



ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА

6
ВЫПУСК
2016

— МОСКВА —

УВАЖАЕМЫЕ ЧИТАТЕЛИ!

Проблемы, тенденции и перспективы дальнейшего развития мировой энергетической системы, в том числе и российской, в свете происходящих на современном этапе геополитических и экономических трансформаций – ключевая тема очередного выпуска «Энергетической политики». Происходит формирование, по сути, многополярного энергетического мира современности, неотъемлемой частью которого является и Россия с ее богатыми энергетическими ресурсами и потенциалом. Поэтому нельзя не учитывать изменения, происходящие в геополитической картине мира и международном энергетическом сотрудничестве; основные направления энергетической политики Европейского союза, как главного потребителя российских энергоресурсов, в стратегических вопросах снижения энергозависимости; создание Энергетического союза ЕС и его последствия для России; ключевые драйверы, вызовы и неопределенности развития мировых рынков углеводородного сырья, в том числе и сланцевой добычи, и их влияние на российский ТЭК; опыт развития различных отраслей энергетического комплекса и формирования конкурентных рынков зарубежных стран и целый ряд других факторов и проблем.

Надеемся, что опубликованные в этом выпуске статьи ведущих российских специалистов будут полезны и интересны для наших читателей.

DEAR READERS!

The problems, trends and prospects of further global energy development including the Russian energy sector in light of current geopolitical and economic transformations – all this is the key topic of the new «Energy Policy» issue. In fact, we observe formation of a multi-polar energy world with Russia as an integral part with its rich energy resources and potential. Therefore, we cannot ignore changes in the geopolitical picture of the world and international energy cooperation; key energy policies of the European Union, a major consumer of Russian energy resources, regarding strategic problems of reducing energy dependence; European Energy Union formation and its consequences for Russia; key drivers, challenges and uncertainties in the development of global hydrocarbon fuel and shale production markets and their influence on the Russian fuel and energy complex; development of various energy industries and formation of competitive markets in foreign countries and a number of other issues and problems.

We hope that the articles by leading Russian experts published in this issue will be useful and interesting for our readers.



ОБЩЕСТВЕННО-ДЕЛОВОЙ, НАУЧНЫЙ ЖУРНАЛ

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА

Выпуск • 6 • 2016

Издается с 1995 года

Редакционная коллегия:

В.В. Бушуев – д.т.н., профессор, генеральный директор ИЭС, главный редактор
Н.И. Воронин – д.т.н. чл.-корр. РАН, директор ИСЭМ СО РАН, зам. главного редактора
А.М. Мастепанов – д.э.н., профессор, зам. директора ИПНГ РАН, зам. главного редактора
А.М. Белогорьев – отв. секретарь, зам. директора по энергетическому направлению, Фонд «Институт энергетики и финансов»
А.И. Громов – к.э.н., Фонд «Институт энергетики и финансов», директор по энергетическому направлению
А.Н. Дмитриевский – д.г.-м.н., академик РАН, директор ИПНГ РАН
В.А. Крюков – д.э.н., чл.-корр. РАН, зам. директора ИЭОПП СО РАН
Ю.Н. Кучеров – д.т.н., начальник департамента технического регулирования ОАО «СО ЕЭС»
А.А. Макаров – д.э.н., академик РАН, советник РАН
О.С. Попель – д.т.н., зам. директора ОИВТ РАН
В.В. Саенко – к.э.н., ИПП РАН
С.М. Сендеров – д.т.н., зам. директора ИСЭМ СО РАН
Ю.А. Станкевич – зам. председателя Комитета РСПП по энергетической политике и энергоэффективности
Ю.К. Шафраник – д.э.н., председатель Совета директоров ЗАО «МНК «СоюзНефтеГаз»

Учредители журнала «Энергетическая политика»: ЗАО «Глобализация и Устойчивое развитие», Институт энергетической стратегии», Институт систем энергетики им. Л.А. Меленцева СО РАН
 Издатель журнала ИЦ «Энергия»

Адрес редакции: 111116, Москва, ул. Лапина, д. 17а, оф. 408.
 Телефон ред.: (495) 229-42-41 (доб. 230)
 E-mail: ies2@umail.ru; krilosov@guies.ru
 Web-site: http://www.energystrategy.ru
 Выходит 6 раз в год
 Ведущий редактор С.И. Крылов
 Компьютерная верстка В.М. Щербаков
 Отпечатано в типографии Onebook
 Подписано в печать 26.12.2016
 Формат 60x84/8
 Бумага офсетная. Печать офсетная
 Усл. печ. л. 13,71. Уч. изд. л. 14,75
 Тираж 500 экз.
 Заказ № 29 (67/02-99) ИЭС № 369

© ЗАО «Глобализация и Устойчивое развитие. Институт энергетической стратегии», 2016
 Журнал «Энергетическая политика» входит в Перечень рецензируемых научных изданий ВАК.
 При перепечатке материалов ссылка на издание обязательна.



ПОБЕДИТЕЛЬ VII ВСЕРОССИЙСКОГО
 ЖУРНАЛИСТСКОГО КОНКУРСА
 «ЛУЧШАЯ ПУБЛИКАЦИЯ
 ПО ПРОБЛЕМАМ ТЭК РОССИИ 2001 года»

СОДЕРЖАНИЕ CONTENTS

МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА И ГЕОПОЛИТИКА: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

WORLD ENERGY AND GEOPOLITICS: PROBLEMS AND PROSPECTS

Ю.К. Шафраник. Многополярный энергетический мир современности: состояние и тенденции.....	3
Yu.K. Shafranik. Today's multipolar energy world: state and trends	
В.В. Бушуев, А.М. Мастепанов, В.В. Первухин. Перемены в энергетической картине мира в контексте международного сотрудничества.....	9
V.V. Bushuev, A.M. Mastepanov, V.V. Pervukhin. Changes in the energy picture of the world in the context of international cooperation	
А.А.Галкина, Д.А. Грушевенко, В.А. Кулагин, И.Ю. Миронова, Т.А. Митрова. Перспективы развития мировых рынков углеводородов в период до 2040 г. и их влияние на российский ТЭК.....	18
A.A. Galkina, D.A. Grushevenko, V.A. Kulagin, I.Yu. Mironova, T.A. Mitrova. Growth prospects for global oil and gas markets till 2040 and their influence on the russian FEC	
Т.А. Романова. Энергетический союз ЕС и его последствия для России.....	29
T.A. Romanova. EU energy union and its consequences for Russia	

В.И. Салыгин, И.А. Гулиев, Р.К. Мустафинов. Энергетическая политика ЕС в сферах инноваций и снижения энергозависимости.....	37
<i>V.I. Salygin, I.A. Guliev, R.K. Mustafinov.</i> Energy policy of the European Union in innovation and energy dependence reduction areas	
Ю.В. Черняховская, И.А. Гулиев. Атомная энергетика в контексте энергетической политики и практики Европы.....	45
<i>Yu.V. Chernyakhovskaya, I.A. Guliyeu.</i> Nuclear engineering against the background of European energy policy and practice	
А.И. Громов. Ключевые драйверы, вызовы и неопределенности развития мирового нефтяного рынка в ближайшей и среднесрочной перспективе.....	56
<i>A.I. Gromov.</i> Key drivers, challenges and uncertainties of global oil market development in the short and medium term	
Н.А. Иванов. Ресурсная неопределенность сланцевой добычи..	64
<i>N.A. Ivanov.</i> Resource uncertainty of shale production	
Е.В. Еришова. Изменения в международных СПГ-контрактах как отражение рыночной конъюнктуры.....	71
<i>E.V. Ershova.</i> Changes in international LNG contracts as reflection of market environment	
И.Ю. Золотова, В.С. Минкова, В.А. Карле. Методы регулирующего стимулирования в электросетевом комплексе: европейский опыт.....	76
<i>I.Yu. Zolotova, V.S. Minkova, V.A. Karle.</i> Incentive-based control methods in the power grid complex: european experience	
К.А. Корнеев, С.П. Попов. Формирование конкурентных электроэнергетических рынков в Японии и России: этапы и механизмы.....	86
<i>K.A. Korneeov, S.P. Popov.</i> Formation of competitive electricity markets in Japan and Russia: milestones and mechanisms	
Б. Бат-Эрдэнэ, С. Батмунх, Н.И. Воронай, В.А. Стенников. Некоторые вопросы стратегии развития электроэнергетики Монголии.....	95
<i>B. Bat-Erdene, S. Batmunkh, N.I. Voropay, V.A. Stennikov.</i> Some issues of energy sector development strategy in Mongolia	
Е.И. Ваксова, С.В. Подковальников, Д.А. Соловьев, В.В. Тиматков. Роль гидроэнергетических ресурсов России в перспективном развитии инфраструктурной сети и энергетических рынков Евразии.....	107
<i>E.I. Vaksova, S.V. Podkovalnikov, D.A. Solovjov, V.V. Timatkov.</i> The role of the Russian hydropower resources in the perspective development of the infrastructure network and energy markets of Eurasia	
Перечень статей, опубликованных в журнале «Энергетическая политика» в 2016 году.....	115

УДК 620.9+327 (100)

Ю.К. Шафраник¹

МНОГОПОЛЯРНЫЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ МИР СОВРЕМЕННОСТИ: СОСТОЯНИЕ И ТЕНДЕНЦИИ²

В статье рассматриваются характерные особенности взаимоотношений основных типов современных цивилизационных систем и их потенциальных возможностей, а также обусловленной ими энергетической геополитики. Проанализированы глобальные тенденции трансформации мировой энергетики в «электрический мир» будущего и изменения, происходящие в нефтегазовой отрасли. Рассматривается также проблема глобального потепления и парникового эффекта.

Ключевые слова: цивилизационные системы, «битва» за ресурсы, «электрический мир», глобальное потепление.

Современный мир, хотим мы этого или нет, – гораздо более сложная система, чем та, по образному выражению З. Бжезинского, – «великая шахматная доска», на которой черно-белыми фигурами играют на победу два претендента на мировую корону. Современный мир – многополюрен и включает как минимум четыре цивилизационные зоны: североатлантическую (американо-европейский альянс), североевразийскую

(Россия и страны Центральной Азии), юговосточную азиатскую (Китай и Индия) и мусульманский мир Южной Азии и Северной Африки, а также ряд зон смешанных цивилизаций, которые схематически показаны на рис. 1.³

Попытки глобализировать мир путем насаждения единых мультикультурных ценностей общечеловеческого (в западной интерпретации), единых форм государственного обустройства, единых



Рис. 1. Основные типы цивилизационных систем

¹ Юрий Константинович Шафраник – председатель Совета директоров ЗАО «МНК «СоюзНефтеГаз», председатель Совета Союза нефтегазопромышленников России, председатель Совета директоров Института энергетической стратегии, д.э.н., e-mail: referent@snggroup.com

² По материалам выступления в Институте Кеннана (США), 31 октября 2016 года.

³ Понятие «цивилизационная зона» в научном плане пока еще находится в стадии формирования и не устоялось. Поэтому в литературе, в том числе и в наших более ранних работах, можно встретить иное число цивилизационных зон, их иные границы (см., например, [2, 3]).

МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА И ГЕОПОЛИТИКА: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

правил ВТО и единого понимания перспектив социально-экономического развития явно не увенчались успехом. Игнорирование природно-географических, исторических, ментальных, экономических, гуманитарных и иных особенностей стран и народов, входящих в эти зоны, привело не к ожидаемому партнерству цивилизаций, а к их определенному и, к великому сожалению, обостряющемуся противостоянию.

Цивилизация (в историко-философском значении и с позиций энергии как основной движущей силы ее развития) есть историко-географическая и культурно-технологическая общность, характеризующаяся наличием и уровнем эффективного использования своего энергетического потенциала: природного (территориального, ресурсного и экологического), производственного, социально-экономического (в том числе приемлемостью форм общественного обустройства в интересах населения), человеческого капитала, исторического и ментального, включая собственные представления о качестве жизни и идеалах будущего. Этот потенциал сложился в процессе развития соответствующей цивилизации и определяет ее дальнейшие возможности.

Энергетика, как система жизнеобеспечения и жизнедеятельности общества, основана на использовании и расширенном воспроизводстве имеющегося потенциала и представляет собой основу цивилизации. Поэтому взгляд на энергетическое развитие мира будет неодинаков для различных цивилизационных зон (систем).

Во второй половине XX в. и в начале XXI в. доминирующим было представление о безудержном экономическом и энергетическом росте в мире, и, следовательно, об ограниченности имеющихся на планете энергетических ресурсов. С этого времени человечество развивалось под дамокловым мечом энергетического дефицита, возможной нехватки энергии для своего развития. Угроза этого дефицита определяла не только общую экономическую и энергетическую политику ведущих стран, но и практические меры правительств и бизнеса.

Поэтому основной упор в конкурентных отношениях между отдельными странами и цивилизациями сводился к «битве» за ресурсы, в стремлении получить к ним надежный доступ для обеспечения собственной энергетической

безопасности (достаточности и надежности энергетических поставок). Международные энергетические компании стремились взять под свой контроль повсеместное освоение этих ресурсов (в географических центрах их неравномерного размещения по планете). Страны-экспортеры энергоресурсов объединялись для защиты собственных национально-экономических интересов. Так возникла ОПЕК, которая в основном была представлена странами мусульманского мира.

На рубеже XX и XXI вв. нефтяной рынок стал фьючерсной разновидностью финансового рынка, где доминировали финансово богатые страны Запада (североатлантического цивилизационного альянса). И началась «война» цен, чему в немалой степени способствовал растущий спрос на энергию в Китае и других развивающихся странах Азии и Африки.

Страны Ближнего Востока, откуда выкачивались нефтяные ресурсы, становились «изгоями» на мировой энергетической и экономической арене. Ресурсное противостояние породило и военно-политическое противоборство между разными цивилизационными зонами – Атлантическим альянсом и мусульманским миром. Попытки смены режимов в странах этого мира и насаждение там «западных ценностей» привели к повсеместному разгулу терроризма, перешагнувшему границы отдельных цивилизационных зон и ставшему «войной всех против всех».

В то же время в начале текущего столетия, как мы уже отмечали [4], ситуация начала меняться. Развитие науки, техники и технологий открыли человечеству не только возможность коммерчески эффективного использования в широких масштабах возобновляемых источников энергии (таких как солнечная, геотермальная, энергия ветра, приливов и др.), но и практически неограниченных объемов нетрадиционных ресурсов углеводородного сырья: метана угольных пластов; тяжелой нефти, нефтяных песков и природных битумов; нефти и газа в плотных формациях и низкопроницаемых коллекторах, включая сланцевую нефть и сланцевый газ.

Эти успехи, показав, что энергетический голод планете не грозит, привели не только к снижению угроз энергетического дефицита, но и к необходимости переосмысливания проблем и

МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА И ГЕОПОЛИТИКА: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

перспектив мирового энергетического баланса в целом. Соответственно, тезис об угрозе энергетического дефицита звучит все реже. В последние годы о нем говорят либо по инерции, либо в чисто конъюнктурных, спекулятивных целях, для проталкивания тех или иных решений, проектов или технологий [4]. Тем самым можно говорить о переломе в энергетической философии – философии угрозы нехватки энергии, которая довлела над человечеством более полувека со времен Римского клуба. Более того, эти же научные и технологические достижения дают основание с высокой вероятностью утверждать, что надвигается эпоха глобального профицита энергоресурсов.

Кроме того, возможность эффективного использования ВИЭ и нетрадиционных углеводородов не только увеличивает общие ресурсы энергоносителей, но и кардинально меняет геополитическую ситуацию в мире. В частности, она оказывает серьезное влияние на дальнейшее развитие мировых энергетических рынков и существенным образом меняет расстановку сил и деление государств на страны-экспортеры и страны-импортеры. В практическом же плане

«битва» за ресурсы сменяется не менее жестокой «битвой» за другие виды энергетического потенциала: новые технологии, финансы и инвестиции, интеллектуальный капитал.

Одновременно возникают и другие условия (геополитические, экологические, логистические, технологические), которые становятся сдерживающим фактором на путях чисто количественного роста энергетического спроса и диктуют необходимость долгосрочного взгляда на будущее мировой и региональной энергетики, исходя из постулата, что «рост спроса на энергоресурсы не беспределен». Будущее – это «электрический мир» потребителя: в быту, на транспорте, в сфере социальных услуг и промышленности (рис. 2).

Спрос на электроэнергию будет расти опережающими темпами по сравнению со спросом на первичные энергоресурсы. Но дело не только в количественных показателях спроса. Гораздо важнее, что будет расти спрос на электроэнергию высоких потребительских свойств. Триумф электроэнергии обеспечивается ее универсальностью, удобством и управляемостью. Будущее за интеллектуальными энергоинформационными

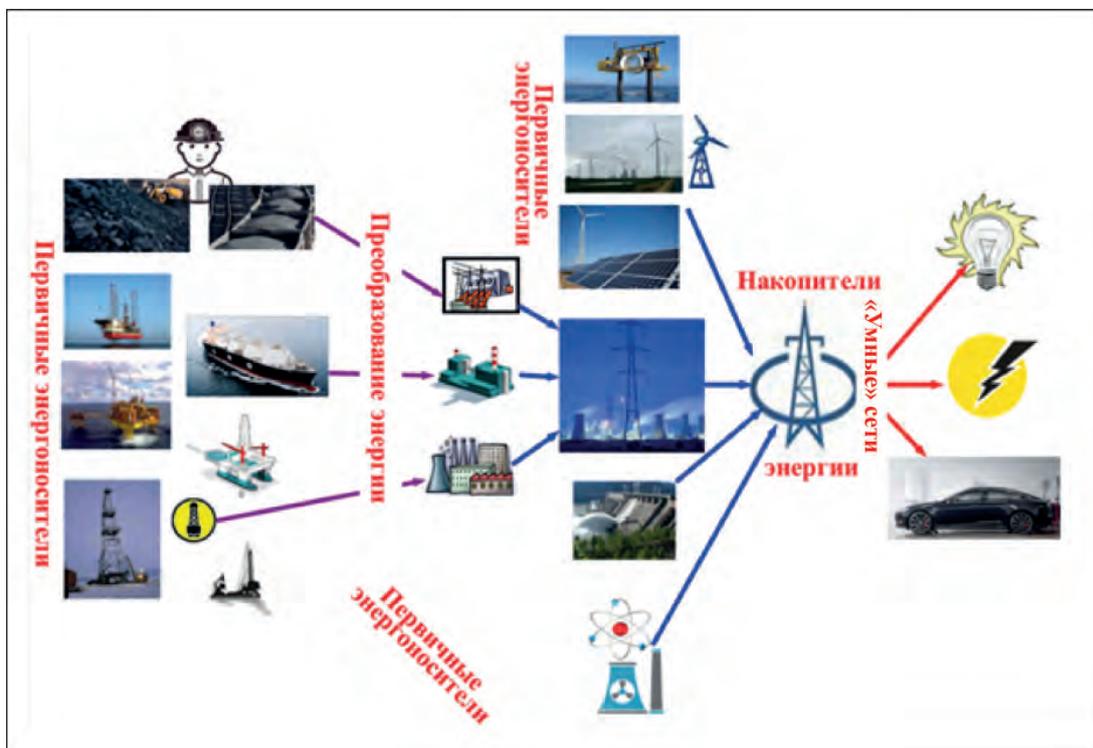


Рис. 2. Мир будущего – мир электроэнергии

МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА И ГЕОПОЛИТИКА: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

ми системами, где розетки уступят место накопителям. Электроэнергию можно будет запасать впрок (складировать), а потоки электроэнергии будут автоматически управляться как на межсистемном уровне, так и у потребителя.

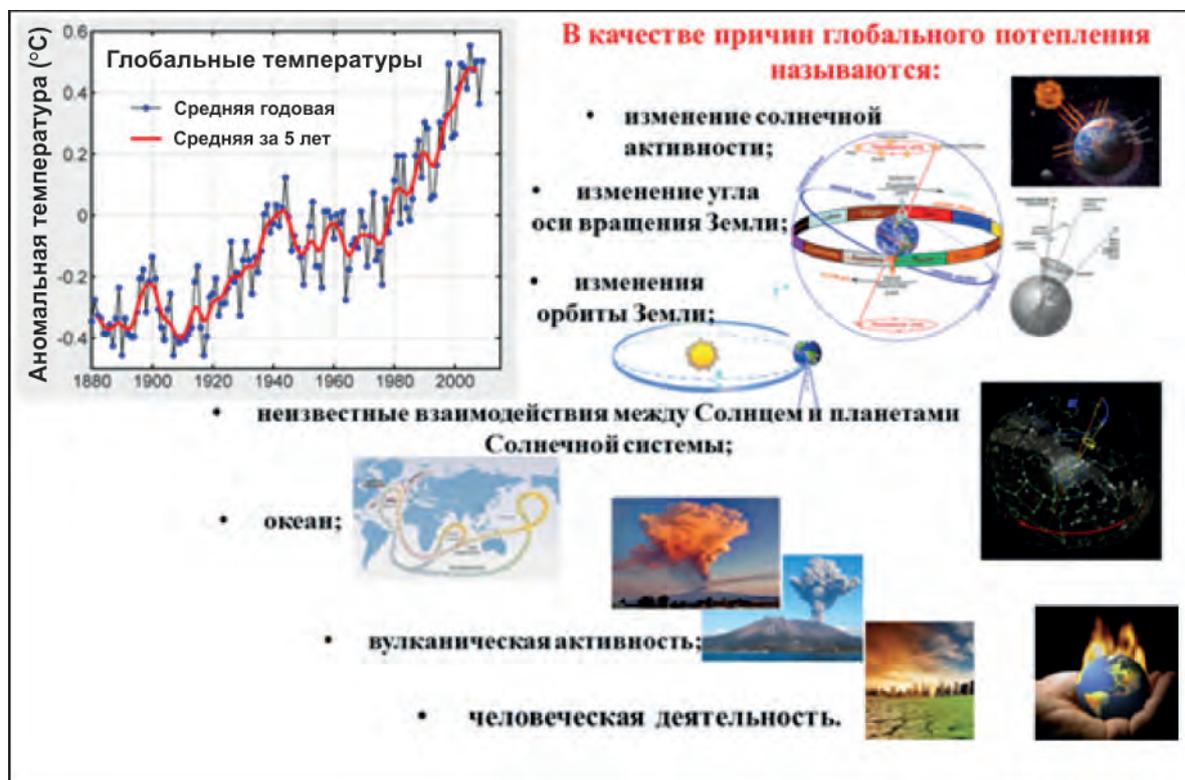
Самым существенным фактором для будущего нефтяной промышленности будет прогресс в области освоения электромобилей, вначале в общественном секторе, а затем и на личном транспорте. Ожидаемый прогресс в электромобилестроении может привести к снижению объемов потребления моторного топлива и нефтедобычи за 30 лет не менее чем на одну треть.

Еще одна проблема – это глобальное изменение климата, в частности – глобальное потепление и парниковый эффект, которая все больше и больше беспокоит не только соответствующих специалистов, но и широкие слои общества во всем мире. Специалистам еще предстоит детально разобраться в этом явлении, его причинах и тенденциях развития. До сих пор ученые со 100-процентной уверенностью не могут сказать, какие причины вызывают современные климатические изменения, скорее всего, имеют

место воздействия многих факторов. Планета Земля настолько сложная система, что существует множество факторов, которые прямо или косвенно влияют на климат, ускоряя или замедляя глобальное потепление (рис. 3).

Тем не менее научное понимание причин глобального потепления со временем становится все более определенным и сейчас специалисты считают, что существует 90-процентная вероятность того, что большая часть изменения температуры вызвана повышением концентрации парниковых газов вследствие человеческой деятельности (то есть обусловлено антропогенным фактором).

Климатическое соглашение, достигнутое в Париже 12 декабря прошлого года в ходе COP 21 – то есть 21-й конференции, проводимой в рамках Рамочной конвенции ООН об изменении климата (РКИК), придало дополнительный импульс дискуссии о месте нефти и газа и мировом энергобалансе будущего. А поскольку основные выбросы парниковых газов связаны с углеродной энергетикой, то реализация Парижского соглашения напря-



МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА И ГЕОПОЛИТИКА: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

мую скажется на роли нефти и газа в перспективном энергетическом балансе мира.

Тем не менее, какими бы ни были успехи «новой» энергетики, на ближайшие 30-50 лет доминирующим ресурсом для человечества останется углеводородное сырье, с некоторым снижением доли нефти и существенным ростом спроса со стороны электроэнергетики в газовом топливе. Об этом свидетельствуют прогнозы практически всех признанных в мире научных и научно-аналитических центров: Международного энергетического агентства (МЭА), Минэнерго США (US Energy Information Administration), специалистов ВР, Секретариата ОПЕК, Мирового энергетического совета (World energy council), Азиатско-Тихоокеанского центра исследований в области энергетики (Asia Pacific Energy Research Centre – APERC), ИНЭИ РАН и Аналитического центра при Правительстве России и др.

В частности, есть все основания предполагать, что будущий прогресс в газодобыче будет связан с успешным освоением новых нетрадиционных ресурсов, в частности – газогидратов, ресурсы которых намного превосходят ресурсы других источников газа. Кроме того, газогидратные скопления распространены практически повсеместно вдоль побережья глубоководных морей и океанов, то есть находятся гораздо ближе к потребителю и не потребуют многокилометровых трубопроводов, сжижения и дальних перевозок. Возможно повсеместное применение биогаза, сланцевого газа и других новых источников метана.

В этой связи исчезнет прежняя зависимость стран-импортеров энергоресурсов от внешних поставок, что вынудит всех нас по-иному выстраивать отношения между странами-потребителями и экспортерами. Уже сейчас снижается роль ОПЕК, которая перестала быть доминирующим субъектом в регулировании мировых цен на нефть. Физический баланс спроса и предложения определяет не более чем на 50% динамику фьючерсных цен на мировом рынке. Достаточно вспомнить, что в 2008-2009 гг. физический объем нефтяных поставок менялся лишь на 10%, а цены – в 3 раза за счет игры брокеров на фьючерсном рынке. И хотя наши прогнозы подтверждают, что в 2017-2018 гг. цены вырастут

до 60-70 долл. за баррель, но уже в 2019-2020 гг. они вновь снизятся до 40 долларов. А это будет предвестником заката нефтяной эры.

Организации стран-производителей и экспортеров газа станет по-настоящему консультационной площадкой для выработки газовой политики среди экспортеров. России тоже придется учитывать эти структурные изменения в мировом балансе и подобно Саудовской Аравии готовить свою стратегию постнефтяного развития. Прежняя зависимость мировой экономики от поставок нефти с Ближнего Востока сменится проблемой перехода к новым технологическим укладам, развитию постнефтяной экономики, проблемой энергоэффективности и информационно-технологической безопасности.

Особое место занимают проблемы Арктики. Причем рост значимости Арктики связан не с тем, что она может стать новым географическим центром добычи углеводородов (хотя освоение арктического шельфа в настоящее время сопряжено с целым рядом природно-климатических, технологических, экологических, экономических и других проблем, общая совокупность которых вообще ставит под сомнение такую целесообразность в ближайшие годы). В освоении Арктики сейчас доминирующим становятся другие факторы, в том числе геополитический: военно-информационный, логистический, биологический и климатический. Это – новые составляющие формирования энергетического потенциала планеты. И в этих условиях собственно ресурсное освоение Арктики – не самоцель, а средство для совместного успешного решения задач развития и североатлантической, и евразийской цивилизации.

Но сказанное – это стратегия долгосрочного перспективного мирового энергетического развития. Энергетическая политика сегодняшнего дня (в расчете до 2030-2040 гг.) должна учитывать, по нашему убеждению, три основных геополитических и эколого-технологических фактора:

- мировая торговля нефтью (и газом) сохранится в значительных объемах, хотя и на более коротких коммуникациях (Ближний Восток – Европа, Иран – Индия, Россия – Китай без трансатлантических и тихоокеанских переходов);

МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА И ГЕОПОЛИТИКА: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

- учитывая ведущую роль электроэнергии в стимулировании социально-экономического развития всех стран, значительное внимание будет уделено созданию крупных энергетических полей в Европе и Азии, а в перспективе и создание трансевразийского энергообъединения (энергетический аналог Великого шелкового пути);
- на смену торговли ресурсами придет рынок новых энергетических технологий.

Но если этот глобальный рынок останется в руках отдельных корпораций, то будет усиливаться противостояние богатых (с точки зрения ресурсов), но бедных в финансово-экономическом и интеллектуально-технологическом плане стран и индустриально развитых держав.

Необходимо развивать на новых началах социально-технологическое партнерство: не путем скупки мозгов (например, индийских программистов и российских физиков), а путем создания

интернациональных технологических парков коллективного пользования (по опыту работ в космосе, международных ядерных центрах, российских проектов СРП и т.п.). Месяц назад я был на Сахалине и сам видел слаженную работу многонационального коллектива специалистов, для которых не существует ни идеологических, ни цивилизационных препятствий.

Создание подобной деловой атмосферы в глобальном масштабе как раз и должно стать основной целью нашей совместной работы. Отсюда мой основной вывод: энергетическая политика, включая энергетическую дипломатию ведущих энергетических держав мира, должна быть подчинена не задаче конкурентной борьбы стран с разными видами энергетического потенциала (ресурсного и технологического, финансового и человеческого), и тем более не переводу этого процесса в конфронтацию, а задаче партнерства цивилизаций на благо безопасности и устойчивого развития всего мира.

ЛИТЕРАТУРА

1. Бжезинский З. Великая шахматная доска (Господство Америки и его геостратегические императивы). М.: Международные отношения, 1998.

2. Глобальная энергетика и геополитика (Россия и мир) / под ред. Ю.К. Шафраника. М.: Энергия, 2015. 88 с.

3. Шафраник Ю.К., Бушуев В.В., Мастепанов А.М. Потенциал «энергетической цивилизации» и геополитика // Энергетическая политика. Вып. 5, 2015. С. 3-11.

4. Мастепанов А.М., Шафраник Ю.К. Российская энергетика: выбор развития в новых условиях // Энергетическая политика. Вып. 5, 2014. С. 21-31.

Поступила в редакцию
21.11.2016 г.

Yu.K. Shafranik⁴

TODAY'S MULTIPOLAR ENERGY WORLD: STATE AND TRENDS

The article covers peculiarities of relationships between the basic types of modern civilization systems and their potential opportunities as well as energy geopolitics driven by them. The focus is on the main global trends of world energy sector transforming into the future «electric world» and changes that take place in the oil and gas industry. The global warming and greenhouse effect problems are also reviewed.

Key words: civilization systems, «struggle» for resources, «electric world», global warming.

⁴ Yury K. Shafranik – Chairman of the Board of Directors at CJSC «MNC «SoyuzNefteGaz», Chairman of the Board at the Union of Oil & Gas Producers of Russia, Chairman of the Board of Directors at the Institute of Energy Strategy, Doctor of Economics, e-mail: referent@snggroup.com

УДК 327:620.9 (470+571+479.24+55)

В.В. Бушуев, А.М. Мастепанов, В.В. Первухин¹

ПЕРЕМЕНИ В ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ КАРТИНЕ МИРА В КОНТЕКСТЕ МЕЖДУНАРОДНОГО СОТРУДНИЧЕСТВА

К итогам саммита Россия – Азербайджан – Иран

В статье проанализированы перспективы углубления и развития международного энергетического сотрудничества с учетом итогов трех- и двусторонних переговоров президентов России Азербайджана и Ирана во время саммита в Баку 8 августа 2016 г., а также геополитической обстановки в данном и прилегающих к нему странах и регионах. Рассмотрены возможности реализации совместных проектов в области добычи, транспортировки, переработки и реализации углеводородов и нефтепродуктов, а также в области электроэнергетики на фоне перемен в энергетической картине мира.

Ключевые слова: международное энергетическое сотрудничество, саммит в Баку 8 августа 2016 г., международные энергетические, транспортные и инфраструктурные проекты.

В последние 5-7 лет стала все более четко вырисовываться новая энергетическая картина мира. Наступает новый этап развития энергетики: рост энергопотребления, наблюдавшийся на протяжении многих десятилетий, стал отрываться от экономического роста. Так, во многих странах-членах ОЭСР объемы первичного энергопотребления стабилизировались, а в некоторых (Япония, отдельные страны Европы) начали постепенно снижаться.

Новую энергетическую картину мира определяют следующие факторы:

- превращение США из лидера потребления углеводородов в их крупнейшего производителя и значимого экспортера. Главным потребителем этих ресурсов становится Китай;
- коренные изменения в энергетической сфере за счет внедрения новых технических решений, радикального технологического совершенствования на многих направлениях, среди которых:
- новые технологии разведки и добычи нефти и газа;
- снижение затрат на производство возобновляемых источников энергии (ВИЭ) и забота об охране окружающей среды;

- рост производства и объемов транспортировки сжиженного природного газа (СПГ);
- совершенствование технологий энергосбережения;
- тенденция роста выпуска электромобилей (в США, Европе, Китае).

В геополитическом плане изменения энергетической картины мира приводят к усложнению отношений между США и Китаем, США и Саудовской Аравией, а также между Саудовской Аравией и другими странами Ближнего Востока.

Вместе с тем энергетика все чаще используется как инструмент политики. Политические интересы оказывают все большее влияние на характер развития энергетики. Военно-политические конфликты на Ближнем Востоке трансформируются в проблему мирового терроризма, которая оказывает существенное негативное влияние на процессы в области энергетики. Раскол по линии Запад – Россия усиливает геополитическую напряженность, создает дополнительные стимулы для стран-импортеров с точки зрения продвижения новых технологических решений в целях обеспечения своей энергетической независимости.

Магистральным и едва ли не единственным путем решения проблем экономического разви-

¹ Виталий Васильевич Бушуев – генеральный директор Института энергетической стратегии, профессор, д.т.н., e-mail: vital@df.ru;

Алексей Михайлович Мастепанов – заместитель директора Института проблем нефти и газа РАН, заместитель директора Института энергетической стратегии, д.э.н., академик РАЕН, e-mail: amastepanov@mail.ru;

Валерий Васильевич Первухин – советник по международному энергетическому сотрудничеству Института энергетической стратегии, к.и.н., e-mail: valperv@yandex.ru

МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА И ГЕОПОЛИТИКА: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

тия и обеспечения энергетической безопасности как отдельных стран, так и в планетарном масштабе остается взаимовыгодное энергетическое сотрудничество.

Таким образом, перед человечеством поставлены серьезные вызовы. Они становятся особенно актуальными в связи с процессами глобализации и либерализации мировой экономики, включая энергетику. Ибо все факторы, формирующие новую карту энергетического пространства, тесно взаимосвязаны с глобальными факторами, генерирующими планетарную нестабильность.

Произошел радикальный перелом в энергетической философии: на смену энергетическому дефициту идет глобальный профицит энергоресурсов.

Наряду с обострением существующих в мире противоречий наблюдается неустойчивое балансирование между:

- глобализацией и регионализацией;
- доминантой природных ресурсов и технологическим укладом их преобразования в конечный потребительский продукт;
- завершением эпохи углеводородов и развитием инновационной возобновляемой энергетики;
- ориентацией на рост потребления материальных благ, с одной стороны, и обеспечением экологической безопасности и более полным раскрытием человеческого потенциала – с другой.

Объективный процесс ресурсной глобализации порождает стремление к региональной ресурсной обеспеченности, или самодостаточности, использованию новых технологий для освоения собственных нетрадиционных ресурсов.

Россия также учитывает качественные трансформации, происходящие в энергетической сфере. Она стремится укреплять стратегическое партнерство с ведущими игроками на мировом энергетическом рынке – производителями, потребителями, странами транзита.

При определении возможностей и приоритетов энергетической политики необходимо учитывать такие показатели потенциала развитых

стран и регионов, как инфраструктурная обеспеченность, духовные и культурные факторы, интеллектуальная роль человеческого капитала, социальная организация и ментальность общества. Заметим, однако, что несмотря на явное влияние этих факторов, они мало поддаются количественным оценкам.²

Восьмого августа 2016 г. в Баку состоялась встреча президентов Азербайджана, Ирана и России. Лидеры трех стран обсудили актуальные вопросы международной и региональной политики, перспективы углубления и развития практического сотрудничества. Состоялись и двусторонние переговоры президентов. По итогам саммита была подписана декларация.

Стороны договорились углублять сотрудничество в энергетической и транспортной сферах путем развития региональных и международных энергетических и транспортных коридоров в целях содействия экономическому росту региона и международной энергетической безопасности.

Министрам энергетики трех стран поручено подготовить предложения о совместных проектах в области добычи, транспортировки, переработки и реализации углеводородов и нефтепродуктов, а также в области электроэнергетики. В частности, поддержана идея соединения электроэнергетических систем Азербайджана, Ирана и России в целях обмена электроэнергией.

Все три страны вносят важный вклад в устойчивое функционирование региональных и международных рынков природного газа. Заявлено о намерении расширять сотрудничество в этой области на международных площадках, а также в двусторонних и трехсторонних форматах.

Актуальным вопросом продолжает оставаться развитие транспортных коммуникаций в Прикаспийском регионе и на Каспии, в частности речь идет о рациональном освоении и охране биоресурсов Каспийского моря.

Какое значение могут иметь достигнутые на саммите в Баку договоренности для международного энергетического сотрудничества, в том числе с учетом геополитической обстановки в данном и прилегающих к нему странах и регио-

² Читателей, заинтересовавшихся данной проблематикой, мы отсылаем к опубликованной в журнале «Энергетическая политика», вып. 3 за 2016 год статье Ю.К. Шафраника «Глобальные энергетические изменения и Россия. Новая карта мирового энергетического пространства».

МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА И ГЕОПОЛИТИКА: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

нах? В попытке поиска ответа на эти вопросы и заключается цель настоящей статьи.

Региональное взаимодействие в «треугольнике Россия – Азербайджан – Иран» также следует рассматривать на фоне описанных процессов, происходящих в мировой экономике и энергетике. Сложившийся на саммите в Баку 8 августа 2016 г. «треугольник стран» не является неким новым региональным объединением. Вместе с тем эту конфигурацию нельзя рассматривать как чисто ситуативную, вызванную исключительно текущими изменениями на мировых рынках углеводородов (хотя этот фактор играет здесь также немаловажную роль). События, происходящие в ряде стран Ближнего и Среднего Востока, доказывают, что значение этой встречи не сводится только к экономическим вопросам. Становление многосторонних форматов (в том числе и нового «треугольника») для рассмотрения специфической повестки дня, включающей в себя, помимо экономических, также военно-политические вопросы, должно повысить общую стабильность и предсказуемость международных отношений.

Каждая из стран «треугольника» имеет не только взаимные региональные интересы, обусловленные давними и глубокими историческими связями, соперничеством и необходимостью постоянно искать и находить компромиссные решения. Геополитически они вовлечены в широкие дву- и многосторонние отношения как с непосредственными соседями, так и с ведущими странами мира и международными организациями. Эти отношения налагают на них определенные обязательства, сказываясь, в частности, и на практическом взаимодействии в рамках рассматриваемого «треугольника».

Говоря о роли и значении Ирана в данном регионе, необходимо иметь в виду, что его влияние распространяется от Средиземного моря на западе до Афганистана на востоке и от Закавказья на севере до Адена (Йемен) на юге. За несколько десятилетий (с 1979 г.) противостояния с

США Иран доказал свою устойчивость к внешним воздействиям. Без участия Ирана добиться значимых результатов в регионе весьма непросто, а некоторые проблемы вообще невозможно решить.

Развитие связей с Ираном, крупным мусульманским государством, укрепляет представление о России как о стране доброжелательно относящейся к исламу и открытой для диалога цивилизаций – концепции, последовательно продвигаемой Москвой в отстаивании идеи многополярного мира.

Россия активно стремится наладить экономические связи со странами Ближнего Востока, Северной Африки и Южной Азии по оси север-юг. Иран, как транзитное государство, имеет здесь ключевое значение. На саммите в Баку президенты Азербайджана, Ирана и России заявили, что приложат все усилия для создания 7200-километрового транспортного коридора, который свяжет их страны (подробнее о проекте см. ниже). И в самом Иране Россия видит для себя существенные экономические перспективы. По оценкам Института энергетической стратегии, российско-иранские отношения в сфере энергетики развиваются поступательно, хотя имеющийся потенциал используется все еще недостаточно эффективно. Более того, комплексный анализ российско-иранских отношений за последние десятилетия в самых различных областях показывает, что эти отношения не отличались стабильностью, были подвержены временным подъемам и спадам и т.д. Заявленная в ходе саммита 8 августа 2016 г. воля президентов Ирана и России развивать двусторонние отношения является залогом успешного преодоления препятствий на этом пути.³

В этом направлении ранее уже был сделан ряд конкретных шагов. Так, в феврале 2013 г. Постоянная Российско-Иранская комиссия по торгово-экономическому сотрудничеству констатировала, что энергетика относится к основным сферам сотрудничества России и Ирана.

³ До сих пор, однако, в отношениях двух стран главную роль играла не экономика, а геополитика. Пока что объем российско-иранской торговли не впечатляет. В 2010-2011 гг. он составлял около 3,5 млрд долл., а после того как Россия присоединилась к антииранским санкциям ООН, снизился в 2015 г. до 1,2 млрд долларов. Теперь, после снятия санкций, Москва надеется увеличить российский экспорт в Иран. За первое полугодие 2016 г. торговый оборот между Россией и Ираном вырос на 70%. Летом 2016 г. Россия предоставила Ирану два займа на общую сумму 2,2 млрд евро (около 2,5 млрд долл.). Это часть обещанного займа в 5 млрд долларов. Вообще же велись разговоры о возможных инвестиционных сделках объемом до 40 млрд долларов.

МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА И ГЕОПОЛИТИКА: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

В августе 2013 г. была утверждена Дорожная карта перспективных проектов в сфере нефти, газа и нефтехимии.

Стороны подтвердили готовность продолжать сотрудничество в газовой сфере в рамках Форума стран-экспортеров газа (ФСЭГ), координировать свои действия для предотвращения строительства транскаспийского газопровода во избежание негативных экологических последствий.

В рамках ФСЭГ Россия и Иран могут влиять на регулирование газового рынка. Речь не идет о картельном манипулировании рынком, но о его совместном изучении и влиянии на его формирование. В результате рынок природного газа стал бы более предсказуемым для стран-поставщиков. Россия заинтересована, условно говоря, в разделении с Ираном рынков сбыта природного газа в Европе, которая на протяжении нескольких десятилетий является основным потребителем российского газа. А рядом с Ираном – крупнейшие перспективные рынки Азии, прежде всего Индия и Пакистан. Здесь можно было бы наладить совместную работу. Еще в 2004-2007 гг. велись переговоры о проекте магистрального газопровода Иран – Пакистан – Индия. Тогда этот проект не удалось осуществить в силу разных, в том числе и геополитических, причин. Также из-за внешнего противодействия со стороны США и Запада в целом, под предлогом антииранских санкций, не состоялся и менее масштабный проект Иран – Пакистан.

Однако возможности для сотрудничества отнюдь не закрыты. Например, Индия и Иран изучают вопрос прокладки подводного газопровода по дну Оманского залива в обход Пакистана. А у российского «Газпрома» есть огромный опыт строительства и эксплуатации газопроводов. И он мог бы здесь также пригодиться.

Стороны намерены продолжить переговоры о возможных инвестициях в проекты разработки, добычи и переработки нефти и газа (СПГ, трубопроводы, переработка, нефтехимия). Российская государственная компания «Зарубежнефть» заявила о заинтересованности в реализации проекта по добыче нефти в Иране. В 2014 г. появились новые инициативы. Компа-

ния «Росгеология» готова оказывать сервисные услуги иранским партнерам; компания «Технопромэкспорт» готова участвовать в проекте по строительству нефте-и газоперерабатывающих заводов в Иране, включая услуги по разработке и обустройству нефтяных и газовых месторождений. «Западно-Сибирская нефтегазовая компания» проявляет интерес к проектам по разработке, обустройству и добыче углеводородного сырья на месторождениях в Иране. Есть предложения и от других компаний.

Конечно, оставаясь на почве реальности, нельзя не учитывать того, что Россия и Иран объективно являются и партнерами, и конкурентами в нефтегазовой сфере. У них здесь как совпадающие, так и противоположные интересы. И Россия, и Иран заинтересованы в стабильных мировых рынках. И, несмотря на то, что они конкурируют за рынки сбыта, имеется целый ряд объективных факторов для координации их деятельности в этом секторе. Среди этих факторов: географическая отдаленность российских и иранских месторождений от рынков сбыта, заинтересованность в расширении поставок сырья на мировые рынки нефти и газа и т.п.

В то же время в вопросах, затрагивающих рынок энергоносителей, где Иран может конкурировать с Россией, Москва проявляет дальновидность. От возобновления в 2015 г. экспорта иранской нефти в Европу сократилась доля России на этом рынке. Тем не менее в марте 2016 г., когда Иран не принял предложение России о сокращении добычи нефти в целях поддержания уровня цен, Москва отнеслась к позиции Тегерана с пониманием. В сентябре 2016 г. Президент России В.В. Путин заявил, что считает восстановление Ираном досанкционного уровня добычи нефти нормальным. Можно предположить, что и тогда, когда Иран начнет поставлять газ в Европу, конкурируя на этом рынке с российским «Газпромом», реакция Москвы будет более или менее сдержанной. Вместо того чтобы бороться с тем, чего она не в силах предотвратить, Россия ведет себя спокойно и ищет способы минимизировать ущерб своим интересам. При этом она укрепляет отношения с важным для нее партнером.

МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА И ГЕОПОЛИТИКА: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

Перспективным направлением сотрудничества России и Ирана является также электроэнергетика: реконструкция старых и строительство новых тепловых электростанций (ТЭС), участие в развитии ядерной энергетики. Так, проект энергетического моста предусматривает экспорт 500 МВт из России в Иран, строительство в Иране новых генерирующих мощностей, модернизацию иранских распределительных электросетей. Предполагаемая стоимость проекта – от 8 до 10 млрд долларов.

В 2013 г. на полную мощность была запущена атомная электростанция в Бушере. В 2014 г. подписан новый пакет соглашений об участии России в строительстве в Иране еще восьми ядерных энергоблоков (дополнительных четырех блоков в Бушере и четырех блоков для новой атомной электростанции). Строительство АЭС «Бушер-2» планируется начать в сентябре 2016 года.

Следует отметить, что у Ирана есть спорные вопросы, касающиеся ресурсов, и с другими соседями, в частности с Туркменией и Азербайджаном. Часть проблем связана с вопросом о подписании Конвенции о разграничении шельфа Каспийского моря. Позиции Москвы и Баку близки. Обе страны выступают за разграничение дна Каспия по модифицированной срединной линии в целях обеспечения суверенных прав на недропользование и при сохранении в общем пользовании водного пространства, согласованных норм рыболовства и охраны окружающей среды. Позиция же Ирана существенно отличается. Иран выступает за разграничение шельфа Каспийского моря поровну между всеми прикаспийскими государствами.

Все каспийские государства хотят получить выгоду от нефтедобычи на шельфе. Но есть еще один важный вопрос. В районах нефтедобычи происходит миграция рыбы (причем наиболее ценных пород – осетровых). Безоглядно эксплуатируя месторождения в течение нескольких лет, можно уничтожить эти рыбные запасы.

Определенные точки соприкосновения Ирана и России в Туркмении могут возникнуть по вопросу строительства газопровода через Каспий. Как уже отмечалось выше, этот вопрос также был предметом обсуждения на саммите в Баку. О намерении Туркмении экспортировать

свой газ в Европу через Каспийское море и Азербайджан заявил 3 августа 2016 г. министр иностранных дел Туркмении Р. Мередов. Россия и Иран придерживаются единой позиции по вопросу строительства транскаспийских трубопроводов: «Стороны договорились взаимодействовать в области охраны окружающей среды на Каспийском море и договорились осуществлять координацию действий в целях предотвращения строительства газопровода через Каспийское море, принимая во внимание возможные негативные последствия для экологии региона (п. 2.1.7 протокола 11-го заседания Постоянной Российско-Иранской комиссии по торгово-экономическому сотрудничеству 8-9 сентября 2014 года).

На нынешние отношения России и Ирана неизбежно накладывает отпечаток сотрудничество и соперничество в Сирии. Обе стороны пытаются не допустить падения президента Б. Асада и победы исламских экстремистов. Однако долгосрочные цели России и Ирана принципиально разнятся. Россия заинтересована в сохранении сирийского государства в том или ином виде, но с дружественным Москве режимом. Вместе с тем военное вмешательство России, предотвратив поражение Асада, привело к сокращению иранского влияния в Дамаске. Иранцы воюют именно за сохранение режима Асада и жизненно важных путей снабжения «Хезболлы», базирующейся в Ливане. Кроме того, Иран стремится упрочить собственное влияние в районах Западной Сирии, остающихся под контролем Асада. В Иране считают, что Россия не оказывает достаточной поддержки «Хезболле» и другим шиитским силам в Сирии и что она могла бы более активно участвовать в боевых действиях. Как бы то ни было, но Россия и Иран стали де факто стратегическими союзниками в этом регионе.

Обе страны являются союзниками и в других регионах, в частности в Афганистане – с 1996 г., когда к власти в Кабуле пришло движение «Талибан». И Россия, и Иран активно сотрудничали с США в военном разгроме «Талибана» в 2001 году. Теперь, когда западное военное присутствие в Афганистане сокращается, Ирану и России опять важно не допустить, чтобы нестабильный Афганистан стал угрозой безопасности для обеих стран.

МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА И ГЕОПОЛИТИКА: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

Москва хотела бы видеть Иран в Шанхайской организации сотрудничества (ШОС). В марте 2016 г. статус партнера по диалогу (с перспективой полноценного членства в ШОС) получил Азербайджан. В 2017 г. членами ШОС станут Индия и Пакистан. Расширение ШОС выгодно России, так как оно может уравновесить возросший за последние годы международный вес Китая. Если Иран станет полноправным членом ШОС, то равновесие между континентальными азиатскими партнерами станет более устойчивым. Однако Тегеран в последнее время стал сдержаннее относиться к перспективе своего вступления в ШОС, опасаясь, что может упустить возможности на Западе, в частности в Европе, которая приоткрывает перед ним свои двери.

Итак, в настоящее время в российско-иранских отношениях явно преобладает сотрудничество, а не соперничество. Разногласия по таким вопросам, как раздел Каспийского моря, выбор стратегии в Сирии или сокращение добычи нефти так или иначе разрешаются (пусть порой и с переменным успехом). В то же время экономические связи России и Ирана пока что ограничены. Недостает взаимного доверия. Практически отсутствуют связи на уровне общественности. Тем не менее выстраивание прагматичных отношений, основанных на интересах каждой из стран, вполне реально. Москва и Тегеран нужны друг другу, чтобы решать более широкие геополитические задачи. Именно благодаря такому ясному пониманию реальных возможностей и границ сотрудничества оно может быть не только жизнеспособным, но и вполне успешным.

