США, Central Appalachian

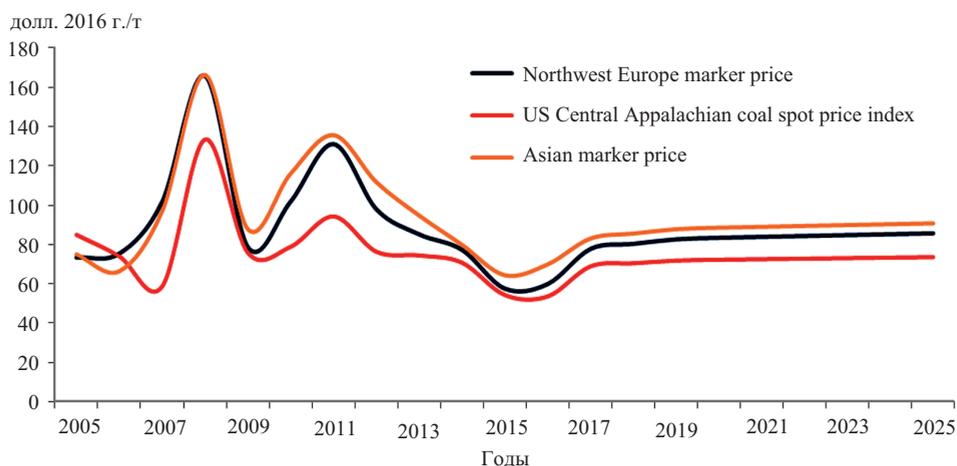


Рис. 4. Прогноз цен на уголь, долл. 2016 г./т [7, расчеты ИНЭИ РАН]

(CAPP), которая составила 68,9 долл/т. Производители угля, электроэнергетические компании, неэнергетические промышленные потребители и другие участники рынка используют спотовые цены CAPP в качестве бенчмарка как для физических, так и для финансовых операций по краткосрочным и долгосрочным контрактам. В 2017 г. среднегодовая цена CAPP выросла по отношению к 2016 г. на 28 %. Европейские цены на уголь показали рост почти 30 % по отношению к предыдущему году, а темп роста цен на азиатских рынках, чей уровень традиционно выше прочих регионов, оказался ниже Европы и США, составив в 2017 г. 18,8 % по отношению к 2016 г.

В рассматриваемой перспективе цены во всех регионах покажут небольшой рост к уровню 2017 г. Цена на американском рынке Central Appalachian, как ожидается, увеличится на 6,8 %. Цены европейского угля покажут увеличение — до 10,2 % в период с 2017 по 2025 г., а наиболее высокие цены азиатского рынка предполагают рост на 9,3 % до 2025 г.

Заключение

На базе проведенного анализа и модельных расчетов ИНЭИ РАН можно сделать следующие выводы: потребление угля в целом по миру до 2025 г. не будет сокращаться, главным образом, за счет увеличения спроса в Индии и других развивающихся странах Азии, кроме Китая, где первичное потребление угля не будет расти на протяжении всего прогнозного периода. Использование угля в странах ОЭСР, напротив, будет снижаться. Основными причинами этого являются прохождение пиков энергопотребления в части стран и национальные планы по декарбонизации экономик, которые направлены на сокращение использования угля, прежде всего в секторе электроэнергетики. Крупнейшими производителями останутся США, Австралия, Китай, Индия и Индонезия. Угольный рынок продолжит расширяться на протяжении всего прогнозного периода, объемы мировой торговли вырастут в 1,5 раза, а объем спроса увеличится на 7 % при сдержанном росте цен. Уголь по-прежнему останется одной из важнейших составляющих топливно-энергетического баланса, обеспечивая примерно четверть энергопотребления к 2025 г.

В целом ситуация на угольном рынке характеризуется высокой неопределенностью, что связано с зависимостью торговли в основном от двух ключевых игроков — Китая и Индии, оценки перспектив внутренних рынков которых сильно расходятся.

Список литературы

1. **China** 13th FYP development plan for energy. URL: <http://zfxgk.ndrc.gov.cn/PublicItemView.aspx?ItemID=%7b37da2348-77b7-4e6f-a51b-99f4fc955f22%7d> (дата обращения 26.04.2018).
2. **China** 13th Five Year development plan for the coal industry). URL: <http://zfxgk.ndrc.gov.cn/PublicItemView.aspx?ItemID={3fed4c6c-c3a9-4362-af15-20d723a1ff19}> (дата обращения 26.04.2018).

3. **China** 13th Renewable Energy Development Five Year Plan (2016—2020). URL: https://www.iea.org/media/pams/china/IEA_PAMS_China_China13thRenewableEnergyDevelopmentFiveYearPlan20162020.pdf (дата обращения 26.04.2018).
4. **Национальный** план развития 2015—2019 (RENCANA PEMBANGUNAN JANGKA MENENGAH NASIONAL 2015-2019). URL: <http://www.social-protection.org/gimi/gess/ResourcePDF.action?ressource.ressourceId=50077> (дата обращения 26.04.2018).
5. **Эволюция** мировых энергетических рынков и ее последствия для России / под ред. А.А. Макарова, Л.М. Григорьева, Т.А. Митровой. М.: ИНЭИ РАН—АЦ при Правительстве РФ, 2015. 400 с. ISBN 978-5-91438-019-6. URL: <https://www.eriras.ru/files/evolyutsiya-mirovyh-energeticheskikh-rynkov-i-ee-posledstviya-dlya-rossii.pdf> (дата обращения: 26.04.2018).
6. **Draft** National Energy Policy, 2017 (Проект Национальной энергетической политики), National Institution for Transforming India. URL: http://niti.gov.in/writereaddata/files/new_initiatives/NEP-ID_27.06.2017.pdf (дата обращения 26.04.2018).
7. **IEA** World energy balances, 2017.
8. **Статья** Департамента энергетики США, India's coal industry in flux as government sets ambitious coal production targets, 25 августа 2015 г. URL: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=22652> (дата обращения 26.04.2018).
9. **Кулагин В.А., Грушевенко Д.А., Козина Е.О.** Эффективное импортозамещение // Энергетическая политика. 2015. № 1.

Научное издание

Под редакцией

А.А. Макарова, Т.А. Митровой и В.А. Кулагина

**НАПРАВЛЕНИЯ АДАПТАЦИИ МИРОВОЙ ЭНЕРГЕТИКИ
К НОВЫМ РЫНОЧНЫМ УСЛОВИЯМ**

Редактор *Е.Н. Севастьянова*

Обложка *А.Ю. Землеруб*

Корректор *Г.Ф. Раджабова*

Компьютерная верстка *Л.В. Софейчук*

Подписано в печать с оригинала-макета 22.11.18 Формат 70×100/16

Бумага офсетная. Гарнитура Таймс. Печать цифровая.

Усл. печ. л. 9,9

Отпечатано в АО «Т8 Издательские Технологии»,

Москва, Волгоградский пр-т, д. 42, к. 5