Говоря о политике России на Ближнем Востоке, необходимо подчеркнуть, что Москва отстаивает свои собственные интересы и при этом ведет диалог со всеми остальными игроками в регионе. Кратковременным исключением из этого правила оказалась Турция. После того как в ноябре 2015 г. турки сбили российский военный самолет, отношения двух стран оставались весьма напряженными на протяжении семи месяцев. После принесенных президентом Турции Р. Эрдоганом извинений в августе 2016 г. состоялась встреча президентов России и Турции, и связи стали восстанавливаться. Лидеры обеих стран заявили о готовности работать над крупными

энергетическими проектами. В частности, возобновились переговоры по строительству газопровода «Турецкий поток». Правда, турецкая сторона по-прежнему настаивает на строительстве только одной нитки этого газопровода. Эта позиция не отвечает российским интересам. Ведь первоначально речь шла о строительстве четырех ниток газопровода общей мощностью 63 млрд м³ в год. Одна нитка предназначалась для поставки газа собственно в Турцию, а три других – через турецкую территорию до границы с Грецией – для европейских потребителей. Строительство же только одной нитки мощностью 15,75 млрд м³ – вариант весьма затратный и не очень выгодный для российского «Газпрома». В этом случае «Газпром» будет вынужден одновременно делать огромные инвестиции в прокладку одной нитки газопровода в Турцию по дну Черного моря и двух ниток газопровода «Северный поток-2» по дну Балтийского моря. И это при хроническом дефиците финансовых ресурсов! При этом азербайджанский проект транзитного газопровода TANAP через Турцию в Грецию реализуется полным ходом.

Выше уже упоминалось еще об одном крупном проекте, который обсуждался на саммите президентов Азербайджана, Ирана и России – перспективах строительства транспортной магистрали «Север – Юг». Она должна соединить железнодорожные системы трех стран. В свою очередь, возникающий таким образом экономический коридор свяжет страны Северной, Центральной и Западной Европы с Индией и регионом Персидского залива.

Транспортный коридор из России в Иран через Азербайджан – это важная часть более масштабного проекта «Север – Юг», которая затормозилась в связи с наложением Западом санкций на Иран. Со снятием санкций реализация этого проекта снова стала актуальной.

Транспортный коридор «Север – Юг» – это маршрут от Санкт-Петербурга до Индии, порта Мумбаи (Бомбей), протяженностью 7,2 тыс. км. Его цель – перевозить грузы из Индии, Ирана и других стран Персидского залива на российскую территорию через Каспийское море и далее в Северную и Западную Европу.

Сейчас грузопоток из Индии в сторону европейской части РФ обеспечивается морскими

МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА И ГЕОПОЛИТИКА: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ



Каспийский бассейн в проекте коридора «Север-Юг»

перевозками: из Санкт-Петербурга грузы плывут, обгибая всю западную часть Европы через Суэцкий канал. В итоге расчетное время в пути из порта Нава-Шева (Мумбаи) в Москву составляет около 40 суток. Новый же маршрут – из Санкт-Петербурга в Москву, потом в Астрахань (Россия), Баку (Азербайджан) и Бендер-Аббас (портовый город на юге Ирана на берегу Персидского залива) в Мумбаи – мультимодальный (см. рисунок). Он предполагает использование морского, железнодорожного и автомобильного транспорта и позволит сократить срок перевозки грузов в два раза. В перспективе – оптимизация срока до 14-ти суток. Новый маршрут исключает необходимость дорогостоящих пере-

возок через весьма загруженный Суэцкий канал, который не только перегружен, но стоит очень дорого.

Завершить строительство маршрута планируют в 2017 году. Соглашение об этом международном транспортном коридоре было подписано Россией, Индией и Ираном еще в 2000 г., ратифицировано в 2002 году.

С экономической точки зрения реализовать проект можно быстро и без серьезных затрат, потому что фактически инфраструктура уже построена. Необходимо построить участок железнодорожного полотна на территории Ирана и Азербайджана. Фактически осталось только запустить новый маршрут, договориться о логи-

МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА И ГЕОПОЛИТИКА: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

стике, тарифах, таможене и других процедурах, чем и хотят детально заняться сейчас три страны.

Новый коридор важен для реализации планов Ирана и России по наращиванию торгового оборота. Иран заинтересован, прежде всего, в закупках российского зерна. На него сегодня приходится практически весь объем российского экспорта. Но в планах – расширение номенклатуры поставок. По железной дороге можно перевозить продукты питания, в том числе овощи и фрукты, а также промышленные грузы, нефть и нефтепродукты. К примеру, Россия может наладить поставки своих автомобилей в Иран, где сейчас активно продаются китайские машины – по 130-150 тыс. в год. Учитывая большое количество проектов, в частности в атомной сфере, новый маршрут может оказаться вполне загруженным грузами из России и обратно.

Рассмотрение на фоне формирования новой карты мирового энергетического пространства основной энергетической проблематики повестки дня саммита президентов России, Азербайджана и Ирана, состоявшегося в Баку 8 августа 2016 г., позволяет сделать вывод о том, что эти

страны намерены не только сохранить исторически сложившиеся добрососедские отношения. Они заинтересованы в их дальнейшем практическом углублении и повышении их эффективности в интересах поддержания мира и стабильности как в ближневосточном регионе, на Кавказе, в Центральной Азии, так и в мировом масштабе в целом.

Для этого требуются новые формы взаимоотношений, позволяющие соблюсти интересы всех сторон и в то же время обеспечить концентрацию мировых интеллектуальных и финансовых ресурсов на решении насущных проблем человечества:

- обеспечении всех жителей планеты достаточными и экономически доступными энергоресурсами;
- выполнении требований ООН по устойчивому развитию и экологической эффективности энергетики.

Главное – чтобы новая архитектура мировой экономики и энергетики никоим образом не выглядела как карта энергетического противостояния стран или коалиций.

ЛИТЕРАТУРА

1. Шафраник Ю.К. Глобальные энергетические изменения и Россия. Новая карта мирового энергетического пространства // *Энергетическая политика*. Вып. 3, 2016.
2. Мастепанов А.М. Энергетический профицит – новая реальность // *Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом*. № 1, 2014.
3. Бушуев В.В. Энергия Евразии и борьба цивилизаций. *Международная жизнь*. № 12, 2014.
4. Бушуев В.В., Громов А.И., Крюков В.А., Куричев Н.К., Мастепанов А.М., Троицкий А.А., Шафраник Ю.К. Россия в мировой экономике и энергетике // *Энергия: экономика, техника, экология*. № 3, 2014.
5. Мастепанов А.М. Мировая энергетика: еще раз о новых вызовах // *Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом*. № 11, 2014.
6. Мастепанов А.М. Перелом энергетической философии. Некоторые направления развития мирового нефтегазового комплекса и их значение для России // *Нефть России*. № 11-12, 2014.
7. Мастепанов А.М. Нефть: в ожидании энергетического изобилия // *Harvard Business Review – Россия*. № 4 (107), 2015.
8. Мастепанов А.М. Об энергетической ситуации в условиях новых вызовов и геополитических реалий // *Академия Энергетики*. № 3 [65], 2015.
9. Мастепанов А.М., Первухин В.В. На пути к новой энергетической цивилизации // *Нефть России*. № 7-8, 2015.
10. Мастепанов А.М. Обеспечение энергетической безопасности: поиск решений в условиях новых вызовов // *Neftegaz.RU*, № 10, 2015.
11. Бушуев В.В., Мастепанов А.М. Геополитика в разрезе глобальной энергетики // *НГ-ЭНЕРГИЯ*. 13 октября 2015 года.
12. Шафраник Ю.К., Бушуев В.В., Мастепанов А.М. Потенциал «энергетической цивилизации» и геополитика // *Энергетическая политика*. Вып. 5, 2015.
13. Мастепанов А.М. Координация энергетической политики стран Каспийского региона как фактор обеспечения энергетической безопасности // *Бурение и нефть*. № 5, 2016.

Поступила в редакцию
26.10.2016 г.

V.V. Bushuev, A.M. Mastepanov, V.V. Pervukhin⁴

**CHANGES IN THE ENERGY PICTURE OF THE WORLD IN THE
CONTEXT OF INTERNATIONAL COOPERATION**

The results of the summit Russia – Azerbaijan – Iran

The article analyzes prospects for deepening and development of international cooperation with regard for the outcome of tri- and bilateral negotiations held by presidents of Azerbaijan, Iran and Russia during the Baku summit on August 8, 2016, as well as the geopolitical situation in this region and in adjacent countries and regions. The article considers possibilities of implementing joint projects in the field of production, transportation, refining and sales of hydrocarbons and oil products, as well as in the power sector.

Key words: international energy cooperation, Baku summit on August 8, 2016, international energy, transport and infrastructure projects.

⁴ Vitaly V. Bushuev – Director General with Institute for Energy Strategy, professor, Doctor of Engineering, *e-mail:* vital@df.ru;
Alexey M. Mastepanov – Deputy Director with Institute for Oil and Gas Problems RAS, member of the board of directors of Institute for Energy Strategy, Doctor of Economics, member of RAEN, *e-mail:* amastepanov@mail.ru;
Valery V. Pervukhin – Advisor for international energy cooperation, PhD in History, Institute for Energy Strategy, *e-mail:* valperv@yandex.ru

УДК 620.9 (100)

А.А. Галкина, Д.А. Грушевенко, В.А. Кулагин, И.Ю. Миронова, Т.А. Митрова¹

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ МИРОВЫХ НЕФТЕГАЗОВЫХ РЫНКОВ В ПЕРИОД ДО 2040 ГОДА И ИХ ВЛИЯНИЕ НА РОССИЙСКИЙ ТЭК

В статье представлены основные положения Прогноза развития энергетики мира и России 2016, подготовленного ИНЭИ РАН и АЦ при Правительстве РФ. В ходе описываемого исследования были определены ключевые направления трансформации структуры мировой энергетики и изменений конъюнктуры основных топливных рынков в период до 2040 года. Особое внимание уделено анализу возможностей смены условий работы энергетической системы и последствиям всех этих процессов для России.

Ключевые слова: долгосрочный прогноз, экономика, энергетика, энергетические рынки, нефть, газ, цены.

Введение

Мировая энергетика входит в новый этап развития. Если ранее спрос на энергоресурсы неизменно рос во всех регионах, но разными темпами, то теперь часть регионов и все большее число стран, пройдя пики, выходят на понижательную траекторию энергопотребления, несмотря на продолжающийся экономический рост. В последние годы произошли серьезные изменения, в том числе ребалансировка рынков, существенное снижение цен на нефть, изменение потоков поставок энергоносителей, трансформация институциональных рамок, передел рынка между основными участниками. В этом процессе немаловажную роль сыграли технологические факторы: по мере того как бизнес прилагает значительные усилия по повышению эффективности всей цепочки от добычи до сбыта, на рынок выходят значительные объемы конкурентоспособных углеводородов. Одновременно появляются и новые технологические решения на стороне потребления (энергоэффективность, «умные» технологии и др.) и развития альтернативных источников энергии. Все вместе это порождает ожидания скорого радикального изменения мировой энергетики.

Россия является неотъемлемой частью мировой энергетической системы и поэтому ожидаемые изменения мировой энергетики непосредственно отразятся на российской экономике и динамике развития ТЭК. Для решения задач прогнозирования развития энергетических рынков, а также оценки степени влияния ожидаемых изменений на энергетический сектор и экономику страны, на базе ИНЭИ РАН создан модельный инструментарий [4, 8]. Методология прогнозирования описана в работах [9, с. 60-61, 12, с. 59-118]. Ретроспективная информация по зарубежным рынкам основывается преимущественно на статистике Международного энергетического агентства [1], ООН [5], МВФ [2, 3]. С результатами части проводимых исследований можно ознакомиться на страницах Прогноза развития энергетики мира и России [7, 10, 11].

В данной статье представлены основные положения Прогноза, вышедшего в 2016 году. В Прогнозе-2016 протестирована гипотеза о том, что мировые энергетические рынки находятся в точке бифуркации, в которой может произойти радикальная смена установившегося режима работы системы, одна из центральных задач – выявить возможные последствия такой бифуркации для России. Анализ в Прогнозе-2016 выполнен

¹ Анна Александровна Галкина – научный сотрудник Института энергетических исследований (ИНЭИ) РАН, *e-mail:* anne.galkina@gmail.com; Дмитрий Александрович Грушевенко – научный сотрудник ИНЭИ РАН, ведущий эксперт Центра изучения мировых энергетических рынков Института энергетики НИУ ВШЭ, *e-mail:* grushevenkod@gmail.com; Вячеслав Александрович Кулагин – заведующий отделом исследования энергетического комплекса мира и России ИНЭИ РАН, заведующий Центром изучения мировых энергетических рынков Института энергетики НИУ ВШЭ, *e-mail:* vakulagin@yandex.ru; Ирина Юрьевна Миронова – научный сотрудник исследовательского центра ЭНЕРПО, *e-mail:* irina.mironova.usu@gmail.com; Татьяна Алексеевна Митрова – научный руководитель направления «Прогнозирование развития мировой энергетики и мировых энергетических рынков с определением роли и места в них России» ИНЭИ РАН, к.э.н., *e-mail:* mitrovat@rambler.ru

МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА И ГЕОПОЛИТИКА: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

по трем сценариям. Первый из них – благоприятный (в нем мировая экономика растет высокими темпами, реализуются все основные планы правительств в отношении энергополитики, идет активный трансфер технологий по всему миру и нет жестких финансовых ограничений для инвестиций, геополитическая напряженность низкая). Второй – вероятный сценарий (умеренное развитие экономики, частичная реализация целей энергополитики, появление новых технологий, но с ограниченным трансфером, локальные конфликты). Третий – критический сценарий (с экономическим спадом, геополитическими конфликтами и крайне ограниченными перетоками капитала и технологий).

Энергетическая политика

В соответствии с подходами Мирового энергетического совета [6] направления государственной энергетической политики объединены в три группы основных приоритетов: энергобезопасность, доступность энергии, экология и устойчивое развитие.

По регионам мира условия функционирования энергетики отличаются, что предопределяет и разную значимость задач энергополитики. Например, по состоянию на 2015 г., энергопотребление на одного человека в Африке составляет 0,7 т н.э., что в 8 раз ниже, чем в Северной Америке и почти в 5 раз ниже, чем в Европе и СНГ. Ситуация с потреблением электроэнергии на одного человека еще более критическая – отрыв Африки от Северной Америки составляет 16 раз, от Европы – 9, от СНГ – 7. Выбросы CO₂ на 1 человека отличаются по регионам мира в 12 раз (рис. 1). Самый малый разброс имеет карбоноёмкость ВВП – 2,5 раза. Но если одни страны прошли период индустриализации и быстрого экономического роста и могут безболезненно сокращать выбросы, то для других ограничение по выбросам является заметным сдерживающим фактором для роста ВВП.

В предстоящие 25 лет показатели регионов по энерго- и электропотреблению на одного человека будут сближаться. В развитых странах будет происходить снижение, прежде всего за

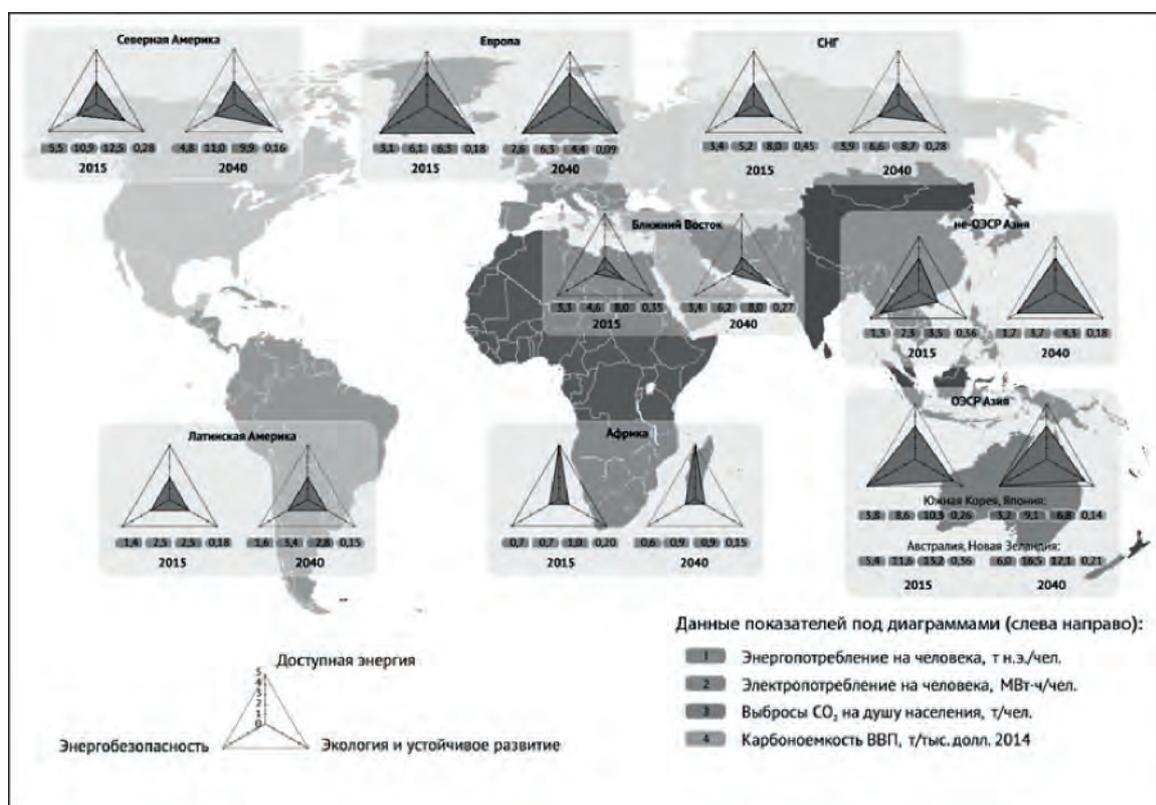


Рис. 1. Изменение основных приоритетов энергетической политики по регионам мира, вероятный сценарий

МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА И ГЕОПОЛИТИКА: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

счет факторов энергоэффективности, в развивающихся – рост благодаря улучшению доступности энергии. Но в Африке сохранится крайне низкий уровень доступности энергии, что будет значимым вызовом для всего человечества.

К 2040 г. ожидается расширение числа стран, для которых в целях энергополитики все более актуальными будут становиться обеспечение экологии и устойчивого развития. Это связано не только с более явными самими угрозами (уровень загрязнения и пр.), но и с появлением экономических и управленческих возможностей делать такие акценты (прохождение пиков выбросов, изменение структуры экономики и темпов роста и т.д.).

Сценарный прогноз развития рынков углеводородов и влияние на российский ТЭК

*Рынок жидких видов топлива*². В период до 2040 г. мировой спрос на жидкие виды топлива продолжит расширяться, но среднегодовой рост составит только 0,7% (для сравнения: в период с 1990 по 2015 гг. темпы роста составили 1,1%). Основной прирост в абсолютном выражении будет обеспечен странами развивающегося мира, где определяющее значение для спроса будут иметь экономика и демография (в отличие от мер энергоэффективности и межтопливной конкуренции, определяющих динамику спроса в развитых странах). В вероятном сценарии спрос на жидкие топлива в 2040 г. составит около 4,9 млрд т н.э. В случае реализации предпосылок критического сценария мировой спрос на жидкие топлива к 2040 г. окажется существенно (на 255 млн т) ниже значений вероятного сценария. При этом сокращение прироста спроса относительно показателей вероятного сценария в критическом сценарии произойдет преимущественно из-за замедления экономического роста в странах не входящих в ОЭСР. Реализация предпосылок благоприятного сценария, напротив, приведет к дополнительному увеличению мирового спроса на жидкие топлива на 186 млн т по сравнению с вероятным сценарием. Ни в одном из сценариев не прогнозируется абсолютное снижение глобального спроса на жидкие

виды топлива. Серьезную роль в формировании спроса на жидкие топлива сыграет транспортный сектор, однако стоит отметить, что к 2040 г. альтернативные топлива (биотопливо, газ, электроэнергия) могут занять до 20% в общем объеме спроса на энергию в транспортном секторе по сравнению с 7 % в 2013 году.

Спрос на жидкие виды топлива будет удовлетворяться в основном за счет добычи углеводородов – традиционных и нетрадиционных нефтей и газового конденсата. Структура мировой добычи жидких углеводородов не претерпит существенных изменений при переходе от вероятного сценария к критическому либо благоприятному. Во всех сценариях после 2020 г. большой вклад (около 40%) в общемировую добычу должна внести нефть с месторождений пока не введенных в эксплуатацию. Ключевым производителем сланцевой нефти во всех сценариях останутся США, причем именно динамика добычи в США будет определять динамику мирового производства сланцевой нефти. В благоприятном сценарии ожидается трансфер технологий добычи нефти низкопроницаемых коллекторов за пределы США, коммерциализация технологий добычи синтетической нефти из сланца и апробация этих технологий в Китае, России, Аргентине, Австралии, что приведет к росту добычи сланцевой нефти в мире с 220 млн т в 2015 г. до 480 млн т к 2040 году. В региональном разрезе ключевой прирост добычи в вероятном сценарии будет обеспечен странами Ближнего Востока (345 млн т в период 2015-2040 гг.). В странах СНГ добыча в вероятном сценарии пройдет пик к 2020 г. и затем снизится до 670 млн т, преимущество из-за падения добычи в России и Азербайджане.

В международной торговле нефтью революционных изменений в ближайшую четверть века не ожидается. Одно из главных изменений заключается в том, что Северная Америка в вероятном сценарии уже к 2020 г. из нетто-импортера станет нетто-экспортером сырой нефти. Тем не менее становление региона в качестве нетто-экспортера не означает полного отказа от импорта сырья, что связано с особенностями американской нефтепереработки. Ключевые объемы экспорта из Северной Америки будут

² Раздел подготовлен при грантовой поддержке Российского научного Фонда (проект № 14-19-01459).

МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА И ГЕОПОЛИТИКА: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

направлены в Азиатско-Тихоокеанский регион. Кроме североамериканских поставщиков, поставки на рынок АТР существенно нарастят страны Африки, СНГ (преимущественно на рынок Китая) и Ближнего Востока (возрастут объемы экспорта в Китай, Индию и прочие страны региона). В благоприятном сценарии, несмотря на больший, чем в вероятном, спрос, объемы мировой торговли нефтью оказываются ниже. В критическом сценарии объемы межрегиональной торговли сырой нефтью также сокращаются по сравнению с показателями вероятного сценария (с 2041 до 1898 млн т).

К 2016 г. цены на нефть сильно снизились по сравнению с периодом 2010-2013 гг. и оказались на уровне 40-50 долл./баррель. Падение цен, начавшееся во второй половине 2014 г., имеет в первую очередь фундаментальное объяснение, обусловленное изменениями спроса и предложения на мировом рынке нефти.

Во-первых, спрос на нефть в 2015 г. оказался ниже прогнозируемого. Темпы падения спроса в Европе оказались выше ожидаемых. Северная Америка нарастила внутреннее потребление незначительно, несмотря на наличие ресурса собственного производства (сланцевые жидкие углеводороды). Нестабильная экономическая ситуация в ряде стран (не ОЭСР) привела к меньшим, чем ожидалось ранее, объемам потребления нефтепродуктов.

Во-вторых, объемы дешевого мирового предложения (по цене ниже 50 долл./баррель) при этом значительно возросли. Продолжился значительный рост добычи нефти в США (в 2015 г. она составила свыше 560 млн т в год при прогнозах в 480 млн т, основной прирост пришелся на сланцевую нефть со средними ценами безубыточности добычи 50-55 долл./баррель). Произошло увеличение добычи нефти на Ближнем Востоке на 60 млн т от прогнозных отметок, причем основной ее прирост обеспечивался всего тремя производителями: Ираном, Ираком и Саудовской Аравией, где затраты на добычу оцениваются на уровне ниже 30 долл./баррель. Свободные мощности ОПЕК на протяжении 2015-2016 гг. не опускались ниже 1,3 млн бар-

релей в сутки (то есть составили свыше 80 млн т в год) по цене ниже 30 долл./баррель. В странах ОЭСР запасы в 2015-2016 гг. находились на беспрецедентно высоком уровне, обеспечивая 1,2-1,7 млн баррелей в сутки (порядка 70 млн т в год) условно бесплатного предложения. Крупнейшие производители нефти (ОПЕК, США и Россия) перешли к стратегии захвата рынков: Саудовская Аравия пошла на беспрецедентные дисконты от рыночной цены при поставках на азиатский и европейский рынок, в Северной Америке были и вовсе зафиксированы случаи продажи нефти по отрицательной цене. Наконец, в результате девальвации национальных валют и пересмотра фискальных режимов произошло удешевление затрат на добычу во многих крупных странах-производителях.

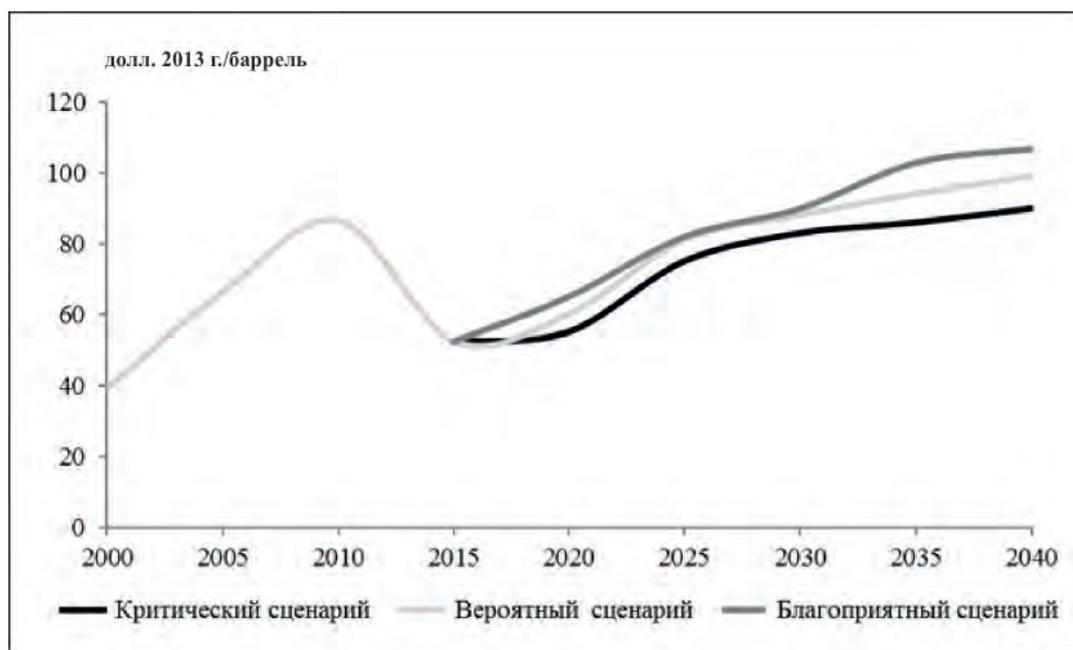
Увеличение предложения на фоне сравнительно низких темпов роста спроса привело к избытку нефти на рынке, что и вызвало снижение нефтяных цен. В Прогнозе-2016, учитывая существующие на рынке неопределенности, динамика цен до 2020 г. задана как сценарная предпосылка. К 2020 г. ожидается постепенная стабилизация нефтяных цен вокруг равновесного уровня.³ После 2020 г. во всех трех сценариях ожидается умеренный рост нефтяных цен, вызванный замедлением темпа роста добычи, что обусловлено нехваткой инвестиций в добычу в период низких цен. В критическом сценарии к 2040 г. равновесные цены нефти составят 90 долл./баррель в ценах 2013 г., в вероятном — 99 долл./баррель, а в благоприятном поднимутся до 110 долл./баррель (рис. 2).

В России ресурсной базы будет достаточно для обеспечения высокого уровня добычи жидких углеводородов до 2020-2025 годов. Но дальнейшие перспективные уровни добычи будут зависеть от эффективности мероприятий по приросту запасов.

В вероятном сценарии прирост извлекаемых запасов к 2040 г. должен составить не менее 6 млрд тонн. При этом добыча после пика на уровне в 560 млн т в год в 2020-2025 гг. к 2040 г. сократится до 480 млн т в год.

³ Равновесные цены – это теоретические цены балансирования спроса и предложения на нефтяном рынке, при которых спрос полностью удовлетворяется имеющимися производственными возможностями. Расчетные равновесные цены определяются в годовом выражении, в то время как реальные рыночные цены могут существенно отклоняться от уровня равновесных [12].

МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА И ГЕОПОЛИТИКА: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ



Источник: ИНЭИ РАН.

Рис. 2. Среднемировые цены нефти

В критическом сценарии прирост запасов составит 4 млрд тонн. Основными сдерживающими факторами станут технологические ограничения в результате санкций, негативная экономическая конъюнктура и низкие цены на нефть. Как результат – масштабные инвестиции в геологоразведку будут невозможны, что не позволит обеспечить значимые объемы добычи за счет прироста новых запасов. Быстрая выработка запасов в начале прогнозного периода на фоне нехватки прироста запасов приведет к тому, что к 2040 г. добыча окажется существенно ниже уровня вероятного сценария – 443 млн т в год.

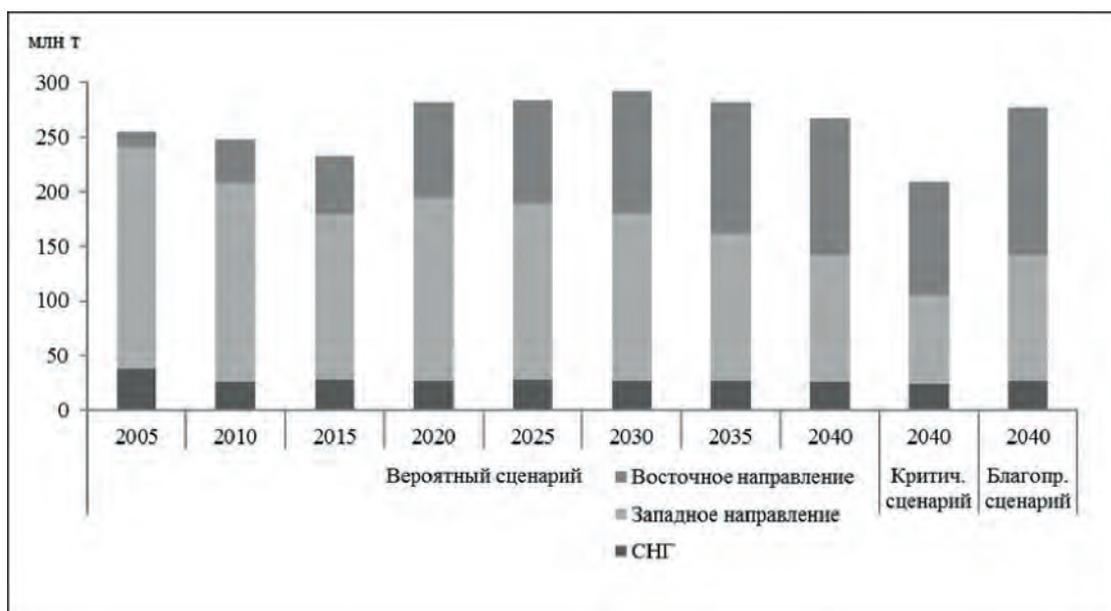
В благоприятном сценарии потребуется прирост запасов более чем на 10 млрд т за 25 лет. Это потребует заметно более интенсивного развития и внедрения новых технологий добычи, а также активного проведения геологоразведки. В этом сценарии в 2040 г. добыча нефти в России составит 515 млн т в год.

В вероятном и благоприятном сценариях прогнозируется рост экспорта нефти. Рост объемов экспорта будет осуществляться до 2020 г. за счет увеличения добычи, а после 2020 г. – за счет снижения объемов переработки с сокращением объемов экспорта нефтепродуктов. После 2030 г. ожидается некоторое снижение объемов экспорта из-за

сокращения добычи. В критическом сценарии падение объемов экспорта ожидается уже после 2020 года.

По всем сценариям прогнозируется значительное изменение географической структуры экспорта (рис. 3). На западном направлении ожидается снижение объемов уже после 2020 г., в первую очередь из-за падения спроса на нефтепродукты и, как следствие, – на сырье для их производства. Российским компаниям придется столкнуться с жесткой конкурентной борьбой с поставщиками Ближнего Востока, Африки и даже Южной Америки, которые традиционно направляли большие объемы нефти на рынок Северной Америки. Но к 2040 г. Северная Америка практически полностью откажется от импорта из других регионов. Российская доля на европейском рынке нефтяного сырья снизится с 33% в 2015 г. до 20-23% в 2040 году. При этом на тихоокеанском направлении открываются большие перспективы: с учетом наличия проектов по добыче в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке и развитой экспортной инфраструктуры, есть возможность наращивания экспорта в Китай, где ожидается значительный рост нефтеперерабатывающих мощностей. Доля России в общем объеме китайского экспорта может вырасти с 13% в 2015 г. до 15-18% к 2040 году.

МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА И ГЕОПОЛИТИКА: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ



Источник: ИНЭИ РАН.

Рис.3. Экспорт нефти Россией по направлениям по трем сценариям

Рынок газового топлива. В 2015 г. газ обеспечивал 22% потребления первичной энергии в мире. В период до 2040 г. спрос на газ будет расти более медленными темпами, чем в предшествующий период (1,4% в 2015-2040 гг. и 2,2% в 1990-2015 гг.). Однако среди всех энергоресурсов спрос на газ в абсолютных объемах будет наиболее быстрорастущим в прогнозный период, и его доля в мировом энергобалансе вырастет до 24% в вероятном сценарии и 23% – в критическом. К 2040 г. спрос на газ в вероятном сценарии составит 5 трлн м³ (абсолютный прирост почти на 1,5 трлн м³ по сравнению с 2015 г.), в благоприятном – более 5,4 трлн м³, в критическом – 4,6 трлн м³.

Динамика потребления газа будет находиться под влиянием разнонаправленных факторов. С одной стороны, повышение показателей энергоэффективности, изменение структуры экономики отдельных стран в пользу неэнергоёмких секторов, развитие ВИЭ и атомной энергетики, трансформация потребления в некоторых секторах спроса за счет увеличения доли электроэнергии, энергетическая политика и соображения энергобезопасности в ряде стран окажут понижающее влияние на уровень спроса. С другой стороны, рост экономики и политика по вытеснению угля из энергобаланса (в том

числе по экологическим причинам) будут оказывать повышательное давление. Рост спроса на газ в 2015-2040 гг. в вероятном и благоприятном сценариях ожидается во всех регионах мира, кроме развитых стран Азии, однако некоторые регионы за этот период пройдут пики потребления. В критическом сценарии потребление снизится в развитых странах Азии и Европе. Ни в одном из сценариев Европе не удастся вернуться к рекордному уровню потребления 2010 года. Среди регионов ОЭСР наибольший рост спроса продемонстрирует Северная Америка, где потребление увеличится на 20% на фоне опережающего роста собственной добычи в период с 2015 по 2040 год.

Менее 60% потребностей в газе могут быть удовлетворены посредством добычи на действующих месторождениях, еще 40% требуют разработки новых месторождений. Традиционный газ останется основным источником, однако доля нетрадиционного газа продолжит расширяться (23% в 2040 г. в вероятном сценарии, с 10% в 2015 году). Доля сланцевого газа в мировой добыче в благоприятном и критическом сценариях практически неизменна. Существенный рост добычи газа прогнозируется во всех регионах мира, кроме Европы, которая прошла пик добычи уже в 2004 году. Наиболее активно

МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА И ГЕОПОЛИТИКА: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

будут наращивать производство Ближний Восток, Северная Америка (оба региона – с целью удовлетворения спроса на внутреннем рынке и для экспорта) и развивающиеся страны Азии (преимущественно для покрытия потребности внутреннего рынка).

Мировая торговля газом, рост которой несколько замедлился в 2010-2015 гг., возобновит рост и к 2040 г. увеличится в 1,5 раза, превысив 1,2 трлн м³ в вероятном сценарии, 1,1 трлн м³ – в критическом и 1,4 трлн м³ – в благоприятном сценарии. Крупнейшим экспортером в течение всего прогнозного периода останется Россия. Следом за ней – Катар, Австралия и Иран с объемами экспорта 120-125 млрд м³. Можно говорить о концентрации экспорта – к 2040 г. на 11 крупнейших экспортеров будет приходиться 80% мирового чистого экспорта. Импорт газа менее концентрирован: на 12 крупнейших импортеров придется порядка 70% чистого импорта. На рынке Азии торговый баланс в значительной степени будет зависеть от Китая. Если темпы роста спроса в Китае замедлятся и окажутся ниже темпов роста добычи, то страна пройдет пик импорта газа – именно это наблюдается в вероятном и критическом сценариях. Американский СПГ становится балансирующим на газовом рынке. Характерные отличительные черты отрасли в США – короткие инвестиционные циклы сланцевых проектов, отсутствие вертикальной интеграции в цепочках поставок, наличие крупных мощностей по сжижению с невысоким уровнем загрузки и контрактной гибкостью. Именно американский рынок через экспорт СПГ устанавливает нижнюю границу арбитражных цен, при превышении которых американские поставки немедленно расширяются. Принципиальным нововведением американских компаний стало применение толлинговой схемы, что также стимулирует экспорт даже при неблагоприятной ценовой конъюнктуре.⁴ Но прохождение в 2030-2035 гг. пика сланцевой добычи в США снизит возможности страны по экспортным поставкам.

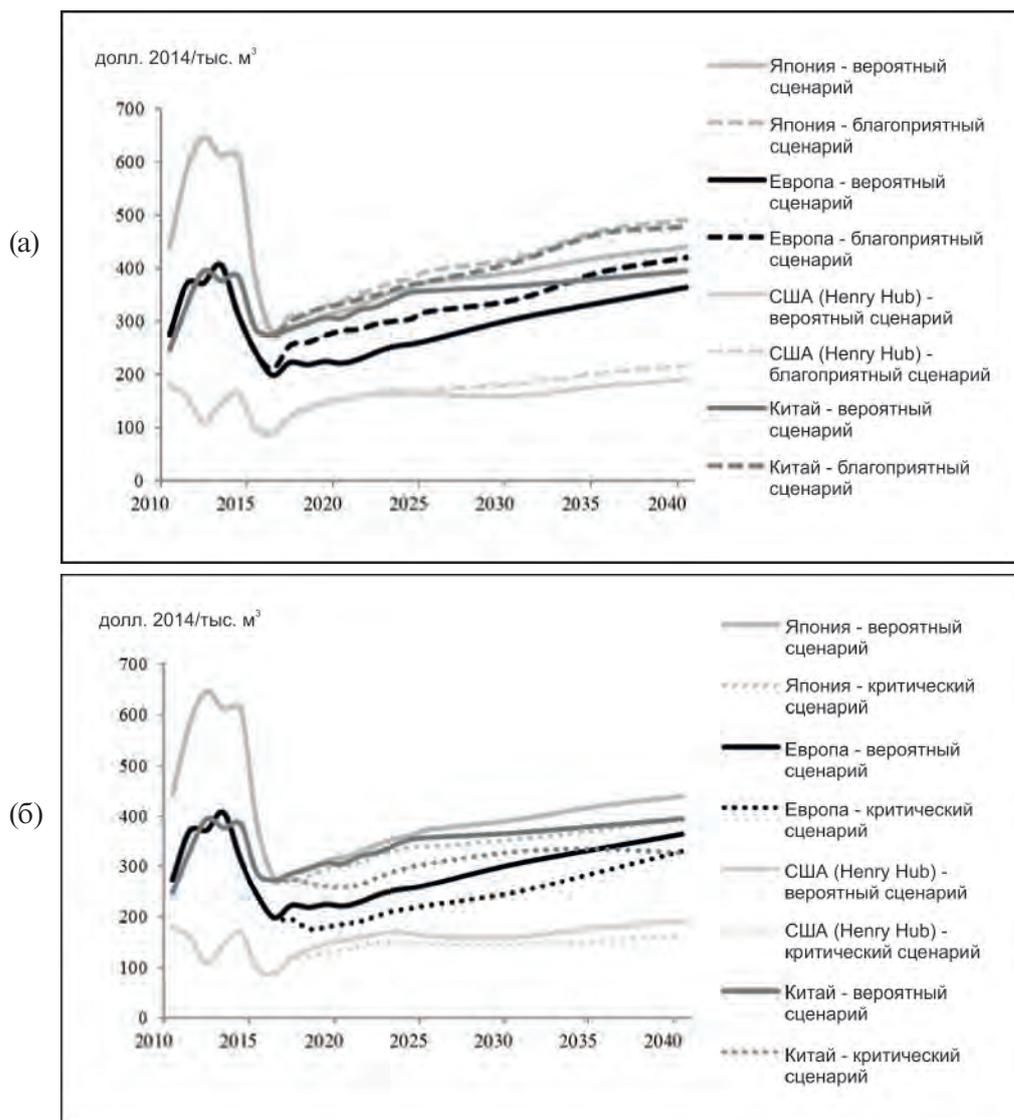
До 2020 г. избыток предложения вследствие ввода большого количества новых проектов СПГ и наличие свободных мощностей будут оказывать понижающее действие на цены, в первую очередь в Европе, где значительная часть поставок осуществляется в рамках спотовой торговли. Средневзвешенные цены в Азии будут расти быстрее вслед за восстанавливаемым уровнем цен на нефть – поставки в этот регион в этот период будут все также осуществляться преимущественно по контрактам, привязанным к цене нефти. Но к 2040 г. и в Азии вырастет доля краткосрочной торговли. Прогнозируется, что заметная разница между уровнями цен на газ в разных регионах сохранится, что связано с сохраняющимися высокими затратами на транспортировку. Цены на газ во всех регионах в течение прогнозного периода будут постепенно повышаться, однако даже к завершению периода на рынках стран-импортеров они не достигнут рекордных уровней 2012-2014 гг. (рис. 4).

В период после 2008 г. российская газовая отрасль впервые в своей истории столкнулась с падением всех показателей производства и экспорта ниже уровней 2005 г., и до 2015 г. так и не смогла восстановиться. Радикальный фактор в изменении работы всей отрасли – ограничение объемов потребления как на внутреннем, так и на внешнем рынках.

В вероятном и критическом сценарии приняты довольно низкие темпы роста российской экономики. Это предопределяет лишь незначительный рост внутреннего спроса на газ (на 4-6% в 2040 г. по сравнению с 2015 г.). В благоприятном сценарии внутреннее потребление газа вырастет на 7% – эта цифра не так значительна, как можно было бы ожидать исходя из роста экономики. Однако именно в этом сценарии, при наличии инвестиционных ресурсов и технологий будут, опережающими темпами развиваться другие источники энергии, что ограничит возможности роста использования газа более быстрыми темпами.

⁴ Толлинговая схема – это схема, при которой оператор проекта оказывает лишь услуги по сжижению газа, который покупатель самостоятельно приобретает на рынке с привязкой к котировкам Henry Hub, получая за это фиксированную плату (liquefaction fee). Такой платеж компания-оператор получит вне зависимости от стоимости исходного сырья, фактических объемов производства и главное – вне зависимости от цен конечной реализации – все эти риски в американской модели несут клиенты. Покупатели в данном случае становятся активными участниками производственной СПГ-цепочки на более ранних этапах, чем прежде.

МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА И ГЕОПОЛИТИКА: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ



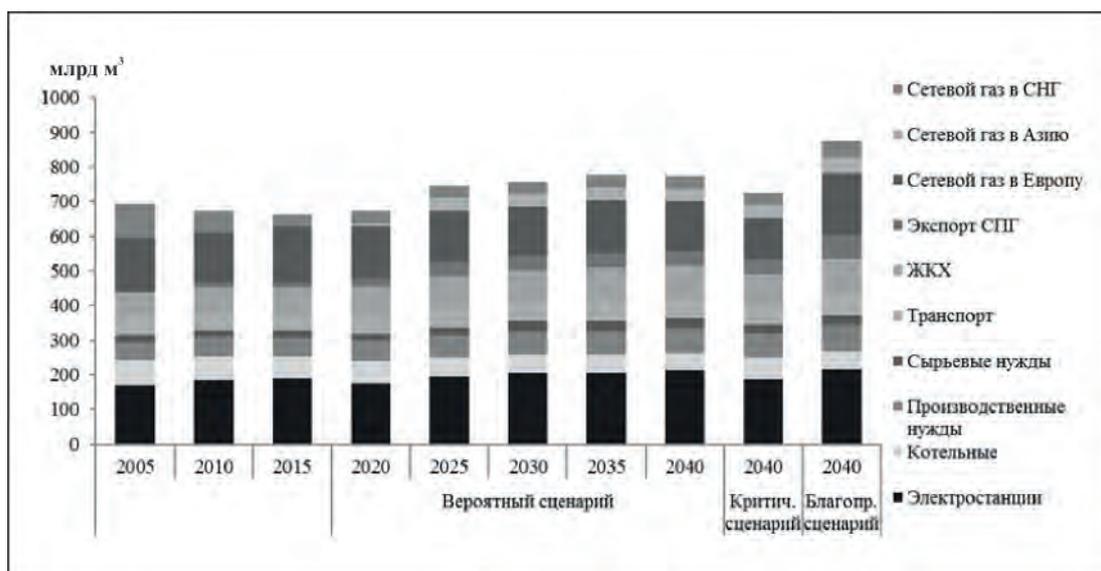
Источник: ИНЭИ РАН.

Рис. 4. Средневзвешенные цены на природный газ в вероятном и благоприятном сценариях (а) и вероятном и критическом сценариях (б)

Таким образом, практически весь потенциал развития отрасли оказывается связан с внешними рынками. В вероятном сценарии в период до 2040 г. заметного повышения экспорта в Европу не происходит. В критическом сценарии неизбежным становится сокращение поставок, и лишь в благоприятном сценарии возможен рост экспорта европейским потребителям на 10% к концу периода. В любом случае европейский рынок сетевого газа продолжит обеспечивать 52-56 % всего российского экспорта в 2040 году. Нарастания поставок газа в СНГ не ожидается.

Основные возможности для увеличения объемов экспорта зависят от перспектив поставок на рынок АТР и от развития СПГ-индустрии. Относительно развития рынка природного газа в АТР сохраняется неопределенность. Предполагается рост экспорта российского газа в АТР в 4,5-6 раз, однако стоит отметить, что рост этот будет идти с низкой базы, и в абсолютном выражении даже в благоприятном сценарии поставки в Азию к 2040 г. не достигнут 30% от современных объемов экспорта в Европу. СПГ-индустрия могла бы обеспечить гибкость и рост объемов экспорта. Однако, опять же, даже при

МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА И ГЕОПОЛИТИКА: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ



Источник: ИНЭИ РАН.

Рис. 5. Направления использования и экспорта природного газа по трем сценариям

максимальном росте производства СПГ объемы его общего экспорта к 2040 г. составят до 40 % от современных объемов поставок в Европу.

Заключение

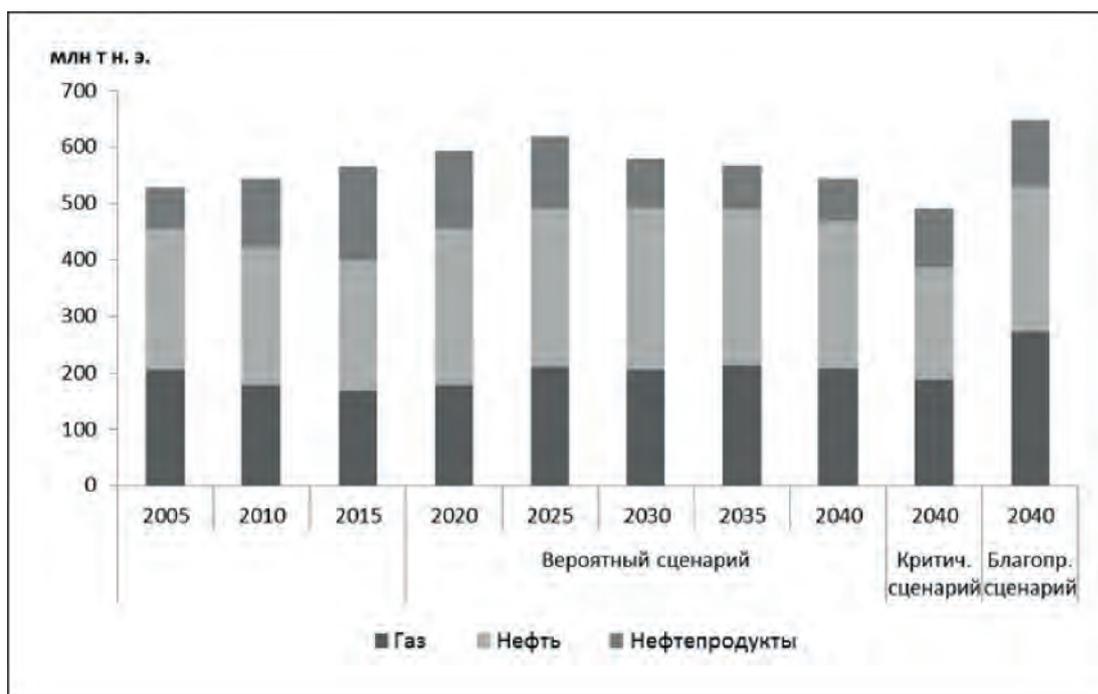
Сценарный прогноз развития мировых энергетических рынков демонстрирует высокую устойчивость самих глобальных энергетических систем в условиях достаточно серьезных рисков и вызовов. Несмотря на целый ряд проблем, мировая энергетика и экономика имеют возможность развиваться без потрясений, радикальной смены установившегося режима работы системы не происходит, несмотря на определенные процессы трансформации. С другой стороны, сценарный анализ показывает большую вероятность изменений конъюнктуры рынков, являющихся основными направлениями экспорта углеводородов из России. Это, естественно, создает высокую неопределенность для энергетики и экономики России, которая является одним из крупнейших участников международной торговли энергоресурсами. В период с начала 2000-х гг. наша страна смогла радикально нарастить экспорт энергоресурсов: с 2000 по 2005 гг. экспорт вырос на 56 %, превысив суммарный энергетический экспорт СССР. Анализ

перспектив развития внешних рынков явно демонстрирует, что продолжение этой динамики не представляется возможным. Если в газовой отрасли сохраняется потенциал наращивания поставок на отдельных направлениях, то в нефтяной неизбежно сокращение экспорта во всех сценариях (рис. 7). Это связано с возможностями производства нефти и нефтепродуктов и внутренним спросом. Благоприятный сценарий развития мировой энергетики более оптимистичен для России: увеличение спроса на российские энергоресурсы на внешних рынках (в первую очередь в Азии) дает импульс развитию отраслей российского ТЭК.

Несмотря на широкий разброс предпосылок по сценариям, революций в мировом энергопотреблении в период до 2040 г. не предвидится.⁵ Это означает, что ископаемые виды топлива, рассмотренные в статье, сохранят доминирующее положение в мировой энергетике, и спрос на них будет расти в абсолютном выражении. Это, на первый взгляд, представляет возможности для России в части сохранения текущей роли крупнейшего поставщика углеводородов на мировые рынки. Однако при более детальном анализе оказывается, что рынок Европы – основной по всем углеводородам – будет сокращать спрос и соответственно импорт всех углеводородов.

⁵ Для полного понимания полной структуры стоит обратиться и к нетопливным источникам энергии, которые к 2040 г. составят четверть мирового потребления. Эти виды рассмотрены в Прогнозе-2016, но выходят за рамки анализа данной статьи.

МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА И ГЕОПОЛИТИКА: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ



Источник: ИНЭИ РАН.

Рис. 6. Суммарный нефтегазовый экспорт России – ретроспектива с 1991 г. и прогноз до 2040 г. для трех сценариев

Перспективы азиатского региона, и в первую очередь Китая, отличаются по сценариям, однако возможность значительного замедления, если не стагнации, не может быть исключена.

Поэтому для России разброс возможных сценариев определяется не только внешними рынками, но и решениями, принятыми внутри страны. Снижение стоимости кредитов за счет улучшения инвестиционного климата, улучшение возможностей работы на мировых финансовых рынках и уменьшение страновых рисков, снижение коррупции и улучшение регуляторной базы позволит снизить удельные капитальные затраты. Совершенствование регулирования и удаление бюрократических преград, а также улучшение качества управления позволило бы снизить транзакционные издержки и таким об-

разом уменьшить удельные операционные затраты. Наконец, увеличение доли компактной продукции с высокой добавленной стоимостью, и как следствие изменение продуктовой структуры, рост использования водного транспорта, реформа железнодорожного транспорта, эффективная загрузка трубопроводного транспорта позволят снизить транспортные затраты. Именно такие изменения приняты в благоприятном сценарии, подразумевающим повышение конкурентоспособности российского энергетического сектора с параллельным развитием и других секторов экономики. Однако из рассмотренных сценариев именно благоприятный представляется менее реалистичным с точки зрения авторов Прогноза-2016.

ЛИТЕРАТУРА

1. IEA World Energy Statistics and Balances / IEA, Paris: OECD/IEA, 2014.

2. International Monetary Fund World Economic Outlook. Uneven Growth: Short- and Long-term Factors / International Monetary Fund, Washington, D.C.: International Monetary Fund, 2015. 210 с.

3. International Monetary Fund World Economic Outlook. Adjusting to Lower Commodity Prices / International Monetary Fund, Washington, D.C.: International Monetary Fund, 2015. 210 с.

4. Makarov A., Mitrova T., Kulagin V. SCANNER: Tracing Energy Horizons // ТЕК.

МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА И ГЕОПОЛИТИКА: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

Development Strategies [ТЭК. Стратегии развития]. 2011. № 1.

5. *United Nations, Department of Economic and Social Affairs P.D. World Population Prospects: The 2015 Revision, Key Findings and Advance Tables / P.D. United Nations, Department of Economic and Social Affairs, New York: United Nations, 2015. 66 с.*

6. *World Energy Council World Energy Trilemma 2016: Defining Measures to Accelerate the Energy Transition / World Energy Council, L.: World Energy Council, 2016. 110 с.*

7. *Белоцкая Е.Д. и др. Прогноз развития энергетики мира и России 2016 / под ред. А.А. Макарова, Л.М. Григорьева, Т.А. Митровой, М.: ИНЭИ РАН / АЦРФ, 2016. 195 с.*

8. *Веселов Ф. и др. Модельно-информационный комплекс SCANNER / под ред. А.А. Макарова, М.: ИНЭИ РАН, 2011. 72 с.*

9. *Галкина А. и др. Перспективы развития мировой энергетики в период до 2040 г. и их влияние на российский топливно-энергетический комплекс // Научно-технические ведомости СПбГПУ. Экономические науки. 2015. № 1 (211). С. 59-70.*

10. *Прогноз развития энергетики мира и России до 2040 года / под ред. А.А. Макарова, Т.А. Митровой, Л.М. Григорьева, М.: ИНЭИ РАН, 2013. 108 с.*

11. *Прогноз развития энергетики мира и России до 2040 года / под ред. А.А. Макарова, Т.А. Митровой, Л.М. Григорьева, М.: ИНЭИ РАН / АЦРФ, 2014. 168 с.*

12. *Эволюция мировых энергетических рынков и ее последствия для России / под ред. А.А. Макарова, Л.М. Григорьева, Т.А. Митровой, М.: ИНЭИ РАН / АЦРФ, 2015. 400 с.*

Поступила в редакцию
05.12.2016 г.

A.A. Galkina, D.A. Grushevenko, V.A. Kulagin, I.Yu. Mironova, T.A. Mitrova⁶

GROWTH PROSPECTS FOR GLOBAL OIL AND GAS MARKETS TILL 2040 AND THEIR INFLUENCE ON THE RUSSIAN FEC

The article cites basic provisions from the Global and Russian Energy Outlook 2016 prepared by the Energy Research Institute of the Russian Academy of Sciences and the Analytical Center of the Russian Government. The described study determines key areas of transformations in the structure of the global energy industry and changes in the condition of major fuel markets for up to 2040. The focus is on the analysis of potential changes in the conditions of energy system operation and consequences of all these processes for Russia.

Key words: long-term forecast, economy, energy industry, energy markets, oil, gas, prices.

⁶ Anna A. Galkina – Researcher at the Energy Research Institute of the Russian Academy of Sciences (ERI RAS), *e-mail:* anne.galkina@gmail.com;
Dmitry A. Grushevenko – Researcher at the ERI RAS, Leading Expert at the Centre for Global Energy Markets of the National Research University Higher School of Economics (NRU HSE) Energy Institute, *e-mail:* grushevenkod@gmail.com;
Vyacheslav A. Kulagin – Head of Global and Russian Energy Research at the ERI RAS, Director of the Centre for Global Energy Markets at the NRU HSE Energy Institute, *e-mail:* vakulagin@yandex.ru;
Irina Yu. Mironova – Researcher at the ENERPO Research Center, *e-mail:* irina.mironova.usu@gmail.com;
Tatyana A. Mitrova – Scientific Supervisor of the «Forecasting Development of Global Energy Industry and Global Energy Markets with Russia's Place and Role» project of the ERI RAS, PhD in Economics, *e-mail:* mitrovat@rambler.ru

УДК 327.8:620.9 (4)

Т.А. Романова¹

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ СОЮЗ ЕС И ЕГО ПОСЛЕДСТВИЯ ДЛЯ РОССИИ

В данной статье Энергетический союз ЕС рассматривается как попытка примирить геополитику и рыночные отношения через стрессоустойчивость. Это означает взаимосвязь либерализации, развития возобновляемых источников, повышения энергоэффективности и гарантий безопасности. Этот подход позволяет сбалансировать интересы старых и новых членов ЕС, а также институтов ЕС и бизнеса. Такое развитие выгодно для энергетических взаимосвязей России и ЕС, но оно повлечет изменения в двусторонних отношениях и ограничит возможности Москвы использовать экспорт газа как внешнеполитический инструмент.

Ключевые слова: Европейский союз, Энергетический союз, безопасность, геополитика, стрессоустойчивость, газ.

Евросоюз – ключевой партнер для России в области энергетики. Большая часть экспортных потоков идет именно в Старый Свет, и эта тенденция сохранится на период до 2040 г. [1, с. 166]. Не менее важна для ЕС и Россия: 37,5% своего импорта природного газа, 30,4% нефти и 29% твердого топлива [2, с. 26] поступает из нашей страны. Согласно прогнозам на период до 2050 г., потребление нефти и твердого топлива в ЕС будет падать, а ядерная энергетика и природный газ сохранят свои позиции. Увеличится и импорт «голубого» топлива в ЕС из-за параллельного снижения объемов собственной добычи [3]. Российские прогнозы более пессимистичны – они предполагают незначительное снижение объемов импорта природного газа в ЕС [1, с. 180], но сохранение нефтегазовой торговли между Россией и ЕС на период до 2050 года.

Особенно ярко взаимозависимость России и ЕС проявляется в сфере природного газа. Это обусловлено и географической близостью, и отсутствием глобального рынка, и тем, что поставки привязаны по большей части к трубопроводам, которые быстро заменить невозможно. 25 ноября 2016 г. вице-президент Европейской комиссии (ЕК) М. Шефчович еще раз подчеркнул, что «ЕС по-прежнему хочет покупать газ в России» и «верит в силу диалога» [4]. Заинтересованы в привлекательном рынке ЕС и отечественные игроки.

В то же время напряженность между Россией и ЕС, перешедшая на новый уровень в связи с

событиями на Украине в 2014 г., заставляет обе стороны с осторожностью относиться к этим связям. ЕС опасается использования поставок энергоносителей как инструмента внешнеполитического давления. Он стремится к диверсификации поставщиков и каналов импорта, развитию возобновляемых источников энергии (ВИЭ) на своей территории и к повышению энергоэффективности. В нашей стране также есть интерес к диверсификации экспортных рынков (за счет Азии и Латинской Америки): высокая зависимость от одного направления делает российских игроков заложниками всех регулятивных изменений в ЕС.

В этом контексте необходимо разобраться с основными тенденциями политико-правового процесса в энергетике ЕС, и прежде всего с так называемым Энергетическим союзом (ЭС), спрогнозировать варианты его развития и значение инноваций для России. Именно это и составляет цель настоящей статьи.

Энергетическая политика ЕС: между рынком и геополитикой

Дихотомия рынок-геополитика крайне популярна в исследовании современной энергетической политики. Авторы используют слегка отличные термины: регионы и империи против рынков и институтов [5, 6], геостратегические подходы против рыночного управления [7], геополитика против многостороннего управления

¹ Татьяна Алексеевна Романова – доцент кафедры европейских исследований Санкт-Петербургского государственного университета, к.п.н., e-mail: t.romanova@spbu.ru

МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА И ГЕОПОЛИТИКА: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

[8], геополитика (неореализм) против рыночных сил (неолиберализма) [9]. Э. Стоддарт справедливо и емко заметил, что «и геополитическая, и рыночно-экономическая перспектива на международные энергетические отношения воспроизводит ... более старые дебаты между реалистами-пессимистами и либералами-рационалистами в международных отношениях» [10, с. 446].

В самом общем виде геополитический подход связан с неореалистской традицией, которая укоренена в силовой политике, борьбе за выживание с минимальным вниманием к национальной политике или транснациональным отношениям [11]. Он связан с государственными формами организации пространства, а также предполагает, что энергетика – стратегический ресурс, требующий активного вмешательства государства в управление инфраструктурой, поставки, сделки [6, 8, 9, 12, 13]. Взаимозависимость нередко воспринимается как негативное явление, требующее минимизации [14].

Рыночный подход, в свою очередь, основан на неолиберальном видении [10, 15, 16], позитивном восприятии зависимости [6, 14]. Этот подход отталкивается от предположения, что энергетические ресурсы – просто товары, а значит, рынок – правильное средство управления ими для обеспечения взаимного выигрыша [10, 17]. Вмешательство же государства должно быть ограничено созданием прозрачных и универсальных для всех правил [18, 19, 20, 21]. Это также предполагает долгосрочное сотрудничество государств и интеграционных образований, а не конкуренцию между ними. Рыночный подход включает различных транснациональных игроков (компании, потребителей, неправительственные организации, экспертные круги). Он также предполагает технократические контакты между чиновниками среднего и низшего уровней различных акторов [22, 23, 24]. В рыночный подход попадает и сотрудничество по энергоэффективности, снижению выбросов парниковых газов.

Традиционно принято считать, что Россия исходит из геополитической модели, а ЕС – из рыночной. Но это упрощение. К примеру, в России можно проследить и рыночный подход, и геополитический [25]. ЕС также балансирует между двумя моделями и нередко прибегал к

геополитической парадигме и ее инструментам. В 1990-е гг., развивая либерализацию энергетики на своей территории, ЕС пропагандировал в международных связях рыночный подход. Его выражением стала Энергетическая хартия и Договор к ней (ДЭХ). Москве предлагалось де-факто принять условия первого этапа либерализации энергетических рынков ЕС. Этому видению способствовал триумф западной рыночной логики в конце прошлого столетия, а также позитивный настрой на сотрудничество со стороны России.

Однако в новом тысячелетии этот настрой меняется. В Евросоюзе появляется озабоченность тем, что Россия не следует за ним, не либерализует в должной мере свою энергетику, не ратифицирует ДЭХ, периодически ограничивает поставки из-за политических проблем. Последние воспринимаются как инструмент политического давления Москвы на соседей. Кроме того, озабоченность вызывали изменения условий для иностранных инвестиций в России, в том числе принятие закона об их ограничении в 2008 году. В результате, Евросоюз выступает с концепцией взаимности [26], вносит «газпромовскую оговорку» в третий пакет по либерализации, создает систему мониторинга поставок природного газа в ЕС. Геополитизации энергополитики ЕС способствовали более уверенные действия России (совпавшие с ростом цен на энергоносители и увеличением госсобственности в нефтегазовом секторе). Другим ее стимулом было расширение Евросоюза в 2004 г., страны Балтии и Польша чувствовали себя особенно уязвимо и выступали яркими критиками России.

Однако к 2009 г. наступил откат ЕС в сторону рыночной парадигмы. Сказались принятие третьего пакета по либерализации, более четкое прояснение разделения компетенций после принятия лиссабонской редакции Договора о функционировании ЕС. Способствовали также экономический кризис, повлекший спад цен на нефть и газ, обновление в 2009 г. руководящего состава ЕС. Не последним фактором было и избрание Д.А. Медведева на пост Президента России, поскольку он отождествлялся с либеральными реформами.

С 2012 г. можно наблюдать очередной процесс геополитизации энергополитики ЕС.

МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА И ГЕОПОЛИТИКА: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

Брюссель вновь заговорил о необходимости диверсифицировать пути и виды потребляемых ресурсов, нередко за счет коммерчески неоправданных способов. Против «Газпрома» было открыто расследование о потенциальном нарушении конкурентного права [27]. Крах надежд на либеральные реформы в России в связи с возвращением В.В. Путина в Кремль, безусловно, стимулировал возврат ЕС к геополитической парадигме. Сыграл роль и рост мировых цен на нефть. Однако подлинным катализатором стали события на Украине в 2014 году.

В результате появилась Европейская стратегия энергетической безопасности, которая во главу угла ставила российские угрозы стабильности снабжения газом и ядерными материалами и призывала сократить зависимость ЕС от России [28]. Документ предлагал усилить механизмы кризисного реагирования и солидарности, снизить спрос на энергоресурсы, укрепить внутренний рынок, увеличить производство топлива на своей территории, развивать новые технологии, диверсифицировать поставки и инфраструктуру, а также консолидировано выступать на мировой арене. Хотя элементы рыночного подхода и упоминаются в документе, они незначительны по сравнению с геополитическими.

Таким образом, внутренняя политика России и ее действия на мировой арене стимулируют переключение ЕС между рыночной и геополитической парадигмами. Россия становится и основным полигоном для отработки механизмов той или иной парадигмы. Дополнительным фактором переключения были мировые цены на углеводороды: когда они находились на высокой отметке, склонность к геополитизации возрастала. Отметим также, что высокие цены также делают коммерчески привлекательными такие геополитические инструменты, как развитие ВИЭ или строительство новой инфраструктуры.

Однако интересна, скорее, легкость, с которой ЕС переключается от одной парадигмы на другую, а также то, что при каждом переключении рыночный компонент увеличивается. Это заставляет говорить о том, что в ЕС есть сторонники и рыночного, и геополитического подходов. Приверженцами первого выступают, прежде всего, старые страны-члены, а за геополитизацию ратуют новые государства ЕС, прежде всего – страны Балтии и Польша [29].

Позицию последних определяет их высокая зависимость от поставок из России, отсутствие диверсификации и вытекающая неспособность решать проблемы поставок на рыночных условиях. Другой важный фактор – исторический опыт их взаимоотношений с Россией. Наконец, важен общий объем поставок на эти рынки [2, с. 25]. Влияние новых стран в ЕС обусловлено принципом солидарности, который Лиссабонский договор интегрировал в текст учредительных документов ЕС. Однако призывы новых стран-членов особенно хорошо слышны, когда есть основания считать, что для них существует реальная угроза. Таким образом, геополитизация достигается за счет более внимательного отношения к позиции, которая всегда существует в ЕС.

Ситуацию с игроками, поддерживающими ту или иную парадигму, усложняет разделение компетенций в ЕС. Союз ответственен за либерализацию и функционирование внутреннего энергетического рынка, создание инфраструктуры, связывающей все страны-члены, развитие ВИЭ, повышение энергоэффективности и снижение выбросов парниковых газов. Страны-члены ЕС вправе определять свой энергобаланс, обеспечивать свою энергобезопасность и принимать решение о разработке своих природных ресурсов. Таким образом, рыночная парадигма дает большее влияние ЕС (в частности ЕК, которая реализует интересы ЕС), а геополитическая – возвращает процессы на национальный уровень. Вопросы энергобезопасности только координируются в ЕС на межгосударственной основе, где страны ЕС имеют право вето, а диалог с третьими странами, в том числе и по этому вопросу, ведет Европейская служба по внешним связям (ЕСВС). Таким образом, ЕСВС будет склонна к геополитической парадигме, связыванию энергетики и внешней политики.

Наконец, еще один компонент мозаики – бизнес, который в любой системе должен быть заинтересован в прибыли. В рыночной парадигме он будет вкладывать средства в коммерчески рентабельные проекты. В геополитической – рассчитывать на финансирование проектов из бюджетных средств ЕС или денег потребителей, которым можно вменить

МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА И ГЕОПОЛИТИКА: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

надбавку для оплаты новой инфраструктуры. Самостоятельно нерентабельные проекты бизнес реализовывать не будет.

Таким образом, в энергополитике ЕС складывается любопытная расстановка сил. За рыночную парадигму выступают ЕК, старые страны-члены и бизнес, за геополитическую – новые государства ЕС и отчасти ЕСВС.² Поскольку ЕК заинтересована в рыночной парадигме, влияние старых стран-членов также выше, тем более что единогласия по этим вопросам среди государств не требуется. На сторонников геополитического видения работает общеполитическая напряженность с основным поставщиком, особенно когда угроза давления на новые страны возрастает (или воспринимается как таковая). Это соревнование двух парадигм определило контекст развития ЭС.

Энергетический союз: между рынком и геополитикой?

Старт созданию ЭС дал премьер Польши Д. Туск, который 21 апреля 2014 г. написал, что «Европа должна встретить монополистическую позицию России единым европейским органом, который бы покупал газ» [30]. Д. Туск видел также компонентами ЭС:

- 1) механизм солидарности;
- 2) создание транспортной инфраструктуры и газохранилищ для всех стран ЕС;
- 3) использование всех источников энергии в ЕС (в том числе угля);
- 4) диверсификацию поставщиков;
- 5) усиление Энергетического сообщества (организации, которая включает ЕС и его соседей).

Статья Д. Туска стала квинтэссенцией геополитического видения и была обоснована, прежде всего, событиями в Крыму. Однако разработка ЭС оказалась в руках ЕК, а не Европейского совета, председателем которого вскоре стал Д. Туск. На этом настояли старые страны-члены ЕС.

Итоговый документ – Сообщение ЕК от 25 февраля 2015 г. – существенно отличался от первоначальной идеи. Он провозглашал целью

«Энергетического союза с амбициозной климатической политикой в его ядре – дать потребителям – домашним хозяйствам и бизнесу – безопасную, устойчивую, конкурентоспособную и доступную энергетику» [31]. В центре внимания оказались потребители, что замкнуло концепцию на рыночном подходе. Более того, ЭС объединялся с климатической повесткой, также находящейся в русле рыночного подхода и интересов старых членов ЕС. В полном названии ЭС также определяется как «стрессоустойчивый» (resilient), а этот термин пришел из изучения окружающей среды в рыночные сферы. И в этом также есть символизм ограничения геополитической парадигмы.

В дальнейшем тексте Сообщения геополитическое и рыночное видения переплетаются. В документе выделено пять опор: безопасные поставки энергии, улучшение функционирования внутреннего энергетического рынка, повышение энергоэффективности, сокращение выбросов парниковых газов, а также исследования и инновации. Наиболее полно раскрыты первые две опоры, которые и воплощают собой две парадигмы энергополитики. Документ завершается 15-ю пунктами действия, первый из которых посвящен полному внедрению всего законодательства, а действия по обеспечению работы рынка в ЕС явно имеют приоритет. Реверанс в сторону новых стран-членов и их озабоченностей был сделан тем, что Сообщение упоминало безопасность как первую опору.

Диверсификация поставщиков осталась, но страны и компании не потеряли право заключать соглашения (им вменяется лишь обмен информацией). Залогом же безопасности стало завершение строительства внутреннего энергетического рынка. Индикаторами стали ценовые различия между странами, а также емкость межстрановых электросоединений. Вторым краеугольным камнем безопасности стала энергоэффективность, то есть сокращение потребления и, следовательно, импорта. Третьим – развитие ВИЭ внутри ЕС и снижение спроса на углеводороды. Но ограничение выбросов парниковых газов лимитирует разработку угля и других ви-

² Разделение на старых и новых условно. Чехия, вступившая также в 2004 г., смогла диверсифицировать свои поставки и ратует за рыночный подход. А Франция традиционно выступает за вмешательство государства в диалог с поставщиком. Однако упрощенное деление на старых и новых удобно для анализа энергополитики ЕС в отношении России.

МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА И ГЕОПОЛИТИКА: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

дов твердого топлива (предпочтение Польши). Таким образом, признавая озабоченность новых членов, старые (совместно с ЕК) интегрируют свои приоритеты в качестве средств достижения безопасности. Этот синтез рыночного и геополитического подходов и получает название «стрессоустойчивый». Эта новация позволила ЕС сформулировать целостный подход к энергетической политике.

Сообщение об ЭС предусматривает мягкий механизм развития стрессоустойчивой энергетической политики через национальные планы. Последние интегрируют 23 индикатора в энергетике и охране окружающей среды, объединенных в пять опор, в соответствии с ЭС. Каждое государство должно разработать траекторию движения к общим целям. Такой процесс тяжеловесен, но только он возможен при современном распределении сфер ведения между ЕС и странами-членами и при различиях среди последних. Координация ЕК сдвигает баланс в пользу ЕС и закрепляет приоритет рыночной парадигмы.

В дальнейшем стрессоустойчивое видение ЭС, основанное на синтезе двух парадигм, укрепилось. В зависимости от конкретных задач на первый план выходили то рыночные, то геополитические аспекты. Уже летом 2015 г. в авангард вырвался рынок, ЕК сфокусировалась на гарантиях прав потребителей, энергоэффективности и снижении выбросов парниковых газов. Это сбалансировало решения об интенсификации энергетической дипломатии, то есть о мерах геополитического характера. Первый обзор о состоянии ЭС, опубликованный в ноябре 2015 г., поставил во главу угла декарбонизацию экономики, за которой следовали повышение энергоэффективности и завершение строительства внутреннего рынка. Энергетическая же безопасность отпавила на последнее место, причем акцент был сделан на создании инфраструктуры внутри ЕС, что в русле рыночного подхода (хотя осторожной критике подвергся «Северный поток-2»).

В начале 2016 г. был предложен пакет из четырех мер главным образом геополитической направленности. Проект регламента по обеспечению безопасности поставок природного газа предлагает создание региональных планов взаи-

модействия при чрезвычайных обстоятельствах (при координации ЕК). Проект решения об усилении обмена информацией по новым межправительственным соглашениям призван дать ЕК доступ к документам до подписания с возможностью требовать их модификации. Сообщение ЕК по сжиженному природному газу (СПГ) и мощностям его хранения предлагает строить эти объекты в новых странах ЕС. Терминалы СПГ становятся инструментом диверсификации поставок газа в Центральной и Южной Европе (их оплату предлагается возложить на потребителей). Наконец, стратегия ЕС по отоплению и охлаждению предлагает укреплять энергетическую безопасность за счет снижения спроса.

К концу 2016 г. ожидается новый пакет, и он вновь сделает акцент на рыночной парадигме. Ожидаются шаги в области ВИЭ, призванные ограничить их государственную поддержку, по энергоэффективности и рынку генерирующих мощностей. Это попытка ЕК снизить вмешательство государств-членов в рынок генерации. Более того, в октябре 2016 г. ЕК предприняла шаги в поддержку экспорта газа из России. Решение о расширении использования газотранспортной системы OPAL позволяет увеличить объемы экспорта по «Северному потоку». Кроме того, участились утечки информации, что «Газпром» и ЕК готовы урегулировать претензии последней по иску 2012 г. без штрафов (скорее всего через изменение формулы цены с отказом от индексации по нефти).

Таким образом, с февраля 2015 г. ЕК методично размывала в ЭС геополитическую парадигму в пользу рыночной. Такой подход обоснован и коммерчески. Российский газ остается более привлекательным по сравнению с СПГ. Сырье для «Южного коридора» – пока миф. Не надежность Турции, как партнера, и сложность транзита также ставят под сомнение этот путь. Нет ясности и с углеводородами в юго-восточном Средиземноморье. Большинство проектов СПГ коммерчески непривлекательны (уже созданные в ЕС мощности используются только на 20%). Из бюджетных средств финансировать альтернативные проекты ЕС не способен, у новых стран-членов нет средств на это, а вменить финансирование потребителям будет крайне сложно и непопулярно. Поэтому приоритеты

МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА И ГЕОПОЛИТИКА: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

старых стран-членов и ЕК находят поддержку участников рынка.

Однако новые страны-члены не готовы сдаваться. Примечательны заявления, что решение Комиссии по ОРAL открывает дорогу для шантажа «Газпрома», что Польша готова оспорить это в Суде ЕС. Однако, скорее всего, курс на стрессоустойчивый ЭС, в котором преобладает рыночная парадигма, будет сохранен. Изменить его могут лишь внешнеполитические действия России, которые будут расценены как акт грубой агрессии. Согласие же Польши и стран Балтии будет «куплено» жесткой риторикой в отношении России, сохранением в замороженном виде Энергетического диалога с ней и частичным финансированием отдельных объектов (например, достройки польского терминала СПГ).

России и Энергетический союз

Концепция ЭС серьезно эволюционировала за два с половиной года от геополитической парадигмы в сторону рыночной. Последняя сегодня преобладает, но ее сочетание с геополитическими тезисами и инструментами создало гибрид, который, пользуясь терминологией ЭС, назван нами «стрессоустойчивый».

Несмотря на усилия ЕС по диверсификации, Россия остается привлекательным для европейских участников поставщиком. Шаги Брюсселя не направлены на то, чтобы закрыть внутренний рынок для нее. Для России ЕС – также оптимальный рынок в силу цены, платежеспособности клиентов и существующей инфраструктуры. Санкции Запада затрудняют диверсификацию рынков (прежде всего из-за финансовых ограничений).

В целом ЭС в его стрессоустойчивом виде выгоден России. Во-первых, в нем явно доминирует рыночный компонент. Во-вторых, явно выражен тренд охраны окружающей среды, что делает природный газ привлекательным источником. Даже геополитические меры ЭС выгодны России. Развитие инфраструктуры благоприятно для поставок отечественного газа в ЕС. Обмен информацией о межправительственных соглашениях по поставкам повысит прозрачность и позволит снять некоторые политические спекуляции. Наконец, терминалы СПГ

внесут большее спокойствие в новых странах ЕС. Построив свой терминал СПГ, Литва, например, не перестала покупать газ у России, но выиграла в его цене. Иными словами, получив геополитические гарантии, Вильнюс остался в рыночной логике.

Стрессоустойчивый ЭС, однако, меняет качество рынка в ЕС. И литовский пример это хорошо иллюстрирует. Прозрачность и создание альтернативных возможностей поставок заставляет снижать цены в конкуренции с другими поставщиками. Но цены пересматривались и ранее, отказ от индексации по нефти лежит и в основе урегулирования антимонопольного разбирательства против «Газпрома». Ничего драматичного тут нет.

Развитие инфраструктуры в ЕС, согласно планам ЭС, ликвидирует и возможности для стратегии «разделяй и властвуй», то есть лишает возможности даже риторически использовать поставки газа в качестве инструмента внешней политики. Но одновременно это укрепляет репутацию российских поставщиков, делает излишним предвзятое использование против них конкурентного права, норм по либерализации или иных механизмов давления. Поэтому парадоксальным образом ЭС открывает новые возможности.

Устойчивость гибридной модели ЭС зависит и от России. Любая геополитизация в последние 15 лет провоцировалась действиями Москвы, которые гиперболизировались новыми странами ЕС. Это не значит, что надо отказаться от национальных интересов. Но не стоит ставить под угрозу базовые элементы предсказуемости мирового порядка, или даже риторически использовать язык энергетического шантажа. Геополитизация видения ЕС возможна, если старые страны-члены поверят в реальную угрозу безопасности новых.

Риторическая геополитизация возможна в ЕС. Однако она будет краткосрочна при отсутствии реальной угрозы со стороны России. Российским участникам следует внимательнее смотреть не на декларации ЕС (хотя они оказывают влияние на бизнес), а на его политико-правовые действия. Часто заявления делают реверансы в сторону новых стран-членов и их видения, а реальность более соответствует подходу старых государств ЕС.

МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА И ГЕОПОЛИТИКА: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

Гораздо большую опасность на нынешнем этапе представляют санкции – как финансовые, так и технологические. Они имеют и косвенный эффект (когда старые партнеры покидают проекты, а новые – не приходят) из-за негативного политического климата, а не прямого запрета. Отсутствие работающих институтов Энергетического диалога [22] не позволяет обсуждать

вопросы технократически. В краткосрочной перспективе это не повлечет сложностей с выполнением обязательств. А в долгосрочной – диверсификация от России может стать коммерчески более интересным вариантом. Таким образом, чем дольше держатся санкции, тем меньше шансов у российских игроков воспользоваться благоприятным развитием ЭС.

ЛИТЕРАТУРА

1. Прогноз развития энергетики мира и России 2016. М.: ИНЭИ РАН, Аналитический центр при Правительстве РФ, 2016.
2. *Energy in figures. Statistical Pocketbook 2016*. Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2016.
3. *EU Reference Scenario 2016. Energy, transport and GHG emissions Trends to 2050. Main results*. Brussels: European Commission (Directorate-General for Energy, Directorate-General for Climate Action and Directorate-General for Mobility and Transport), 20 July 2016.
4. Шефчович М. Карт-блани. ЕС по-прежнему хочет покупать газ в России. Евросоюз верит в силу диалога // Независимая газета. 25.11.2016. URL: http://www.ng.ru/world/2016-11-25/8_6869_es.html?print=Y
5. *Clingendael International Energy Programme, Study on Energy Supply Security and Geopolitics, Final Report*. The Hague: CIEP, Jan. 2004.
6. Correlj, A. van der Linde, C. *Energy Supply Security and Geopolitics: A European Perspective // EnergyPolicy*. 2006. Vol. 34. P. 532-543.
7. Youngs, R. *Europe's External Energy Policy: Between Geopolitics and the Market*. CEPS Working Document No. 278. Brussels: CEPS, Nov. 2007.
8. Westphal K. *Energy Policy between Multilateral Governance and Geopolitics: Whither Europe? // Internationale Politik und Gesellschaft*. 2006. No. 4. P. 44-62.
9. Finon D., Locatelli C. *Russian and European Gas Interdependence: Could Contractual Trade Channel Geopolitics? // Energy Policy*. 2008. Vol. 36. P. 423-442.
10. Stoddard, E. *Reconsidering the Ontological Foundations of International Energy Affairs: Realist Geopolitics, Market Liberalism and a Politico-Economic Alternative // European Security*. 2013. Vol. 22/4. P. 437-463.
11. Waltz K. *Anarchic Orders and Balances of Power // R. Keohane (ed.), Neorealism and its Critics*. New York: Columbia University Press, 1986. P. 98-13. Walz K. *The Anarchic Structure of the World Politics, International Politics: Enduring Concepts and Contemporary Issues*. New York: Addison-Wesley Publishers, 2003.
12. Klare M. *Rising Powers, Shrinking Planet: The New Geopolitics of Energy*. New York: Metropolitan Books, 2008.
13. Peters S., Westphal K. *Global Energy Supply: Scale, Perception and the Return to Geopolitics // H. Dyer, M. J. Trombetta (eds.) International Handbook of Energy Security*. Cheltenham: Edward Elgar Publishing, 2013. P. 92-113.
14. Casier T. *The Rise of Energy to the Top of the EU-Russia Agenda: From Interdependence to Dependence? // Geopolitics*. 2011. Vol. 16/3. P. 536-552.
15. Keohane R.O., Nye J.S. *Power and Interdependence: World Politics in Transition*. Boston: Little, Brown and Company, 1977.
16. Keohane R.O. *Governance in the Partially Globalised World // American Political Science Review*. 2001. Vol. 95/1. P. 1-13.
17. Goldthau A., Witte J. *From Energy Security to Global Governance // Journal of Energy Security*, 23 March 2010. URL: http://www.ensec.org/index.php?option=com_content&view=article&id=234:from-energy-security-to-global-energygovernance&catid=103:energysecurity%20issuecontent&Itemid=358

МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА И ГЕОПОЛИТИКА: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

18. Bielecki J. *Energy Security: Is the Wolf at the Door?* // *The Quarterly Review of Economics and Finance*. 2002. Vol. 42/2. P. 235-250.
19. Goldthau A. Sitter N. *A Liberal Actor in a Realist World? The Commission and the External Dimension of the Single Market for Energy* // *Journal of European Public Policy*. 2014. Vol. 21/10. P. 1452-1472.
20. Goldthau A., Witte J.M. *Global Energy Governance: The New Rules of the Game*. Washington, DC: Brookings Press 2010.
21. Mitchell J., Morita N., Selley N., Stern J. *The New Economy of Oil: Impacts on Business, Geopolitics and Society*, London: Royal Institute for International Affairs, 2001.
22. Romanova T. *Russian Energy in the EU Market: Bolstered Institutions and their Effects* // *Energy Policy*. 2014. Vol. 75. P. 44-53.
23. Keohane R.O. Nye J.S. *Transgovernmental Relations and International Organizations* // *World Politics*. 1974. Vol. 27/1. P. 39-62.
24. Slaughter A.-M. *A New World Order*. Princeton, NJ: Princeton University Press, 2004.
25. Romanova T. *Is Russian Energy Policy towards the EU Only about Geopolitics? The Case of the Third Liberalisation Package* // *Geopolitics*. 2016. No 4. P. 857-879.
26. Романова Т.А. *Проблема взаимности в отношениях России и Европейского союза* // *Вестник Санкт-Петербургского университета*. Сер. 6. 2013. Вып. 3. С.134-141.
27. European Commission. *Upstream gas supplies in Central and Eastern Europe. Case 39816*. URL: http://ec.europa.eu/competition/elojade/isef/case_details.cfm?proc_code=1_39816
28. *Communication from the Commission to the European Parliament and the Council. European Energy Security Strategy*. Brussels, 28.05.2014.
29. Austvik O.G. *The Energy Union and security-of-gas supply* // *Energy Policy*. 2016. Vol. 96. P. 372-382.
30. Tusk D. *A united Europe can end Russia's energy stranglehold* // *Financial Times*. 21.04.2014. URL: <https://www.ft.com/content/91508464-c661-11e3-ba0e-00144feabdc0>
31. *Communication from the Commission to the European Parliament and the Council, the European Economic and Social Committee, the Committee of the Regions and the European Investment Bank. A Framework Strategy for a Resilient Energy Union with a Forward-Looking Climate Change Policy*. Brussels, 25.02.2015.

Поступила в редакцию
28.11.2016 г.

T.A. Romanova³

EU ENERGY UNION AND ITS CONSEQUENCES FOR RUSSIA

This article considers the EU Energy Union as an attempt to conciliate geopolitics and market relations through stress tolerance. It involves interconnected liberalization, renewable energy development, energy efficiency improvement and security guarantee. This approach balances the interests of old and new EU members as well as EU institutes and business. Such development is beneficial for energy relations between Russia and the European Union, but it will entail changes in bilateral relations and restrict Moscow's capacity to use gas exports as a foreign policy tool.

Key words: European Union, Energy Union, security, geopolitics, stress tolerance, gas.

³ Tatyana A. Romanova – Associate Professor of the European Studies Department at the Saint-Petersburg State University, PhD in Politics, e-mail: t.romanova@spbu.ru

УДК 338.2:620.9 (4)

В.И. Салыгин, И.А. Гулиев, Р.К. Мустафинов¹

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА ЕВРОПЕЙСКОГО СОЮЗА В СФЕРАХ ИННОВАЦИЙ И СНИЖЕНИЯ ЭНЕРГОЗАВИСИМОСТИ

В период с 1990 по 2014 гг. показатели энергетической зависимости Европейского союза существенно возросли: показатель зависимости от поставок природного газа увеличился на 21%, нефти – на 9%, твердого ископаемого топлива – на 28% [9]. Однако с помощью синергетического эффекта от внедрения инновационных технологий в электроэнергетике, транспорте, промышленности и домашнем хозяйстве предполагается увеличить показатели экономического роста и сократить импортозависимость.

Ключевые слова: Европейский союз (ЕС), возобновляемые источники энергии, альтернативные виды топлива, Лиссабонская стратегия, стратегия «Европа-2020», Европейская стратегия по энергетической безопасности.

Взаимосвязь инноваций и энергобезопасности в политике ЕС

Признание Европейской комиссией (ЕК) возрастающей зависимости от импорта энергоресурсов («Зеленая книга» COM/2000/769) стало точкой отсчета для разработки стратегий развития Европейского союза. В 2000 г. топливно-энергетический баланс ЕС на 48% состоял из импортированных ресурсов, при этом поставки природного газа из России на рынке ЕС составляли 40%, нефти из стран Ближнего Востока – 50%. По расчетам ЕК, сохранение тенденции экстенсивного развития экономики вело к дальнейшему увеличению зависимости (до 70% к 2020-2030 гг.) [6].

В 2000 г. была принята рассчитанная на 10 лет Лиссабонская стратегия, следование которой должно было сделать ЕС к 2010 г. «самой конкурентоспособной экономикой в мире». Главную цель стратегии предполагалось достичь через устойчивое экономическое развитие, увеличение занятости населения, качественное изменение структуры рынка труда, территориальное и социальное сплочение граждан. Впоследствии чрезмерное количество поставленных целей и размытое разделение полномочий между аппаратом ЕС и национальными органами вызвали необходимость пересмотра стратегии. В 2005 г., после подведения промежуточных итогов, была

опубликована вторая версия, в которой основное внимание было сконцентрировано на двух направлениях: инновационное развитие и повышение уровня занятости населения. Перед странами ЕС к 2010 г. были поставлены две цели: объем отчислений на НИОКР – 3% от ВВП и уровень занятости – 70%. Для реализации этих целей были созданы новые механизмы стратегического управления и взаимодействия на интеграционном, национальном и региональном уровнях.

Последствия глобально экономического кризиса 2008 г. крайне негативно сказались на возможностях стран ЕС достичь поставленные цели и практически нивелировали положительную динамику предыдущих лет. К 2010 г. Лиссабонская стратегия не была полностью реализована: совокупный показатель отчислений ВВП на НИОКР составил 1,93%, средний уровень занятости – 64,10% [1].

Однако через принятие сопутствующих директив и предписаний институты управления ЕС смогли значительно увеличить свои полномочия во внутренней и внешней энергетической политике. В период действия стратегии совместными решениями Европейского парламента и Совета ЕС были приняты акты второго и третьего энергетических пакетов, направленные на либерализацию энергетических рынков ЕС, усовершенствование сетевой инфраструктуры и энергетическую безопасность.

¹ Валерий Иванович Салыгин – директор Международного института энергетической политики и дипломатии (МИЭП) МГИМО МИД России, д.т.н., чл.-корр. РАН, профессор, *e-mail:* miep@mgimo.ru;
Игбал Адиль оглы Гулиев – заместитель директора МИЭП МГИМО МИД России, к.э.н., доцент, *e-mail:* guliyev@miep-mgimo.ru;
Руслан Камильевич Мустафинов – аспирант МИЭП МГИМО МИД России, *e-mail:* mustafinovruslan@gmail.com

МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА И ГЕОПОЛИТИКА: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

В 2010 г. в условиях спада темпов развития мировой экономики, обострения конкуренции на рынках высокотехнологичной продукции и нестабильной ситуации в кредитно-денежной и финансовой сферах была одобрена стратегия «Европа-2020». В ее основу заложены три направления: «разумный рост» – развитие экономики, основанное на знаниях и инновационных технологиях, «устойчивый рост» – обеспечение перехода экономики к экологически чистой, конкурентоспособной и ресурсоэффективной системе, «всеобъемлющий рост» – повышение уровня занятости населения, достижение социального и территориального согласия. Экономический рост, который не сопровождается увеличением потребления энергетических ресурсов, является основополагающим приоритетом стратегии «Европа-2020». Задачи стран ЕС по декарбонизации экономики дополняются целями по энергетической эффективности: к 2020 г. показатель валового потребления первичной энергии ЕС не должен превысить 1 474 000 тыс. т н.э.

Мониторинг состояния выполнения стратегии стал более понятен после введения унифицированной системы ежегодных оценок, а ЕК наделена контролирующими полномочиями и вправе использовать «политику предупреждения» в отношении недисциплинированных стран. Каждая страна ЕС, учитывая особенности национальной экономики, вправе сама определять стратегию достижения поставленных задач.

ЕК поставила определенные целевые ориентиры до 2020 г., с помощью которых стало возможным определить ход выполнения стратегии: уровень трудоустройства населения в возрасте 20-64 лет – 75%, инвестирование в НИОКР – 3% от ВВП, сокращение выбросов парниковых газов на 20% по сравнению с уровнем 1990 г., рост показателей энергоэффективности ВВП на 20%, увеличение доли ВИЭ в топливно-энергетическом балансе до 20%, улучшение уровня жизни 20 млн малоимущих граждан, наличие высшего образования у 40% населения в возрасте 30-34 лет, сокращение доли учащихся, бросивших школу, до 10% [7].

Цели стратегии взаимосвязаны: улучшение качества образования помогает улучшить показатели занятости, что, в свою очередь, положительно

отражается на уровне жизни и благоприятно сказывается на малоимущих. Увеличение расходов на НИОКР в совокупности с ресурсоэффективной политикой повысит уровень конкурентоспособности экономики и приведет к созданию новых рабочих мест. Рост инвестиций в инновационные низкоуглеродные технологии улучшит адаптацию ЕС к изменению климата и предоставит целый спектр новых возможностей бизнесу и неправительственным организациям [1].

Перечисленные цели не являются исчерпывающими и отражают общее видение развития ЕС к 2020 году. Кроме того, для адаптации стратегии на региональном и национальном уровнях и повышения эффективности ее исполнения ЕК выдвинула 7 инициатив: «инновационный союз», «движение молодежи», «программа развития цифровых технологий в Европе», «ресурсоэффективная Европа», «индустриальная политика в эпоху глобализации», «программа создания новых компетенций и рабочих мест», «европейская платформа борьбы с бедностью».

Достижение целей стратегии и вклад семи инициатив в послекризисное восстановление, вероятно, позволит уменьшить зависимость стран ЕС от импорта энергоресурсов. Более глубокая интеграция энергетических рынков способствует росту показателей ВВП ЕС на 0,6-0,8%. Только увеличение доли ВИЭ в топливно-энергетическом балансе до 20% позволит предположительно создать 600 тыс. рабочих мест, что в совокупности с выполнением цели по энергоэффективности даст 1 млн рабочих мест [8].

В 2014 г. была принята Европейская стратегия по энергетической безопасности, в которую заложены принципы Лиссабонской стратегии и стратегии «Европа-2020». В документе подчеркнуто, что «процветание и безопасность Европейского союза зависит от стабильных и избыточных поставок энергоносителей», а также изложена необходимость сокращения импортозависимости и повышения энергобезопасности. В стратегии ключевой акцент сделан на поставках энергетической продукции из России [4].

В документе предложен перечень областей, в которых в краткосрочном, среднесрочном и долгосрочном периодах необходимо принять ряд конкретных мер, направленных на усиление энергетической безопасности. Действия в

МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА И ГЕОПОЛИТИКА: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

рамках стратегии основаны на восьми пунктах: принятие неотложных мер по преодолению резкого прекращения поставок в зимний период 2014/2015 гг., укрепление механизмов солидарного ответа, в том числе координация проведения риск-менеджмента и планов действий в непредвиденных обстоятельствах, защита стратегической инфраструктуры, модернизация спроса на энергетические ресурсы, создание работоспособного интегрированного внутреннего рынка, повышение удельного веса собственных ресурсов при производстве энергии, дальнейшее развитие энергетических технологий, возможность выбора поставщиков и диверсификация маршрутов поставок, координация национальных энергетических стратегий и единая внешняя энергетическая политика.

Анализ изменений показателей импортозависимости ЕС с 1990 по 2014 годы

В период с 1990 по 2014 гг. валовое внутреннее потребление первичной энергии странами ЕС сократилось с 1 667 885,6 до 1 605 930,7 тыс. т н.э., что в относительном выражении составляет 4%. Совокупный чистый импорт энергетической продукции странами ЕС увеличился с 753 535,7 до 880 892,4 тыс. т н.э., что в относительном выражении составляет 17%. Показатель энергетической зависимости ЕС увеличился на 10% и составил 55% [9].

В 1990 г. результатом потери рынков сбыта и разрыва традиционных экономических связей стало падение показателей чистого импорта энергетической продукции в европейских странах, входивших в Совет экономической взаимопомощи. В период с 1990 по 2000 гг. показатель чистого импорта энергетической продукции в Болгарии уменьшился на 51,3%, Эстонии – 63,5%, Латвии – 68,4%, Литвы – 63%, Румынии – 60%, Словакии – 29%. Показатели чистого импорта стран Западной Европы оставались стабильными. В период с 2000 по 2008 гг. в большинстве европейских стран показатели чистого импорта энергетических ресурсов стремительно возросли: в Польше – на 238,5%, Румынии – 41,4%, Чехии – 34,7%, Хорватии – 32,0%, Литве – 27,5%, Словении – 26,6%, Австрии – 24,2%, Испании – 23,1%.

Во время мирового финансового кризиса произошли резкие изменения в показателях чистого импорта энергетической продукции. В период с 2008 по 2011 гг. спад потребления наблюдался во всех странах ЕС. Показатель чистого импорта в относительном выражении в Болгарии сократился на 33,3%, Эстонии – 50,2%, Румынии – 30,1%, Греции – 22%, Венгрии – 23,1%. Рост импорта на 24,7% наблюдается в Великобритании, однако он связан с сокращением добычи собственных энергетических ресурсов.

В период с 2011 по 2014 гг. последствия кризиса были частично нивелированы. На снижение показателей чистого импорта сказалась также последовательная работа ЕС, направленная на трансформацию топливно-энергетического баланса и улучшение показателей энергетической эффективности. Показатели чистого импорта крупнейших экономик ЕС снизились: в Германии на 1,3%, Франции – 8,9%, Италии – 18,5%, Испании – 13,3%. Рост показателя чистого импорта в Великобритании составил 19,7%.

В период с 1990 по 2014 гг. показатели энергетической зависимости ЕС существенно возросли: показатель зависимости от поставок природного газа увеличился на 21% и составил 67%, нефти – на 9% и составил 88%, твердого ископаемого топлива – на 28% и составил 46%. Следование Европейской стратегии по энергетической безопасности в краткосрочном периоде предполагает снижение рисков резкого прекращения поставок, в долгосрочном – уменьшение зависимости от импорта энергоресурсов, создание возможности выбора поставщиков и диверсификацию маршрутов поставок.

Со времен заключения контрактов «газ в обмен на трубы» доля поставок газа из России в ЕС снизилась в два раза из-за возникновения новых поставщиков (Алжир и Норвегия) и появления нового продукта – СПГ. Доля России среди экспортеров природного газа в ЕС составила 37,5%, Норвегии – 31,5%, Алжира – 12,3%, Катара – 6,9%, Ливии – 2,1%, Нигерии – 1,5%, прочих поставщиков – 8%.

В период с 1990 по 2014 гг. показатель чистого импорта природного газа странами ЕС вырос с 135 668 до 231 092 тыс. т н.э., что в относительном выражении составляет 70,3%. Крупнейшими импортерами стали Германия – 74 616,2,

МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА И ГЕОПОЛИТИКА: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

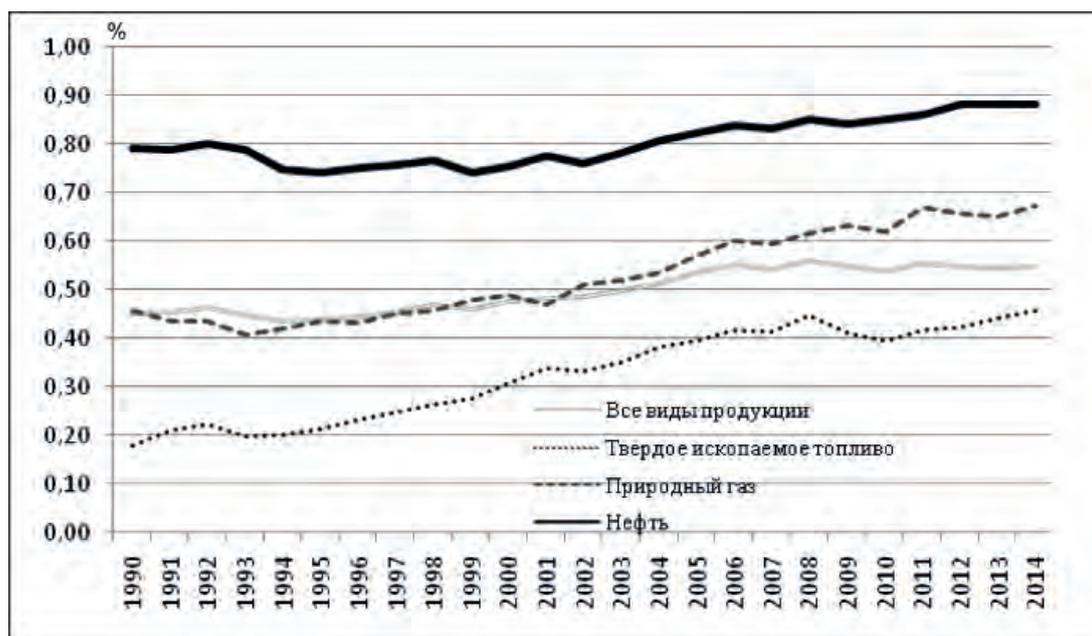


Рис. 1. Энергетическая зависимость ЕС в период с 1990 по 2014 гг. [9]

Италия – 45 663,5, Франция – 40 137,3, Великобритания – 34 016,3, Бельгия – 13 473, Испания – 12 987,3 (тыс. т н.э).

Россия и Норвегия являются крупнейшими поставщиками нефти на рынок ЕС. В 2014 г. доля России среди экспортеров нефти в ЕС составила 30,4%, Норвегии – 13,1%, Нигерии – 9,1%, Саудовской Аравии – 8,9%, Казахстана – 6,4%, Ирака – 4,6%, Азербайджана – 4,4%, Алжира – 4,2%, Анголы – 3,3%, прочих поставщиков – 15,5%.

В период с 1990 по 2014 гг. показатель чистого импорта нефти странами ЕС уменьшился с 537 730,4 до 520 871,0 тыс. т н.э., что в относительном выражении составляет 3,2%. Крупнейшими импортерами стали Германия – 88 746,3, Испания – 58 782,3, Италия – 50 132,5, Франция – 54 607,6, Великобритания – 47 584,2, Нидерланды – 45 316,2, Бельгия – 31 923,7, Польша – 23 243,9, Греция – 21 168,7 (тыс. т н.э.).

В 2014 г. доля России среди экспортеров твердого ископаемого топлива в ЕС составила 30,4%, Колумбии – 21,2%, США – 20,5%, ЮАР – 9,9%, Австралии – 6,2%, Индонезии – 3,4%, Канады – 2,5%, Украины – 1,5%, прочих поставщиков – 5,8%. Истощение запасов твердого ископаемого топлива и закрытие угледобывающих предприятий привели к росту объемов импорта.

В период с 1990 по 2014 гг. показатель конечного потребления твердого ископаемого топли-

ва в ЕС сократился на 62,7%. Показатель чистого импорта твердого ископаемого топлива странами ЕС увеличился с 81 347,1 до 122 538,7 тыс. т н.э., что в относительном выражении составляет 50%. Крупнейшими импортерами стали Германия – 35 659,3, Великобритания – 26 172,2 и Италия – 12 897,1 (тыс. т н.э.) [9].

Применение интеграционного подхода к трансформации топливно-энергетического баланса

В Директиве 2009/28/ЕС о развитии применения ВИЭ и Директиве 2012/27/ЕС об энергетической эффективности заложены ключевые принципы трансформации структуры энергетической отрасли ЕС в сторону инновационного и устойчивого развития и энергетической эффективности: к 2020 г. доля ВИЭ в конечном валовом потреблении электроэнергии стран ЕС – 20%, доля ВИЭ в транспортном секторе – 10%, показатель валового потребления первичной энергии ЕС не должен превысить 1 474 000 тыс. т н.э.

В период с 1990 по 2014 гг. в структуре выработки электроэнергии стран ЕС произошли существенные изменения. Так, доля атомной генерации сократилась на 3,2%, доля генераций, которые используют нефть и нефтепродукты, сократилась на 6,8%, станций на твердом ис-

МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА И ГЕОПОЛИТИКА: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ



Рис. 2. Топливо-энергетический баланс стран ЕС в 1990 и 2014 гг. [9]

копаемом топливе – на 13,9%. Увеличение доли станций на природном газе составляет 6,7%, возобновляемой энергетики – 16,5%.

В период с 1990 по 2014 гг. потребление биобензина в ЕС в абсолютном выражении с нулевых показателей выросло до 2 295,5 тыс. т н.э., биодизеля – до 11 242,6 тыс. т н.э. и прочего биотоплива – до 345,1 тыс. т н.э.

Директива 2014/94/ЕС является общим каркасом внедрения альтернативных видов топлива в

существующую транспортную инфраструктуру ЕС: природный газ, в том числе биометан (сжатый природный газ и сжиженный природный газ), электричество, водород, биотопливо, синтетическое топливо, сжиженный нефтяной газ. Директива определяет минимальные требования к инфраструктуре, разработке технических спецификаций и порядку вовлечения общественности.

В период с 2000 по 2014 гг. количество зарегистрированных в ЕС автомобилей, использую-

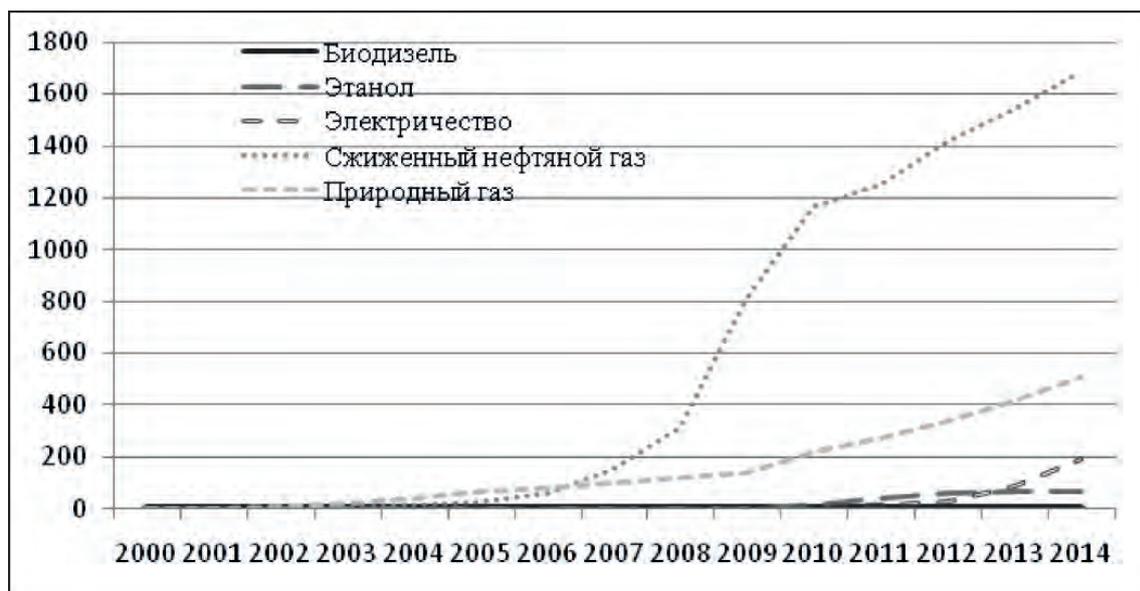


Рис. 3. Зарегистрированные в ЕС автомобили, использующие альтернативные виды топлива, в период с 2000 по 2014 гг., тыс. шт. [9]

МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА И ГЕОПОЛИТИКА: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

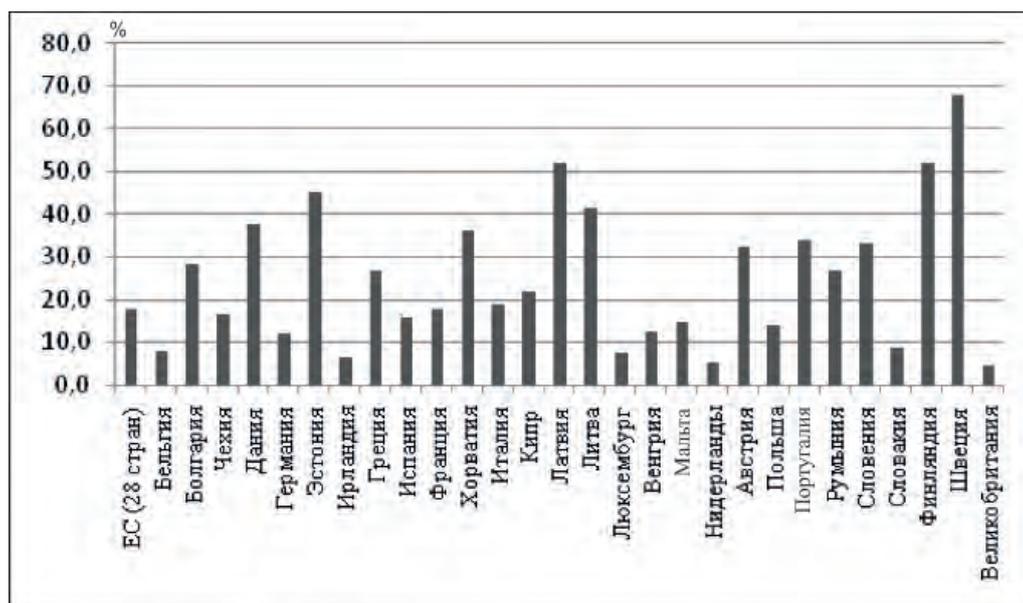


Рис. 4. ВИЭ в сфере отопления и охлаждения по странам ЕС 2014 г. [9]

щих альтернативные виды топлива, значительно увеличилось. Количество электромобилей возросло до 190,5 тыс., автомобилей на этаноле – до 69,3 тыс., сжиженном нефтяном газе – до 1688,1 тыс., природном газе – до 508,5 тыс., биодизеле – до 0,5 тыс.

Директивы 2010/31/ЕС, 2009/28/ЕС, 2012/27/ЕС направлены на сокращение потребления энергии, повышение эффективности и использование ВИЭ домашними хозяйствами. В 2014 г. доля ВИЭ в сфере отопления и охлаждения ЕС составила 17,7%.

В 2014 г. доля ВИЭ в отоплении и охлаждении в Швеции составила 68%, Латвии – 52,2%, Финляндии – 51,1%, Эстонии – 45,2%, Литве – 41,6%, Дании – 37,8%, Хорватии – 36,2%, Португалии – 34%, Словении – 33%, Австрии – 32,6%, Норвегии – 32,5%, Великобритании – 4,5%, Нидерландах – 5,2%, Ирландии – 6,6%, Бельгии – 7,8%, Словакии – 8,7%, Германии – 12,2%.

Выводы

Лиссабонская стратегия и стратегия «Европа-2020» формируют условия низкоуглеродного развития энергетического комплекса ЕС. С помощью синергетического эффекта от внедрения инновационных технологий в электроэнергетике, транспорте, промышленности и до-

машнем хозяйстве предполагается увеличить показатели экономического роста при сокращении потребления энергоресурсов [3]:

- трансформация структуры энергетической отрасли ЕС в сторону устойчивого развития и повышения энергетической эффективности через увеличение доли ВИЭ в электроэнергетическом и транспортном секторах;
- сокращение потребления нефти и нефтепродуктов, твердого ископаемого топлива за счет увеличения доли ВИЭ и природного газа в топливно-энергетическом балансе;
- развитие инфраструктуры и применение новых технологий в транспортном секторе;
- сокращение потребления энергии за счет внедрения энергоэффективных технологий в промышленности;
- повышение эффективности и увеличение доли ВИЭ в коммунальной сфере.

На этом фоне через принятие трех энергетических пакетов, директив и предписаний по энергетической эффективности, возобновляемой энергетике и энергетической безопасности наблюдается рост влияния ЕК на внешнюю энергетическую политику. В Европейской стратегии по энергетической безопасности сделаны акценты на сокращение импорта энергетической продукции из России и на создание воз-

МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА И ГЕОПОЛИТИКА: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

возможности выбора поставщиков и диверсификации маршрутов поставки.

Ряд экспертов отмечает резкое усиление административного регулирования со стороны институтов ЕС и тот факт, что практики административного регулирования энергетики со стороны институтов ЕС все чаще входят в конфликт с нормами международного права и обязательствами отдельных стран-членов [2].

Следует отметить и экономически нецелесообразную и ангажированную политику европейской бюрократии в области ограничения импорта энергетической продукции из России. Было бы нелепо возражать против самой идеи диверсификации источников энергоносителей для стран, зависящих от импорта. Вопрос в другом – какой ценой эту диверсификацию стремятся реализовать [5].

Более 20-ти энергетических инфраструктурных проектов представлено в Европейской стратегии по энергетической безопасности, но ни один из них в долгосрочном периоде не может

быть противопоставлен реализации экономически взаимовыгодных, надежных и своевременных российских проектов в области поставки энергетической продукции. Постановка препятствий в развитие дополнительных маршрутов из России негативно сказывается на будущей энергетической безопасности ЕС. Закрытие некоторыми странами ЕС собственных шахт и вывод атомных блоков снижает возможности ЕС в реализации разносторонней энергетической политики и влияет на энергобезопасность.

Эффективная практика ЕС в области снижения выбросов CO₂, разработка и применение инноваций в энергетике, развитие ВИЭ и повышение энергетической эффективности во всех секторах экономики сопровождается неоднозначными политическими действиями в формировании единогласной внешней энергетической политики с неминуемым усилением роли европейских институтов, что ограничивает возможности отдельных стран ЕС следовать своим национальным интересам.

ЛИТЕРАТУРА

1. Гулиев И.А. Энергетическая политика нефтегазовых компаний России в новейших условиях введения санкций // Вестник НГУЭУ. 2015. № 2. С. 283-290.
2. Кавешников Н.Ю. Развитие внешней энергетической политики Европейского союза // Вестник МГИМО. 2013. № 4. С. 82-91.
3. Салыгин В.И. Международное энергетическое сотрудничество – залог устойчивого развития ТЭК // Академия энергетики. 2006. № 2 (10). С. 22.
4. Салыгин В.И., Гулиев И.А., Литвинюк И.И. Проблемы современной энергетики в контексте устойчивого развития / В сборнике: Наука в современном информационном обществе. Материалы VII Международной научно-практической конференции. М.: Академический. 2015. С. 161-165.
5. Симония Н.А., Торкунов А.В. Энергобезопасность ЕС и России // Вестник МГИМО. 2015. № 4. С. 18-26.
6. Commission staff working document. Lisbon Strategy evaluation document. Режим доступа. URL: http://ec.europa.eu/europe2020/pdf/lisbon_strategy_evaluation_en.pdf
7. Communication from the Commission to the European Union. European Energy Security Strategy. URL: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=CELEX%3A52014DC0330>.
8. Communication from the Commission. Europe 2020. URL: <http://ec.europa.eu/eu2020/pdf/COMPLET%20EN%20BARROSO%20%20%20007%20-%20Europe%202020%20-%20EN%20version.pdf>.
9. Eurostatdatabase. URL: <http://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/database>.
10. Pirani S. Russian and CIS Gas Markets and Their Impact on Europe. Oxford, N.Y.: Oxford Institute for Energy studies. 2009.
11. Sami A., Leigh H., Woude M. Towards a European Energy Community: A Policy Proposal // Notre Europe Studies & Researches no.76, 2010.

Поступила в редакцию
14.11.2016 г.

V.I. Salygin, I.A. Guliev, R.K. Mustafinov²

ENERGY POLICY OF THE EUROPEAN UNION IN INNOVATION AND ENERGY DEPENDENCE REDUCTION AREAS

The indices of the European Union's energy dependence increased substantially over the period from 1990 till 2014: index of dependence on the supply of natural gas increased by 21%, oil – by 9%, solid fossil fuel – by 28% [9]. However, due to the synergetic effect of innovative technologies introduced into power, transport, production and household sectors, it is expected to increase economic growth indices and reduce dependence on imports.

Key words: European Union (EU), renewable energy sources, alternative fuels, Lisbon Strategy, Europe 2020 strategy, European energy security strategy.

¹ Valeriy I. Salygin – Director of the International Institute of Energy Policy and Diplomacy (IIEPD) at the MGIMO University of the Ministry of Foreign Affairs of Russia, Doctor of Engineering, Corresponding Member of the RAS, Full Professor, *e-mail:* miep@mgimo.ru;
Igbal A. ogly Guliev – Deputy Director of the IIEPD at the MGIMO University of the Ministry of Foreign Affairs of Russia, PhD in Economics, Associate Professor, *e-mail:* guliyev@miep-mgimo.ru;
Ruslan K. Mustafinov – post-graduate student of the IIEPD at the MGIMO University of the Ministry of Foreign Affairs of Russia, *e-mail:* mustafinovruslan@gmail.com

УДК 621.039, 621.311 (4)

Ю.В. Черняховская, И.А. Гулиев¹

АТОМНАЯ ЭНЕРГЕТИКА В КОНТЕКСТЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ПОЛИТИКИ И ПРАКТИКИ ЕВРОПЫ

В статье проведен системный анализ позиций и роли атомной энергетики в странах Евросоюза в контексте современной энергетической и климатической политики ЕС-28 как на наднациональном уровне, так и на уровне экономик стран-членов ЕС. Оценивается вклад атомной генерации в достижение ключевых долгосрочных целей европейской энергетики: декарбонизацию, энергонеzависимость и конкурентоспособность. Исследуются тенденции, вызовы и перспективы развития атомной генерации в Европе.

Ключевые слова: атомная генерация, энергетическая политика ЕС, декарбонизация, продление ресурса АЭС, сооружение АЭС, рынок мощности, налоги на АЭС.

Введение и задачи исследования

Позиционирование атомной энергетики в европейской «топливной корзине» (то есть структуре источников энергии) за последние 15 лет менялось. Этому способствовали как внутриотраслевые процессы – прежде всего повышение эффективности эксплуатации и ужесточение требований по безопасности АЭС, так и тенденции развития электроэнергетического рынка: либерализация, интеграция, стагнация спроса и галопирующий рост доли возобновляемых (недиспетчеризируемых) источников энергии в структуре энерговыработки Евросоюза.

Тема атомной генерации классически является разменной картой в политических дискуссиях, подвергаясь манипуляциям как со стороны противников, так и сторонников. Существенным является то, что технологические и инвестиционные циклы атомной отрасли намного больше политических, занимая периоды времени до 80 лет. Инертный характер развития и трансформации отрасли с высокими барьерами как «на вход», так и «на выход», является внутренне присущей особенностью высокотехнологичной атомной индустрии.

В результате приоритетное значение приобретает холистический анализ тенденций, вызовов и перспектив развития атомной генерации в ЕС-28 с учетом приоритетных задач европейской энергетической и климатической политики

на трех уровнях исследования: макро (наднациональный уровень ЕС), мезо (уровень экономик стран-членов) и микро (уровень атомной отрасли). В рамках исследования выработаны рекомендации по механизмам развития атомной генерации на европейском рынке.

Вклад атомной энергетики в достижение целей энергетической политики ЕС

Атомная энергетика дает положительный вклад в достижение ключевых целей, изложенных в программном документе «Общие принципы в области энергетики и климат Евросоюза до 2030 года» (2030 Framework for Climate and Energy), опубликованном в 2014 г.:

- декарбонизация, то есть сокращение выбросов парниковых газов на 40% по сравнению с 1990 г.;
- повышение энергетической независимости;
- конкурентоспособность экономики;
- рост доли ВИЭ до 27% в структуре энергопотребления.

В указанном документе не выражена позиция ЕС относительно того, следует ли, а если да – то как странам-членам развивать атомную энергетику. В Европе нет единой обязательной для всех политики по отношению к атомной энергетике – это прерогатива национальных правительств стран-членов.

¹ Юлия Валентиновна Черняховская – заместитель директора Департамента международного бизнеса госкорпорации «Росатом», к.э.н., e-mail: yuvchernyakhovskaya@rosatom.ru;

Игбал Адиль оглы Гулиев – заместитель директора Международного института энергетической политики и дипломатии МГИМО МИД России, к.э.н., доцент, e-mail: guliyev@mier-mgimo.ru

МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА И ГЕОПОЛИТИКА: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

Благодаря отсутствию выбросов парниковых газов от генерации электроэнергии на АЭС в четверку стран Евросоюза с наименьшим углеродным «следом» (то есть наименьшим объемом выбросов парниковых газов) входят Бельгия, Финляндия, Франция и Словения. В этих странах мирный атом обеспечивает более трети выработки электроэнергии.

Энергетическая стратегия ЕС предполагает сохранение зависимости от импорта энергоресурсов из других стран, даже при учете запланированного снижения доли невозобновляемых источников энергии и повышения энергоэффективности. ЕС является самым большим в мире импортером энергоресурсов, импортируя больше половины своих потребностей на общую сумму 400 млрд евро [5]. В пятерку самых энергозависимых стран ЕС входят Италия, Испания, Ирландия, Бельгия и Литва [3]. Однако по абсолютным показателям объемов импорта угля, газа и нефти на первом месте находятся страны с самыми крупными экономиками ЕС: Германия, Франция, Великобритания, Испания. Все эти страны сегодня имеют атомную генерацию, которая смягчает их энергетическую зависимость как по абсолютным, так и по относительным показателям [2].

Согласно статистическим данным по ЕС, в последние годы стоимость электроэнергии для потребителей значительно выросла, а тарифы на оптовом рынке для продавцов электроэнергии, наоборот, снизились. В среднем рост за 2005-2014 гг. составил для промышленных потребителей 66%, для домохозяйств 50% [1]. Причиной роста цен для потребителей стали повышение налогов и сборов, высокие субсидии для ВИЭ, увеличение сетевых затрат.

Существующий парк АЭС Европы уже значительно амортизирован, поэтому стоимость электроэнергии на современных АЭС находится на весьма низком уровне (оценки для разных стран составляют 2-5 евро/МВт·ч). Особенностью тарифообразования атомной генерации является ее высокая степень долгосрочного прогнозирования, так как топливная составляющая (потенциально подверженная рыночным флуктуациям) занимает в себестоимости электроэнергии незначительную долю. Эти факторы по совокупности с технологическими особенностями

работы АЭС в базовом режиме нагрузки дают свой положительный стабилизирующий вклад в уровень тарифов на электроэнергию на оптовом рынке.

В целом ряде стран на атомную генерацию применяются налоговые сборы: в Бельгии 5 евро/МВт·ч, Швеции – 7, Германии – 14; в меньшем размере – в Испании, Румынии, Словакии, Финляндии [4]. Это увеличивает цены на электроэнергию для конечных потребителей и делает атомную генерацию менее конкурентоспособной по цене. Однако высокие атомные налоги можно трактовать как инструменты фискальной политики, позволяющей правительствам перераспределять денежные потоки от прибыльной атомной энергетики в сектор ВИЭ, требующий значительной господдержки. Тем самым можно считать, что атомная отрасль вносит свой посильный вклад в расширение доли ВИЭ в энергобалансе стран ЕС.

Общее повышение стоимости электроэнергии для потребителей негативным образом отражается на конкурентоспособности Европы. Словарь Евростата дает следующее определение: «Под конкурентоспособностью понимается мера сравнительных преимуществ предприятий, отраслей, регионов, стран или их объединений (например, ЕС-28) при продаже своей продукции на международных рынках и способности получать от этого относительно высокий доход, а также обеспечивать стабильный уровень занятости». Атомная энергетика, обеспечивая недорогую электроэнергию в базовой нагрузке, служит подспорьем в поддержании конкурентоспособности европейской промышленности, прежде всего энергоемкой. Неслучайно именно представители промышленности чаще всего выступают за развитие атомной генерации.

Отметим серьезные позиции атомной отрасли по показателю стабильного уровня занятости. По макроэкономическим оценкам, атомная отрасль обеспечивает в Европе занятость порядка 780 тыс. рабочих мест [5]. Данная величина включает в себя три категории занятости: 240 тыс. – это прямая занятость, то есть работники АЭС и объектов атомной отрасли. Если прибавить к ним непрямую занятость, то есть работников компаний-поставщиков предприятий атомной отрасли, то получается уже

МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА И ГЕОПОЛИТИКА: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

460 тыс. рабочих мест. С учетом мультипликативного эффекта эти работники также оказывают положительное влияние на занятость во всех сферах собственного потребления различных товаров и услуг, что обеспечивает вторичную или индуцированную занятость.

Таким образом, атомная энергетика играет положительную роль в таких сферах, как экология, энергобезопасность и конкурентоспособность экономики Евросоюза. Ниже проанализирована эволюция позиций атомной энергетики в ЕС.

Эволюция европейской «топливной корзины» и позиции атомной генерации

Рассмотрим динамику развития структуры генерации электроэнергии по видам топлива в странах Европы с 1980 г. (рис. 1). За эти 35 лет доля атомной генерации выросла с 11% в 1980 г. до 33% в 1995 г. и в среднем составила около трети от всей энерговыработки.

Последние пять лет в электроэнергетике Европы в среднем наблюдается избыток мощности из-за слабого спроса, обусловленного спадом в экономике и нерыночными методами поддержки ВИЭ. В результате происходит падение общей энерговыработки. При этом стабильно

значительную роль играют атомные и угольные электростанции. Колоссальный скачок совершили ВИЭ: в 2013 г. общая доля гидроэнергетики и новых ВИЭ (ветра и Солнца) сравнялась с долей атомной и угольной генерации. С 1997 г., когда ЕС присоединился к Киотскому протоколу с обязательствами сократить выбросы парниковых газов, выработка ветро- и солнечной энергетики выросла на 99 и 89% соответственно.

С 2010 г. происходит расширение угольной генерации и резкое падение газовой генерации – одной из самых чистых с точки зрения экологии. До этого доля газа в «топливной корзине» стабильно росла с 1990-х гг. вместе с развитием дорогостоящей трубопроводной инфраструктуры. Причиной этому послужила трансконтинентальная межтопливная конкуренция: вследствие сланцевой революции в США в Европе значительно вырос импорт подешевевшего американского угля, вытесненного с американского рынка дешевым и экологичным сланцевым газом. В феврале 2016 г. цены на уголь упали до 40 евро/т, что является самой низкой среднемесячной ценой с 2003 года. В 2012 г. Германия увеличила импорт американского угля на 40% (данные за девять месяцев), а Италия и Нидерланды – в два раза. Вопреки европейской политики декарбонизации в Европе наблюдался «угольный ренессанс».

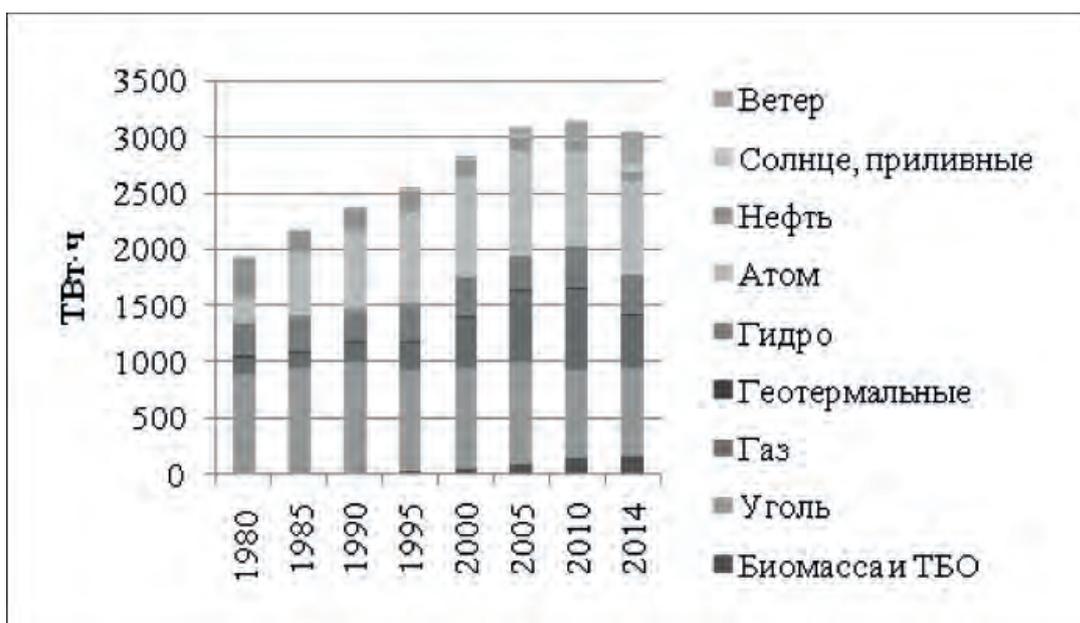


Рис. 1. Динамика развития структуры генерации электроэнергии по видам топлива в ЕС-28, 1980-2014 гг. [3]

МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА И ГЕОПОЛИТИКА: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

Стоимость квот на выбросы парниковых газов за последние 5 лет снижается (в первом квартале 2016 г. стоимость квот упала до 5 евро за тонну CO₂), и европейская система торговли квотами на выбросы парниковых газов неспособна оказать сдерживающего воздействия на экологически неблагоприятную угольную генерацию.

На едином либерализованном рынке электроэнергии Европы атомная энергетика испытывает на себе давление со стороны волатильных и снижающихся цен на электроэнергию на оптовом рынке. Это служит серьезным препятствием для инвестиций в новые АЭС на сугубо рыночных принципах.

Место и роль атомной энергетики в странах ЕС

Мнения стран-членов о судьбе атомной генерации разделились примерно поровну. Сегодня в 14-ти странах Евросоюза эксплуатируется 128 энергоблоков на 60-ти площадках АЭС. Еще 5 энергоблоков работают в Швейцарии, не входящей в Евросоюз (при упоминании Европы будем относиться именно к нынешним 28-ми странам-членам ЕС).

Этот парк АЭС мощностью 119 ГВт обеспечивает 27% всей общей и 53% безуглеродной генерации электроэнергии Европы, производя 815 ТВт·ч в год. Европейская атомная энергетика составляет одну треть от мирового парка АЭС (еще 88 блоков АЭС в Европе остановлены). Для сравнения: в России работает 35 блоков на 10-ти площадках АЭС с общей установленной мощностью 26 ГВт – то есть в 4,5 раза меньше, чем в Европе.

Самая большая доля в энерговыработке Европы принадлежит Франции (рис. 2). 58 французских АЭС с общей установленной мощностью 63 ГВт обеспечивают чуть больше половины всей атомной генерации ЕС. Борясь за энергетическую безопасность, Франция к настоящему времени заняла первое место в мире по чистому экспорту электроэнергии (65 млрд кВт·ч в 2014 г.), зарабатывая на этом ежегодно 3 млрд евро.

Второе место по объему атомной генерации до сих пор принадлежит Германии, чьи 8 атомных энергоблоков обеспечили в 2015 г. 14% энерговыработки страны. Затем по объемам генерации следуют Великобритания (15 блоков АЭС), Швеция (9 блоков АЭС) и Испания (7 блоков АЭС). Остальные 9 стран ЕС обеспечивают около 17% всей атомной генерации Европы.

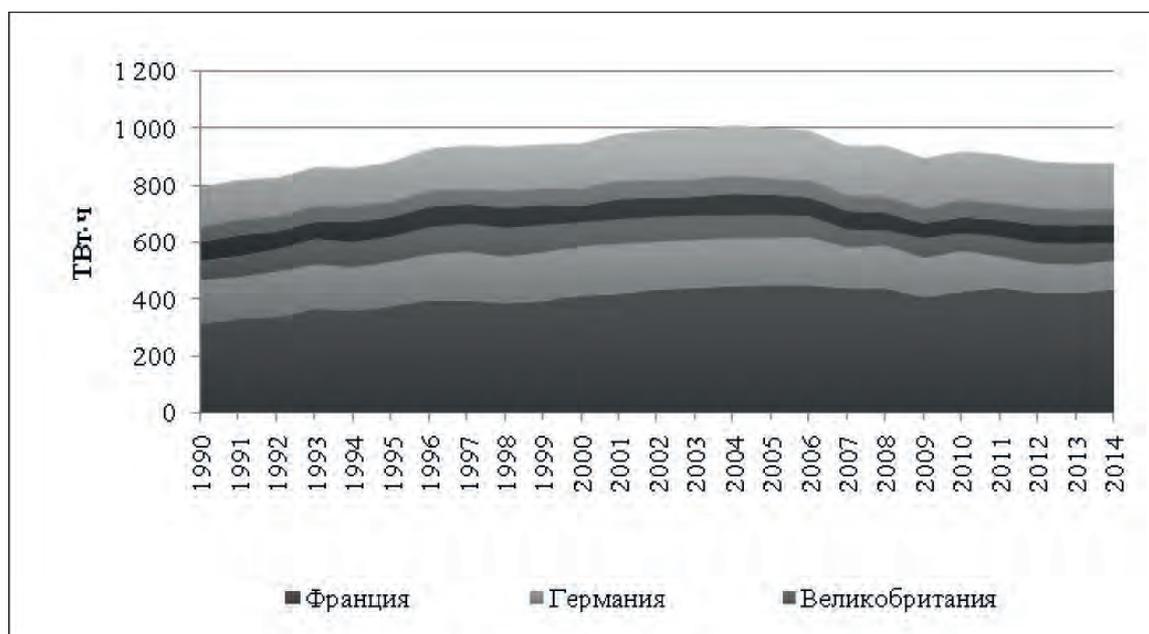


Рис. 2. Атомная генерация в странах ЕС-28, 1990-2014 гг., ТВт·ч [3]

МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА И ГЕОПОЛИТИКА: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

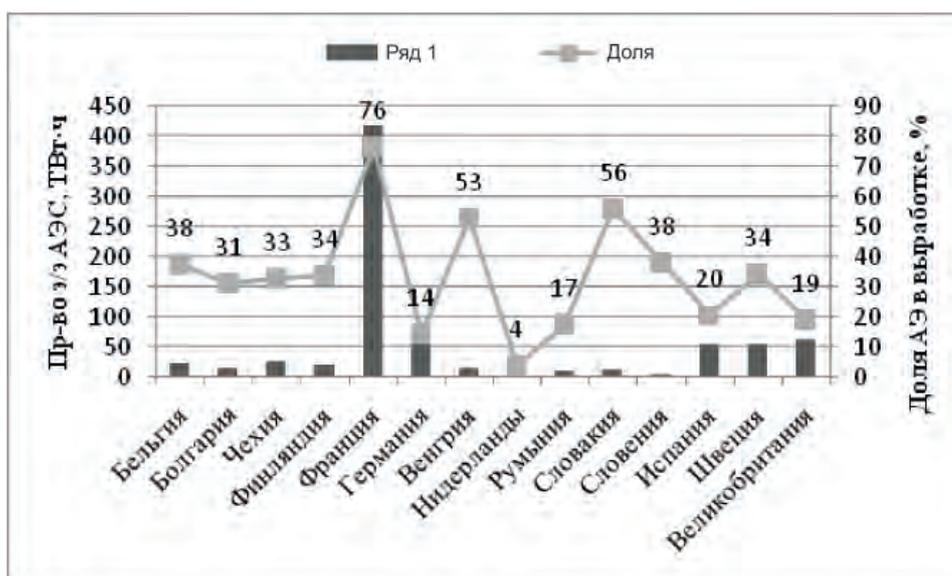


Рис. 3. Атомная генерация в странах ЕС: абсолютный объем (ТВт·ч) и доля в национальной структуре электроэнергетики [3]

Роль атомной генерации для всех этих стран существенно различается. На рис. 3 представлены абсолютные значения производства электроэнергии на АЭС по странам, а также доли атомной генерации в национальной структуре выработки электроэнергии каждой страны.

Можно отметить, что картина весьма неоднородна – от самых значительных позиций французского атома (который обеспечивает 76% энерговыработки Франции) до минимальных показателей по Нидерландам (тут вклад единственного атомного энергоблока составляет меньше 4%). Роль атомной энергетики для стран ЕС сильно различается в зависимости от структуры генерации электроэнергии, структуры электропотребления, структуры экономики (доли энергоемкой промышленности), а также общей энергоемкости, энергонезависимости и безуглеродности страны.

Для целого ряда стран с относительно небольшими или средними по размеру экономиками (Бельгии, Болгарии, Чехии, Финляндии, Венгрии, Словакии, Словении, Швеции) атомная генерация обеспечивает свыше трети от общей генерации электроэнергии, имея принципиальное значение для достижения высоких показателей по экологичности (безуглеродности) электроэнергетики, энергонезависимости и конкурентоспособности этих стран.

Тенденции развития атомной энергетики в европейских странах

Согласно Атомной программе Европейского сообщества по атомной энергии (Евроатома), выпущенной в апреле 2016 г., к 2025 г. установленная мощность европейских АЭС снизится с нынешних 119 до 95 ГВт, а к 2050 г. стабилизируется на уровне 105 ГВт. Эта оценка получена в результате анализа национальных прогнозов по атомной энергетике.

В рамках этого сценария предполагается два крупных направления развития: во-первых, повышение эффективности и продление срока эксплуатации и повышение эффективности работающих АЭС и, во-вторых, – сооружение новых АЭС. Планируется также вывод из эксплуатации АЭС в связи с истечением их ресурса или по решению правительств стран-членов.

Это соответствует общемировой тенденции. С 1990 по 2010 г. атомная генерация в мире выросла на 40%, причем это увеличение произошло на 36% благодаря вводу новых АЭС, на 7% – вследствие форсирования (увеличения) мощности существующих блоков и на 57% в результате повышения коэффициента готовности. Причем коэффициент использования установленной мощности АЭС в среднем по миру с 1980 г. вырос с 68 до 86%. Эти цифры показывают, что значи-

МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА И ГЕОПОЛИТИКА: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

тельные усилия направлены на повышение эффективности использования уже существующего парка АЭС.

Продление ресурса АЭС. Пик сооружения АЭС в Европе пришелся на 1970-е годы, и сегодня средний возраст европейских АЭС составляет 31 год. Проекты этих АЭС были изначально рассчитаны, как правило, на 40 лет эксплуатации (сегодня проектный срок АЭС составляет 60 лет). Однако мероприятия по модернизации систем и оборудования позволяют продлевать установленный изначально проектом срок. Это, безусловно, выгодно операторам АЭС, поскольку требует значительно меньших инвестиционных затрат по сравнению с другими опциями увеличения энерговыработки.

Так, по оценкам Агентства по атомной энергии ОЭСР (NEA/OECD), стоимость продления срока эксплуатации на 20 лет составляет от 500 до 1100 долл. на 1 кВт(эл.) установленной мощности, что обеспечивает стоимость электроэнергии в диапазоне 30-58 долл./МВт·ч [6, с. 64]. Очевидно, что это очень конкурентоспособный уровень, что и сделало продление срока эксплуатации уже работающих АЭС доминирующим трендом развития атомной генерации Европы. Такие работы ведутся в 13-ти из 14-ти стран с атомной генерацией (то есть во всех, кроме Германии). Инвестиции в эти работы оцениваются в 50-100 млрд евро до 2050 г. (существуют оценки французской энергокомпании EdF, согласно которым продление ресурса только французских 58-ти энергоблоков АЭС потребует порядка 50 млрд евро).

Вывод из эксплуатации. Единственным исключением из общего тренда по продлению использования ресурса существующих АЭС представляет собой политика Германии по отказу от атомной генерации. Германия после многочисленных флуктуаций с 1998 г., когда впервые была провозглашена политика постепенного отказа от АЭС, в 2011 г. приняла решение о закрытии всех своих АЭС к 2022 году.

Инвестиции в вывод из эксплуатации ее 17-ти энергоблоков АЭС оцениваются в 50-70 млрд евро. Порядка 40 млрд евро уже накоплены в государственном резервном фонде благодаря отчислениям энергетических концернов, эксплуатирующих АЭС. В октябре 2016 г. между

правительством Германии и энергетическими концернами RWE и E.ON достигнуто принципиальное согласие о том, что эти частные компании выплатят правительству Германии 23,3 млрд евро и будут освобождены от обязательств по выводу из эксплуатации АЭС и обращению с их отходами. Можно предположить, что отказ от атомной генерации и инвестиции такого объема, которые можно трактовать как «плату за выход» из атомной отрасли для страны в целом, может себе позволить только самая сильная экономика ЕС – Германия.

Политика неопределенности. Промежуточное положение с точки зрения самоопределения по атомной опции занимают Бельгия и Швеция. Их национальная политика долгое время была ориентирована на сворачивание атомной генерации, однако сейчас де-факто эти страны занимают продлением ресурса своих АЭС и даже обсуждают сооружение новых. Так, еще в 1980 г. правительство Швеции приняло решение о поэтапном отказе от атомной энергетики. Только в 2010 г. парламент проголосовал за отмену этой политики, однако в стране сохранилась налоговая дискриминация в отношении атомной энергетики (в 2016 г. – около 7 евро за МВт·ч), что составляет около одной трети эксплуатационных расходов АЭС Швеции. Такая фискальная политика правительства сделала атомную генерацию неприбыльной, и летом 2016 г. энергетические концерны объявили о намерении закрыть все 9 блоков АЭС (обеспечивают 40% энерговыработки страны), если такое налоговое бремя сохранится. В результате была достигнута договоренность о постепенной отмене «атомных» налогов. Правительство также заявило о готовности рассматривать перспективы сооружения новых АЭС.

В Бельгии 7 блоков АЭС обеспечивают около 40% потребностей страны. Правительство Бельгии также приняло стратегию постепенного сворачивания атомной генерации, однако сроки закрытия АЭС постоянно сдвигаются вправо и сейчас ориентированы на 2025 год. Очевидно, что окончательное решение о судьбе атомной генерации в этой стране будет принято ближе к указанному сроку.

Новое строительство. Несмотря на постукусимское давление со стороны экологов,

МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА И ГЕОПОЛИТИКА: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

многие эксперты ЕС в рекомендациях по развитию атомной энергетики указывали на необходимость строительства в Европе новых АЭС в связи с завершением срока эксплуатации ряда старых станций. Сегодня в 4-х странах на различных стадиях реализации находятся проекты сооружения новых АЭС: в Финляндии (Олкилуото-3), Франции (Фламанвиль-3), Словакии (Моховце-3, 4) и Венгрии (АЭС Пакш-5, 6). Межправительственные соглашения по расширению венгерской АЭС и межгосударственному кредиту, а также ЕРС-контракт были подписаны венгерской стороной с Россией и Госкорпорацией «Росатом» в 2014 году.

Многие страны ЕС – Болгария, Великобритания, Литва, Польша, Румыния, Финляндия, Франция, Чехия и даже Италия – заявляли о планах строительства новых АЭС. Планы по сооружению новой атомной генерации потребуют инвестиций порядка 350-450 млрд евро.

Намерения строить новые АЭС находятся на разных стадиях зрелости: где-то ведутся дискуссии на политическом уровне или проводятся предварительные технико-экономические исследования, где-то уже подписаны документы, определяющие участников, сроки и бюджеты проектов. Учитывая, что до пуска нового энергоблока АЭС в эксплуатацию может пройти до 10 лет (включая стадии лицензирования и сооружения), то в указанных странах подключение новой атомной генерации к сетям может состояться в горизонте до 2030 года. Прогноз развития атомной энергетики после этого срока во многом зависит от результатов данных проектов, их коммерческой эффективности, а также от состояния электроэнергетической отрасли объединенной Европы.

Пока по текущим проектам сооружения АЭС, к сожалению, результаты достаточно скромны. В Финляндии и Франции ведется сооружение АЭС по новому французскому дизайну европейского реактора с водой под давлением (EPR) мощностью 1600 МВт. Новый проект приготовил немало сюрпризов для своих исполнителей, которые привели к отставанию от первоначального графика (в Финляндии на 9 лет, во Франции – 6 лет), а также превышению первоначального бюджета в три раза (до уровня 10,5-12 млрд евро).

В связи с высокими барьерами на вход в атомную отрасль, которые проанализированы далее, в Европе весьма маловероятно появление проектов новых АЭС в странах, не имеющих сегодня собственной атомной генерации. Исключения составляют три страны – Польша, Литва и Италия. В Италии и Литве уже есть опыт эксплуатации АЭС, и вопрос возрождения атомной энергетики с определенными циклами возвращается на политическую повестку дня. В Польше с 1958 г. работают исследовательские реакторы, и идет подготовка первого проекта большой АЭС. К 2035 г. правительство Польши планирует эксплуатировать 6 ГВт атомных мощностей для покрытия 36% своих потребностей в электроэнергии. В 1983 г. в Польше уже начиналось сооружение АЭС на площадке Жарновцы при поддержке СССР. Проект предполагал сооружение 4-х блоков АЭС с ВВЭР-440. Однако проект не был реализован – строительство остановили в 1990 году. Сегодня обсуждаются перспективы совместного сооружения первой польской АЭС вместе с Литвой, в которой эксплуатировалась АЭС Игналина, сооруженная по советскому проекту АЭС типа РБМК.

Выделяются перспективные проекты новых АЭС в Румынии и Великобритании, подготовка которых находится в высокой степени готовности. В Румынии построены единственные в Европе АЭС типа КАНДУ (CANDU) по канадской технологии. Два блока АЭС «Чернаводэ» обеспечивают около 20% потребности страны в электроэнергии. Для АЭС такого типа не нужно обогащенное топливо (используется природный уран), но при их эксплуатации требуется тяжелая вода и связанная инфраструктура завода по производству тяжелой воды. Как страна с относительно слабой экономикой, Румыния остается верной исторически выбранной технологической привязке. Правительство страны утвердило строительство АЭС Чернаводэ-3, 4 в качестве инвестиционного приоритета для Румынии, который призван обеспечить увеличение доли атомной энергии до 30%.

Решив развивать атомную энергетику и строить новые блоки, румыны задумались о продолжении международного сотрудничества, но не с канадцами, а новым игроком на мировом рынке сооружения АЭС – Китаем. Это классический

МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА И ГЕОПОЛИТИКА: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

пример «ученика, превзошедшего учителя». По технологии КАНДУ в Китае работают 4 реактора на площадке АЭС Циньшань, полученные от Канады в середине 1990-х годов. Для Китая это будет второй экспортный проект АЭС (первым был проект АЭС Чашма в Пакистане в 2000 году). Сегодня следует отметить, что компании КНР широко «раскидывают свои сети», имея различного рода предварительные договоренности о сотрудничестве в сфере атомной энергетики с Аргентиной, Арменией, Бразилией, Египтом, Иорданией, Саудовской Аравией, Суданом, ЮАР и даже с Францией и Великобританией. Кстати, правительство Великобритании после определенного забвения, вызванного освоением углеводородных месторождений в Северном море, вернулось к атомной опции. Первым проектом должно стать сооружение АЭС Хинкли-Пойнт с участием французских и китайских партнеров.

Вызовы перед атомной генерацией Европы. Несмотря на все усилия по повышению эффективности эксплуатации и продлению ресурса, существующий парк АЭС не способен в долгосрочной перспективе обеспечить Европу атомной генерацией даже в существующем объеме по причине своего неизбежного старения. Согласно анализу Европейской ассоциации атомной промышленности (Форатом), для поддержания существующих объемов атомной генерации в 14-ти странах-членах ЕС, необходимо построить 100 блоков АЭС в период 2025-2045 гг. общей мощностью 122 ГВт. Сегодняшние планы стран-членов ЕС несопоставимо меньше этих значений.

Не имея юридически обязывающих целей по поддержанию существующего уровня или развитию атомной генерации, Еврокомиссия, по сути, отдает решение о будущей судьбе мирного атома на откуп «свободной руке рынка». Однако существующие сегодня механизмы спотовых рынков электроэнергии Европы таково, что они не посылают сигналов к долгосрочному инвестированию капиталоемких проектов, к которым относятся и АЭС.

Отметим, что в стоимости атомного киловатт-часа АЭС стоимость топлива занимает незначительную долю (10-20% в зависимости от подхода по расчету дисконтированных показате-

лей нормированной стоимости электроэнергии), еще около 20-30% занимают операционные затраты. Основной вклад – около половины – в стоимость атомного киловатт-часа принадлежит капитальным затратам, то есть затратам на сооружение АЭС. Нужно отметить и длительные сроки «замораживания» капитала до начала возврата инвестиций – сооружение новой АЭС может продолжаться около 7 лет.

Необходимость мобилизации больших объемов капитала на столь длительный срок до получения первого дохода подразумевает высокий уровень приверженности инвесторов и акционеров будущей АЭС. Эти затраты, а также необходимость наличия сопутствующей ядерной инфраструктуры формируют высокие барьеры на вход на рынке атомной генерации. Невозможность гарантировать возврат инвестиций делает проекты АЭС, имеющие значительные капитальные затраты, очень уязвимыми к инвестиционным рискам и, в результате, непривлекательными для инвесторов при текущем устройстве рынка сбыта электроэнергии.

При сравнительном анализе конкурентоспособности разных источников энергии по стоимости киловатт-часа следует отметить принципиальные различия в сроке эксплуатации разных типов электростанций. Современные АЭС имеют проектный срок 60 лет (с возможностью пролонгации), дольше работают только ГЭС (80-100 лет). Прочие же технологии генерации имеют более короткие сроки: газовые установки около 30-ти лет, угольные – 40 лет, а срок эксплуатации ВИЭ составляет порядка 20-25 лет. При расчете нормированной стоимости электроэнергии всех этих технологий срок дисконтирования охватывает период максимум 20-25 лет. Но и после этого срока, когда амортизация уже во многом завершена, станции-долгожители (АЭС, ГЭС) продолжают вырабатывать электроэнергию, что делает их конкурентоспособными при расширении горизонта сравнительного анализа до 60-100 лет.

Положительную роль могли бы сыграть различные механизмы оплаты услуг на рынке мощности, которые сегодня в разных видах присутствуют в Великобритании, Греции, Ирландии, Испании, Италии, Португалии и Франции. Однако в разных странах-членах ЕС на локальных

МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА И ГЕОПОЛИТИКА: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

электроэнергетических рынках очень сильные местные факторы (характер пиковых нагрузок, зависимость от погоды, мощность электросетевого хозяйства и т.д.) Представляется невозможным полностью гармонизировать в таких условиях рыночные механизмы стимулирования развития атомной генерации.

Определенные надежды связывались с европейским рынком торговли квотами на выбросы парниковых газов (EU – ETS). Например, в 2013 г. 53 европейские энергокомпании написали на имя президента Еврокомиссии Ж.-М. Баррозу письмо с просьбой провести структурную реформу рынка, для того чтобы стимулировать инвестиции и рост безуглеродных технологий генерации. Однако это направление стимулирования до сих пор показывает свою коммерческую нежизнеспособность.

В результате, страны, инвестирующие в новую атомную генерацию, ищут ситуативные несистемные решения финансирования и/или для гарантирования возврата инвестиций в АЭС. В Финляндии (Олкилуото-3), Венгрии (Пакш-5, 6) и, скорее всего, в новых проектах Румынии (Чернаводэ-3, 4), Болгарии, Литве, Польше финансирование стало возможным благодаря льготному кредитованию с привлечением государственной поддержки. В Великобритании (Хинкли-Пойнт), Франции (Фламанвиль) и Финляндии (Олкилуото-3, проект сооружения АЭС Ханхикиви-1) гарантируется сбыт произведенной на АЭС электроэнергии по определенной заранее согласованной и долгосрочно гарантированной стоимости через различные механизмы.

В Великобритании это механизм «контракта на разницу» (CfD, Contracts for Difference) – двустороннего контракта, заключаемого между компанией генератором и уполномоченной организацией. Основная задача CfD-контрактов – осуществление долгосрочной поддержки низкоуглеродной генерации, в том числе атомной и с использованием ВИЭ, снижение рисков возврата инвестиций путем гарантирования цены (strike price). В случае если strike price выше, чем цена на электроэнергию на рынке, то генератор дополнительно получает разницу между двумя ценами; если strike price, наоборот, ниже, генератор должен будет выплатить разницу уполномоченной организации по заключению CfD-контракта.

Во Франции создан консорциум промышленных энергопотребителей Exeltuim, который должен обеспечить свои компании – членов организации электроэнергией по фиксированной цене в долгосрочном периоде (сейчас соглашение с ЭдФ заключено на 24 года). Эта схема «энергокооператива» стала возможной благодаря закону о доступе поставщиков к электроэнергии, вырабатываемой на АЭС (ARENH).

В Финляндии реализуется похожая схема «энергокооператива», исторически получившая название «манкала», в рамках которой акционеры обязаны выкупить у своей дочерней компании-владельца АЭС и генератора электроэнергии весь объем энерговыработки по себестоимости, покрывающей все статьи затрат на ее производство.

Что объединяет все представленные проекты и схемы? Они все подвергались скрупулезному исследованию со стороны Еврокомиссии на предмет соответствия правилам свободного рынка и конкуренции. Риск для проекта быть признанным нелегитимным по итогам такого расследования Еврокомиссии добавляет тревог потенциальным инвесторам в новые АЭС. Таким образом, пока в ЕС не будут выработаны правила регулирования инвестиций в капиталоемкие проекты сооружения новой генерации (в том числе АЭС), то подобная практика единичных решений сохранится на страх и риск инвесторов.

Выводы и рекомендации

По итогам представленного анализа можно заключить, что атомная генерация, обеспечивая порядка 1/3 всей энерговыработки, вносит весомый вклад в ключевые цели энергетической и климатической политики ЕС. По имеющимся оценкам, только увеличение доли ВИЭ и поддержание доли атомной энергетики позволит ЕС справиться с выполнением задач декарбонизации.

Рыночная конъюнктура сегодня является не слишком привлекательной для развития атомной генерации через сооружение новых АЭС. Низкие темпы экономического роста в совокупности с развивающейся энергоэффективностью приводят к падению общего спроса на электро-

МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА И ГЕОПОЛИТИКА: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

энергию. Волатильность и разрыв между снижающимися ценами на электроэнергию и растущими ценами для конечных потребителей, а также отсутствие единого рынка мощности делают невозможными инвестиции в сооружение АЭС по текущим правилам либерализованного рынка. Все проекты сооружения АЭС реализуются либо с привлечением льготного финансирования, либо через различные механизмы гарантирования сбыта электроэнергии по долгосрочно фиксированной стоимости. И все проекты подвергаются расследованиям Еврокомиссии с точки зрения правомочности господдержки и соответствия принципам конкуренции и свободного рынка.

В Европе нет общеевропейской наднациональной политики по атомной энергетике (только стандарты в области безопасности и управления). 13 из 14-ти стран с атомной генерацией выбрали путь продления ресурса существующего парка АЭС, что является весьма оправданно с точки зрения стоимости вырабатываемой электроэнергии. Во многих странах применяются налоги на АЭС, что ухудшает их конкурентоспособность, но обеспечивает перераспределение финансовых потоков на субсидирование ВИЭ через инструменты фискальной политики.

В атомной энергетике существуют высокие барьеры на вход, поэтому маловероятно появление стран-новичков (*new-comers*), кроме Польши, Литвы и Италии. Однако все эти страны имеют большой задел в области инфраструктуры атомной энергетике, и их нельзя однозначно причислить к новичкам.

В целом политика национальных правительств ЕС-28 по отношению к атомной энергетике гетерогенна, что при едином электроэнергетическом рынке и общем экономическом пространстве приводит к интересным явлениям. Можно утверждать, что все страны ЕС несут общие риски с точки зрения ядерной безопасности как самих АЭС, так и объектов атомной

инфраструктуры, которые также требуют специальных режимов контроля (хранение радиоактивных отходов, ядерные медицинские центры, исследовательские реакторы). С другой стороны, большинство стран-членов ЕС, даже не эксплуатирующие АЭС на своей территории, получают общеевропейские бонусы, например:

- электроэнергию от АЭС потребляют в Австрии, Италии, Португалии, Хорватии, Дании и др.;
- владеют АЭС на правах акционеров: итальянская Enel обладает 66% словацкой Slovenske Elektrarne с АЭС Богунице и Моховце; Хорватия совладеет словенской АЭС Кршко; немецкая Uniper (бывшая E.On) совладеет шведскими АЭС;
- производят поставки оборудования и услуг для АЭС: немецкая AREVA GmbH, итальянская Ansaldo Nucleare и т.д.;
- поддерживают финансирование проектов АЭС: итальянское экспортное кредитное агентство SACE S.p.A., запрет на деятельность в атомной сфере для немецкого Euler Hermes получен только в 2013 году.

В результате отсутствия понятного регулирования встает вопрос, как с юридической и практической точки зрения будет регулироваться энергетическая политика достижения заявленных амбициозных целей стран-членов ЕС. Представляется необходимым, что с учетом либерализованного рынка необходимо разработать механизмы стимулирования сооружения новой атомной генерации с использованием рыночных рычагов, например, через оплату услуг на рынке мощности, по аналогии с российской схемой договоров на поставку мощности (ДПМ). Таким образом, сам рынок и экономические агенты на нем будут регулировать объем необходимой для их эффективного функционирования генерации АЭС.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Electricity prices in Europe / EurActive*. 10.2016. URL: www.euractiv.com/section/energy/video/electricity-prices-in-europe
2. *EU ENERGY IN FIGURES 2015 / EU*. 2016. URL: http://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/PocketBook_ENERGY_2015%20PDF%20final.pdf
3. *Eurostat*. 10.2016.

МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА И ГЕОПОЛИТИКА: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

4. *Nuclear Power in Europe / Finnish Energy Industries*. 2014. URL: http://energia.fi/sites/default/files/et_ydinvoima_euroopassa_eng_tiivistelma_210814.pdf

5. *Nuclear Power in the European Union / WNA*. 10.2016. URL: www.world-nuclear.org/information-library/country-profiles/others/european-union.aspx

6. *The Economics of Long-term Operation of Nuclear Power Plants / NEA OECD*, 2012.

Поступила в редакцию
03.11.2016 г.

Yu.V. Chernyakhovskaya, I.A. Guliyev²

NUCLEAR ENGINEERING AGAINST THE BACKGROUND OF EUROPEAN ENERGY POLICY AND PRACTICE

The article provides a systemic analysis of the position and role of nuclear engineering in the EU states against the background of contemporary energy and climate policy EU-28 both on the supranational level and on the level of EU member states' economies. The paper evaluates how nuclear power generation contributes to achieving key long-term objectives of the European power engineering such as decarbonization, energy independence and competitiveness. Trends, challenges and prospects of nuclear power generation development in Europe are studied.

Key words: nuclear power generation, EU energy policy, decarbonization, nuclear power plant life extension, nuclear power plant construction, capacity market.

² Yuliya V. Chernyakhovskaya – Deputy Director of International Business Department at the State Atomic Energy Corporation «Rosatom», PhD in Economics, *e-mail:* yuvchernyakhovskaya@rosatom.ru;

Igbal Adil ogly Guliyev – Deputy Director of the International Institute of Energy Policy and Diplomacy at the MGIMO University of the Ministry of Foreign Affairs of the Russian Federation, PhD in Economics, Associate Professor, *e-mail:* guliyev@miep-mgimo.ru

УДК 622.323 (100)

А.И. Громов¹

КЛЮЧЕВЫЕ ДРАЙВЕРЫ, ВЫЗОВЫ И НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ РАЗВИТИЯ МИРОВОГО НЕФТЯНОГО РЫНКА В БЛИЖАЙШЕЙ И СРЕДНЕСРОЧНОЙ ПЕРСПЕКТИВЕ

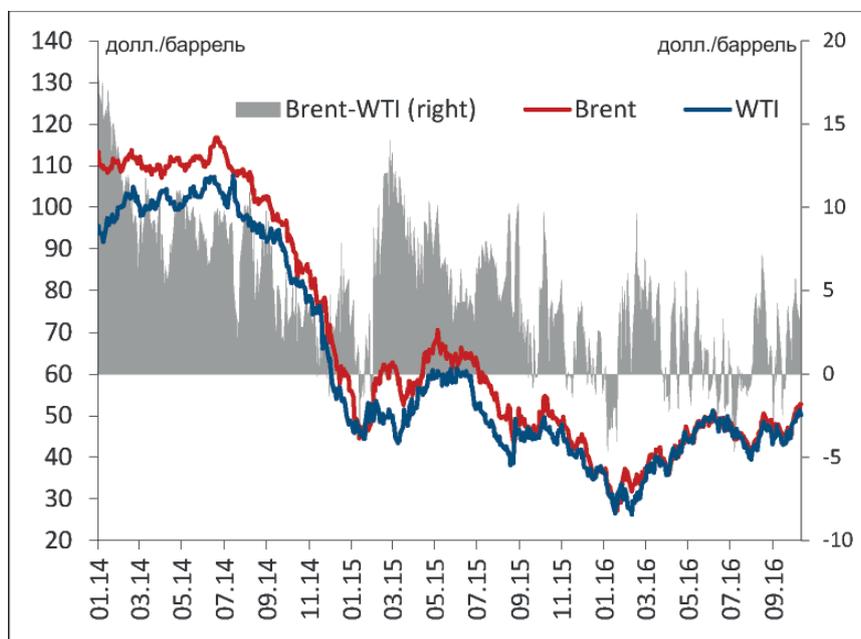
Проведен детальный анализ современного состояния мирового нефтяного рынка – динамики мировых цен на нефть, спроса и предложения на жидкие углеводороды, добычи сырой нефти, структуры и перспектив изменения дисбаланса, инвестиций в отрасли. Определены ключевые факторы – «черные лебеди», которые могут резко изменить основные тренды развития мирового нефтяного рынка как в краткосрочной, так и в среднесрочной перспективе.

Ключевые слова: цены на нефть, мировой нефтяной рынок, вызовы, спрос и предложение, «черные лебеди», сокращение инвестиций.

Резкое падение мировых цен на нефть во второй половине 2014 г. и последовавший за ним продолжительный период низких цен на нефть, который длится уже более двух лет (рис. 1), очевидно, требуют тщательного анализа с позиций выявления ключевых драйверов, вызовов и неопределенностей развития мирового нефтяного рынка для понимания возможной траектории его развития в ближайшей и среднесрочной перспективе.

Традиционно резкие колебания мировых цен на нефть рассматриваются с точки зрения оценки влияния на нефтяной рынок краткосрочных факторов, таких как геополитические потрясения или финансово-спекулятивное поведение ключевых игроков на рынке нефтяных фьючерсов.

В случае же долгосрочных изменений мирового нефтяного рынка, какие мы, очевидно, наблюдаем сейчас, целесообразно присмотреться



Источник: ИЭФ по данным Bloomberg.

Рис. 1. Динамика мировых цен на нефть, июль 2014 – октябрь 2016 гг.

¹ Алексей Игоревич Громов – главный директор по энергетическому направлению – руководитель энергетического департамента Фонда «Институт энергетики и финансов», к.г.н., e-mail: a_gromov@fief.ru

МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА И ГЕОПОЛИТИКА: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

к состоянию фундаментальных факторов развития рынка, а именно – соотношению спроса и предложения жидких углеводородов, уровню стратегических и коммерческих запасов нефти, а также состоянию ключевых игроков мирового нефтяного рынка.

Спрос и предложение: будет ли достигнут баланс в 2017 году?

В настоящее время на мировом рынке нефти сохраняется профицит мирового предложения жидких углеводородов (далее – ЖУВ), который в 2016 г., в среднем по году, может составить 0,7-0,8 млн баррелей/сутки (рис. 2).

При этом следует отметить, что, согласно оценкам большинства ведущих мировых энергетических агентств, величина дисбаланса между спросом и предложением ЖУВ существенно снизилась по сравнению с 2015 годом. Так, если в отдельные месяцы 2015 г. профицит ЖУВ на рынке достигал 3 млн баррелей/сутки, то в 2016 г. он колебался в районе 0,8-1,2 млн баррелей/сутки.

При этом стоит отметить, что при мировом потреблении ЖУВ на уровне 95,7-96,0 млн баррелей/сутки, величина дисбаланса на рынке не

превышает 0,8-1,2%. В связи с этим уместно задать вопросом, а так ли точны оценки спроса и предложения ЖУВ, которые приводятся мировыми энергетическими агентствами?

Так, по оценке Международного энергетического форума (МЭФ), занимающегося тщательным анализом данных, используемых МЭА и ОПЕК при формировании публикуемых ими прогнозов развития мирового нефтяного рынка, разница в оценке фактического уровня мирового спроса на нефть у этих двух агентств по итогам 2015 г. составила 1,5 млн баррелей/сутки, а на уровне предложения – 1,3 млн баррелей/сутки.

Более того, сравнительный анализ данных по добыче сырой нефти в странах ОПЕК, в частности, проведенный Фондом «Институт энергетики и финансов» (далее – ИЭФ), показал, что только разница в ее оценках со стороны МЭА, ОПЕК или Агентства энергетической информации США может достигать 1,5 млн баррелей/сутки (!) (рис. 3).

Также следует отметить, что около половины дисбаланса на мировом рынке жидких углеводородов попросту не объясняется энергетическими агентствами (рис. 4).

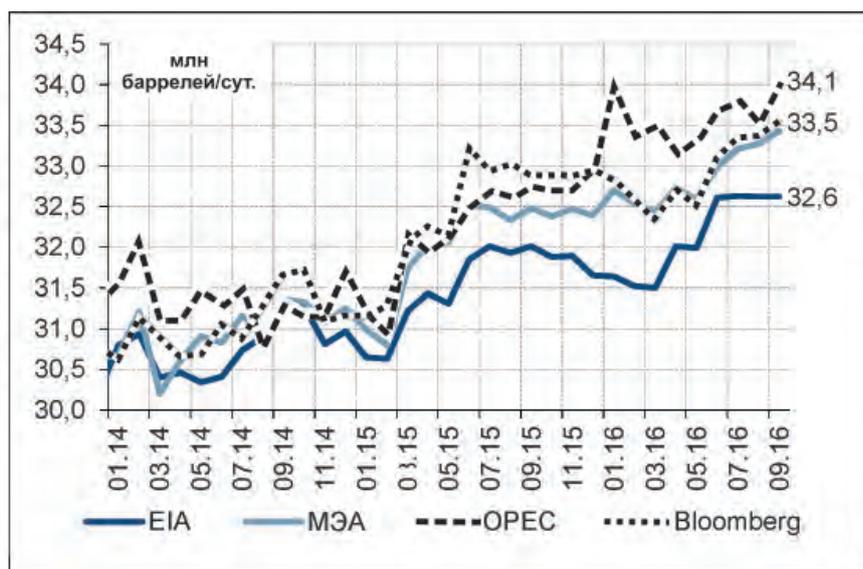
Данный объем можно попытаться объяснить изменением запасов в развивающихся странах.



Источник: ИЭФ по данным ЕИА.

Рис. 2. Динамика мирового спроса и предложения жидких углеводородов, 2013-2016 гг.

МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА И ГЕОПОЛИТИКА: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ



Источники: EIA, IEA, OPEC, Bloomberg.

Рис. 3. Сравнение динамики добычи сырой нефти странами ОПЕК разных энергетических агентств, январь 2014 – октябрь 2016 гг.



Источник: ИЭФ по данным МЭА.

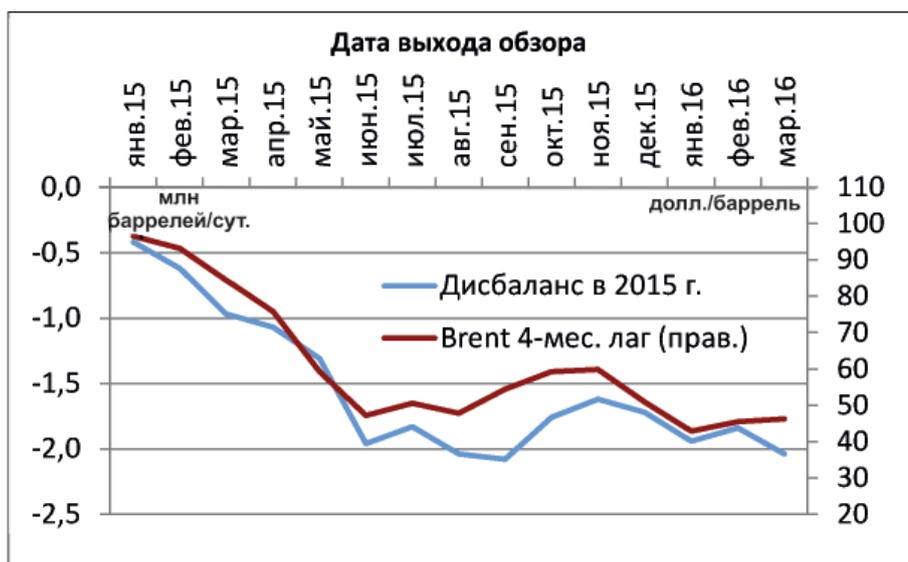
Рис. 4. Динамика изменения структуры дисбаланса на мировом рынке ЖУВ, 2014-2016 гг.

Однако оценки изменения данных запасов существенно расходятся даже при использовании национальной статистики.

Энергетические агентства в обзорах 2015 г., по сути, не смогли оценить величину дисбаланса на мировом рынке и свои оценки скорее адаптировали к уровню цен, наблюдаемому несколько месяцев назад (рис. 5).

В связи с вышеизложенным можно сказать, что реальная величина дисбаланса спроса и предложения на мировом нефтяном рынке, по сути, остается неизвестной, что добавляет неуверенности игрокам на рынке нефтяных фьючерсов и осложняет оценку будущих перспектив развития нефтяного рынка.

МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА И ГЕОПОЛИТИКА: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ



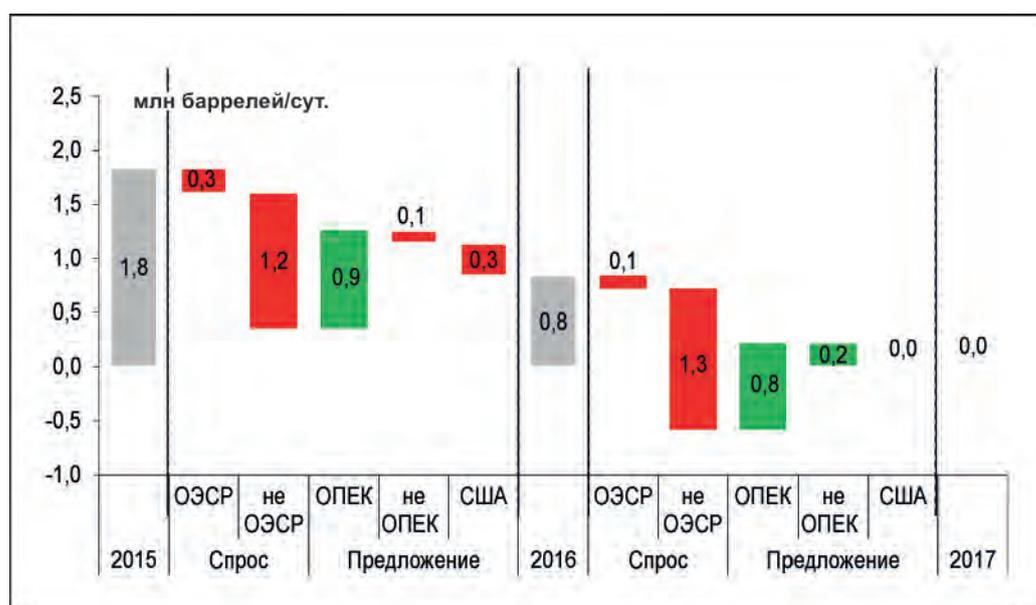
Источник: ИЭФ по данным МЭА.

Рис. 5. Прогноз и оценка дисбаланса (спрос минус предложение) в 2015 г. в обзорах STEO EIA и цена Brent

Вместе с тем проведенные ИЭФ оценки показывают, что к концу 2017 г. профицит предложения жидких углеводородов на мировом нефтяном рынке может сойти на нет главным образом благодаря замедлению роста мировой добычи ЖУВ на фоне сохранения текущих темпов роста спроса на углеводороды в мире (рис. 6).

Спрос на нефть: рост будет продолжаться?

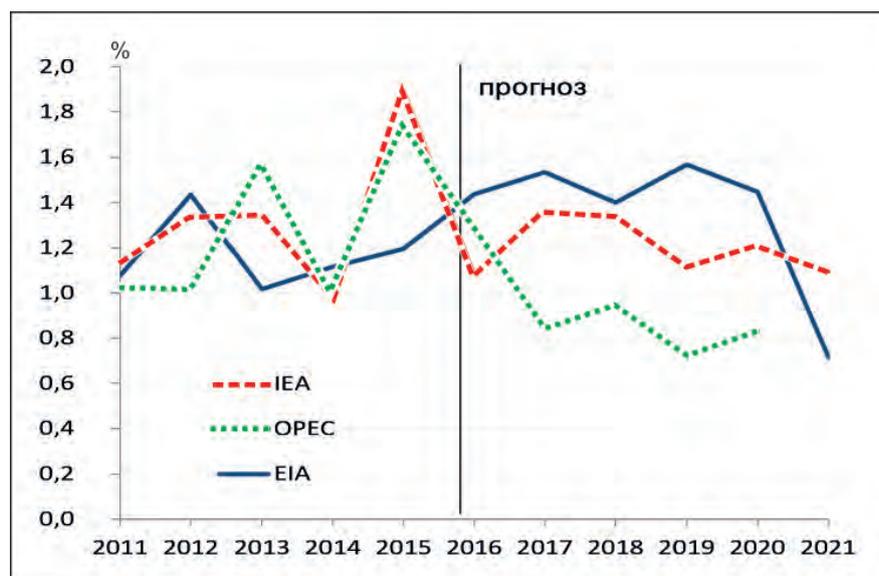
Несмотря на бурное развитие низкоуглеродных технологий, спрос на жидкие углеводороды будет относительно стабильным в ближайшей перспективе главным образом за счет прироста потребления нефтепродуктов в развивающихся



Источник: ИЭФ по данным МЭА.

Рис. 6. Перспективы снижения дисбаланса на мировом рынке нефти в 2016-2017 гг.

МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА И ГЕОПОЛИТИКА: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ



Источник: ИЭФ по данным EIA, IEA, OPEC.

Рис. 7. Возможные темпы роста мирового спроса на жидкие углеводороды в 2017-2021 гг.

странах Азии, таких как Индия, Китай и страны Юго-Восточной Азии, а также за счет эффекта низких цен последних двух лет, которые сделали нефтепродукты более конкурентоспособными по сравнению с другими энергоресурсами (рис. 7).

В целом EIA и МЭА не ожидают устойчивого замедления темпов роста спроса на жидкие углеводороды в среднесрочном периоде, пока цены будут оставаться на относительно низком уровне.

В целом консенсус-прогноз ведущих мировых энергетических агентств предполагает, что к 2020 г. спрос на жидкие углеводороды в мире может достичь 98-100 млн баррелей/сутки (по сравнению с текущим уровнем в 95,8 млн баррелей рост может составить 2,3-4,4% к уровню 2015 г.).

Таким образом, после 2017 г., когда мировой нефтяной рынок наконец-то войдет в сбалансированное состояние, ключевым вопросом при стабильном росте спроса на нефть станут возможности мировой добычи обеспечить этот рост, которые будут во многом зависеть от текущих объемов капиталовложений в разведку и добычу.

Добыча нефти в мире: когда наступит эффект «замороженных» инвестиций?

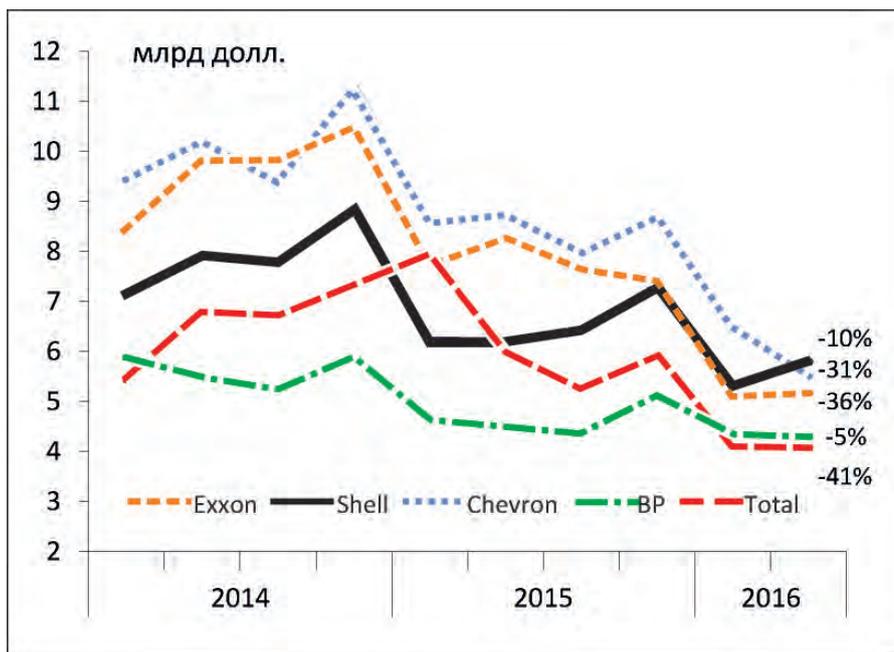
Низкие цены на нефть последних двух лет привели к уникальному для отрасли двухлетнему периоду сокращения инвестиций в нефтедобычу. Так, по итогам 2015 г. они упали на 19% (с 681 до 552 млрд долл.), а в 2016 г. ожидается их падение еще на 16% до 460 млрд долларов.

Основное сокращение инвестиций в добычу нефти происходит сегодня в США (-23%), Мексике (-22%) и Латинской Америке (-21%).

Суммарные капиталовложения пяти крупнейших МНК (Exxon Mobil, BP, Shell, Total, Conoco Phillips) в сектор upstream упали на 12 млрд долл. в 2015 г. (-8%) от среднего уровня капиталовложений в сектор upstream этих компаний в 2010-2014 гг. (150 млрд долл.) и ожидается их сокращение еще на 25-27% по итогам 2016 г. (рис. 8).

Капитальные вложения независимых производителей Северной Америки также сокращаются 6-й квартал подряд до 11,4 млрд долл. (-52% г/г). В отрасли уже отложено или отменено несколько десятков крупных инвестиционных

МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА И ГЕОПОЛИТИКА: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ



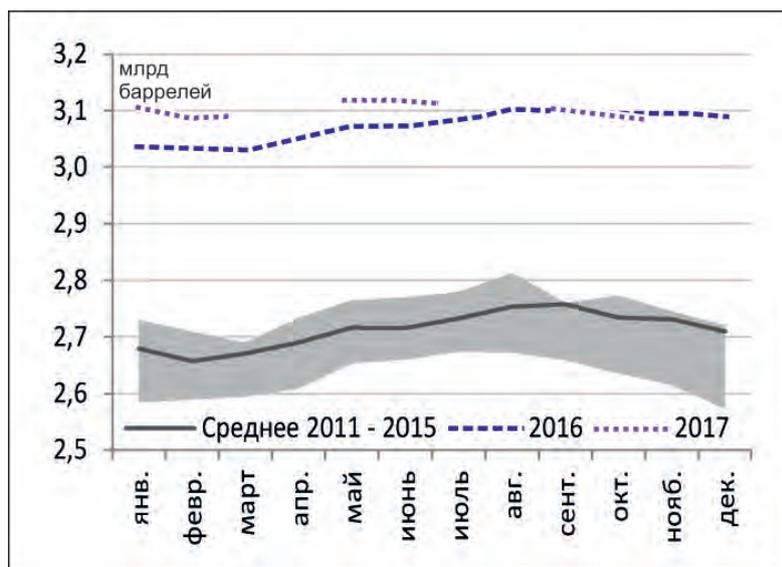
Источник: ИЭФ по данным компаний.

Рис. 8. Динамика капиталовложений в сектор upstream крупнейших МНК, 2014-2016 гг.

проектов в секторе upstream с совокупным объемом добычи в 6 млн баррелей/сутки. Лидером по количеству отложенных/отмененных проектов является Канада.

Таким образом, сегодня в отрасли наблюдается сильнейший инвестиционный кризис, последствия которого мировой рынок нефти может

ощутить через 3-5 лет. По сути, это означает, что уже с 2018-2019 гг. мы можем стать свидетелями уже не профицита, а дефицита на мировом рынке нефти, однако, он, вопреки ожиданиям, вряд ли приведет к резкому отскоку мировых цен на нефть, поскольку в мире накоплены рекордно высокие запасы жидких углеводородов (рис. 9).



Источник: ИЭФ по данным EIA.

Рис. 9. Динамика уровня коммерческих запасов нефти и нефтепродуктов в странах ОЭСР (2016 г. в сравнении со средним уровнем за 2011-2015 гг.)

МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА И ГЕОПОЛИТИКА: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

Так, по данным американского Агентства энергетической информации (EIA), коммерческие запасы нефти в странах ОЭСР и в 2016 г. продолжают держаться на максимальных уровнях в 3,0-3,1 млрд баррелей, превышая средние показатели последних лет почти на 0,5 млн баррелей. Таким образом, даже если в ближайшие годы в мире возникнет ситуация, когда добыча нефти будет отставать от спроса на нее, разница будет покрываться за счет накопленных запасов.

«Черные лебеди» для мирового рынка нефти

Безусловно, все вышеприведенные рассуждения о текущем состоянии и будущей динамике фундаментальных факторов на развитие рынка нефти основаны на предположении стабильного развития сектора в рамках наблюдаемых сегодня трендов, однако события последних лет наглядно демонстрируют, что крупные события в мире политики, технологий и экономики могут радикально изменить традиционные представления о современном энергетическом укладе. В этой связи следует выделить набор возможных так называемых «черных лебедей» для мирового нефтяного рынка, которые могут резко изменить тренды его развития как в краткосрочной, так и в среднесрочной перспективе.

В краткосрочной перспективе до одного года такими событиями могут стать **любые договоренности стран ОПЕК между собой или с привлечением других независимых крупных стран-нефтеэкспортеров, таких как Россия, о заморозке добычи нефти на текущих уровнях или о введении новых квот для стран-членов картеля.** Напомню, что сам факт подготовки к таким переговорам в Дохе 17 апреля 2016 г., которые оказались неудачными, поднял цены на нефть с 27 до 45 долл. за баррель, а декларация стран ОПЕК о возможности потенциальной заморозки добычи нефти, принятая на Международном энергетическом форуме в Алжире 26-28 сентября 2016 г., вновь подняла цены на нефть с 46 до 53 долл. за баррель в октябре 2016 года.

Как известно, в конце ноября 2016 г. планируется очередная Конференция стран ОПЕК, итоги которой могут существенным образом повлиять на мировой рынок нефти в краткосрочной перспективе.

Еще одним «черным лебедем» может стать **американская сланцевая нефтедобыча**, которая и так преподносила немало сюрпризов в последние годы. Следует отметить, что большинство экспертов предрекали скорую смерть этой отрасли в условиях продолжительного периода низких цен, однако отрасль продемонстрировала удивительную живучесть не только за счет особенностей ее финансирования в США (хеджирования будущей добычи углеводородов и пр.), но и за счет постоянного снижения себестоимости добычи сланцевых углеводородов путем постоянного повышения эффективности отрасли.

Так, если еще в 2014 г. средний уровень цены безубыточности для большинства сланцевых проектов в США оценивался на уровне 80-85 долл. за баррель, то в 2016 г. он сократился до 55-55 долл. за баррель. А поступающая информация с наиболее многообещающей сланцевой формации Permian сегодня говорит о том, что там появляется все больше и больше проектов по добыче сланцевых углеводородов, рентабельных при цене менее 40 долл. за баррель.

В среднесрочной перспективе «черными лебедями» для мирового нефтяного рынка будут также политика и технологии, но связанные не с добычей нефти, а с ее потреблением и использованием.

В этой связи следует пристально следить за **практической имплементацией решений Парижской климатической конференции (COP-21) от 15 декабря 2015 года.** Напомню, что в конце 2016 г. истекает период ратификации этих решений властями тех стран, которые подписали Парижскую декларацию в декабре 2015 года. И если этот процесс будет двигаться в соответствии с графиком, то, начиная с 2017 г., следует ждать практического внедрения страновых инициатив по снижению выбросов парниковых газов уже на уровне отдельных стран, что неизбежно будет оказывать влияние на мировое потребление углеводородов и нефтепродуктов в том числе.

Важными политическими инициативами могут стать **очередные ограничения на выбросы парниковых газов, а также ограничения, или даже полный запрет, использования двигателей внутреннего сгорания на нефтяном топливе.** Напомню, что на полях Парижской климатиче-

МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА И ГЕОПОЛИТИКА: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

ской конференции в декабре 2015 г. альянсом, объединяющим несколько стран и регионов, Zero emission vehicle Alliance (ZEV, альянс, поддерживающий автомобили с нулевыми выбросами CO₂), был анонсирован запрет на использование автомобилей с традиционными двигателями внутреннего сгорания (ДВС) с 2050 года. Данный запрет непосредственно касается членов ZEV, в который входят европейские страны (Германия, Великобритания, Нидерланды и Норвегия), канадский регион Квебек и 8 штатов США (Калифорния, Коннектикут, Мэриленд, Массачусетс, Нью-Йорк, Орегон, Род-Айленд и Вермонт). Ранее подобные стратегические цели были уже озвучены в Швейцарии (запрет с 2030 г.) и Норвегии (запрет с 2025 г.). А в октябре 2016 г. Германия выступила с инициативой о полном запрете

двигателей внутреннего сгорания в странах ЕС уже с 2030 года.

И здесь все будет зависеть от **степени прогресса в развитии технологий электромобильного транспорта, дальнейшей электрификации бытовой сферы, развития энергоэффективных технологий и технологий возобновляемой энергетики.**

И тогда, в случае успеха новых технологий, мы сможем с уверенностью сказать, что нефтяная эра уходит в прошлое и не потому, что нефть заканчивается, а потому, что постепенно исчезнет спрос на нее. И нефтяной век повторит судьбу века каменного, который, как известно, закончился вовсе не потому, что закончились камни...

Поступила в редакцию
23.11.2016 г.

A.I. Gromov²

KEY DRIVERS, CHALLENGES AND UNCERTAINTIES OF GLOBAL OIL MARKET DEVELOPMENT IN THE SHORT AND MEDIUM TERM

The paper reviews the current state of the global oil market in detail. In particular, it covers the movement in global oil prices, supply and demand for liquid hydrocarbons, crude oil production, structure and prospects of imbalance changes, investments in the industry. The key factors are determined – so-called black swans – that may swing the main trends of global oil market development in both the short and medium term.

Key words: oil prices, global oil market, challenges, supply and demand, «black swans», disinvestment.

² Alexey I. Gromov – Chief Director of Energy Sector – Head of Energy Department at the «Institute for Energy and Finance» Fund, PhD in Geography, e-mail: a_gromov@fief.ru

УДК 622.323+622.324 (73)

Н.А. Иванов¹

РЕСУРСНАЯ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТЬ СЛАНЦЕВОЙ ДОБЫЧИ

Ресурсные ограничения добычи нефти плотных коллекторов в США регулярно подвергаются пересмотру участниками рынка и государственными регулирующими органами. Соответственно корректируются в сторону увеличения долгосрочные прогнозы добычи. Причина – в недостаточной геологической изученности плотных пород, в отличие от традиционных нефтегазовых месторождений, расположенных в пределах этих же бассейнов, а также в росте эффективности технологий добычи, позволяющих на каждом этапе своего развития извлекать больший объем ресурса, распределенного в плотной породе.

Ключевые слова: ресурсная неопределенность, сланцевый газ, сланцевая нефть, сланцевые плеи, гидроразрыв пласта, горизонтальное бурение, доказанные запасы, технически извлекаемые ресурсы, долгосрочные прогнозы добычи.

Введение

К осени 2016 г. отчетливо проявились факторы (ограничения), влияющие на сланцевую добычу в США: ресурсные, технологические, инфраструктурные, финансовые и экономические. Сланцевая добыча в США развивается в зависимости от сочетания этих факторов. В условиях падения цен с уверенностью можно говорить о негативном влиянии на нефтедобычу только одного фактора – экономического. Про остальные ограничения уверенно судить невозможно – нет достоверной информации. Можно только строить предположения, основываясь на текущем понимании процессов.

Неопределенность – ключевое свойство сланцевой добычи. Здесь действуют факторы, отличающие этот новый бизнес от традиционной нефтедобычи, и здесь особенно явственно проявляется асимметричность информации.

Участники рынка, регуляторы, наблюдатели и аналитики отличаются по степени доступа к первичной информации, статистике, текущей аналитике, информации о технологических усовершенствованиях и деловых взаимоотношениях. Разный доступ к различным источникам информации, разная степень вовлеченности в операции, разная степень компетенции и разная мотивация наблюдателей приводит к тому, что «на выходе» оказываются недостоверные прогнозы и необоснованные экономические реше-

ния на разных уровнях инвестиционного планирования, внутренней энергетической политики государств и международных отношений.

Добыча сланцевого газа и нефти плотных пород развивается по своим законам. Традиционные представления о ресурсной обеспеченности добычи, об эффективности технологий, инвестиционном планировании и проектном финансировании оказываются нерелевантными новой реальностью. Ресурсы нетрадиционных углеводородов выявляются не на этапе поиска и разведки, а непосредственно в процессе добычи. При этом они существенным образом зависят от применяемых технологий. Поэтому ресурсная неопределенность – главная причина ошибок в прогнозировании добычи нетрадиционных (распределенных) углеводородов.

Американская сланцевая отрасль продемонстрировала парадокс: при хорошей геологической изученности территорий США и Канады перспективные нефтегазовые ресурсы плотных формаций остаются фактически неизвестными и выявляются в процессе их освоения частными компаниями. А прогноз в развитии технологий добычи (включая новейшие цифровые методы) год от года ускоряется и точному прогнозированию не поддается.

Управление энергетической информации США (EIA), так же как и независимые аналитические центры и организации, включая крупнейшие компании, вынуждены принимать во

¹ Николай Александрович Иванов – заведующий сектором энергетические рынки Фонда «Институт энергетики и финансов», e-mail: ivanov0660@gmail.com

МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА И ГЕОПОЛИТИКА: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

внимание эти факторы и год от года корректировать свои прогнозы американской добычи в сторону увеличения. Следствием этой неопределенности становится сложность в прогнозировании (а фактически непредсказуемость) предложения нефти на мировом рынке. Следовательно, энергетическая политика ключевых игроков мирового нефтяного рынка, включая страны ОПЕК и не входящих в организацию производителей, вынуждена перестраиваться фактически в режиме реального времени с учетом быстро изменяющейся рыночной реальности.

Рост доказанных запасов

Официальная оценка перспективных ресурсов углеводородов в сланцевых формациях в национальных масштабах в США фактически отсутствует. Геологическая служба США (USGS)

только приступила к комплексной оценке технически извлекаемых нефтегазовых ресурсов плотных пород. Причина – в самой природе сланцевой добычи: для бизнеса имеют смысл доказанные запасы, а не перспективные ресурсы.

Доказанные извлекаемые запасы можно оценить только в процессе добычи, с развитием технологий и их локализацией, адаптацией к условиям конкретной залежи. Только тогда компании могут доказать свои извлекаемые запасы и заявить их в отчетности для регулирующих органов (Управления энергетической информации EIA и Комиссии по биржам и ценным бумагам SEC).

Доказанные запасы компаний, представляемые в виде отчетности (по форме Form EIA-23L Управления энергетической информации США), суммируются и становятся единственным официальным источником данных о ресурсной обеспеченности американской нефтедобычи.

Нефтедержащие плеи США: добыча и доказанные запасы нефти и конденсата в 2013-14 гг., млн баррелей

Бассейн	Плей	Штаты	Добыча в 2013 г.	Запасы в 2013 г.	Добыча в 2014 г.	Запасы в 2014 г.	Изм. запасов 2013-14 гг.
Williston	Bakken	Нью-Джерси, Монтана, Южная Дакота	270	4 844	387	5 972	1 128
Western Gulf	Eagle Ford	Техас	351	4 177	497	5 172	995
Permian	Bone Spring, Wolfcamp	Нью-Мексико, Техас	21	335	53	722	387
Denver-Julesberg	Niobrara	Колорадо, Канзас, Небраска, Вайоминг	2	17	42	512	495
Appalachian	Marcellus	Пенсильвания, Западная Виргиния	7	89	13	232	143
Fort Worth	Barnett	Техас	9	58	9	47	-11
Итого			660	9 520	1 001	12 657	3 137
Другие			41	523	56	708	185
Всего			701	10 043	1 057	13 365	3 322

Источник: U.S. Energy Information Administration, Form EIA-23L, Annual Survey of Domestic Oil and Gas Reserves, 2013 and 2014.³

² URL: <http://www.eia.gov/naturalgas/crudeoilreserves/>

³ URL: <http://www.eia.gov/naturalgas/crudeoilreserves/>

МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА И ГЕОПОЛИТИКА: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

23 ноября 2015 г. был опубликован последний на момент подготовки данной статьи отчет о доказанных запасах сырой нефти и природного газа в США (U.S. Crude Oil and Natural Gas Proved Reserves)², в котором, в частности, говорится, что доказанные запасы нефти с конденсатом в 2014 г. выросли по сравнению с 2013 г. на 3,4 млрд баррелей (на 9,3%) и составили 39,9 млрд баррелей. Общие доказанные запасы сырой нефти и конденсата росли шесть лет подряд и превысили 39 млрд баррелей впервые с 1972 года. Рекордного исторического значения доказанные запасы нефти и конденсата в США достигли в 1970 г. – 43 млрд баррелей. При этом доказанные запасы нефти плотных пород фактически обеспечили весь прирост – 3,3 из 3,4 млрд баррелей (см. табл.).

Неудача с прогнозированием перспективных ресурсов

Для среднесрочного и долгосрочного прогнозирования добычи нефти необходимо оценить перспективные ресурсы, но такие данные каждое агентство получает самостоятельно путем моделирования.

Показательный случай произошел с первой (и неудачной) попыткой оценить общий нефтегазовый потенциал сланцевых ресурсов США. В 2011 г. EIA предприняло попытку оценить перспективные нефтегазовые ресурсы плотных формаций. Компания INTEK Inc. из Вирджинии по заказу EIA сделала такую оценку – был подготовлен доклад «Обзор новых ресурсов: сланцевые нефтегазоносные плеи США»⁴. INTEK оценила ресурсы сланцевой нефти 48-ми континентальных штатов США в 23,9 млрд баррелей. Крупнейшей формацией был назван плеи Monterey/Santos на юге Калифорнии с запасами 15,4 млрд баррелей или 64% от общих запасов сланцевой нефти США. Следом шли плеи Bakken и Eagle Ford с запасами 3,6 и 3,4 млрд баррелей соответственно.

Площадь плея Monterey/Santos, расположенного в бассейнах Сан-Хоакин и Лос-Анджелес, составляет приблизительно 1,752 тыс. миль²

(4,5 тыс. км²). Глубина залегания сланца варьируется от 8 до 14 тыс. футов (2,4-4,2 км), толщина сланцевого слоя – от 1 до 3 тыс. футов (300-900 м). Средняя оцениваемая накопленная добыча из одной скважины (EUR) была принята за 550 тыс. баррелей, и при плотности бурения 16 скважин на квадратную милю общие технически извлекаемые запасы нефти на плее были оценены INTEK в 15,42 млрд баррелей.

В скором времени перспективные ресурсы плея Monterey Shale подверглись серьезной переоценке. В декабре 2013 г. с критикой официального подхода к оценке ресурсов выступил Post Carbon Institute, выпустивший доклад «Бурение в Калифорнии. Проверка на соответствие реальности плея Monterey Shale»⁵. Автор доклада Д. Хьюз, геолог, известный своими критическими оценками перспектив сланцевой революции. Хьюз написал, что по геологическому строению Monterey отличается от Bakken и Eagle Ford, поэтому нельзя подходить к этому плее с теми же мерками. Толщина сланцевого слоя на Bakken и Eagle Ford составляет менее сотни футов, и расположен он равномерно на относительно небольшой глубине. Сланцы на Monterey значительно толще – около 2 тыс. футов и залегают они сложнее на глубинах, которые могут достигать 18 тыс. футов. По мнению Хьюза, это говорит о недостаточной зрелости залежей и большой неоднородности содержания в них нефти.

Плеи Bakken занимает площадь более 20 тыс. миль², Eagle Ford – 8 тыс. миль². Зрелые залежи плея Monterey располагаются, по оценке Хьюза, на площади менее 2 тыс. миль². Начальные дебиты существующих на Monterey скважин составляют только половину или даже четверть от упомянутых в докладе EIA/INTEK, EUR – менее трети. Существующие на Monterey сланцевые залежи ограничены малыми географическими зонами, поэтому принятая в официальном докладе плотность бурения (16 скважин на милю²) вряд ли возможна на практике. Поэтому, заключает Хьюз, оценка запасов Monterey в 15,4 млрд баррелей извлекаемой нефти сильно завышена. И даже дополнительные открытия и применение новых технологий едва ли способны кардинально поменять ситуацию.

⁴ URL: <https://www.eia.gov/analysis/studies/usshalegas/pdf/usshaleplays.pdf>

⁶ URL: <http://www.postcarbon.org/publications/drilling-california/>

МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА И ГЕОПОЛИТИКА: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

Уже в 2013 г. EIA пересмотрело оценку ресурсов плеча с 15,4 до 13,7 млрд баррелей. В мае 2014 г. EIA снизило свои оценки на 96% – до 600 млн баррелей. А в октябре 2015 г. Геологическая служба США (U.S. Geological Survey, USGS) выпустила доклад⁶, в котором утверждается, что технически извлекаемые запасы нефти плеча Monterey Shale составляют всего 21 млн баррелей, что еще на 96% меньше оценки EIA 2014 года.

Оценка технически извлекаемых запасов – это всегда эволюционный процесс. В отличие от традиционных запасов запасы сланцевых углеводородов сильно зависят от применяемых технологий – каждое новое усовершенствование горизонтального бурения, гидроразрыва пласта и микросеймики дает дополнительный прирост добычи из тех же самых сланцевых пластов. Поэтому извлекаемые запасы в процессе освоения залежи растут, а перспективные ресурсы остаются величиной умоглядной, практического значения для компаний не имеющей.

Корректировка прогнозов

Перспективные технически извлекаемые ресурсы имеют значение для агентств и компаний, готовящих среднесрочные и долгосрочные прогнозы добычи нефти в США.

Управление энергетической информации США в базовом сценарии своего ежегодного энергетического прогноза (Annual Energy Outlook, АЕО) каждый год вплоть до 2015 г. прогнозировало, что после 2020 г. в США начнется спад добычи нефти. Объяснение этого всегда было связано с недостаточными для продолжения роста добычи перспективными нефтяными ресурсами. При этом каждый год кривая спада добычи получалась все более пологой, пока в 2016 г. (АЕО 2016) базовый сценарий прогноза не показал рост добычи нефти до 2040 года.

Аналогично каждый год повышают свои оценки перспектив американской добычи и другие агентства и компании. ВР оценивает будущую добычу сланцевой нефти даже серьезнее, при этом рост добычи нефти в США до 2035 г. компания прогнозирует уже несколько лет под-

ряд с кратким перерывом, вызванным текущим ценовым спадом на мировом нефтяном рынке. Официального пересмотра перспективных ресурсов при этом не происходит, корректировка прогнозов в сторону увеличения осуществляется по не вполне прозрачным причинам.

Причина такой ресурсной неопределенности кроется в геологическом парадоксе США: при хорошей геологической изученности нефтегазовых бассейнов по всей стране собственно сланцевые залежи и плотные породы никто специально не изучал – при поисках и разведке традиционных месторождений компании эти породы «проходили не глядя», не оценивали с точки зрения перспективности для будущей добычи. Важны были традиционные нефтегазосодержащие коллекторы, структуры, которые можно было оконтурить и оценить, а добыча нефти и газа из плотных пород не представлялась реальной, и эти породы остались без оценки объема распределенных в них углеводородных ресурсов.

С высокой точностью оконтурить и оценить плотные породы с точки зрения содержания углеводородов невозможно: во-первых, слишком неравномерно распределение сырья в породе, а во-вторых, возможность извлечения сырья критическим образом зависит от применяемых технологий. И поэтому теперь в процессе изучения конкретного плеча, при внедрении новых и локализации имеющихся технологий, развитии добычи запасы растут. Извлекаемые запасы зависят от экономики проектов, но базовый сценарий EIA, как и ВР, и других агентств, предполагает ситуацию роста цен.

Впрочем, текущая добыча сланцевой нефти в США даже в условиях ценовой волатильности в 2016 г. не везде демонстрирует спад. На плечах Bakken в Северной Дакоте и Eagle Ford на юге Техаса действительно происходит небольшое сокращение добычи, а в бассейне Permian в Западном Техасе и на юго-востоке Нью-Мексико добыча продолжает расти. При этом ресурсные ограничения подвергаются сомнению с разных сторон.

Специалисты Бюро экономической геологии (BEG) Университета Техаса в Остине провели работу по оценке перспектив хорошо извест-

⁶ URL: <https://www.usgs.gov/news/usgs-estimates-21-million-barrels-oil-and-27-billion-cubic-feet-gas-monterey-formation-san>

МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА И ГЕОПОЛИТИКА: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

ного плеча Eagle Ford⁷. Добыча нефти на Eagle Ford снизилась с 1,7 млн баррелей/сутки в марте 2015 г. до менее миллиона баррелей в сутки годом позднее, но даже при сложившейся в 2016 г. конъюнктуре и имеющихся технологиях может быть добыто еще 6 млрд баррелей. А при росте цен добыча будет расти.

В BEG рассчитали «коэффициент прибыльности» (profitability index, PI) для плеча Eagle Ford, показывающий экономическую эффективность работы на отдельных буровых участках при известных геологических характеристиках и существующих технологиях. В 2016 г. около 60% потенциальных буровых участков на плече имели PI менее 75% при цене 45 долл. за баррель. Но при росте цен до 100 долл. за баррель свыше 50% буровых участков будут иметь PI более 100%.

Новые данные о бассейне Permian

По данным IHS Energy, к концу сентября 2016 г. объем сделок по приобретению прав на лицензионные участки в бассейне Permian в Западном Техасе и на юго-востоке Нью-Мексико составил около 14 млрд долларов. Это данные только по 21-й крупной сделке, стоимостью более 50 млн долларов. В регионе начинается бум сделок M&A, свидетельствующий о том, что инвесторы готовятся к ускорению роста нефтедобычи в бассейне. Наиболее перспективными считаются формации Delaware, где в среднем за 2016 г. сделки заключаются по 20 тыс. долл. за акр и Midland со средней ценой 34 тыс. долл. за акр.

В сентябре 2016 г. компания Apache Corp. объявила о крупном геологическом открытии: открыт новый перспективный плеч в южной части формации Delaware бассейна Permian⁸ с колоссальными запасами нефти и жирного газа. Надо подчеркнуть, что речь идет о бассейне в Западном Техасе, где традиционная нефтедобыча идет уже сотню лет и откуда пошел маркерный сорт американской нефти – WTI. Это еще раз доказывает, что традиционная нефтедобыча и добыча из плотных пород – совершенно разные виды бизнеса, требующие принципиально новых технологических и экономических подходов.

Компания объявила, что после двух лет геологических и геофизических изысканий, акку-

мулирования перспективных площадей и оконтуривания их бурением, подтверждено открытие нового плеча, названного Alpine High. Он находится в южной части формации Delaware Basin, главным образом в округе Reeves в Техасе. Apache оценивает запасы углеводородов нового плеча в 75 трлн футов³ жирного газа и 3 млрд баррелей нефти только по двум формациям – Barnett и Woodford. Значительный нефтяной потенциал предполагается также на более близких к поверхности формациях – Pennsylvanian, Bone Springs и Wolfcamp.

Alpine High состоит из 4-5 тыс. футов продуктивных горизонтов на пяти различных формациях – Bone Springs, Wolfcamp, Pennsylvanian, Barnett и Woodford. От двух до более трех тысяч будущих буровых участков было обнаружено только на формациях Woodford и Barnett. Эти формации располагаются на горизонтах, богатых жирным газом и ожидается, что будут давать газ и нефть. Первоначальные оценки зон Woodford и Barnett показали чистую приведенную стоимость (NPV) до уплаты налогов в размере 4 20 млн долл. на скважину при цене нефти 50 долл. за баррель и газа 3 долл. за тыс. футов³. Ожидаемая стоимость скважины с длиной бокового ствола 4,1 тыс. футов оценивается приблизительно в диапазоне 4-6 млн долларов.

Apache пробурила на плече 19 скважин, из которых девять дают продукцию в ограниченных объемах из-за инфраструктурных ограничений. Из них шесть скважин расположены на формации Woodford, одна на Barnett и по одной на неглубоких нефтяных формациях Wolfcamp и Bone Springs.

Открытие плеча Alpine High предоставляет новые низкорисковые возможности для бурения на формациях Woodford и Barnett, и Apache надеется обнаружить значительное число перспективных нефтяных участков также на формациях Pennsylvanian, Wolfcamp и Bone Springs.

Официальная оценка

В середине ноября 2016 г. Геологическая служба США опубликовала оценку неоткрытых технически извлекаемых запасов распределенной в породе нефти (continuous oil) сланцевого

⁷ URL: <http://www.oilandgasinvestor.com/ut-study-eagle-ford-could-support-another-80000-wells-1366646>

⁸ URL: <http://investor.apachecorp.com/releasedetail.cfm?ReleaseID=988060>

МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА И ГЕОПОЛИТИКА: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

плея Wolfcamp в Техасе. Эта оценка оказалась крупнейшей за все время исследования распределенных (нетрадиционных) нефтяных ресурсов в США. Плей Wolfcamp в бассейне Midland, являющемся частью бассейна Permian, содержит 20 млрд баррелей нефти, 16 трлн футов³ природного газа и 1,6 млрд баррелей сжиженных углеводородных газов (СУГ).

Согласно проведенной оценке, ресурсы распределенной нефти в формации Midland Basin Wolfcamp примерно в три раза больше, чем ресурсы плея Bakken – Three Forks, оцененные USGS в 2013 году.

Координатор программы USGS по энергетическим ресурсам В. Гуидроз заявил⁹: «Тот факт, что проведенная оценка показала крупнейшие ресурсы, говорит о том, что в регионе, в котором добыты уже миллиарды баррелей, могут быть найдены дополнительные миллиарды баррелей. Прогресс в развитии технологий влияет на определение того, какие ресурсы можно считать технически извлекаемыми, поэтому USGS продолжит оценку ресурсов США и остального мира».

Опубликованное исследование – первая оценка распределенных нефтегазовых ресурсов провинции Permian Basin, сделавшая упор на сланцах Wolfcamp бассейна Midland Basin. С 1980-х гг. сланцевый плей Wolfcamp считался частью плея Wolfberry, состоящего из резервуаров Mississippian, Pennsylvanian и Lower Permian. Нефть там добывалась с использованием традиционных вертикальных скважин.

В последние годы нефтегазовые компании использовали горизонтальное бурение в сочетании с гидроразрывом пласта – только в части Wolfcamp бассейна Midland Basin таких скважин пробурено более 3 тысяч. Сланцевый плей Wolfcamp продолжается также в формации Delaware провинции Permian, но этот участок не включен в первое исследование Геологической службы США (на этом участке оценку своих лицензионных участков провела компания Apache Corp. – см. выше).

Бассейн Permian как единая провинция также включает другие бассейны и геологические формации в Западном Техасе и на юго-востоке

Нью-Мексико. Это один из самых продуктивных нефтяных регионов в США.

Неоткрытые технически извлекаемые ресурсы углеводородов, содержащиеся в распределенной форме в пределах сланцевой формации Wolfcamp, по средней шкале 50% вероятности, оценены в 20 млрд баррелей нефти, 16 трлн футов³ попутного газа и 1,6 млрд баррелей СУГ.

Полная оценка ресурсов формации Wolfcamp составляет по нефти соответственно 11,4-31,5 млрд баррелей (среднее значение 19,95 млрд баррелей), по газу 7,9-27,3 трлн футов³ (среднее значение 16 трлн футов³).

USGS поясняет, что углеводороды в сланцах относятся к непрерывному типу скоплений, которые распределены по всей формации в отличие от обычных скоплений, которые носят дискретный локализованный характер залежей в структурных, стратиграфических или иного типа ловушках.

Выводы

В настоящее время неопределенность, связанная с ресурсными ограничениями сланцевой добычи, снижается: по данным компаний и официальных регулирующих органов, перспективные извлекаемые ресурсы распределенных углеводородов в США не могут стать ограничением для поддержания и роста добычи нефти плотных коллекторов.

Конъюнктура рынка остается единственным основанием для падения американской нефтедобычи, но в этом отношении США не в худшем положении по отношению к другим нефтедобывающим странам: у Америки значительно больше пространства для маневра – между большим внутренним рынком, мощной нефтепереработкой и возможностью экспорта нефти и нефтепродуктов. Поэтому рано называть сроки окончания сланцевой революции: сократившаяся нефтедобыча уже приспособилась к текущему уровню цен и переходит к росту. А темпы будущего роста по-прежнему предсказать невозможно.

⁹ URL: <https://www.usgs.gov/news/usgs-estimates-20-billion-barrels-oil-texas-wolfcamp-shale-formation>

МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА И ГЕОПОЛИТИКА: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

ЛИТЕРАТУРА

1. Иванов Н.А. Сланцевая Америка: энергетическая политика США и освоение нетрадиционных нефтегазовых ресурсов / М.: Магистр, 2014. 304 с.
2. Department of the Interior, U.S. Geological Survey. *Assessment of Undiscovered Continuous Oil Resources in the Wolfcamp Shale of the Midland Basin, Permian Basin Province, Texas*, 2016. URL: <https://pubs.usgs.gov/fs/2016/3092/fs20163092.pdf>
3. Hughes D. *Drilling California: A Reality Check on the Monterey Shale*. / Post Carbon Institute. December 2, 2013. URL: <http://www.postcarbon.org/publications/drilling-california>
4. U.S. Energy Information Administration. *Review of Emerging U.S. Gas Shale and Shale Oil Plays*. July 2011. URL: <https://www.eia.gov/analysis/studies/usshalegas/pdf/usshaleplays.pdf>
5. U.S. Energy Information Administration. *U.S. Crude Oil and Natural Gas Proved Reserves With Data for 2014*. November 23, 2015. URL: <http://www.eia.gov/naturalgas/crudeoilreserves/>

Поступила в редакцию
21.11.2016 г.

N.A. Ivanov¹⁰

RESOURCE UNCERTAINTY OF SHALE PRODUCTION

Resource limitations of tight oil production in the USA are regularly subjected to review by market players and state regulatory bodies. Accordingly, the long-term production forecasts are adjusted upwards. The reason is the insufficient geological exploration of dense rocks as opposed to conventional oil and gas fields located within the same basins as well as the growing efficiency of production technologies that make it possible to extract the greater resource volume distributed in the dense rock at each stage of its development.

Key words: resource uncertainty, shale gas, shale oil, shale plays, hydraulic fracturing, horizontal drilling, proved reserves, technically recoverable resources, long-term production forecasts.

¹⁰ Nikolay A. Ivanov – Head of Energy Markets Sector at the «Institute for Energy and Finance» Fund, e-mail: ivanov0660@gmail.com

УДК 339.9:622.324 (100)

Е.В. Ершова¹

ИЗМЕНЕНИЯ В МЕЖДУНАРОДНЫХ СПГ-КОНТРАКТАХ КАК ОТРАЖЕНИЕ РЫНОЧНОЙ КОНЬЮНКТУРЫ

В статье проводится анализ практики заключения международных контрактов на поставку СПГ и происходящих в ней изменений. Необходимость такого анализа продиктована активным ростом мирового рынка СПГ и стратегическим значением для России закрепления на этом рынке. Выявленные изменения в практике заключения и исполнения международных контрактов на поставку СПГ свидетельствуют об установлении в перспективе общемировой цены на СПГ и формировании глобального рынка данного вида топлива. Проведенный анализ указывает на возрастающую гибкость мирового рынка СПГ вследствие увеличения объемов и значения его спотового сегмента.

Ключевые слова: природный газ, сжиженный природный газ (СПГ), рынок СПГ, рыночная конъюнктура, международный контракт, мировые цены.

С момента заключения первой коммерческой сделки на поставку сжиженного природного газа (СПГ) из Алжира во Францию и Великобританию в 1964 г. [1, с. 10] минуло более полувека. За это время торговля СПГ достигла глобальных масштабов, его поставки стали обеспечивать потребности многих стран в энергоресурсах. Крупнейший потребитель первичной энергии – Китай – за последние 10 лет расширил количество поставщиков СПГ с 1 до 17, а крупнейший мировой производитель природного газа – США – настойчиво стремится занять место среди уже имеющихся экспортеров СПГ [3, 4].

В этих условиях внимательного мониторинга, анализа и осмысления требует современная конъюнктура мирового рынка СПГ, а также происходящие на нем в настоящее время изменения. В рамках данной статьи автором предпринимается попытка рассмотреть и проанализировать изменения в практике заключения международных контрактов на поставку СПГ как наиболее достоверно отражающие рыночную конъюнктуру.

При анализе данных действовавших в течение 2014 г. долгосрочных и среднесрочных контрактов, а также контрактов, заключенных в течение того же года [5], можно определить, что средняя продолжительность таких контрактов отличается: новые контракты заключаются на

более короткие сроки. Более того, существенно сокращается и среднее контрактное количество новых сделок – практически в 3 раза.

Естественно, что с истечением срока действующих в настоящее время контрактов постепенно будет становиться все меньше. В течение ближайших 3 лет – 2016-2018 гг. – истекает 21 контракт общей контрактной суммой в 19,69 Мт/год (5 на условиях FOB, остальные 16 – DES) [6]. На замену им приходят новые: меньшие как по продолжительности, так и по объему. Таким образом, институт долгосрочных и среднесрочных контрактов на поставку СПГ становится все более гибким и отвечающим потребностям импортеров.

Кроме того, для тех экспортеров, чьи обязательства по прежним контрактам уже были выполнены, но производства все еще были жизнеспособны, более не оставалось необходимости в достижении столь важной цели заключения долгосрочных контрактов как возврат инвестиций. Они, таким образом, получили возможность реализовать производимый СПГ вне контрактов, на спотовом рынке, увеличивая долю спотовой торговли в общем объеме поставок СПГ и соответственно способствуя еще большей гибкости рынка.

Более того, традиционно составлявшая неотъемлемую часть контракта на поставку СПГ так называемая *destination clause*, призванная

¹ Екатерина Валерьевна Ершова – аспирант Байкальского государственного университета, кафедра мировой экономики и международного бизнеса, e-mail: wertigo22@gmail.com

² Объемы поставляемого в Китай СПГ увеличились с 0,8 млн т в 2006 г. до 20 млн т в 2015 г. [2].

МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА И ГЕОПОЛИТИКА: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

Таблица 1

Отдельные характеристики международных контрактов на поставку СПГ

Контракты	Средняя продолжительность, лет	Среднее контрактное количество, Мт в год
Заклученные до 2015 г.	18,6	1,5
Заклученные в 2015 г.	13,5	0,7

Источник: составлено автором на основе [5].

обезопасить поставщика от реэкспорта поставляемого им СПГ импортером другому потребителю по более высокой цене (то есть осуществлять так называемый арбитраж), была признана Европейской комиссией незаконной и противоречащей Римскому договору 1957 г. о ликвидации всех преград на пути свободного передвижения людей, товаров, услуг и капитала [7] и с 2001-2002 гг. недопустимой к включению в контракты на поставку СПГ в Европу [8]. Постепенно эта практика распространяется и на другие регионы. И в настоящее время многие экспортеры вынуждены рисковать либо недополучением возможной прибыли на более привлекательных рынках, осуществляя поставки по уже заключенным контрактам покупателям, которые имеют возможность перенаправить приобретенный товар в регионы с более высокой ценой, либо вынуждены рисковать объемами поставок, которые могли бы осуществить по долгосрочным контрактам, выходя со своими мощностями на спотовый рынок.

Вместе с постепенным уходом из контрактов destination clause, стоит отметить и изменение самих условий этих контрактов в части определения места перехода ответственности от продавца к покупателю. Преобладающими условиями заключения таких контрактов являются

термины Инкотермс FOB и DES и пропорции между этими двумя терминами в части количества заключенных по ним контрактов со временем существенно не изменились.

Однако при анализе средних объемов контрактов, заключенных на тех или иных условиях, становится ясно, что участники рынка все большее предпочтение отдают поставкам на условиях FOB. Соотношение среднего контрактного количества по условиям FOB всех контрактов, заключенных до 2014 г., к аналогичному показателю DES составило 1,43. То есть средние значения объемов поставок по контрактам, заключенным до 2014 г. на условиях FOB, было практически в полтора раза больше, чем на условиях DES. Еще существеннее это соотношение проявилось в новых контрактах 2014 г. и составило 3,4³, в контрактах 2015 г. среднее количество СПГ, поставляемого на условиях FOB, было в 2 раза больше поставляемого на условиях DES. Значит, стороны все более склонны контрактовать объемы поставляемого СПГ на относительно более гибких условиях транспортировки, соответствующих термину FOB.

Вместе с тем покупателями в 8-ми из 10-ти контрактов, заключенных на условиях FOB в 2014 г., были не страны-импортеры СПГ, стремящиеся обеспечить собственную энергетическую

Таблица 2

Соотношение используемых терминов Инкотермс в международных контрактах на поставку СПГ

Годы	Количество контрактов, заключенных на условиях:		Доля от всех контрактов, заключенных на условиях:	
	FOB	DES	FOB	DES
До 2000	10	19	34%	66%
2000-2014	57	127	31%	69%
2015	9	11	45%	55%

Источник: составлено автором на основе [5].

³ В расчетах использовались средние значения контрактных количеств.

МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА И ГЕОПОЛИТИКА: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

безопасность, а отдельные международные компании, выстраивающие таким образом портфели мощностей, которыми впоследствии торгуют на спотовых рынках, способствуя развитию непосредственной торговли данным товаром.

В подтверждение ухода рынка СПГ от жестких условий долгосрочных контрактов с нефтяной привязкой говорит также и постепенное включение в формулы цен таких контрактов привязки к ценам в узлах торговли – хабах. Так, японская энергетическая компания TohoGas в марте текущего года подписала 10-летний контракт на поставку 7-9 танкеров СПГ (0,5-0,6 млн т) в год с малазийской компанией Petronas. В формулу цены СПГ, поставляемого по данному контракту, входит и привязка к нефти, и к цене Henry Hub. Данный контракт также предполагает возможность покупателя изменять место назначения танкера СПГ по предварительному согласованию с Petronas [9]. Это не первый случай использования смешанной привязки в формуле цены на СПГ⁴, однако данная сделка имеет некоторые особенности, отмеченные экспертами [10]. Так, компании Petronas, на 100% принадлежащей правительству Малайзии, на момент заключения вышеупомянутой сделки принадлежат действующие СПГ-заводы в Египте и Малайзии, строятся еще три завода в Малайзии и Австралии, также планируется завод в Канаде и нет ни одного проекта из США. То есть у компании нет контрактов на покупку СПГ, цена которого была бы привязана к Henry Hub, однако под давлением покупателей Petronas вынуждена брать на себя риск JCC/Henry Hub. Следовательно, количество СПГ, продаваемого по ценам Henry Hub, будет больше, чем СПГ, произведенного в США. Таким образом, значение узла Henry Hub, как ориентира для мирового ценообразования на СПГ, становится все выше.

Все менее жестким и обязательным становится одно из важнейших условий международных контрактов на поставку СПГ – «бери или плати». Называя основной причиной существенную разницу спотовых и контрактных цен на СПГ, в 2015 г. индийские импортеры Petronet выбирают лишь 70% от всего контрактного количества в

7,5 Мт/год и рассматривают возможность расторжения имеющихся контрактов на поставку СПГ из Катара. Таким образом, крупнейший импортер СПГ в Индии предпочитает выгоду от покупки товара на спотовом рынке потерям от выполнения имеющихся обязательств «бери или плати», несмотря на возможные штрафы, которые оцениваются как 10-летняя прибыль компании [11] (примерно 1,4 млрд долл. [12]).

Таким образом, те статьи контрактов на рынке СПГ, которые ранее покупателям гарантировали долгосрочную стабильность поставок данного вида топлива и соответственно обеспечение определенной энергетической безопасности, а поставщикам – возврат инвестиций через стабильность рынков сбыта с определенной ценой, определяемой формулой контракта, перестали иметь столь существенное значение, которым обладали ранее. Это проявляется в том, что:

- сокращается средняя продолжительность заключаемых контрактов при постепенном истечении прежних более долгосрочных;
- уменьшаются средние контрактные количества поставляемого СПГ;
- постепенно в формулу цены СПГ, поставляемого по контрактам, включают, помимо привязки к нефти, и привязку к ценам в торговых узлах – хабах;
- все реже в контрактах встречается статья destination clause, ограничивающая возможности перепродажи поставляемого товара, запрещено включение такой статьи в контракты на поставку в определенные регионы;
- покупателями по контрактам на поставку СПГ все чаще становятся не государственные компании, стремящиеся обеспечить национальную энергетическую безопасность, а отдельные международные компании, выстраивающие таким образом портфели мощностей, которыми впоследствии торгуют на спотовых рынках.

Все это свидетельствует о возрастающей гибкости мирового рынка СПГ, который становится фактором глобализации всего мирового рынка природного газа, связывая в единую сеть поставок всех производителей и потребите-

⁴ Аналогичная формула была включена в контракт между BG и CNOOC на 5 млн т в год, заключенный в 2013 г. [13].

МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА И ГЕОПОЛИТИКА: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

лей природного газа и выравнивая с помощью спотовых поставок сезонные или структурные колебания спроса, определяемые соответствующими колебаниями цен. Стабильный рост спотовой составляющей торговли СПГ, включение спотовых цен в формулы долгосрочных контрактов и обозначенные выше изменения в практике заключения и выполнения контрактов на поставку СПГ определяют возрастающую

роль данного сегмента рынка и необходимость изучения его структуры, действующих на нем институтов и механизмов ценообразования. Это способствует пониманию процессов, происходящих в рамках данного сегмента рынка СПГ, которые оказывают существенное влияние на весь рынок СПГ и природного газа в целом, и позволяет определить позиции и перспективы России на этих рынках.

ЛИТЕРАТУРА

1. Развитие рынка СПГ: эволюция торговли и ценообразования. Брюссель: Секретариат Энергетической Хартии, 2009. 41 с.
2. BP Statistical Review of World Energy June 2015. London: BP, 2015. 48 p. URL: <https://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/statistical-review-2015/bp-statistical-review-of-world-energy-2015-full-report.pdf>.
3. США начинают экспорттировать СПГ // OIL Эксперт. URL: http://www.oilexp.ru/news/mir_rinok/ssha-nachinayut-ehksportirovat-spg/101782/.
4. Natural gas information (2015 edition). Paris: IEA, 2014. 232 p. URL: http://wds.iea.org/wds/pdf/Gas_documentation.pdf.
5. The LNG Industry in 2014. GIIGNL report. URL: http://www.giignl.org/sites/default/files/PUBLIC_AREA/Publications/giignl_2015_annual_report.pdf.
6. World LNG Report – 2015 Edition // International Gas Union. URL: http://www.igu.org/sites/default/files/node-page-field_file/IGU-World%20LNG%20Report-2015%20Edition.pdf.
7. Recommendations for better functioning LNG market in Asia. The Economic Research Institute for ASEAN and East Asia, The Institute of Energy Economics. URL: <http://eneken.ieej.or.jp/data/6300.pdf>.
8. Weems Philip R. Evolution of Long-Term LNG Sales Contracts: Trends and Issues // King & Spalding LLP. URL: <http://www.kslaw.com/imageserver/KSPublic/Library/publication/evolutionoflngsales.pdf>.
9. Japan's Toho Gas to buy LNG from Malaysia's Petronas // Reuters.com. URL: <http://www.reuters.com/article/2015/03/31/toho-gas-petroliam-lng-idUSL3N0WX23Y20150331>.
10. Новый Henry Hub // darovskih.ru. URL: <http://darovskih.ru/novyi-henry-hub>.
11. Bhaskar U. Indian consumers not buying enough Qatar gas, says Petronet // Livemint E-paper. URL: <http://www.livemint.com/Companies/XCyfT2TjzPqanxgpNy9PgK/Indian-consumers-not-buying-enough-Qatar-gas-says-Petronet.html>.
12. Katakey R., Chakraborty D. Petronet LNG breaks Qatar contract to gain from low spot prices // Livemint E-paper. URL: <http://www.livemint.com/Companies/Lk2N0m5DvuqeqxTCcKD19J/Petronet-LNG-breaks-Qatar-contract-to-gain-from-low-spot-pri.html>.
13. Transactions completed with CNOOC for QCLNG stake and LNG supply // BG Group. URL: http://www.bg-group.com/~/_tiles/?tiletype=pressrelease&id=545.

Поступила в редакцию
18.04.2016 г.

E.V. Ershova⁵

**CHANGES IN INTERNATIONAL LNG CONTRACTS AS REFLECTION
OF MARKET ENVIRONMENT**

The article analyses international LNG contracting practice and its current changes. The analysis is necessary due to brisk growth of international LNG market and strategic importance for Russia to capture a certain share of it. Detected changes in international LNG delivery contraction and execution prove eventual global price formation and global market development. The analysis indicates growing flexibility of global LNG market due to increase of spot market volume and its importance.

Key words: natural gas, liquefied natural gas (LNG), LNG market, market environment, international contract, global prices.

⁵ Ekaterina V. Ershova – PhD student at Department of World Economics and International Business, Baikal State University, *e-mail*: wertigo22@gmail.com.

УДК 338.5:621.315 (4)

И.Ю. Золотова, В.С. Минкова, В.А. Карле¹

МЕТОДЫ СТИМУЛИРУЮЩЕГО РЕГУЛИРОВАНИЯ В ЭЛЕКТРОСЕТЕВОМ КОМПЛЕКСЕ: ЕВРОПЕЙСКИЙ ОПЫТ

В статье представлен обзор применения методов стимулирующего регулирования тарифов на услуги электросетевых организаций на примере ряда европейских стран, приведена классификация методов, отмечаются ключевые общие характеристики и индивидуальные (страновые) особенности применения рассматриваемых методов, сделаны выводы о возможностях и рисках использования методов стимулирующего регулирования в электросетевом комплексе.

Ключевые слова: стимулирующее регулирование, электросетевые организации, тарифы, методы регулирования, механизмы стимулирования, X-фактор, эталон, эффективность, показатели качества.

Стимулирующее регулирование: суть, характеристика, виды, подходы

На сегодняшний день в тарифном регулировании компаний электросетевого комплекса за рубежом существенное место отводится методам стимулирующего регулирования [4]. Выделяют три вида методов стимулирующего регулирования: (1) по пределу изменения выручки, (2) по пределу изменения цены, (3) результата деятельности организации.

Суть методов стимулирующего регулирования предполагает формирование величины предельной выручки, цены или финансового результата регулируемой организации с учетом применения стимулирующих механизмов.

В рассматриваемой авторами выборке европейских стран наиболее популярными являются методы регулирования по пределу изменения выручки (Германия, Нидерланды, Франция, Чехия, Испания, Швеция). В Финляндии применяется метод регулирования результата деятельности электросетевой организации.

Ключевыми особенностями (характеристиками) стимулирующего регулирования являются [1]:

- наличие возможности для акционеров регулируемой компании получать дополнительную прибыль на вложенный капитал сверх прибыли, нормируемой регулирующим органом;
- при использовании данного метода основной акцент делается на снижении тарифов (цен), меньший – на регламентировании отдельных статей затрат электросетевой организации.

В зависимости от задач регулирования применяемые стимулирующие механизмы классифицируются на три основных группы [4, 2]:

1) стимулирование к сокращению затрат за счет: повышения инвестиционной эффективности, сокращения операционных затрат, общесистемной оптимизации затрат (перераспределение) в рамках деятельности всех участников процесса электроснабжения, повышения качества и надежности оказываемых услуг по передаче электроэнергии;

2) стимулирование к эффективному использованию ресурсов со стороны потребителей за счет: управления спросом (графиком нагрузки), повышения гибкости системы (использование распределенной генерации, повышение энергоэффективности);

¹ Ирина Юрьевна Золотова – заместитель директора Института проблем ценообразования и регулирования естественных монополий НИУ ВШЭ, e-mail: izolotova@hse.ru;

Валерия Сергеевна Минкова – ведущий эксперт Института проблем ценообразования и регулирования естественных монополий НИУ ВШЭ, e-mail: vminkova@hse.ru;

Вадим Александрович Карле – ведущий эксперт Института проблем ценообразования и регулирования естественных монополий НИУ ВШЭ, e-mail: vkarle@hse.ru.

² Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 16-36-00378.

МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА И ГЕОПОЛИТИКА: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

Таблица 1

Сравнительный анализ применения стимулирующих механизмов регулирования

Подходы использования стимулирующих механизмов	Критерии оценки		
	Повышение инвестиционной привлекательности	Влияние стимулирующих механизмов на снижение затрат организации	Уровень рисков сетевой организации
Комплексный	Существуют риски низкого дохода сетевых организаций	Значительное влияние	Характерно наличие высоких рисков
Составной	Использование стимулирующих механизмов может обеспечить наибольший доход	Наименьшее влияние	Характерно наличие низких рисков

3) стимулирование к внедрению инновационных решений (технологий).

При применении стимулирующего регулирования отмечают следующие критерии оценки используемых стимулирующих механизмов, отражающие основные целевые ориентиры функционирования электросетевых организаций: повышение инвестиционной привлекательности (эффективности) компании; снижение затрат организации; снижение рисков сетевой организации.

По распространению регулирующего воздействия стимулирующих механизмов в мировой регуляторной практике выделяют два основных подхода:

- комплексный – стимулы затрагивают большую часть операционных и инвестиционных затрат регулируемой организации (применяется в Германии, Нидерландах, Испании, Финляндии);
- составной – стимулы применяются к определенной части затрат (применяется во Франции, Чехии, Швеции – в данных странах инвестиционные затраты электросетевых организаций определяются без стимулирующих механизмов).

Исходя из международного опыта применения стимулирующего регулирования [3], комплексный подход к регулированию оценивается как наиболее эффективный, так как осуществляется системное воздействие на всю структуру затрат организации, в то время как составной подход дает искаженные стимулы: при повышении эффективности одних затрат может происходить снижение других.

С другой стороны, существует значительный минус комплексного подхода, который заключается в нарушении стимулов к инвестиционной деятельности – накладываемые ограничения снижают инвестиционную активность в развитие регулируемых организаций, что вызывает высокие риски деятельности электросетевых компаний в перспективе.

Сравнительная характеристика отмеченных подходов с точки зрения влияния на результат деятельности регулируемой организации представлена в табл. 1.

Методы стимулирующего регулирования, как правило, являются долгосрочными. В рассмотренных странах период регулирования электросетевых компаний составляет от 4 до 8 лет.

Анализ применения стимулирующего регулирования электросетевых организаций: общие характеристики и страновые особенности

Представленные выше общие принципы, механизмы и подходы методов стимулирующего регулирования характерны для всех рассматриваемых европейских стран. Вместе с тем можно отметить наличие страновых особенностей и отличий, связанных с совершенствованием и адаптацией стимулирующих методов регулирования под индивидуальные задачи и проблемы электросетевого комплекса отдельных стран (табл. 2).

Так, для немецкой модели регулирования, основанной на комплексном подходе, характерна высокая инвестиционная привлека-

МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА И ГЕОПОЛИТИКА: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

Таблица 2

Влияние механизмов стимулирующего воздействия на инвестиционную привлекательность и риски электросетевых организаций

Подходы/Страны	Влияние стимулирующих механизмов	Инвестиционная привлекательность	Риски организации
Комплексный подход	Высокое (значительное влияние стимулирующих механизмов)	Низкая (риски низкого дохода сетевых организаций)	Высокие
Германия	высокое	высокая (учитывается параметр развития сети)	низкие (учтены механизмы снижения рисков)
Нидерланды	высокое	низкая	высокие
Испания	высокое	низкая	высокие
Финляндия	высокое	высокая (учитывается доходность альтернативных инвестиций с сопоставимым уровнем риска)	высокие
Составной подход	Низкое (наименьшее влияние стимулирующих механизмов)	Высокая (наибольший доход от деятельности)	Низкие
Франция	низкое	высокая	низкие
Чехия	низкое	высокая	низкие
Швеция	высокое (применяются стандартизированные ставки по строительству)	низкая (за счет ограничений по нормам строительства)	высокие

тельность и невысокий уровень рисков для электросетевых компаний, что объясняется учетом индивидуального параметра развития сетевых организаций и ряда механизмов, снижающих риски.

В шведской модели регулирования, основанной на составном подходе, влияние применяемых стимулирующих механизмов усиливается за счет использования стандартизированных ставок при оценке стоимости строительства электросетевого оборудования (определении инвестиционных затрат организации).

Далее в статье представлен обзор методов стимулирующего регулирования в каждой из рассматриваемых стран: приведено описание используемых подходов, даны обобщенные формулы расчета выручек электросетевых организаций, отмечены индивидуальные особенности применяемых методов и моделей.

Методы регулирования по пределу изменения выручки электросетевой организации

В общем случае значение разрешенной выручки регулируемой организации³ (далее также – предельная выручка, ВР) определяется исходя из величины операционных и инвестиционных затрат электросетевой компании, дохода, получаемого от регулируемой деятельности, и стимулирующих механизмов. При этом структура и состав определенных групп затрат, используемые механизмы и подходы стимулирования в различных странах индивидуальны.

Германия [3]. В этой стране применяется комплексный подход использования стимулирующих механизмов, действующий с 2009 года. С 2014 г. начался второй долгосрочный период регулирования продолжительностью 5 лет. Не-

³ В России применяется понятие «необходимой валовой выручки» (НВВ).

МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА И ГЕОПОЛИТИКА: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

Таблица 3

Применяемые механизмы стимулирования в зависимости от направления стимулирующего воздействия

Направление стимулирующего воздействия	Страны	Механизмы стимулирования	Количественные значения
Наиболее распространенные стимулирующие механизмы			
Повышение эффективности операционной деятельности	Германия (показатели качества на стадии внедрения) Испания Нидерланды Финляндия Франция Чехия Швеция	– эталонные затраты (метод сравнительного анализа) – коэффициент повышения эффективности – контроль достижения заданного на основе моделирования уровня эффективности	- X-фактор ежегодный от 0,3 до 2% -
Повышения качества и надежности обслуживания (применяется два показателя: частота и длительность прекращений электроснабжения/нарушений)		– система штраф/бонус в зависимости от результатов деятельности организации в сравнении с определенным пороговым значением (эталон длительности – не более 3 мин)	штраф не более 3-4% от выручки или не более 15% допустимой доходности (Финляндия)
Наименее распространенные стимулирующие механизмы			
Повышение инвестиционной эффективности	Германия Испания Нидерланды Финляндия Швеция	– коэффициент развития, определяемый от количества подключений к сети и размера зоны обслуживания – стандартизированные ставки стоимости строительства – перераспределение амортизационных отчислений с учетом выбора срока службы – разрешенные капитальные затраты, основанные на сопоставлении удельных инвестиционных затрат и заданных стимулов для их снижения – корректировка амортизации и рентабельности по факту освоения инвестиционной программы	- - диапазон изменения срока службы – 10-15 лет - -
Общесистемная полезность	Германия	снижение затрат за счет улучшения технических характеристик	от 1,25 до 1,5%
Повышение инновационной активности	Финляндия	учет доли расходов на осуществление исследований и разработок	не более 1% от общего оборота компании в рамках основной деятельности

МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА И ГЕОПОЛИТИКА: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

мецкая модель регулирования характеризуется высоким уровнем инвестиционной привлекательности, невысокими рисками для электросетевых организаций (за счет применения «коэффициента развития организации» – учета индивидуальных перспективных параметров), что является своего рода исключением из общих принципов комплексного подхода.

Предельная выручка электросетевой организации определяется исходя из суммы «контролируемых» и «неконтролируемых» затрат. Контролируемые затраты включают операционные и инвестиционные издержки организации, которые определяются на основании бенчмаркинга и учитывают индивидуальный параметр организации, отражающий уровень развития сетевой организации. Контролируемые затраты подразделяются на эффективные и неэффективные расходы. Эффективные представляют собой эталонную величину затрат, определенную на основании бенчмаркинга. Неэффективные – расходы электросетевой организации выше уровня по эталонным компаниям, организация должна ликвидировать данные затраты (привести к уровню эталона) к концу периода регулирования. Неконтролируемые расходы учитываются регулятором в полном объеме, механизмы стимулирования не распространяются на них.

Электросетевые организации с объемом обслуживания меньше 100 тыс. потребителей имеют возможность выбрать упрощенную систему регулирования, при которой 45% расходов относятся к неконтролируемым расходам.

Для регулирования электросетевых организаций Германии используется ряд механизмов, снижающих риски компаний: пересмотр тарифов в следующем периоде регулирования в случае фактического отклонения от разрешенной выручки; возможность пересмотра (увеличения) ВР при расширении зоны деятельности компании и соответствующем росте затрат (более чем на 0,5%). Обобщенная формула⁴:

$$BP_i = HP_i + \{KЭ_{i,0} + (1 - \%_i) * KH_{i,0}\} * \left(\frac{Инф_{(i-2)}}{Инф_0} - Z_i \right) * EF_i + CP_k, \quad (1)$$

где $KЭ_{i,0}$ – контролируемые расходы за базовый год;

$KH_{i,0}$ – величина неэффективных затрат;

$\%_i$ – процент неэффективности, который должен быть уменьшен к концу года i (возрастает линейно в течение 10-ти лет), определяется на основании бенчмаркинга;

Z_i – коэффициент снижения затрат за счет улучшения технических характеристик. Определен в размере 1,25% в первый период регулирования (2009-2013 гг.) и 1,5% – во второй (2014-2018 гг.). Один из спорных параметров регулирования состоит из двух частей: отличие закупочных цен и цен в целом по отрасли и соответствующая разница в производительности;

EF_i – коэффициент развития – зависит от количества подключений к сети и размера зоны обслуживания – 50%/50%.

Нидерланды [3]. В Голландии применяется комплексный подход использования стимулирующих механизмов. Регулирование по данному методу осуществляется начиная с 2000 года. В 2013 г. начался шестой период регулирования продолжительностью 3 года.

Голландский метод регулирования является классическим примером комплексного подхода. Высокий уровень рисков голландского метода объясняется определением эталонных затрат путем сравнения с иностранными организациями, так как на территории страны услуги по передаче электрической энергии оказывает одна электросетевая компания.

Согласно источникам [3], по результатам бенчмаркинга 40% затрат электросетевой компании Голландии являются неэффективными, что и явилось основной причиной формирования строгого стимулирующего подхода к регулированию. Кроме того, сказалось влияние принятых в мае 2013 г. решений регулятора, направ-

⁴ Здесь и далее применяемые в формулах обозначения имеют следующую расшифровку: BP_i – разрешенная выручка в год i ; HP – неподконтрольные расходы регулируемой организации; PP – подконтрольные расходы регулируемой организации; OP – операционные расходы регулируемой организации; $Инф$ – индекс инфляции; $И_{инв}$ – инвестиционные затраты; $И$ – коэффициент индексации; K – величина корректировок выручки; X – фактор повышения эффективности; CP_k – параметр стимулирующего регулирования по качеству услуг.

МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА И ГЕОПОЛИТИКА: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

ленных на снижение платежей потребителей за услуги по передаче электроэнергии.

Предельная выручка электросетевой организации определяется исходя из двух составляющих затрат и дохода компании. Первая составляющая затрат определяется на основании методологии бенчмаркинга. Оценка необходимого уровня повышения эффективности организации осуществляется путем сравнительного анализа базовых и эталонных затрат. За базовый уровень принимаются расходы организации, сформированные за два года до начала регулируемого периода. Эталонное значение затрат определяется как среднее значение из соответствующих показателей трех лучших иностранных электросетевых организаций. Итоговый коэффициент повышения эффективности не включается напрямую в расчет ВР, а рассчитывается исходя из определенного регулятором количества лет необходимого компании для достижения эталонного уровня.

Вторая составляющая затрат формируется с использованием так называемого «механизма скольжения». Моделью предусмотрено сохранение экономии у регулируемой организации, возникающей в результате повышения технологической эффективности (например, за счет контроля уровня напряжения, резервов и механизмов балансировки). С 2011 г. механизм скольжения также включает дополнительный элемент стимулирования – учет отклонений между фактическими и ожидаемыми расходами.

Доход регулируемой организации, связанный с осуществлением инвестиционной деятельности, рассчитывается ежегодно, исходя из ввода новых мощностей, вывода активов из эксплуатации и изменения амортизации электросетевого оборудования компании.

Для регулирования электросетевой организации в Голландии используются механизмы компенсации специальных инвестиций (*Инв*), которые не учитываются в установленной выручке. Данные расходы включаются в тариф через два года после окончания строительства, что снижает риски регулируемой компании.

$$BP_i = OP_B * (1 - E)^{\frac{1}{N}} * (1 - T_i)^i * \\ * K_i * Инф + CPK_i + D_i + Инв_{(i-1)} \quad (2)$$

где $(1-E)^{1/N}$ – коэффициент, определяющий достижение (количество лет – N) эталонного уровня затрат (определяется на основании бенчмаркинга). Значение за период 2014-2016 гг. для высоковольтных активов – 0,887; для прочих электросетевых организаций – 0,6. Целевое значение – 1 к 2025 году;

T_i – показатель повышения технологической производительности всей отрасли. Динамический показатель, используемый для исключения отставания организации от повышения эффективности отрасли в целом, определяется путем сравнения с международными компаниями (рекомендованное значение – 0,5-2,3%);

D_i – доход на инвестированный капитал.

Испания [5, 8]. Для электросетевых компаний Испании с 2009 г. был принят новый регуляторный режим. Новый метод регулирования (на 4 года) характеризуется комплексным подходом использования стимулирующих механизмов.

Испанский метод регулирования, также как и голландский, является классическим примером комплексного подхода. При этом повышение эффективности инвестиционной деятельности обеспечивается посредством вычисления удельных инвестиционных затрат с учетом предусмотренного стимулирующего параметра по снижению инвестиционных расходов.

Величина операционных и капитальных затрат сетевой организации формируется относительного базового уровня и корректируется на каждый год периода регулирования с учетом индекса потребительских цен и индекса цен производителей в соотношении 20/80, к которым применяются факторы эффективности – 0,8 и 0,4 соответственно⁵.

Базовый уровень затрат определяется с применением эталонной модели. Эталонная модель, используемая регулятором Испании, включает моделирование системы электроснабжения, которое предусматривает оптимальную структуру электрической сети с учетом всех технических

⁵ Параметры в рамках долгосрочного периода 2009-2012 гг.

МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА И ГЕОПОЛИТИКА: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

особенностей и характеристик, что позволяет добиться наиболее точных результатов.

$$BP_i = (OP_0 + Инв_0) * \\ * (1 + I_i) + Y_{i-1} + CPK_{i-1} \quad (3)$$

Y_{i-1} – параметр компенсации дополнительных расходов, понесенных регулируемой организацией в результате увеличения объема электропотребления относительно планового и/или необходимости осуществления дополнительных инвестиций.

Франция [3]. Во Франции применяется составной подход использования стимулирующих механизмов. Регулирование по данному методу осуществляется с 2009 года. В 2013 г. начался второй период регулирования продолжительностью 4 года. За счет применения во французской модели составного подхода, включающего механизм корректировки плановых инвестиционных затрат по фактическому уровню, обеспечивается низкий уровень рисков электросетевой организации.

$$BP_i = OP_0 * X_i + Инв_i + I_{(i-1)} \quad (4)$$

$I_{(i-1)}$ – величина стимулов по повышению продуктивности за предыдущий период, ограничен в размере 30 млн евро.

Чехия [7]. В Чехии применяется составной подход использования стимулирующих механизмов. Начиная с 2010 г. начался третий период регулирования продолжительностью 5 лет. Чешский метод регулирования, также как и французский, является классическим примером использования составного подхода.

В целях повышения эффективности операционных затрат регулируемой организации законодательно предусмотрено применение двухуровневого показателя X-фактора, включающего системную и индивидуальную составляющие, определяемые на основании бенчмаркинга (в настоящее время данный подход в процессе внедрения).

Используемый в модели механизм отложенной корректировки разрешенной выручки предполагает учет отклонений фактических показателей от принятых и осуществляется через два года.

В чешской модели регулирования применяются индивидуальные показатели качества оказываемых услуг. Осуществляется взимание штрафов с электросетевых организаций в размере 3% от выручки в случае отклонения показателей на минус 5% и поощрение – при отклонении +15%.

$$BP_i = OP_{(i-1)} * (1 - X)^i * I_i + Инв_i + CPK_i \quad (5)$$

Швеция [5]. В Швеции применяется составной подход использования стимулирующих механизмов. Данный подход применяется с 2012 г., с начала первого периода регулирования продолжительностью 4 года.

Шведский метод регулирования, в отличие от французского и чешского методов (где также используется составной подход), характеризуется низким уровнем инвестиционной привлекательности, высокими рисками для электросетевых организаций и значительным влиянием стимулирующих механизмов, направленных на снижение затрат и повышение производственной эффективности организаций.

Значительное влияние стимулирующих механизмов достигается за счет применения стандартизированных ставок по стоимости строительства электросетевого оборудования различного типа, что способствует повышению эффективности инвестиционной деятельности компании.

$$BP_i = (OP_{(i-1)} * (1 - X)^i * \\ * I + HP_i + Инв_i) * (1 + CPK_i) \quad (6)$$

Методы регулирования по пределу изменения финансового результата от оказания услуг по передаче электрической энергии

Финляндия [5, 9]. В рамках системы регулирования электросетевых компаний Финляндии применяется комплексный подход использования стимулирующих механизмов. Первый долгосрочный период регулирования по соответствующей модели начался в 2005 году.

В финской модели регулирования стимулирующее влияние на общую оптимизацию затрат электросетевой организации реализуется посредством сравнения полученного дохода

МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА И ГЕОПОЛИТИКА: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

компании с возможным (предельным) уровнем доходности от осуществляемой деятельности. В рамках ее использования электросетевой компании обеспечивается средняя по отрасли величина доходности (с сопоставимым уровнем риска).

Полученная по результатам деятельности за очередной год долгосрочного периода регулирования операционная прибыль сетевой компании корректируется на предусмотренные регулятором параметры стимулирования, направленные на достижение целевых ориентиров по развитию электросетевого комплекса, в итоге формируя исполненную (скорректированную) величину прибыли. В свою очередь исполненная величина прибыли сравнивается с установленным уровнем допустимой доходности рассматриваемой регулируемой организации. Разница между допустимым уровнем доходности и исполненной величиной прибыли формирует дефицит или избыток.

Особенностью применяемого в Финляндии метода регулирования электросетевых организаций является возможность перераспределения дефицита/избытка средств в рамках долгосрочного периода регулирования. При этом если по результатам деятельности регулируемой организации величина скорректированной прибыли превышает допустимую величину доходности более чем на 5%, то организации необходимо уплатить процент на сложившееся превышение (процентная ставка принимается равной величине доходности на собственный капитал). Предусмотрена необходимость нивелирования в течение долгосрочного периода регулирования величины превышения над допустимым уровнем доходности, накопленной за предыдущий долгосрочный период. В отношении дефицита данное правило не распространяется.

Применяемая в Финляндии модель регулирования характеризуется высоким уровнем детализации стимулирующих механизмов. Стимулирующий механизм по повышению эффективности операционной деятельности направлен на достижение как собственной (конкретной организации) эффективности, так и общей (системной) максимально возможной операционной эффективности. Реализация данного механизма осуществляется через применение показателей

целевой общей эффективности и переменных, учитывающих специфику деятельности конкретной регулируемой организации, с ориентиром на контрольный уровень повышения эффективности, определенный с использованием модели пограничной эффективности.

Стимулирующее влияние механизма в части инвестиционной деятельности реализуется посредством обеспечения полного возврата амортизационных отчислений, рассчитываемых исходя из приведенной к текущим ценам остаточной стоимости. Величина срока службы по каждому виду электросетевого оборудования определяется регулируемой организацией.

В целях стимулирования к повышению качества оказываемых регулируемой организацией услуг применяется показатель «стоимость отключений электроэнергии», определяемый величиной затрат, понесенных в результате отключений. Затраты, понесенные в результате перерывов в электроснабжении, сравниваются с контрольным, нормативно установленным уровнем (пороговым значением). Величина влияния стимулирующего параметра по качеству услуг не может составлять более 15% от величины допустимого уровня доходности.

Учет параметра стимулирующего регулирования, направленного на повышение безопасности энергоснабжения, обусловлен необходимостью достижения соответствующего уровня безопасности, предусмотренного законодательством. Эффект от учета параметра стимулирующего регулирования по безопасности энергоснабжения при определении исполненной прибыли учитывается с отрицательным знаком. Величина влияния параметра определяется как сумма компенсаций расходов на преждевременную замену электросетевого оборудования и затрат на мероприятия по обслуживанию электрических сетей и предотвращению чрезвычайных ситуаций.

Учитываемый в финской модели регулирования стимулирующий механизм, направленный на повышение инновационной активности, выражается в поощрении регулируемых компаний к развитию и внедрению новых технических и операционных решений в ходе их деятельности: затраты регулируемых организаций на осуществление соответствующих исследований и

МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА И ГЕОПОЛИТИКА: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

разработок не учитываются при расчете исполненной величины прибыли. При этом влияние от параметра стимулирующего регулирования по инновационной активности не может быть более 1% от общего оборота компании в рамках основной деятельности.

$$P_i - R_{kpre_tax} = \text{Дефицит/Избыток}_i \quad (7)$$

P_i – исполненная (скорректированная) величина прибыли;

R_{kpre_tax} – допустимая доходность на каждый год долгосрочного периода регулирования;

$$P_i = \Delta O P_i + V_i - K_i - C P u_i - C P k_i - C P o p_i - C P i n_i - C P b_i \quad (8)$$

$\Delta O P_i$ – операционная прибыль (убыток);

V_i – выпадающие доходы;

$C P u_i$ – стимулирующий параметр по инвестициям;

$C P o p_i$ – стимулирующий параметр по эффективности операционной деятельности;

$C P i n_i$ – стимулирующий параметр по инновационной активности;

$C P b_i$ – стимулирующий параметр по безопасности энергоснабжения.

$$R_{kpre_tax} = \left(\frac{C_E \times 0.60}{(1 - yvk)} + C_D \times 0.40 \right) \times (E + D) \quad (9)$$

C_E – норма доходности на собственный капитал;

C_D – норма доходности на заемный капитал;

$(E+D)$ – величина собственного и заемного инвестированного капитала;

yvk – ставка налога на прибыль.

Ключевые выводы проведенного анализа

1. Наиболее применяемыми при регулировании электросетевых организаций европейских стран являются стимулирующие механизмы, направленные на повышение эффективности операционной и инвестиционной деятельности.

2. Реализация механизма повышения операционной эффективности осуществляется через установление значения X-фактора, величина которого определяется методом бенчмаркинга единым для всех статей затрат или детализировано (например, во Франции: 0,3% для заработной платы и 1% для остальных расходов).
3. Регулирование показателей качества оказываемых услуг реализуется путем введения системы бонусов-штрафов, предполагающей анализ отклонений фактических и установленных соответствующих параметров.
4. В ряде европейских стран реализуются классические формы подходов применения стимулирующих механизмов, вместе с тем в отдельных странах возможны их индивидуальные интерпретации.
5. Отдельные негативные эффекты, связанные с особенностями применения регулирующих механизмов (например, снижение инвестиционной привлекательности и увеличение рисков компании при комплексном подходе), можно нивелировать за счет внедрения дополнительных механизмов регулирования.
6. Применение стимулирующего регулирования имеет большую эффективность при использовании данного метода в отношении электросетевых компаний с показателями функционирования, значительно отличающимися от эталонных в сторону ухудшения.

Вместе с тем установленные эталонные уровни соответствующих показателей должны быть объективны и корректно обоснованы, учитывать индивидуальные характеристики страны и функционирующих электросетевых организаций. В отдельных случаях целесообразно предусмотреть этапность в их достижении, в противном случае задача по обеспечению эталонного уровня будет слишком амбициозна и может привести к негативным последствиям (погоня за достижением эталонных операционных затрат может привести к снижению инвестиционных стимулов регулируемой компании и увеличить риски ее функционирования в перспективе).

ЛИТЕРАТУРА

1. Экономика и управление в современной электроэнергетике России / под ред. А.Б. Чубайса. М.: КОНЦ ЕЭС, 2009. 616 с.
2. Модели ценообразования на услуги субъектов естественных монополий в Великобритании. НИУ ВШЭ, 2015.
3. European University Institute. Incentives for investments: Comparing EU electricity TSO regulatory regimes, 2013.
4. European Commission. Study on tariff design for distribution systems, 2015.
5. Ernst & Young Global Limited. Mapping power and utilities regulation in Europe, 2015.
6. Romanian Energy Regulatory Authority Maria Ispas – Adviser «Switch to incentive regulation of the energy distribution companies Romanian case study», 2012.
7. Charles University in Prague. Current Situation on the Czech Electricity Market: with an Emphasis on the Fourth Regulatory Period of the Czech Energy Regulatory Office, 2014.
8. WIK-Consult GmbH. Cost Benchmarking in Energy Regulation in European Countries, 2011.
9. Energy Market Authority of Finland. Regulation methods in the fourth regulatory period of 1 January 2016 – 31 December 2019 and the fifth regulatory period of 1 January 2020 – 31 December 2023, 2015.

Поступила в редакцию
09.11.2016 г.

I.Yu. Zolotova, V.S. Minkova, V.A. Karle⁶

**INCENTIVE-BASED CONTROL METHODS IN THE POWER GRID
COMPLEX: EUROPEAN EXPERIENCE**

The article reviews application of incentive-based control methods with respect to service rates of power grid operators based on the example of some European countries. The article provides a classification of methods, highlights key general characteristics and individual (country-specific) applications of considered methods, and makes conclusions on opportunities and risks related to incentive-based control methods used in the power grid complex.

Key words: incentive-based control, power grid operator, rates, control methods, incentive mechanisms, X-factor, standard, efficiency, quality indicators.

⁶ Irina Yu. Zolotova – Deputy Director of the Institute of Pricing and Regulation of Natural Monopolies at the National Research University Higher School of Economics, e-mail: izolotova@hse.ru;
Valeriya S. Minkova – Leading Expert of the Institute of Pricing and Regulation of Natural Monopolies at the National Research University Higher School of Economics, e-mail: vminkova@hse.ru;
Vadim A. Karle – Leading Expert of the Institute of Pricing and Regulation of Natural Monopolies at the National Research University Higher School of Economics, e-mail: vkarle@hse.ru

УДК 621.31:338 (520+470+571)

К.А. Корнеев, С.П. Попов¹

ФОРМИРОВАНИЕ КОНКУРЕНТНЫХ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЫНКОВ В ЯПОНИИ И РОССИИ: ЭТАПЫ И МЕХАНИЗМЫ

В статье кратко рассматриваются основные движущие силы и этапы либерализации электроэнергетики Японии и России, анализируются цели и задачи, подробно сравниваются достигнутые результаты процессов либерализации и создания конкурентных электроэнергетических рынков в этих странах. Предметом рассмотрения является эволюция институциональной структуры электроэнергетики Японии и России в результате реформ. Актуальность исследования обусловливается диверсификацией энергетической политики России со смещением акцентов в сторону усиления политического и экономического сотрудничества со странами Восточной Азии. Выбор Японии в качестве объекта сравнения объясняется тем, что эта страна является одной из самых крупных и открытых экономик региона, последовательно осуществляющих либерализацию электроэнергетической отрасли.

Ключевые слова: либерализация электроэнергетики, конкурентные электроэнергетические рынки, институциональная структура электроэнергетики, результаты либерализации электроэнергетики Японии и России.

Введение

Причины либерализации электроэнергетики в Японии и России были различными, что определяется экономической ситуацией, в которой страны находились в начале 1990-х годов. Экономика Японии столкнулась с рецессией, и требовались новые подходы для экономического роста. В России же происходила болезненная смена социальной и экономической модели, и стояла задача выработать способы преодоления кризиса через внедрение рыночных подходов управления экономикой, в том числе и электроэнергетикой как базовой инфраструктурной отраслью.

Не стоит также сбрасывать со счетов мировые тенденции – начиная с конца 1980-х годов Великобритания, США и страны Евросоюза с переменным успехом, но последовательно осуществляли либерализацию электроэнергетики. Конкурентный оптовый рынок заработал в Великобритании и Уэльсе в 1990 г., либерализованный рынок скандинавских стран Nord Pool (Норвегия, Дания, Швеция, Финляндия) активно формировался на протяжении 1991-1999 годов. Также в середине 1990-х начали работу

конкурентные Калифорнийский и Пенсильванский рынки электроэнергии в США [1, с. 214, 225, 257].

И Японии, и России требовалась адаптация мирового опыта либерализации с учетом своих собственных внутренних реалий, но главной задачей являлось внедрение конкуренции между генерирующими компаниями на оптовом рынке и сбытовыми компаниями на розничном рынке. Цель реформы была следующей: создание прозрачных схем управления отраслью, привлечение частных инвестиций в обновление существующих и строительство новых мощностей (наряду с сетевой инфраструктурой), снижение цен для конечного потребителя, а также «перезапуск» электроэнергетики на основе рыночных механизмов, успешно зарекомендовавших себя как двигатель развития других отраслей экономики [2-3].

Прежде чем перейти к сравнению и оценке этапов развития конкурентных рынков электроэнергии в Японии и России, необходимо дать краткую характеристику их состояния до либерализации.

- В начале 1990-х годов территория Японии была поделена между десятью част-

¹ Константин Анатольевич Корнеев – научный сотрудник Международного исследовательского центра «Энергетическая инфраструктура в Азии», Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева (ИСЭМ) СО РАН, к.и.н., e-mail: kor_inf@isem.irk.ru;
Сергей Петрович Попов – директор Международного исследовательского центра «Энергетическая инфраструктура в Азии», ИСЭМ СО РАН, к.т.н., e-mail: popovsp@isem.irk.ru

ными вертикально-интегрированными энергетическими компаниями (ВИЭК), деятельность которых регулировалась Министерством экономики, торговли и промышленности (МЭТП). В совокупности эти компании владели около 90% электроэнергетических активов – от генерирующих мощностей до сбытовых компаний [2, с. 2492].

- В России в 1992 г. была создана компания-монополист РАО ЕЭС, более 50% акций которой принадлежало государству, а остальные были распределены между миноритарными акционерами. Холдинг имел более 70% электроэнергетических активов, его деятельность регулировалась Минтопэнерго и Федеральной энергетической комиссией (с 2004 г. – Федеральная служба по тарифам) [3].

Таким образом, и в России, и в Японии в начале 1990-х годов основными игроками на электроэнергетическом рынке были монополисты – вертикально-интегрированные компании, деятельность которых напрямую контролировалась государственными структурами.

Либерализация электроэнергетики в Японии

В апреле 1995 г. вышла новая редакция закона «Об электроэнергетике» (базовая версия от 11 июля 1964 г.), наделяющая независимых производителей электроэнергии правом строить и эксплуатировать генерирующие мощности, а также продавать электроэнергию компании-монополисту в пределах зоны ее территориальной ответственности. Однако льготных тарифных ставок для электроэнергии, вырабатываемой НПЭ, введено не было, поэтому строить новые электростанции частным инвесторам оказалось невыгодно – монополист покупал электроэнергию по условно рыночной цене, которая была значительно ниже себестоимости ее производства. К 1999 г. доля НПЭ не превышала 3% в общей структуре генерации [2, с. 2493].

В 1999 г. вышел следующий пакет дополнений к закону «Об электроэнергетике». Независимые производители получили право продавать электроэнергию промышленным и коммерческим потребителям, которые имели уровень напряже-

ния свыше 20 кВ подключенную нагрузку от 2 МВт. Потенциально НПЭ могли теперь обеспечивать электроэнергией до 30% потребителей, однако по факту их доля в общей структуре генерации увеличилась лишь до 5% [2, с. 2493-2494].

Электросетевая инфраструктура оставалась в собственности компаний-монополистов, что требовало от НПЭ заключения соглашений об эксплуатации сетей и включения сетевой надбавки в тариф. При отсутствии единого системного оператора в Японии станция независимого производителя не имела альтернативы, кроме подключения к системе ОДУ компании-монополиста. Монополисты, являясь заинтересованной стороной, намеренно создавали рост издержек у НПЭ, ставя станцию независимого производителя последней в очередь на включение при росте потребления и первой на выключение при его снижении [4, с. 6].

В 2003-2005 гг. закон «Об электроэнергетике» претерпел очередные изменения, суть которых сводилась к расширению списка потенциальных потребителей для электроэнергии, вырабатываемой НПЭ. В 2004 г. независимые производители получили право продавать электроэнергию потребителям с подключенной нагрузкой от 500 кВт и выше. В 2005 г. возможность приобретать электроэнергию у НПЭ была предоставлена потребителям с подключенной нагрузкой от 50 кВт.

Поправки в закон также обусловили создание в Японии общенациональной оптовой биржи электроэнергии (порог вхождения – мощность станции от 25 МВт), участвовать в торгах на которой могли и независимые производители. К 2008 г. НПЭ могли потенциально обеспечивать электроэнергией до 63% потребителей, однако их реальная доля в структуре генерации не превышала 15% (без учета частной возобновляемой генерации) [4, с. 7-8].

Очередной этап реформ спровоцировала авария на АЭС «Фукусима». В результате постепенной остановки всех АЭС и в дополнение к росту загрузки действующих станций из резерва были выведены малоэффективные станции постройки 1950-1980-х гг., что привело к резкому росту (до 20% по отношению к 2010 г.) затрат на импортируемые первичные энергоресурсы.

МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА И ГЕОПОЛИТИКА: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

Вслед за этим поднялись и тарифы. В свете возможного отказа от ядерной энергетики перед правительством встала серьезная задача по обновлению существующих и строительству новых, эффективных генерирующих мощностей, что не представлялось возможным без привлечения частных инвестиций [5, с. 2, 11].

В 2014 г. правительство Японии одобрило стратегию следующего этапа реформирования отрасли до 2020 года. Планируется создание организации межрегиональной координации передачи электроэнергии (по сути независимого общенационального диспетчерского центра), кроме того, должна быть осуществлена либерализация рынка розничной торговли электроэнергией.

Также в этот период планируется введение рыночных принципов формирования тарифов – без непосредственного участия МЭТП и правительств префектур. Органы власти сохранят лишь координирующие функции. На завершающей стадии реформы вертикально-интегрированные компании должны быть разделены на отдельные генерирующие, сетевые и энергосбытовые компании. Таким образом, к 2020 г. в электроэнергетике страны должны заработать конкурентные рыночные механизмы [6, с. 68].

Либерализация электроэнергетики в России

В 1995-1997 гг. были предприняты первые попытки либерализации. Планировалась организация федерального рынка электроэнергии и мощности и вывод на него электростанций России с последующим созданием на их базе нескольких генерирующих компаний [3]. Эти попытки успеха не имели, преимущественно из-за отсутствия детального плана действий и кризисного состояния электроэнергетической отрасли.

К началу 2000-х годов удалось реструктуризировать долги потребителей перед РАО ЕЭС, прекратилась практика веерных отключений электроэнергии. 11 июля 2001 г. было принято Постановление Правительства РФ № 526 «О реформировании электроэнергетики Российской Федерации». Этот день принято называть датой начала масштабной реформы. Детальный сценарий был представлен «Концепцией стратегии РАО ЕЭС России на 2003–2008 годы» в

мае 2003 года. Подразумевались достаточно радикальные меры – разделение РАО ЕЭС России по видам электроэнергетического бизнеса (генерация, сети, сбыт), создание оптового рынка электроэнергии и мощности, изменение институциональной структуры электроэнергетики, внедрение эффективных рыночных механизмов управления отраслью [7, с. 76].

Концепция достаточно оперативно стала претворяться в жизнь. К 2008 г. было произведено разделение каждой энергокомпании, входящей в РАО ЕЭС России, по направлениям деятельности. То есть в каждом регионе появились независимые генерирующие, сетевые и сбытовые компании. Эти компании практически сразу же были объединены по горизонтали в единые межрегиональные структуры.

На основе генерирующих активов регионов и федеральных электростанций были сформированы семь генерирующих компаний оптового рынка (ОГК) и 14 территориальных генерирующих компаний (ТГК). В состав ОГК вошли крупные тепловые электростанции, находящиеся в различных регионах страны. Одна ОГК – ОАО «Русгидро» – осталась в собственности государства, также не была приватизирована и атомная энергетика [3].

В состав ТГК вошли теплоэлектроцентрали соседних регионов, обеспечивающие потребителей тепло- и электроэнергией. ТГК также могут участвовать в биржевой торговле электроэнергией. В составе ТГК и ОГК оказалось более 60% установленной мощности всех электростанций страны. Поэтому можно считать, что независимые ОГК и ТГК являются основными действующими лицами конкурентного оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ) и непосредственно участвуют в формировании рыночных цен на электроэнергию.

На базе региональных распределительных сетей были созданы 11 межрегиональных распределительных сетевых компаний – МРСК (передача электроэнергии по линиям 110 кВ – 0,4 кВ, присоединение к сетям потребителей). Пятьдесят шесть магистральных сетевых компаний (МСК) были объединены в Федеральную сетевую компанию (ФСК), которая занимается управлением, эксплуатацией и развитием Единой национальной электрической сети (ЕНЭС)

МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА И ГЕОПОЛИТИКА: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

– линий электропередачи напряжением от 220 кВ и выше. Создан независимый системный оператор единой энергосистемы (СО ЕЭС). Системный оператор и ФСК на 100% принадлежат государству [3; 7, с. 76-77].

Конкуренцию в сфере сбыта должны были обеспечивать энергосбытовые компании (ЭСК). В каждом регионе организовывались гарантирующие поставщики (ГП) – крупные компании, наследники бывших монопольных АО, которые обязаны были закупать энергию на оптовом рынке и перепродавать ее населению и прочим потребителям (промышленность, сфера услуг, транспорт и др.). Помимо гарантирующего поставщика приветствовалось создание иных ЭСК, конкурирующих между собой и с гарантирующим поставщиком за потребителя в конкретном регионе [3].

С 2011 г. было введено 100% рыночное ценообразование на оптовом рынке электроэнергии (кроме населения и приравненных к нему групп) и мощности, то есть Федеральная служба по тарифам прекратила устанавливать максимальную планку тарифа для продажи электроэнергии в рамках регулируемых договоров между поставщиками и потребителями [8, с. 678].

Что касается дальнейшей либерализации отрасли, то предполагается развитие конкуренции в сфере розничной торговли электроэнергией (вероятна отмена регулируемых тарифов для населения) и синхронизация ОЭС Сибири и ОЭС Востока с целью уменьшения количества неценовых зон. Также планируется совершенствование системы оплаты резервируемой мощности, снятие барьеров для развития распределенной генерации в удаленных энергорайонах или на территориях, не входящих в ЕЭС страны [8, с. 683-684].

Итоги и перспективы либерализации в Японии и России

Доля немонопольных производителей электроэнергии в Японии по состоянию на 2014 г. составляла 25% от суммарной генерации. Порядка 22% выработки электроэнергии приходится на НПЭ, среди которых большая часть – собствен-

ная генерация крупных промышленных предприятий (ТЭС, ГЭС, ГАЭС). Оставшиеся 3% обеспечиваются частными производителями на основе возобновляемой энергии, неаффилированными с какой-либо электроэнергетической или промышленной компанией. Поскольку в конце 1990-х гг. доля независимой генерации составляла порядка 5%, то положительный эффект реформ по повышению конкуренции в отрасли очевиден [9, с. 196-197].

Если в 2004 г. установленная мощность всех электростанций Японии составляла 268 ГВт, то в 2014-293 ГВт. Однако общая установленная мощность электростанций 10-ти компаний-монополистов и J-Power² не росла и составляла 231 ГВт как в 2004, так и в 2014 году. Очевидно, что в условиях стагнации спроса на электроэнергию (в среднем порядка 900 млрд кВт/ч в 2004-2014 гг.) в пределах ответственности региональных монополий, у последних не возникало достаточных стимулов для увеличения парка мощностей [9, с. 190-191].

Внедрение ограниченной конкуренции в области генерации способствовало увеличению темпов ввода новых мощностей НПЭ, который составил 21 ГВт за 10 лет – достойный показатель для страны с монопольной структурой электроэнергетики. Частичная либерализация оказалась выгодной в первую очередь для крупных промышленных групп, которые начали строить станции не только для собственных нужд, но и для продажи электроэнергии в сеть или разрешенным потребителям внутри промышленных кластеров.

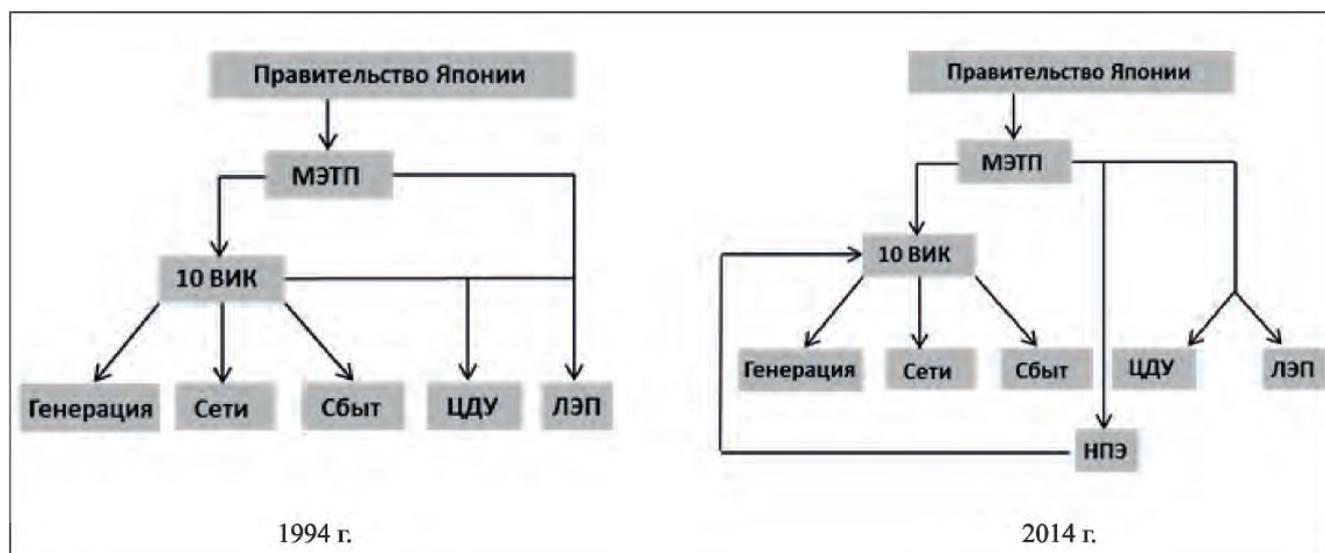
К тому же промышленные гиганты обладают достаточным инвестиционным потенциалом, чтобы строить мощности впрок и держать в резерве до момента реализации основных пунктов стратегического плана МЭТП. В условиях конкурентной среды эти мощности будут эксплуатироваться по максимуму.

За период 1994-2014 гг. произошли следующие изменения в институциональной структуре японской электроэнергетики (см. рис. 1).

Несмотря на частичную либерализацию, вертикально-интегрированные компании по-прежнему занимают ведущие позиции на рынке.

² Компания создана в 1952 г. как крупнейший государственный электроэнергетический актив. Окончательно приватизирована в 2004 году. В японских статистических сборниках информация о J-Power включена в статистику по 10-ти компаниям-монополистам.

МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА И ГЕОПОЛИТИКА: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ



Источник: [6].

Рис. 1. Структура отрасли в Японии

Реформы осуществляются медленно, основным механизмом является создание ограниченной конкуренции в сфере генерации. Внедрение оптовой торговли электроэнергией незначительно изменило ситуацию – большинству промышленных и коммерческих потребителей, а также населению компании-монополисты реализуют электроэнергию в рамках регулируемых договоров. Только разукрупнение региональных монополий в масштабах страны может дать реальный толчок развитию конкурентного рынка, таков мировой опыт и японское правительство это прекрасно понимает.

В России либерализация была проведена гораздо более радикально, чем в Японии. В результате реформ на большей части страны заработал конкурентный оптовый рынок электроэнергии и мощности. Этого удалось добиться за счет концентрации большинства электроэнергетических активов страны в руках частных оптовых и территориальных генерирующих компаний.

Благодаря реформе выросли генерирующие мощности – если в 2004 г. установленная мощность всех электростанций России составляла 216 ГВт, то в 2014-242 ГВт [10, с. 517; 11, с. 492]. За десять лет парк мощностей увеличился на 26 ГВт – или 11% по сравнению с показателями 1990-х годов – прирост внушительный и немного превышает результаты Японии. Только в России основные этапы либерализации уже пройдены,

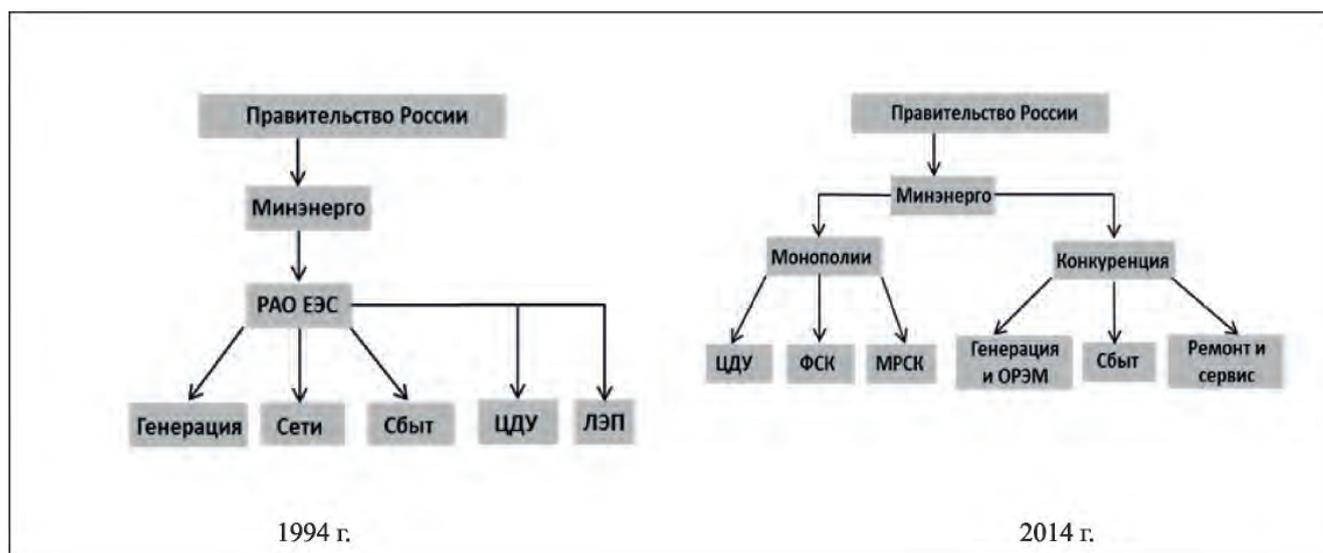
а в Японии к практической реализации новой схемы реформирования электроэнергетической отрасли планируется приступить в 2016 году.

В период 1994-2014 гг. институциональная структура российской электроэнергетики эволюционировала следующим образом (см. рис. 2).

Очевидно, что произошли серьезные изменения. По сути, за Минэнерго остались только общие координирующие функции, все оперативное регулирование было распределено между новыми структурами, отвечающими за разные виды бизнеса – генерацию, межрегиональную передачу электроэнергии и сбыт. Управление режимами работы энергосистемы было возложено на общенационального системного оператора, а регулированием работы оптового рынка электроэнергии и мощности занимается некоммерческое партнерство «Совет Рынка». Основным рыночным механизмом стала конкуренция генерирующих компаний на общероссийском оптовом рынке электроэнергии и мощности [3].

Дальнейшая либерализация электроэнергетики в России практически не осуществляется. Розничный рынок недостаточно конкурентен, в подавляющем большинстве случаев потребителей обеспечивает электроэнергией гарантирующий поставщик (ГП), обладающий монопольными позициями в регионе. Независимым ЭСК очень сложно выдерживать конкуренцию с гарантирующим поставщиком, поскольку по-

МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА И ГЕОПОЛИТИКА: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ



Источник: [3].

Рис. 2. Структура отрасли в России

следний закупает электроэнергию сразу для нескольких крупных групп потребителей – населения, бюджетных организаций, промышленных предприятий. ГП в состоянии самостоятельно обеспечить стабильный портфель потребления в течение суток, что является решающим для формирования взвешенной цены на электроэнергию на ОРЭМ [12, с. 22-23].

Кроме того, не преодолена практика перекрестного субсидирования. Она широко применяется ввиду наличия регулируемых тарифов на электроэнергию для населения, которые в большинстве регионов в 2-2,5 раза ниже объективной рыночной цены с учетом уровня напряжения. Чтобы компенсировать убытки, ГП и независимые энергосбытовые компании продают электроэнергию другим (нерегулируемым) потребителям по ценам выше рыночных, тем самым внося свой вклад в удорожание продукции промышленных предприятий [12, с. 24-25].

В Японии, помимо лобби вертикально-интегрированных компаний, основным препятствием на пути либерализации всегда были опасения снижения надежности энергоснабжения потребителей в результате реформ. Законы рынка диктуют свои правила, и содержание большого числа станций в резерве на экстренный случай (не являющееся проблемой для ВИК, чьи убытки покрываются государственными субсидиями либо учитываются тарифом

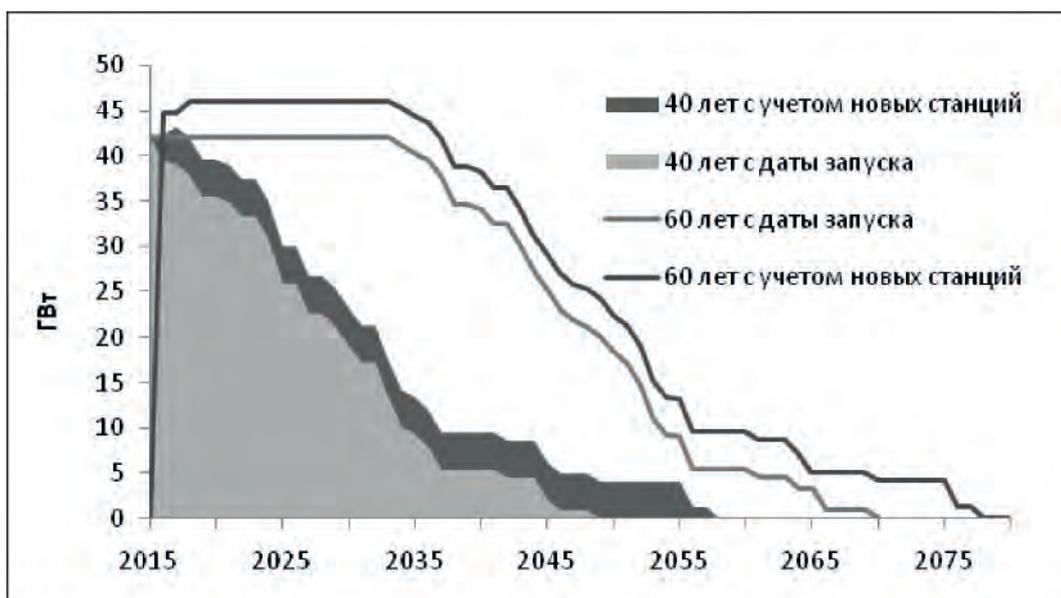
на электроэнергию), явно противоречит логике ведения бизнеса, настроенного получать прибыль здесь и сейчас. В стране, где вероятны природные катастрофы и аварии на АЭС, к вопросам либерализации электроэнергетики относятся очень тщательно [6].

Тем не менее Министерство экономики, торговли и промышленности Японии, как уже упоминалось выше, декларирует радикальные шаги на пути реформирования электроэнергетики. По нашему мнению, эти шаги с большой долей вероятности будут сделаны, что обосновывается ситуацией с развитием атомной энергетики в стране.

Основной план развития энергетики Японии от 2010 г. подразумевал рост доли АЭС в общей структуре генерации с 30% в 2010 г. до 50% в 2030 году. Однако авария на АЭС «Фукусима», произошедшая в марте 2011 г., заставила правительство отказаться от этого плана. В течение полутора лет после аварии все АЭС были остановлены, будущее атомной энергетики оказалось под вопросом. Институт экономики энергетики Японии считает наиболее вероятным сценарий, при котором существующие мощности АЭС все же будут эксплуатироваться, но строительство новых (кроме тех, что находились в стадии строительства до марта 2011 г.) вестись не будет [13].

В результате постепенного вывода блоков АЭС из эксплуатации по истечении срока служ-

МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА И ГЕОПОЛИТИКА: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ



Источник: [13].

Рис. 3. Темпы выбытия мощностей АЭС в Японии, 2016-2078 гг.

бы, доля атомной генерации будет неуклонно снижаться, а доля ТЭС и ВИЭ увеличиваться. В настоящий момент большинство работающих в стране ТЭС – станции постройки 50-80-х гг. прошлого века, выведенные из резерва в 2011-2012 гг. для замещения выбывающих АЭС. Эти устаревшие станции обладают невысоким КПД и большим объемом эмиссии парниковых газов. Для обновления парка мощностей ТЭС и роста производства электроэнергии из возобновляемых источников, по признанию премьер-министра Японии С. Абэ, требуется привлечь значительный объем частных инвестиций (до 300 млрд долл.), что в условиях монопольной структуры отрасли сделать затруднительно по объективным причинам [14].

В то время как в Японии завершается подготовительный период перед масштабным реформированием электроэнергетики, в России наблюдается откат к новым формам монополизма, заключающимся в разделении рынка между несколькими крупными игроками.

В 2013 г. государство контролировало более 60% генерирующих мощностей за счет приобретения активов ТГК и ОГК структурными подразделениями госкорпораций. Например, дочернее предприятие ОАО «Газпром», «Газпром-энергохолдинг», стало крупнейшим в России по

суммарной мощности генерирующих активов, обогнав «Росатом», «Русгидро» и ИнтерРАО. Доля самой крупной из негосударственных компаний – КЭС-Холдинга – равна 7% [12, с. 25-26].

Данная ситуация приводит к снижению числа независимых игроков на рынке, возрастает роль аффилированных с государством компаний. Рынок становится все более олигополистическим. Кроме того, госкорпорации приобретают и сбытовые активы, тем самым еще больше отдаляя перспективу установления полноценно конкурентных схем в сфере сбыта электроэнергии.

Сравнение итогов либерализации и оценка перспектив ее дальнейшего развития в Японии и России важна, прежде всего, для понимания эффективности функционирования конкурентных электроэнергетических рынков в соседних странах, исторически следовавших модели жесткой централизации при управлении работой электроэнергетической отрасли. Факторами, дополнительно обосновывающими сравнение энергосистем Японии и России, являются также климатические условия и мировоззренческий фактор.

Среди климатических условий можно выделить, например, резкие температурные перепады в течение года, создающие серьезную пиковую нагрузку на энергосистемы двух стран,

МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА И ГЕОПОЛИТИКА: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

и высокую вероятность стихийных бедствий и природных катастроф (наводнения, землетрясения и т.д.). Мировоззренческий фактор выражается в инерции принятия решений, или в наличии большого количества бюрократических барьеров, препятствующих эффективному обновлению институциональной структуры и внедрению новых механизмов управления электроэнергетикой.

Тем не менее исследование показало, что либерализация электроэнергетики, осуществляемая даже в весьма ограниченных рамках (Япония), способна оказать положительное влияние на отрасль. Однако, как в российском случае, при отсутствии должной системы сдержек и противовесов, даже широкое внедрение конкурентных механизмов в электроэнергетическую отрасль не избавляет от развития новых форм монополизма с помощью формально рыночных механизмов, таких как поглощения и слияния.

Заключение

В области энергетики Япония и Россия в настоящий момент сотрудничают в рамках сырьевой парадигмы, основанной на экспорте российских первичных энергоресурсов (нефть, газ, уголь) в Японию. По всей видимости, данная

парадигма сохранится и в будущем. Пусть в настоящий момент практическое сотрудничество в электроэнергетике между Японией и Россией и не осуществляется, но потенциал у подобных проектов есть. Японский бизнес проявляет заинтересованность в совместных проектах по строительству новых генерирующих мощностей на Востоке России. Не закрыта и тема строительства энергомоста о. Сахалин – о. Хоккайдо.

По нашему мнению, увеличение уровня и глубины контактов между Японией и Россией в сфере электроэнергетики поможет преодолению негативных тенденций на пути к развитию национальных конкурентных электроэнергетических рынков. И Японии, и России требуется независимая, объективная оценка институциональных изменений в отрасли в результате либерализации: как работают на практике законы и подзаконные акты, направленные на закрепление принципов конкуренции, какие барьеры существуют для участников рынка при осуществлении деятельности по производству и дистрибуции электроэнергии. Также полезным мог бы быть двусторонний обмен информацией и опытом с целью формирования общего понятийного поля участников электроэнергетического бизнес-сообщества обеих стран.

ЛИТЕРАТУРА

1. Stridbaek U. *Lessons from liberalized electricity markets*. Paris: International Energy Agency Publishing, 2005. 218 p.
2. Asano H. *Regulatory reform of the electricity industry in Japan: what is the next step of deregulation?* // *Energy Policy*. Vol. 34, 2006. P. 2491-2497.
3. Бойко Т.М., Губанов А.Н. Реформа электроэнергетики. URL: <http://www.ru-90.ru/node/895>
4. Jones R.S., Kim M. *Restructuring the Electricity Sector and Promoting Green Growth in Japan*. Paris: OECD Publishing, 2013. 27 p.
5. Kobayashi Y. *Enhancing energy resilience: challenging tasks for Japan's energy policy*. Tokyo: Japan Chair of Centre for Strategic and International Studies, 2014. 19 p.
6. Akahori K., Inutsuka J., Iwakiri S., Uchida M. *Fujitsu's approach to electricity system reform through electricity retail solutions* // *Fujitsu Sci. Tech. Journal*. Vol 50, 2014. P. 65-75.
7. Волков Л.В., Ходячих Е.В. Реформирование электроэнергетики России: промежуточные итоги и дальнейшие планы // *Эффективное антикризисное управление*. № 2(61), 2010. С. 74-81.
8. Gore O., Viljainen S., Makkonen M., Kuleshov D. *Russian electricity market reform: deregulation for regulation?* *Energy Policy*. Vol. 41, 2012. P. 676-685.
9. *Handbook of Japan's and world energy and economic statistics*. Tokyo: The Energy Conservation Centre of Japan, 2015. 389 p.
10. *Регионы России. Социально-экономические показатели*. М.: Росстат, 2007. 991 с.

МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА И ГЕОПОЛИТИКА: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

11. Регионы России. Социально-экономические показатели. М.: Росстат, 2015. 900 с.

12. Итоги реформирования электроэнергетики в Российской Федерации. По результатам экспертного опроса / под ред. В.Н. Княгинина, М.С. Лунецкой. СПб: Изд-во Политех. ун-та, 2014. 85 с.

13. Yanagisawa A., Aoshima M., Ito K. Towards choosing energy mix. Presentation on the 419th Forum on Research Work, 16 January, 2015. URL: <https://eneken.ieej.or.jp/data/5887.pdf>

14. Abe vows to spur investment in Japan power to 30 trillion yen. URL: <http://www.bloomberg.com/news/articles/2013-06-05/abe-vows-to-spur-investment-in-japan-power-sector-to-30-tln-yen>.

Поступила в редакцию
18.07.2016 г.

К.А. Korneev, S.P. Popov³

FORMATION OF COMPETITIVE ELECTRICITY MARKETS IN JAPAN AND RUSSIA: MILESTONES AND MECHANISMS

The article briefly examines the main drivers and the stages of liberalization of the electric power industry in Japan and Russia, analyzes the aims and tasks, and compares in detail the results achieved on the way of liberalization and the creation of competitive electricity markets in both countries. Article subject is the evolution of the institutional structure of the electricity industry in Japan and Russia as a result of the reforms. The relevance of the study is determined by the diversification of Russia's energy policy, with a shift towards greater political and economic cooperation with East Asian countries. Japan was selected as an object of comparison because this country is one of the largest and the most open economies in the region, consistently implementing the liberalization of the electricity power industry.

Key words: liberalization of the electric power industry, competitive electricity markets, institutional structure of the electric power industry, results of liberalization of the electric power industry in Japan and Russia.

³ Konstantin A. Korneev – Fellow of International research center «Energy infrastructure in Asia», Melentiev Energy Systems Institute, PhD in World History, e-mail: kor_inf@isem.irk.ru;
Segrey P. Popov – Director of International research center «Energy infrastructure in Asia», Melentiev Energy Systems Institute, PhD in Engineering, e-mail: popovsp@isem.irk.ru

УДК 621.311.22+662.7 (517.3)

Б. Бат-Эрдэнэ, С. Батмунх, Н.И. Воропай, В.А. Стенников¹

НЕКОТОРЫЕ ВОПРОСЫ СТРАТЕГИИ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ МОНГОЛИИ

Рассматривается история формирования, развития и современное состояние энергетики Монголии. Отмечается, что, несмотря на значительные запасы энергоресурсов, страна не может обеспечить свои потребности в электроэнергии. Ее дефицит покрывается поставками из России и Китая. В перспективе намечается значительный прирост электропотребления, для удовлетворения которого потребуется более чем в двое увеличить генерирующие мощности, значительно усилить электрические сети, объединив пять существующих энергосистем в единую объединенную систему с организацией выхода на электроэнергетические рынки стран Северо-Восточной Азии. Для решения этих задач предлагаются концептуальные структурно-технологические модели развития единой электроэнергетической системы Монголии (ЕЭСМ), которые могут составить основу будущей ЕЭСМ.

Ключевые слова: энергетические ресурсы, электроэнергетические системы, электростанции, ВЛ, электропотребление, прогнозирование, перспективное развитие системы, структурные модели системы, страны Северо-Восточной Азии.

Формирование и развитие энергетики Монголии

К началу XX в. Монголия была страной ведущей кочевой образ жизни и занимающейся в основном животноводством. Потребность энергетики ограничивалась только отоплением от открытого огня традиционных печей хозяйственного назначения, при этом отсутствовало какое-либо представление об общепринятом понимании энергоснабжения. В 1912 г. первое освещение электричеством появилось в столице Монголии – Улан-Баторе. Если это событие датировать как начало формирования энергетической отрасли в Монголии, то прошло уже более 100 лет ее истории. Формирование и развитие энергетической отрасли за эти годы можно разделить на четыре этапа:

1. 1912-1940 гг. Монголия продолжала сохранять преимущественно животноводческую направленность, уровень развития промышленности не выходил за рамки мелких ремесленных хозяйств. В этот период была введена в эксплуатацию первая ТЭЦ в Улан-Баторе мощностью 2,5 МВт.

2. 1940-1960 гг. Зарождается промышленное производство, были построены первые крупные перерабатывающие предприятия, возросло городское население. В связи с этим возникла необходимость в создании энергетической системы, закладываются ее основы.
3. 1960-1990 гг. Активно проводится новая экономическая политика, обеспечившая переход страны от аграрно-индустриальной направленности к индустриально-аграрному хозяйствованию. Для реализации этой политики необходимо было в первую очередь создать новые источники тепло- и электроэнергии, которые и были построены. В этот период были заложены основы и получили развитие самостоятельные электроэнергетические системы (ЭЭС), которые охватили почти всю страну.
4. 1990 г. – по настоящее время. В эти годы происходит преобразование и оснащение энергетической промышленности современной техникой и оборудованием, внедряются новые технологии, отмечается множество других положительных

¹ Баяр Бат-Эрдэнэ – научный секретарь Энергетического института Монгольского государственного университета науки и технологий (МГУНТ), к.т.н., доцент, *e-mail:* bat_erd@must.edu.mn;

Сэрээтэр Батмунх – заведующий кафедрой Энергетического института МГУНТ, д.т.н., академик МАН, *e-mail:* batmunkh_acad@yahoo.com; Николай Иванович Воропай – директор Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева (ИСЭМ) СО РАН, чл.-корр. РАН, д.т.н., *e-mail:* voropai@isem.irk.ru;

Валерий Алексеевич Стенников – заместитель директора по научной работе ИСЭМ СО РАН, д.т.н., профессор, *e-mail:* SVA@isem.irk.ru

МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА И ГЕОПОЛИТИКА: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

сдвигов. Вместе с тем остались нерешенные проблемы. В частности, ждут своего решения такие вопросы, как увеличение генерирующих мощностей, в том числе маневренных, должное развитие линий электропередачи, создание единой энергетической системы Монголии (ЕЭСМ) и ее интеграция в единую энергосистему стран Северо-восточной Азии (СВА) и др. Все эти вопросы требуют не только технической реализации, но и соответствующей разработки научно-практической методологии моделирования и технико-экономического обоснования комплексного развития эволюционирующей энергетики Монголии.

Современное состояние энергетики Монголии

Площадь территории Монголии составляет 1,5 млн км², а население около 3 млн человек. Страна богата различными полезными ископаемыми, включая значительные запасы углей, горючего сланца, которые в обозримой перспективе будут оставаться основными энергетическими топливами для энергетики, кроме того, имеются другие виды перспективных энергетических ресурсов. Все они должны рассматриваться и учитываться при формировании стратегических направлений развития энергосистемы страны.

В настоящее время в Монголии действуют пять самостоятельных энергетических систем:

1. Центральная электроэнергетическая система (ЦЭЭС).
2. Западная электроэнергетическая система (ЗЭЭС).
3. Южная электроэнергетическая система (ЮЭЭС).
4. Алтайско-Улиастайская электроэнергетическая система (АУЭЭС).
5. Восточная электроэнергетическая система (ВЭЭС).

Существующая структура электроэнергетической системы Монголии приведена на рис. 1, а количественная характеристика входящих в нее пяти отдельно работающих систем показана в табл. 1.

Как следует из приведенных в табл. 1 данных, 92,6% генерирующих мощностей Монголии сосредоточено в ЦЭЭС, которая охватывает более 60% территории страны. Почти все источники ЦЭЭС, за исключением Салхитийнской ВЭС (50 МВт) и Буянт-Ухааской СЭС (0,4 МВт), представлены теплоэлектроцентралями (ТЭЦ) с комбинированным производством электрической и тепловой энергии. В структуре генерирующей мощности электроэнергетической системы в целом 92,15% составляют ТЭЦ, 1,54% – конденсационные электростанции (Ухаа-Худагский КЭС), работающие на бурых углях, 4,3% – ВЭС, 1,97% – гидроэлектростанции (ГЭС) и 0,04% – солнечные электростанции (СЭС). Доля возобновляемых источников энергии в общем производстве электроэнергии не превышает 6,3%.

В приведенной структуре генерирующей мощности не учтены дизельные электростанции (ДЭС) аймачных и сомонных центров, работающие в аварийном режиме, и гидроэлектростанции местного значения. По имеющимся данным, ДЭС аймачных и сомонных центров в 2014 г. произведено 0,15% электроэнергии от ее суммарного производства в стране.

В рамках проекта «100000 солнечных батарей», который начал осуществляться с начала 2000-х годов и ориентирован на использование малогабаритных солнечных источников, электроэнергией обеспечены почти все потребители, отдаленные от централизованной системы электроснабжения. В настоящее время этот проект успешно реализован, местные жители почти на 100% обеспечены электроэнергией бытового назначения. Из-за отсутствия достоверной статистической информации сложно оценить количественные результаты проекта «100000 солнечных батарей». Вместе с тем, если считать, что потребляемая электрическая мощность одной семьи скотоводов децентрализованных районов, в случае применения энергоэффективного бытового электрического оборудования, равна примерно 100 Вт, то мощность потребления 180000 таких кочующих семей составит 18 МВт. С учетом этого производство электрической энергии солнечными энергоисточниками достигает 1,4% от общего объема ее производства в стране.

**МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА И ГЕОПОЛИТИКА:
ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ**

Таблица 1

Характеристики электроэнергетических систем Монголии

№	ЭЭС	Электростанции		Протяженность ВЛ, км					Примечание
		Наименование	Установленная мощность, МВт	220	110	35	15	10-6	
1	ЦЭЭС	ТЭЦ-2	21,5 (1,99%)						ЦЭЭС снабжает электроэнергией население 13 районов, охватывает 60% территории Монголии
		ТЭЦ-3	198 (18,39%)						
		ТЭЦ-4	723 (67,14%)						
		СВЭС	50 (4,64%)						
		ЭТЭЦ	36 (3,34%)						
		ДарТЭЦ	48 (4,46%)						
		БУСЭС	0,4 (0,04%)						
		Всего	1076,9 (100%) (92,6%)	1434	3439	6197	1694	9619	
2	ЗЭЭС	Дургэн ГЭС	12 (100%)					ВЛ-110 кВ, протяженностью 800 км, работает параллельно с Красноярской ЭЭС РФ	
		Всего	12 (100%) (1,03%)	-	779	951	960		1207
3	ЮЭЭС	ДзТЭЦ	9 (33,3%)					В этом районе интенсивно развивается горная промышленность: медно-молибденовое предприятие Оюутолгой, Угольный бассейн Тавантолгой	
		ТТКЭС	18 (66,7%)						
		Всего	27 (100%) (2,32%)	-	-	431	161		236
4	АУЭЭС	Тайшир ГЭС	11 (100%)					Связано с ЗЭЭС по одной цепной ВЛ-35 кВ и с ЦЭЭС по одной цепной ВЛ-110 кВ	
		Всего	11 (100%) (0,95%)	-	253	929	533		525

МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА И ГЕОПОЛИТИКА: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

Окончание табл. 1.

№	ЭЭС	Электростанции		Протяженность ВЛ, км					Примечание
		Наименование	Установленная мощность, МВт	220	110	35	15	10-6	
5	ВЭЭС	ДортЭЦ	36 (100%)						Связано с ЦЭЭС по одной цепной ВЛ-110 кВ
		Всего	36 (100%) (3,1%)	-	849	990	292	722	
Итого			1162,9 (100%)	1434	5321	9498	3640	12309	

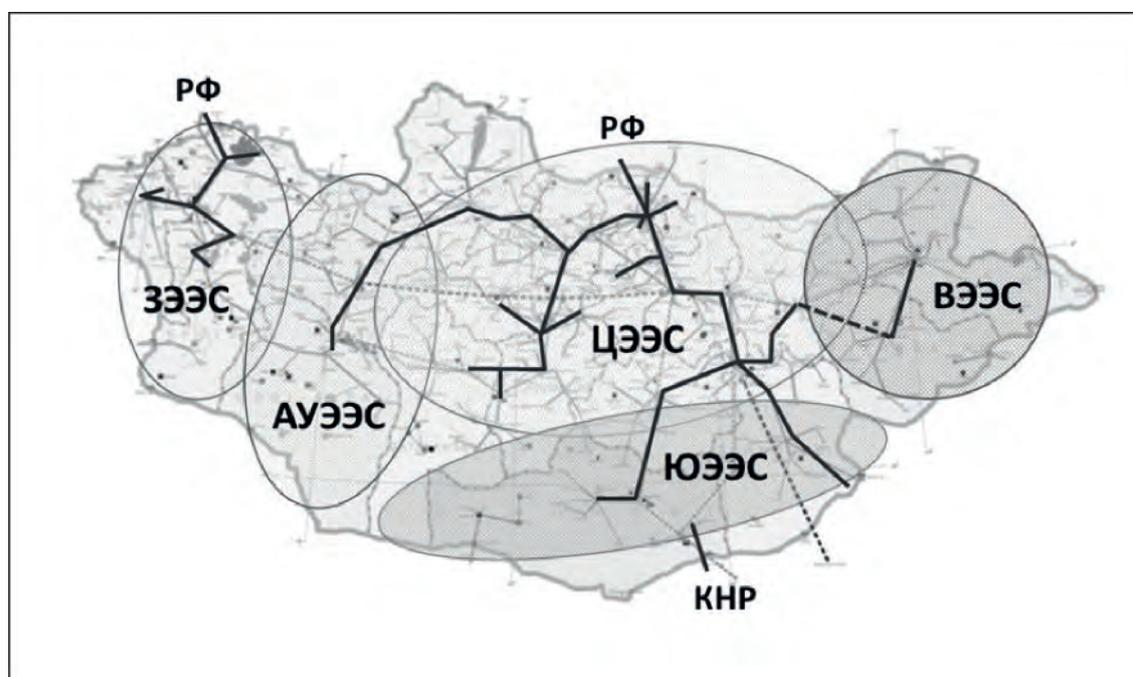


Рис. 1. Электроэнергетические системы Монголии

В настоящее время 80% потребляемой электроэнергии производится в стране, а 20% импортируется из России и Китая. На ТЭЦ в среднем 14,4% производимой электроэнергии уходит на собственные нужды, потери электроэнергии в системах в среднем составляют 13,7%. Эти показатели в 1,3-1,7 раза выше по сравнению с аналогичными данными развитых стран [1, с. 6]. В перспективе они должны быть приведены к общемировому уровню.

Электроэнергетические системы Монголии представлены воздушными линиями электропередачи напряжением 110, 220 кВ, а также 0,4, 6, 10, (15), 35 кВ. Пропускная способность воздушных линий электропередачи (ВЛ) определяется сечением провода, количеством цепей и протяженностью линий [2, с. 6].

Технические характеристики линий, включая передаваемую мощность, наибольшую дальность передачи электроэнергии по уровням напряжения, приведены в табл. 2 [2, с. 6].

МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА И ГЕОПОЛИТИКА: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

Таблица 2

Пропускная способность воздушных линий электропередачи

Номинальное напряжение	Наибольшая передаваемая мощность на одну цепь, МВт	Наибольшая длина передачи, км	Фактически передаваемая мощность, МВт
35	5-15	30-60	3
110	25-50	50-150	30
220	100-200	150-250	120
330	300-400	200-300	270
400	500-700	600-1000	400
500	700-900	800-1200	600

Из анализа схемы ЭЭС Монголии (рис. 1, табл. 2) следует, что линии ВЛ 220 кВ находятся в допустимых пределах по передаваемой мощности и протяженности, а протяженность линий ВЛ 110, 35 кВ превышает нормируемые значения, указанные в табл. 2, что снижает пропускную способность ВЛ и нарушает нормальный режим их работы. В частности, протяженность ВЛ 110 кВ Булган – Мурэн – Улиастай – Алтайская составляет почти 1000 км. Значительное превышение нормируемого значения по длине этой линии негативно влияет на весь процесс ее функционирования, снижает пропускную способность ВЛ и усложняет эксплуатационные режимы работы системы.

В энергетической системе Монголии протяженность ВЛ 220 кВ только в ЦЭЭС составляет 1434 км, ВЛ 110 кВ – 5321 км, из них 3439 км находится в ЦЭЭС. Из-за недостаточно обоснованной технической политики в области электроэнергетики страны энергетическая система не получила должного развития. Построенные в конце 1990-х годов сверхдальние ВЛ низкого напряжения, с одной стороны, обеспечили широкую массу населения электроэнергией и имели высокую социальную значимость, а с другой – это привело к ряду отрицательных последствий. В частности, ухудшилось качество передаваемой электроэнергии, возникли трудности в реализации эффективных режимов функционирования системы, ограничили возможности диспетчерского управления и автоматического регулирования.

По выполненным расчетам электрических режимов в сверхдальних линиях низкого напря-

жения необходимо было установить реакторы на конечных подстанциях, однако из-за значительного увеличения общих затрат это не было сделано. В результате принятых неправильных решений по протяженности линий, их напряжению и техническому исполнению нарушается координация релейной защиты и автоматики, происходят нежелательные изменения функциональных свойств и принципов действия защиты заземления в линиях с изолированной нейтралью. Кроме того, по мере роста протяженности линий электропередачи усложняется определение мест повреждения, увеличивается погрешность их определения, увеличивается время восстановления линий.

Общая протяженность линий электропередачи дана в табл. 1, количество подстанций (ПС) в каждой отдельной системе приведено в табл. 3. Количественная характеристика энергосистем страны принята на основании данных, опубликованных Комитетом регулирования энергетики Монголии за 2014 г. [3, с. 7].

В пяти энергосистемах Монголии в настоящее время действуют 88 подстанций 110 кВ и выше, из них всего 18 ПС являются системообразующими, а остальные 70 представляют промежуточные и конечные подстанции. Территориальная удаленность ПС друг от друга отрицательно влияет на перетоки мощности. В связи с этим возникает необходимость сооружения дополнительных системообразующих подстанций и электростанций. Альтернативой сооружению подстанций и электростанций может быть повышение напряжения ВЛ, что также может устранить назревшие проблемы.

Состав и характеристика существующих электрических подстанций

Наименование	Напряжение, кВ	ЦЭЭС	ЗЭЭС	АУЭЭС	ВЭЭС	ЮЭЭС	Всего
Электрические подстанции	220	6					6
	110	56	9	4	13		82
	35	207	18	12	17	15	269
	15	94	39	21	34	11	199
	6-10	3811	431	132	206	117	4697

В связи с активно осуществляемой урбанизацией 70% населения сосредоточено в городах Улан-Батор, Эрдэнэт, Дархан. Именно в этих центральных районах страны растет потребление электроэнергии, увеличиваются ее перебои, перегружаются линии, подстанции, снижается уровень надежности ЦЭЭС [4, с. 8]. Отсутствие в достаточном количестве генерирующих мощностей, включая их резерв, приводит к дефициту электроэнергии, тем самым снижается энергетическая безопасность Монголии.

Прогноз электропотребления

В результате роста промышленного производства Монголии потребление электроэнергии увеличивается примерно на 10% в год. Для его удовлетворения, согласно прогнозным оценкам на 2030 г., потребность в электрической мощности достигнет 3,5 ГВт. В настоящее время общая сумма генерирующих мощностей составляет всего 1 ГВт. Ожидаемое потребление электрической энергии и мощности по условиям надежности и безопасности невозможно удовлетворить только импортируемой электроэнергией, поэтому необходимо строительство новых дополнительных электростанций и подстанций.

Развитие ЭЭС закреплено в утвержденной Постановлением Великого государственного Хурала № 63 от 19 июня 2015 г. «Государственной политике в области энергетики на 2015-2030 годы» [5, с. 8], которая ориентирована на создание единой электроэнергетической системы Монголии (ЕЭСМ). В разделе 1.2 Постановления указано, что «Задачи государственной политики в

энергетике состоят в бесперебойном, надежном обеспечении электроэнергией и в становлении экспортирующей электроэнергию страной». Реализация такой политики потребует создания новых дополнительных источников электроэнергии, электрических сетей и подстанций.

В ЕЭСМ должны быть объединены перечисленные выше пять действующих энергосистем с соответствующим обеспечением надежности работы каждой из них и единой системы в целом. С учетом роста потребления электроэнергии должны быть обоснованы оптимальное размещение и требуемые мощности планируемых источников и подстанций. На первый взгляд, вытекающий из примечания к табл. 1, можно предположить, что некоторые из пяти существующих энергосистем связаны между собой, однако при более детальном рассмотрении становится очевидным, что для полноценного функционирования этих связей должны быть выполнены необходимые технические условия, обеспечивающие совместную работу этих систем.

Прогнозируемый рост потребления электроэнергии на душу населения по трем наиболее вероятным сценариям приведен в табл. 4. Ежегодный его прирост в зависимости от сценария составляет в среднем 15-20% в год, за весь рассматриваемый период он увеличится в 3,5-4,6 раза.

Для обеспечения прогнозируемого роста потребления необходимо сооружение новых электростанций, при этом должны быть учтены не только их количественные характеристики, но и географическое расположение потребителей.

МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА И ГЕОПОЛИТИКА: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

Таблица 4

Прогноз потребления электроэнергии населением

Годы	Прогноз электропотребления на душу населения, кВт·ч		
	Низкий	Средний	Высокий
2012	1,739	1,739	1,739
2015	2,269	2,269	2,269
2020	3,914	4,232	5,015
2025	4,994	5,408	6,425
2030	6,172	6,692	7,959

Перспективы развития единой энергетической системы Монголии

Для обеспечения растущих потребностей экономики и социальной сферы, а также обеспечения требуемой технической и технологической надежности электроснабжения потребителей возникает необходимость синхронного наращивания вводов новых генерирующих мощностей, линий электропередачи и электрических подстанций. Предполагаемый состав новых электростанций, планируемых линий электропередачи и подстанций на ближайшие годы приведен в табл. 5, 6. Для обоснованного и мотивированного привлечения инвестиций все эти мероприятия нуждаются в дополнительной более детальной проработке, поскольку они разрабатывались в разные годы, для различных условий и, зачастую, не увязывались между собой.

Функционально-структурное представление ЭЭС Монголии показано на рис. 2. Планируемые электростанции, ВЛ и подстанции на рис. 2 отмечены пунктирными линиями. Анализ схемы, приведенной на рис. 2, показывает, что пропускная способность некоторых существующих ВЛ не соответствует выдаваемой мощности электростанций. Это свидетельствует о необходимости повышения уровней напряжений и увеличения количества цепей ВЛ. В соответствии с выполненными расчетами должны быть построены новые ВЛ напряжением 330 кВ (400 кВ) и 500 кВ. Эти уровни напряжения являются новыми для Монголии. Однако в научно-практическом плане они полностью изучены, апробированы в других странах и имеют полное основание для реализации.

Таблица 5

Планируемые энергоисточники, расширение действующих

Электростанции	Местоположение	Установленная мощность, МВт	Срок сдачи в эксплуатацию, гг.
ТЭЦ-3	г. Улан-батор	250	2016-2018
Дарханская ТЭЦ	г. Дархан	35	2017
Эрдэнэтская ТЭЦ	г. Эрдэнэт	50	2016-2017
ТЭЦ-5	г. Улан-батор	450	2016-2019
Таван-Толгойская ТЭС	а. Южно-Гобийский	450	2016-2019
Бага-Нурская ТЭЦ	г. Бага-Нур	700	2016-2018
Тэлмэнская КЭС	а. Завхан	100	2016-2017
Чойбалсанская ТЭЦ	г. Чойбалсан	100	2016-2018
Нуурст-Хотгорская КЭС	г. Улан-Гом	100-600	2016-2019
Эгийская ГЭС	а. Сэлэнгэ	325	2016-2020
Чандганаская КЭС	а. Хэнтий	600	2016-2020

Планируемые воздушные линии и подстанции

Наименование подстанций и ВЛ	Напряжение, кВ	Длина ВЛ, км	Примечание
ТЭЦ-5-Сонгино п/с 2-х цепная ВЛ и п/станция	220		Разработаны ТЭО и ТП
Бага-Нур-Чойр 2-х цепная ВЛ и п/с	220	178	Разработаны ТЭО и ТП
Чойр-Сайн-Шанд-Замын-Уд 2-х цепная ВЛ и п/с	220	406	Разработаны ТЭО и ТП
Бага-Нур-Ундэр-Хан-Чойбалсан 2-х цепная ВЛ и п/с	220	519	Разработаны ТЭО
Оюу-Толгой-Цагаан-Суврага 3-х цепная ВЛ и п/с	220	160	Разработаны ТП
Нарийн-Сухайт ВЛ и п/с	220	270	
Улан-Батор-Мандал-Говь ВЛ и п/с	330	260	Разработаны ТЭО и ТП
Бага-Нур-Улан-Батор ВЛ и п/с	не менее 500	157	
Бага-Нур-Чойр ВЛ и п/с	не менее 500	190	

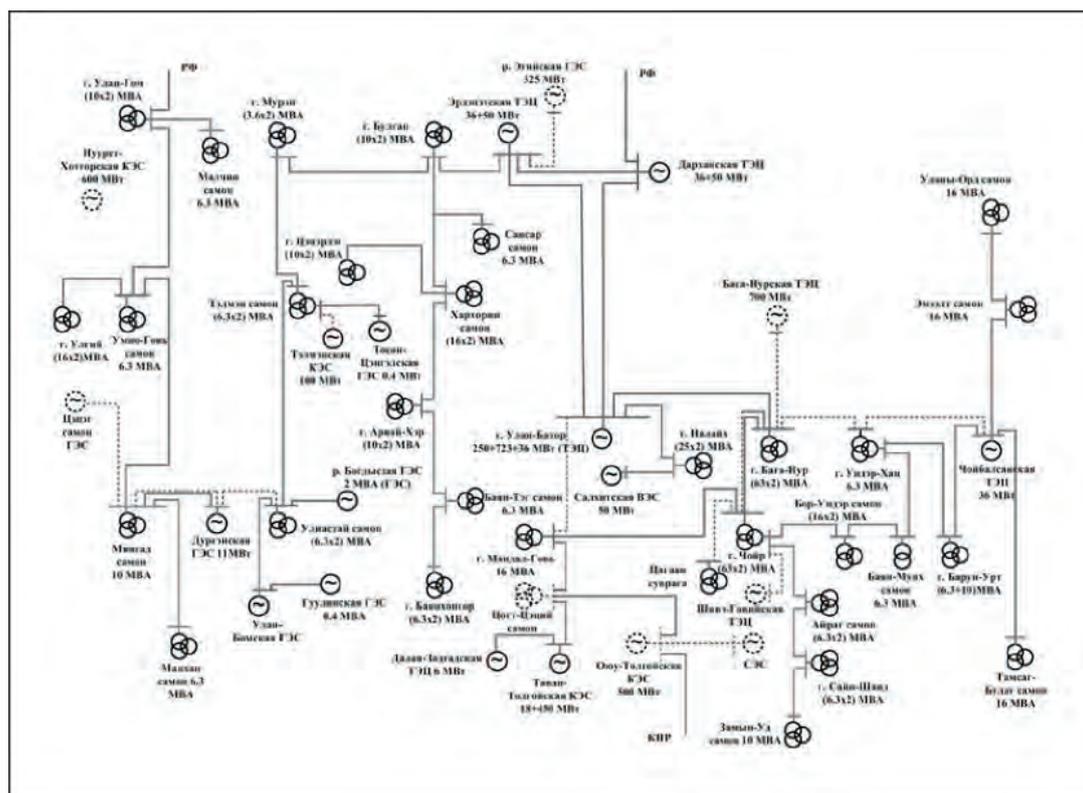


Рис. 2. Структурная схема электроэнергетических объектов Монголии

Структурные модели перспективной единой ЭЭС Монголии

В 2013 г. при содействии Азиатского банка развития и реконструкции был разработан

мастер-план развития энергетики Монголии. По этому плану предполагается создание в долгосрочной перспективе 4-х промышленных центров, электропотребление каждого из которых может составить примерно 1000 МВт (рис. 3).

МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА И ГЕОПОЛИТИКА: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

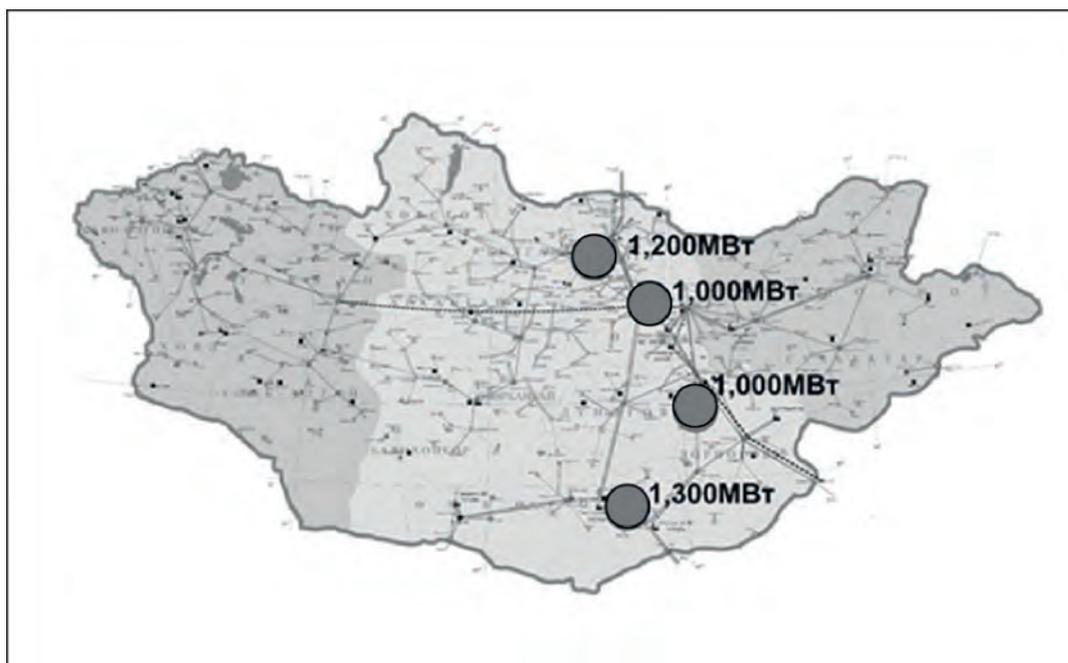


Рис. 3. Перспективные промышленные зоны Монголии

Предполагается, что один центр будет сосредоточен в районе Улан-Батора, в Дархане-Эрдэнэте будет располагаться северная промышленная зона, в Сайншанде или Чойре – центральная промышленная зона, в Тавантолгойе – южная промышленная зона.

Для обеспечения энергетических потребностей формируемых промышленных зон целесообразно иметь концептуальные модели развития систем электроснабжения и выбрать из них наиболее оптимальный вариант. В качестве исходных концептуальных моделей могут быть приняты три их варианта.

Модель экспорта, ориентированная на экспорт электроэнергии, представляет объединенную электроэнергетическую систему, соединяющую четыре развиваемых промышленных центра с помощью линий электропередачи высокого напряжения (не менее 400 кВ) с внешним выходом в Россию и Китай. Она имеет экспортную и импортную линии электропередачи, пространственно ориентированные вдоль вертикальной оси относительно территории страны (рис. 4).

Модель часовых поясов предполагает построение электроэнергетической системы вокруг линии электропередачи высокого напряжения (не менее 400 кВ) формируемой вдоль

горизонтальной оси относительно территории страны (рис. 5). Режимы работы такой модели системы учитывают разницу часовых поясов западного и восточного районов страны. Эта модель, также как и предыдущая, обеспечивает возможность участия монгольской ЭЭС в энергетической кооперации стран СВА, и прежде всего – с Россией и Китаем.

Радиальная модель – так называемая «вилка» (pitchfork) – представляет смешанную систему, интегрирующую обе вышеназванные модели (рис. 6). Она обладает наибольшими преимуществами, но и требует наибольших инвестиций.

Наряду с наличием технических возможностей развития энергосистем и создания ЕЭСМ, которые в настоящее время в основном обеспечены, должно быть подготовлено научно-методическое сопровождение для формирования на базе действующих небольших систем единой электроэнергетической системы Монголии и как системы, входящей в общую энергетическую инфраструктуру стран СВА.

Необходимо иметь соответствующие научно-методологические разработки для оптимального определения местоположения энергоисточников, выбора их типоразмеров, генерирующих источников, линий электропередачи и электрических подстанций.

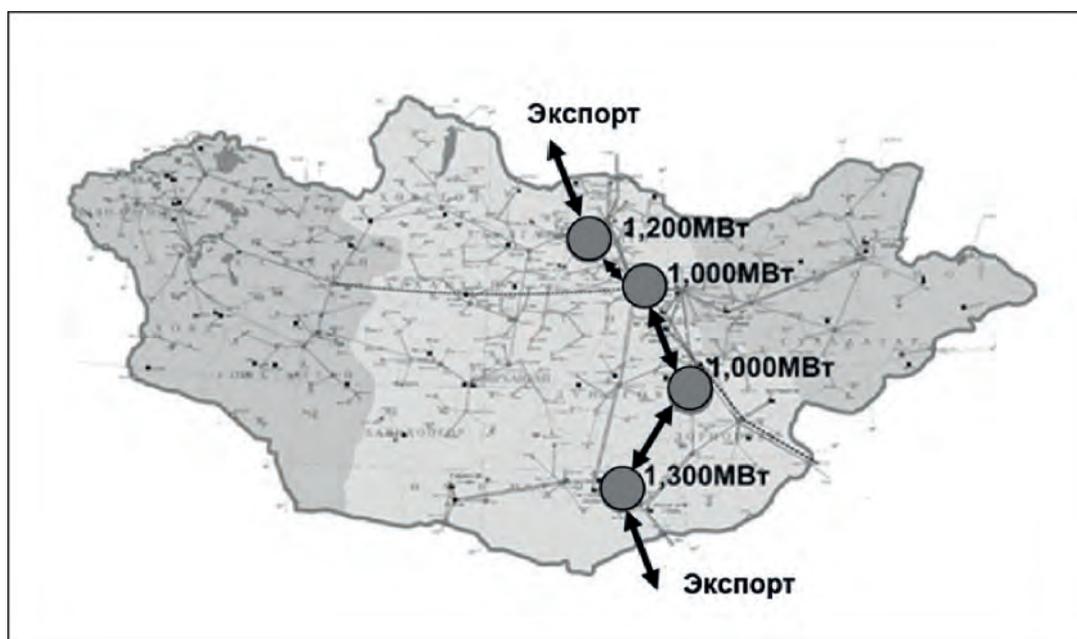


Рис. 4. Модель экспорта (вертикальная)

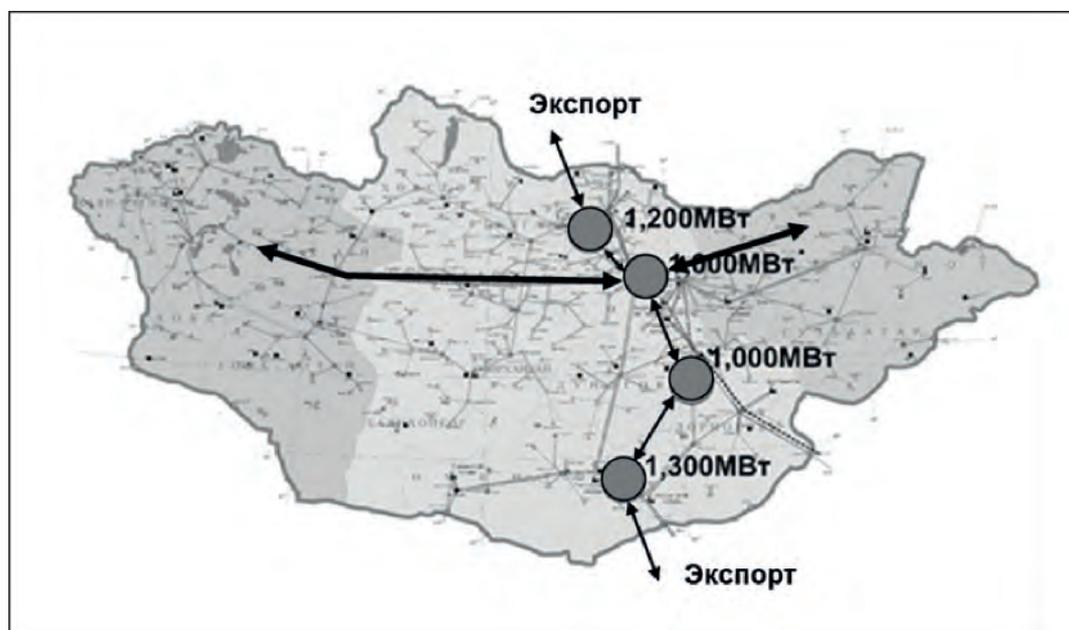


Рис. 5. Модель часовых поясов (горизонтальная)

МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА И ГЕОПОЛИТИКА: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

Выводы

1. В формировании, становлении и развитии электроэнергетики Монголии выделяются четыре этапа, каждый из них имеет свои особенности, которые определяются уровнем и потребностями экономики страны.

2. В настоящее время в Монголии работают 5 энергосистем, которые имеют связи между собой, но не обеспечены техническими и технологическими условиями для работы в единой энергосистеме Монголии.

3. В связи с интенсивным развитием промышленности, в том числе горного производства, добычи полезных ископаемых, значительно возрастает потребность в электроэнергии. Для удовлетворения возрастающих потребностей Монголия импортирует электроэнергию из России и Китая. Объем импортируемой электроэнергии составляет около 20% ее годового потребления.

4. Анализ существующего состояния энергетики Монголии показывает, что в ней сложи-

лось ряд проблем, требующих своего решения, в частности: ограничена возможность полноценного использования пропускной мощности линий электропередачи из-за отсутствия необходимого сетевого оборудования; сравнительно высоки потери при передаче электроэнергии (до 30%), низкий коэффициент полезного действия (25-30%) электростанций и др. Для того чтобы повысить эффективность ЭЭС, улучшить ее технико-экономические показатели и наметить перспективные инновационные направления развития энергетики, необходимо выполнить комплекс исследований по составу энергетических мощностей, структуре систем, их техническому переоснащению, объединению в единую ЭЭС, обоснованию принципов ее интеграции в энергетическое пространство стран СВА.

5. Предложены концептуальные модели структурного преобразования электроэнергетической системы Монголии, обеспечивающие внутренние потребности ее активно развивающейся экономики, а также выход на внешние энергетические рынки стран СВА.

ЛИТЕРАТУРА

1. Энхжаргал Х., Батмунх С., Стенников В.А. Перспективные направления развития электроэнергетической системы Монголии // Энергетическая политика. 2012. № 4. – С. 70-81.

2. Александров Г.Н. Режимы работы воздушных линий электропередачи / Учеб. пособ., 2-е изд. Центр подготовки кадров энергетики. СПб, 2006. – 40 с.

3. Статистические данные энергетики 2014 года. Комитет регулирования энергетики Монголии. Минэнерго Монголии. Улан-Батор. 2015. – 69 с.

4. Энхжаргал Х., Батмунх С., Стенников В.А. Формирование электроэнергетической системы Монголии на базе Шивэ-Овооской ТЭС // Вестник ИрГТУ. – Иркутск: Изд-во ИрГТУ, 2012, № 5. – С. 173-181.

5. «Государственная политика в области энергетики на 2015-2030 гг.». Постановление Великого государственного Хурала № 63 от 19 июня 2015 года. – Улан-Батор. 2015. – С. 4.

Поступила в редакцию
20.05.2016 г.

B. Bat-Erdene, S. Batmunkh, N.I. Voropay, V.A. Stennikov²

SOME ISSUES OF ENERGY SECTOR DEVELOPMENT STRATEGY IN MONGOLIA

The article considers the history of formation, development and the current state of the Mongolian energy sector. It is observed that despite considerable reserves of energy resources, the country cannot meet its power demand. Its power deficit is covered by supplies from Russia and China. In order to satisfy a significant increase in energy consumption planned in prospect, the country will require twice as many generating capacities, significant enhancement of the electrical network by bringing together five existing energy systems into a single integrated system, and organization of entry into electric power markets of the North-East Asia countries. In order to address these challenges, the article proposes structural and conceptual development models of the Unified Power System of Mongolia to form the basis of the future Unified Power System of Mongolia.

Key words: energy resources, electric power systems, power stations, HV line, energy consumption, forecasting, prospective development of the system, structural models of the system, North-East Asia countries.

² Bayar Bat-Erdene – Research Secretary of the Institute for Energy at the Mongolian University of Science and Technology, PhD in Engineering, Associate Professor, *e-mail:* bat_erd@must.edu.mn;

Sereeter Batmunkh – Head of Department of the Institute for Energy at the Mongolian University of Science and Technology, Doctor of Engineering, member of the Junior Academy of Sciences, *e-mail:* batmunkh_acad@yahoo.com;

Nikolay I. Voropay – Director of the Melentiev Energy Systems Institute, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Corresponding Member of the RAS, Doctor of Engineering., *e-mail:* voropai@isem.irk.ru;

Valery A. Stennikov – Deputy Director for Science of the Melentiev Energy Systems Institute, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Doctor of Engineering, Full Professor, *e-mail:* SVA@isem.irk.ru

УДК 621.22 (470+571)

Е.И. Ваксова, С.В. Подковальников, Д.А. Соловьев, В.В. Тиматков¹

РОЛЬ ГИДРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ РОССИИ В ПЕРСПЕКТИВНОМ РАЗВИТИИ ИНФРАСТРУКТУРНОЙ СЕТИ И ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЫНКОВ ЕВРАЗИИ

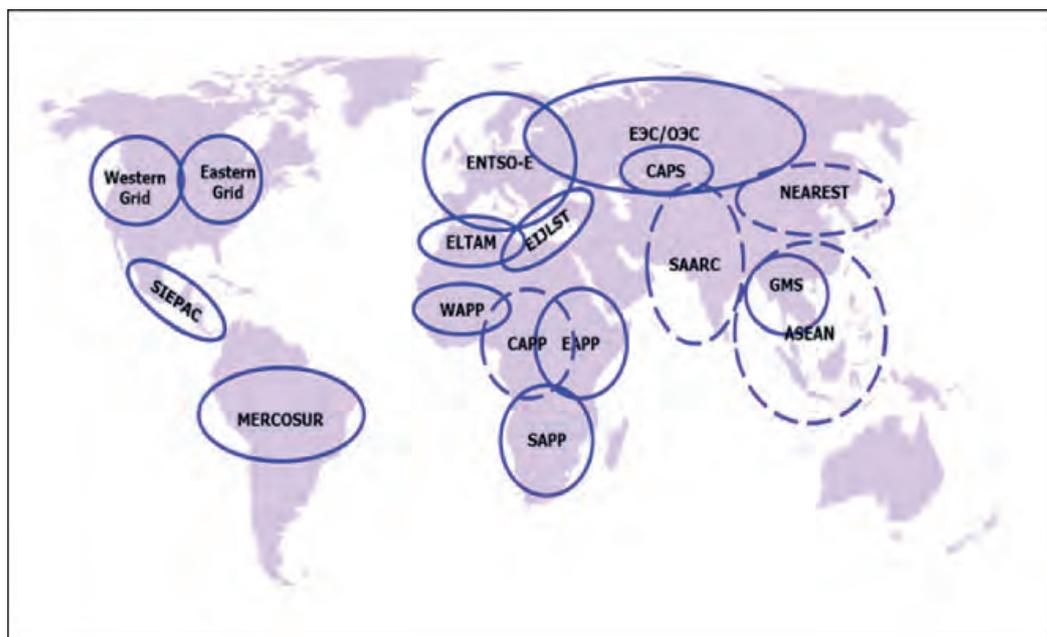
В работе рассматриваются перспективные возможности участия гидроэнергетических ресурсов России в развитии инфраструктурной сети и энергетических рынков Евразии.

Ключевые слова: гидроэнергетика, гидроэнергетические ресурсы, водные ресурсы, энергетический рынок Евразии.

Введение

В современном мире формирование межгосударственных электрических связей (МГЭС), объединений (МГЭО) и рынков (МГЭР) становится глобальным интеграционным процессом. На рис. 1 схематически показаны действующие (Северная Америка и Европа) и формирующи-

еся в настоящее время многочисленные МГЭС и МГЭО. Так, в Южной Америке, в отдельных регионах Африки и Юго-Восточной Азии происходит активное формирование, а в Южной и Северо-Восточной Азии исследуются возможности расширения МГЭС и создания МГЭО. На основе созданной межгосударственной электросетевой инфраструктуры образованы и функционируют МГЭР [5].



Источник: [2].

Рис. 1. Существующие МГЭО

¹ Евгения Ильинична Ваксова – начальник отдела перспективных проектов АО «Институт «Гидропроект», e-mail: oeire@mail.ru;
Сергей Викторович Подковальников – заведующий лабораторией Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, к.т.н., e-mail: spodkovalnikov@isem.irk.ru;
Дмитрий Александрович Соловьев – старший научный сотрудник Объединенного института высоких температур (ОИВТ) РАН, к.ф.-м.н., e-mail: solovev@guies.ru;
Василий Вячеславович Тиматков – старший научный сотрудник ОИВТ РАН, к.т.н., e-mail: timatkov@guies.ru

МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА И ГЕОПОЛИТИКА: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

Основными драйверами процесса формирования МГЭО являются достигаемые в результате электроэнергетической интеграции эффекты [4, 7, 10], среди которых:

а) снижение потребности в установленных генерирующих мощностях за счет одновременности максимумов нагрузки (как в суточном, так и в годовом разрезе) в разных странах и регионах;

б) повышение надежности объединяемых электроэнергетических систем (ЭЭС);

в) вовлечение в энергобалансы разных стран источников возобновляемой (гидравлической, ветровой, солнечной) энергии;

г) получение доходов от торговли электроэнергией; д) расширение электроэнергетических рынков (ЭЭР) и интенсификация торговли электроэнергией между странами и др.

Для России, как крупнейшего потенциального участника формирующегося электроэнергетического рынка Евразии, геополитически выгодно взаимодействовать со всеми соседями по периметру ее протяженных границ. Это касается, прежде всего топливно-энергетического и электроэнергетического взаимодействия и интеграции не только с близлежащими странами бывшего СССР, но и с так называемыми странами дальнего зарубежья. Поэтому в долгосрочной перспективе, как представляется, на территории Евразии сформируется континентальное межгосударственное энергообъединение [4].

При этом в долгосрочной перспективе существуют весомые предпосылки перехода к формированию Глобального (мирового) суперэнергообъединения на основе уже сформированных и формирующихся региональных энергообъединений, в том числе Евразийского [8].

Потенциальные возможности использования гидроэнергетических ресурсов России

Россия располагает значительным гидроэнергетическим потенциалом, который определяет широкие возможности энергетического использования водных ресурсов [3, 12]. На ее территории сосредоточено около 9% мировых запасов гидроэнергии. По обеспеченности гидроэнергетическими ресурсами Россия занимает второе, после КНР, место в мире, опережая США, Бразилию, Канаду.

Валовой (теоретический) гидроэнергетический потенциал Российской Федерации определен в

2784,3 ТВт·ч годовой выработки электроэнергии или 170 МВт·ч на 1 км² территории [3, 6, 12]. Из этой величины потенциал крупных и средних рек составляет 2394,4 ТВт·ч, или 83%. Это основной фонд гидроэнергетических ресурсов, на котором базируется гидроэнергостроительство как важный составной элемент развития электроэнергетики.

Технически достижимый уровень использования гидроэнергоресурсов составляет без малых рек около 1 670 ТВт·ч (около 70% от валового гидроэнергетического потенциала) [3, 6].

Экономический потенциал, как приемлемая для практического использования, с учетом экономической целесообразности, условий хозяйственного освоения территорий и природоохранных факторов, часть гидроэнергоресурсов, определен в начале 1960-х годов в размере 852 ТВт·ч в целом по России (без малых рек) на основе обобщения многочисленных проектных материалов предыдущих лет. Порядка 80% этой величины приходится на восточные районы страны (Сибирь, Дальний Восток). Из потенциала европейской части России около 70% приходится на районы Севера, Поволжья и Северного Кавказа.

Необходимо иметь в виду, что объем экономического потенциала величина переменная во времени и определяется, прежде всего, обеспеченностью страны другими видами топливно-энергетических ресурсов, социальными аспектами, а также уровнем ее интеграции в мировую экономику, что определяет темпы роста энергопотребления и наиболее экономичные источники его покрытия.

Величина экономического потенциала России составляет немногим более 50% от технического потенциала. В настоящее время темпы развития экономики России замедлились вследствие ряда причин: продолжающегося мирового экономического кризиса, введения в отношении России экономических санкций, снижения цен на нефть на мировом рынке.

Анализ зарубежного опыта показывает, что в странах, где запасы невозобновляемых ресурсов (нефти, газа, угля) невелики или исчерпаны, величина экономического гидроэнергетического потенциала приближается к техническому и степень его освоения достигает 60-90% [6].

МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА И ГЕОПОЛИТИКА: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

Освоенность гидроэнергетических ресурсов России невелика. Суммарная выработка электроэнергии действующими ГЭС России в 2013 г., по данным СО-ЦДУ, составила 183,3 ТВт·ч, что составляет 21,5% от величины экономического потенциала. В настоящее время это один из самых низких уровней использования гидропотенциала не только среди развитых, но и развивающихся стран. В большинстве государств использование этого бестопливного ресурса превысило 50-60% экономического потенциала, а европейские страны практически полностью освоили все свои ресурсы.

Современное использование экономического потенциала гидроэнергии в России говорит в пользу возможности удвоения производства электроэнергии на базе гидроэнергетики, по крайней мере к 2050 г. для вывода ее на развивающиеся рынки Евразии. Это потребует соответствующего развития инфраструктурной сети.

Перспективные энергомоности

Актуальным трендом становится соединение энергосистем путем строительства линий электропередачи постоянного тока, которые могут быть эффективнее традиционных электросетей. Различные решения в рамках технологии высоковольтных линий постоянного тока (HVDC) позволяют не только соединять асинхронные системы переменного тока, но и передавать электроэнергию на дальние расстояния (благодаря высоким напряжениям, меньшим реостатным потерям и большей пропускной способности ЛЭП), эффективно интегрировать в сеть возобновляемые источники энергии, а также увеличить устойчивость системы, препятствуя каскадному распространению аварии с одного участка энергосистемы на другой.

Использование технологии HVDC позволит использовать имеющийся значительный гидропотенциал Сибири и Дальнего Востока в энергосистемах европейской части РФ, а также на внешних рынках электроэнергии.

Азиатское суперэнергокольцо. Одним из проектов интеграции гидроэнергетических ресурсов России в глобальные электроэнергетические рынки является создание «Азиатского супер энергокольца» – глобального проекта интегра-

ции отдельных энергосистем в национальных рамках. Россия может поставлять электроэнергию из восточных энергоизбыточных регионов на северо-восток Китая, в Монголию, Корею, Японию и другие страны АТР.

Это объединение позволяет не только наладить экспорт, но и экономить за счет обмена излишками мощностей – как суточными, так и сезонными [9]. Пики энергопотребления в разных странах приходится на разные сезоны: в России больше электроэнергии нужно зимой на обогрев, а в Азии пик потребления летом, когда включаются все кондиционеры.

Идея объединить энергосистемы России, Китая, Японии и Южной Кореи, которая впервые была сформулирована в работах ИСЭМ СО РАН [1] и в дальнейшем получившая свое развитие в предложениях РАО «ЕЭС России» (в перечень участников включали еще Монголию и Северную Корею), возникла в начале 2000-х годов. Импульс развития этой идее дала Япония, столкнувшись в 2011 г. с энергодефицитом из-за остановки атомных реакторов после катастрофы на АЭС «Фукусима». Со стороны России импульс развитию идеи дал Президент России В.В. Путин, поддержавший объединение энергосистем в СВА на Восточном экономическом форуме во Владивостоке осенью этого года.

Суперкольцо позволит странам выравнивать графики нагрузки (как суточные, так и сезонные), обмениваться свободными потоками электроэнергии, покрывать пиковые нагрузки, осуществлять международное резервирование на случай природных или техногенных катастроф.

В рамках создания совместного энергомоности Япония предложила РФ рассмотреть возможность экспорта избыточной электроэнергии от генерирующих мощностей (действующих или планируемых к постройке) на Дальнем Востоке через подводный кабель, который может быть проложен из России в Японию.

В этом году была возобновлена работа над проектом энергомоности Россия – Япония. Проект предполагает транспортировку электроэнергии на остров Хоккайдо. Предполагается строительство линии электропередачи постоянного тока до пролива Лаперуза, затем прокладка подводного участка ЛЭП под проливом и далее строительство новой ЛЭП на японской

МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА И ГЕОПОЛИТИКА: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

территории. Проект предполагает и дальнейшее развитие. Основной спрос на электроэнергию в Японии формируется в центральной части острова Хонсю – в районе агломерации Токио и промышленных районов г. Осака. Именно в этих регионах резервы мощностей очень малы: в Токио до 7%, в Осаке до 6%. Электроэнергию, предоставляемую для нужд Хоккайдо, можно будет передавать далее на Хонсю по существующему подводному переходу постоянного тока Kitahon, соединяющему оба острова. А в долгосрочной перспективе (2026-2050 гг.) проект может быть продолжен и расширен за счет объединения энергосистемы Сахалина с ЕЭС России и строительства подводного участка ЛЭП постоянного тока с острова Сахалин до основных регионов потребления электроэнергии в Японии на о. Хонсю. В этом случае дополнительные поставки электроэнергии в Японию могут быть обеспечены за счет использования гидропотенциала Дальнего Востока России и Сибири.

В настоящее время в Минэнерго России считают, что наиболее целесообразным решением является реализация проекта «Азиатское суперэнергокольцо» по частям. С учетом того, что в настоящий момент проект поставок электроэнергии в Китай находится на стадии реализации, Министерство энергетики предлагает приступить к осуществлению проекта «Азиатское суперэнергокольцо» со строительства энергомоста Россия – Япония.

При этом важно эффективно использовать гидроэнергетический потенциал невостребованный энергосистемой Российской Федерации вследствие медленного роста спроса на электроэнергию на внутреннем рынке.

Глобальная электроэнергетическая система. В ближайшие 20 лет основные работы по созданию глобальной электроэнергетической системы (ГЭЭС) развернутся на евразийском континенте, где сейчас имеются мощные центры генерации. В проекте ГЭЭС Россия занимает ключевые позиции в силу своего географического положения, через ее территорию можно проложить электроэнергетические мосты между мощными центрами производства возобновляемой электроэнергии ГЭС в Сибири и на Дальнем Востоке и центрами потребления в европейской части. На первом этапе создания евроази-

атской части ГЭЭС предполагается объединить энергосистемы России, Казахстана, Белоруссии и стран Европы.

Для повышения эффективности энергетического сотрудничества со странами АТР и Европы также необходимо рассматривать возможность развития электрических связей. Созданию единого энергетического пространства на евроазиатском континенте могут способствовать рассматриваемые сейчас проекты Балтийского и Черноморского кольца, передачи постоянного тока мощностью 4000 МВт Россия – Беларусь – Польша – Германия и ряд других международных проектов.

Трансевразийский пояс «Развитие» (ТЕПР). Интегральная инфраструктурная система на территории России, предполагающая единство транспортной, энергетической и телекоммуникационной инфраструктуры. На первом этапе система обеспечит связь портов Приморья и пограничных пунктов Китая с западной границей Белоруссии. На втором этапе может быть проложено ответвление к Северной Америке: Сибирь – Берингов пролив – Аляска.

Проекты МГЭС и формирование единого евразийского энергетического рынка. Проекты межгосударственных электрических связей восточно-азиатской части России, рассматриваемые в настоящее время [13]:

1. Сибирь (Братск) – Монголия – Китай (Пекин). Пропускная способность 8,9 ГВт (Братск – Улан-Батор) / 8,2 ГВт (Улан-Батор – Пекин).

2. Сибирь (Забайкальск) – Китай (Пекин). Пропускная способность 6,5 ГВт.

3. Дальний Восток (Хабаровск) – Сахалин – Япония (Хокайдо, Хонсю). Пропускная способность 2,4 ГВт Дальний Восток – Сахалин / 5,3 ГВт Сахалин – Япония.

4. Дальний Восток (Владивосток) – КНДР (Пхеньян) – Республика Корея (Сеул). Пропускная способность 3,2 ГВт Дальний Восток – КНДР / 4,0 ГВт КНДР – Республика Корея.

5. Дальний Восток (Благовещенск) – Китай (Пекин). Пропускная способность 8,0 ГВт.

6. Дальний Восток (Тугурская ПЭС – Хабаровск) – Китай (Шэньян). Пропускная способность 5,0 ГВт Тугурская ПЭС – Хабаровск / 2,3 ГВт Хабаровск – Шэньян.

МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА И ГЕОПОЛИТИКА: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

7. Дальний Восток (Пенжинская ПЭС) – Республика Корея (Сеул). Пропускная способность 15,0 ГВт.

8. Дальний Восток (Пенжинская ПЭС) – Япония (Токио). Пропускная способность 15,0 ГВт.

9. Сибирь (Красноярск) – Дальний Восток (Пенжинская ПЭС) – США (Сан-Франциско). Пропускная способность 15 ГВт.

Для успешной интеграции гидроэнергетических ресурсов России в глобальные электроэнергетические рынки Евразии, помимо строительства новых гидростанций и создания транснациональных связей на базе ВЛ 1150 кВ, крайне важно также обеспечить формирование общих энергетических рынков всех государств Евразии. Это потребует развития системы торгово-экономических отношений посредством обеспечения свободного перемещения энерго-ресурсов и доступа к системам их транспортировки, а также развития энерготранспортной инфраструктуры и создания условий для ее эффективного функционирования.

Основные этапы формирования общего электроэнергетического рынка государств Евразии можно разбить на три составляющие:

- гармонизация законодательной базы трансграничной торговли, определение основных игроков национальных рынков;
- создание и адаптирование национальных и наднациональных законодательных актов в сфере электроэнергетики с одновременным формированием структуры и механизмов общего электроэнергетического рынка и обеспечения свободного доступа на глобальные энергетические рынки;
- формирование общей нормативной правовой базы в сфере обращения электрической энергии и общих торговых площадок.

Перспективные ГЭС способные интегрироваться в энергетические рынки Евразии до 2050 года

Дальний Восток. Наиболее перспективные и экологически допустимые гидроэнергетические объекты размещаются на притоках рек Лены и Амура [6]. Объектами для экспорта электроэнергии в Китай, Монголию, Японию, КНДР

и Республику Корею предлагаются Иджекская (Канкунская) ГЭС с контррегулятором Нижнетимптонской, Среднеучурская ГЭС с контррегулятором Учурской, Усть-Юдомская ГЭС с контррегулятором Нижнемайской, Хинганская ГЭС суммарной мощностью 7235 МВт и выработкой электроэнергии 33,8 ТВтч.

Основные ресурсы, представляющие интерес для экспорта в сопредельные страны, сосредоточены в Республике Саха (Якутия), в южной ее части на притоках р. Алдан – реках Учур, Тимптон, Мая. В состав Южно-Якутского гидроэнергетического комплекса (ЮЯГЭК) входят две ГЭС на р. Учур – Среднеучурская и Учурская (контррегулятор) и две ГЭС на р. Тимптон – Иджекская и Нижнетимптонская (контррегулятор). Общая мощность комплекса 5 ГВт, а годовая энергоотдача 23,5 ТВтч.

ЮЯГЭК может стать крупным экспортером электроэнергии в соседние страны: Японию, Корею, Китай (учитывая их заинтересованность в импорте электроэнергии). Для этого потребуются сооружение линий электропередачи постоянного тока от 800-850 км (при экспорте в Китай) до 1800 км с прокладкой участков подводного кабеля (при экспорте в Японию).

Кроме того, для экспорта электроэнергии в страны АТР предлагаются Усть-Юдомская ГЭС и Нижнемайская (контррегулятор) ГЭС, расположенные в Усть-Майском районе Республики Саха (Якутия) на р. Мая.

В схеме использования гидроэнергетических ресурсов пограничного участка р. Амур 1995 г. в качестве первоочередного объекта рекомендовался Хинганский гидроузел, створ которого намечен в 400 км от Хабаровска. ГЭС будет работать на зарегулированном стоке рек Зеи и Буреи, что позволит получить при сравнительно небольших напоре (16 м) и затоплениях 1200 МВт и около 6,0 ТВтч. Китайская сторона высказывала свою заинтересованность в сооружении Хинганского гидроузла, поэтому целесообразна организация совместных с КНР работ по проектированию пограничных гидроузлов на Амуре.

Перечень ГЭС и их параметры в последующем могут уточняться по мере пересмотра концепций использования гидроэнергетического потенциала неосвоенных водотоков, новых планов между-

МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА И ГЕОПОЛИТИКА: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

народного сотрудничества с сопредельными государствами и др.

Восточная Сибирь. Основные неиспользованные гидроэнергетические ресурсы региона для экспорта электроэнергии сосредоточены на р. Енисей и его притоке Нижняя Тунгуска, реках Ангара, Витим, Мамакан, Шилка [6].

Объектами, ориентированными на экспорт электроэнергии в Китай и Монголию по линиям постоянного тока, рассматриваются Эвенкийская ГЭС с контррегулятором (вторая очередь), Тувинская, Шивелигская, Шуйская и Буренская ГЭС на верхнем Енисее суммарной мощностью более 9,2 ГВт и выработкой электроэнергии около 40 ТВт·ч.

Эвенкийская ГЭС с контррегулятором. На притоке нижнего Енисея р. Нижняя Тунгуска находится наиболее значительный перспективный гидроэнергетический объект не только региона, но и России – Эвенкийская ГЭС мощностью 12000 МВт, выработкой электроэнергии 47,5 ТВт·ч и контррегулятором мощностью 815 МВт и выработкой 3,8 ТВт·ч.

Энергию и мощность Эвенкийской ГЭС (первая очередь 6000 МВт) предполагается использовать в ОЭС европейской части России (возможно для экспорта в Европу) для чего потребуются сооружение ЛЭП постоянного тока с напряжением +750 кВ протяженностью 2200 км до ОЭС Урала. Вторая очередь в объеме 6000 МВт предполагается для поставок электроэнергии в Китай и Монголию по двум ЛЭП напряжением ±750 кВ протяженностью 1900 и 2700 км.

В качестве перспективных для экспорта электроэнергии ПЭС могут быть рассмотрены следующие станции: Пенжинская, Мезенская и Тугурская. Реализация энергоотдачи ПЭС – одна из основных проблем реализации проектов ПЭС в России. Данная проблема возникает из-за неравномерности работы станций в течение суток и большими значениями установленной мощности. Для выравнивания энергоотдачи ПЭС в энергосистеме требуется наличие высокоманевренных источников энергии суммарной мощностью сопоставимой с установленной мощностью ПЭС.

Следует отметить, что принимая решение о сооружении того или иного гидроэнергетического объекта из указанных выше, требуется

технико-экономическое обоснование эффективности его использования как в экспортном направлении, так и для покрытия внутреннего электропотребления.

Выводы

В настоящее время в Евразии, и особенно в ее северо-восточной части, существуют благоприятные энергетические предпосылки для создания межгосударственных электрических связей и объединений (энергомостов).

На Восточном экономическом форуме (ВЭФ), который состоялся во Владивостоке 2-3 сентября 2016 г., Президент России В.В. Путин предложил создать межправительственную рабочую группу по развитию проекта «Азиатского суперэнергокольца» [9].

В марте 2016 г. «Россети», японская Softbank, государственная электросетевая корпорация Китая и южнокорейская КЕРСО подписали в Пекине меморандум о совместном продвижении взаимосвязанной электрической энергосистемы, охватывающей Северо-Восточную Азию. Проект предполагает поставку электроэнергии из РФ в Японию в объеме до 2 ГВт на первоначальном этапе. Мощность системы может составить 5 ГВт [14].

Вводы мощностей ГЭС, которые заложены в перспективной реализации новой Программы развития гидроэнергетики [6] на территории Российской Федерации, создадут предпосылки к продаже электроэнергии и мощности на экспорт. Возможность использования конкурентных преимуществ электроэнергии ГЭС позволит оптимизировать не только региональные, но и экспортные рынки электроэнергии. Прямой социальный аспект проектов ГЭС состоит в расширении занятости населения при строительстве и эксплуатации ГЭС. После завершения строительства ГЭС – в увеличении рабочих мест на предприятиях развивающейся конкурентоспособной и экспортно-ориентированной местной промышленности и транспортной инфраструктуры. Увеличение поступлений в местный бюджет налогов с новых предприятий будет способствовать созданию привлекательных и комфортных условий проживания населения с учетом рекреационного обустройства заселяемой территории и водохранилищ ГЭС.

МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА И ГЕОПОЛИТИКА: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

Согласно Программе развития гидроэнергетики России до 2030 г. и на перспективу до 2050 г. первоочередными объектами гидроэнергетики в регионах Дальнего Востока для интеграции в глобальные энергетические рынки предлагаются: Иджекская (Канкунская) ГЭС с контррегулятором Нижнетимптонской, Среднеучурская ГЭС с контррегулятором Учурской, Усть-Юдомская ГЭС с контррегулятором Нижнемайской, Хинганская ГЭС суммарной мощ-

ностью 7235 МВт и выработкой электроэнергии 33,8 ТВт•ч; в регионах Восточной Сибири для интеграции в глобальные энергетические рынки предлагаются Эвенкийская ГЭС с контррегулятором (вторая очередь), Тувинская с контррегулятором Шивелигская ГЭС на р. Б. Енисей, Шуйская с контррегулятором Буренская ГЭС на М. Енисее суммарной мощностью более 9,2 ГВт и выработкой электроэнергии около 40 ТВт•ч.

ЛИТЕРАТУРА

1. Belyaev L.S., Voropaj N.I., Podkoyal'nikov S.V., Shutov G.V. *Problems concerning the formation of the interstate power pool in Eastern Asia // ELECTRICITY*. 1998. № 2. С. 15-21.
2. Voropai N.I., Podkoyalnikov S.V. *Electric power cooperation and trading in Asia Pacific Region: Russian view Asia Pacific Energy Research Centre (APEREC)*, 2013. 1-19 с.
3. Беллендир Е.Н., Ваксова Е.И., Тулянкин С.В. *Невостребованный экономический гидропотенциал России // Энергетическая политика*. 2016. № 1. С. 50-57.
4. Беляев Л.С., Воропай Н.И., Марченко О.В., Подковальников С.В., Савельев В.А., Соломин С.В., Чудинова Л.Ю. *Электроэнергетическая интеграция России в Евразийское пространство: условия и роль гидроэнергетических ресурсов // Энергетическая политика*. 2016. № 1. С. 26-36.
5. Беляев Л.С., Подковальников С.В., Савельев В.А., Чудинова Л.Ю. *Перспективы использования возобновляемых гидравлических ресурсов Восточной России и Северо-Восточной Азии*. Иркутск: VI Международная конференция АЕС-2008. *Энергетическая кооперация в Азии: прогнозы и реальность*. Сб. науч. трудов, 2008.
6. Богуш Б.Б., Хазиахметов Р.М., Бушуев В.В., Беллендир Е.Н., Подковальников С.В., Воропай Н.И., Ваксова Е.И., Чемоданов В.И. *Основные положения Программы развития гидроэнергетики России до 2030 года и на перспективу до 2050 года // Энергетическая политика*. 2016. № 1. С. 3-19.
7. Бушуев В.В. *Роль гидроэнергетики в формировании ресурсной базы и энергетической инфраструктуры Евразии*. НП «Гидроэнергетика России» – V Всероссийское совещание гидроэнергетиков. Тезисы докладов. Санкт-Петербург, 28-29 ноября 2013 г. М.: РА-Ильф, 2013. С. 50-51.
8. Воропай Н.И., Подковальников С.В. *Исследование формирования электроэнергетического объединения и обмена электроемкой продукцией и услугами в Северо-Восточной Азии*. Иркутск, 2013.
9. Комраков А. *Азиатское энергокольцо пошло на 18-й круг // Экономика. Независимая газета*. URL: http://www.ng.ru/economics/2016-09-05/4_energy.html.
10. Соловьев Д.А. *Проблемы и перспективы интеграции гидроэнергетических ресурсов России в глобальные электроэнергетические рынки Евразии // Энергетическая политика*. 2014. № 3. С. 33-39.
11. *World Atlas and Industry Guide – Hydropower & DAMS London: The International Journal on Hydropower and Dams – Aqua-Media International Ltd*, 2014.
12. *Программа развития гидроэнергетики России до 2030 года и на перспективу до 2050 года (Отчет о НИР по лоту № 1-ИА-2014-ДНТР ПАО «РусГидро»)*. М., 2015.
13. *Исследование и разработка проекта интеграции гидроэнергетических ресурсов России в глобальные электроэнергетические рынки (Отчет о НИР по лоту № 2-ИА-2014-ДНТР ПАО «РусГидро»)*. М., 2015.
14. *Предварительные расчеты Азиатского энергокольца будут сделаны до конца года, – Россети – BigpowerNews // Россети*. URL: <http://www.bigpowernews.ru/markets/document71127.phtml>.

Поступила в редакцию
10.11.2016 г.

E.I. Vaksova, S.V. Podkovalnikov, D.A. Solovjov, V.V. Timatkov²

**THE ROLE OF THE RUSSIAN HYDROPOWER RESOURCES IN
THE PERSPECTIVE DEVELOPMENT OF THE INFRASTRUCTURE
NETWORK AND ENERGY MARKETS OF EURASIA**

The paper considers the possibility of perspective involvement of Russian hydropower resources in the development of infrastructure networks and energy markets of Eurasia.

Key words: hydropower, water power resources, water resources, energy markets of Eurasia.

² Evgenia I. Vaksova – Chief of department of perspective projects of JSC «Institute «The Hydroproject», *e-mail:* oeipe@mail.ru;
Sergey V. Podkovalnikov – Head of laboratory, ISEM SB RAS, PhD in Engineering, *e-mail:* spodkovalnikov@isem.irk.ru;
Dmitry A. Solovjov – Senior researcher, Joint Institute for High Temperatures (JIHT), Russian Academy of Sciences (RAS), PhD, *e-mail:* solovev@guies.ru;
Vasilij V. Timatkov – Senior researcher, Joint Institute for High Temperatures (JIHT), Russian Academy of Sciences (RAS), PhD in Engineering, *e-mail:* timatkov@guies.ru

**ПЕРЕЧЕНЬ СТАТЕЙ, ОПУБЛИКОВАННЫХ
В ЖУРНАЛЕ «ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА» В 2016 ГОДУ**

Авторы, названия статей	Номер выпуска
ГИДРОЭНЕРГЕТИКА XXI ВЕКА: РОССИЯ И МИРОВАЯ ИНТЕГРАЦИЯ	
<i>Б.Б. Богуш, Р.М. Хазиахметов, В.В. Бушуев, Н.И. Вороний, Е.Н. Беллендир, Е.И. Ваксова, В.И. Чемоданов, С.В. Подковальников.</i> Основные положения Программы развития гидроэнергетики России до 2030 года и на перспективу до 2050 года	1
<i>В.А. Баринов, В.А. Исаев, Н.В. Лисицын, А.С. Маневич, Ю.В. Усачев.</i> Развитие электроэнергетики, обеспечивающей энергетическую поддержку развивающейся экономике Сибири и Дальнего Востока	1
<i>Л.С. Беляев, Н.И. Вороний, О.В. Марченко, С.В. Подковальников, В.А. Савельев, С.В. Соломин, Л.Ю. Чудинова.</i> Электроэнергетическая интеграция России в Евразийское пространство: условия и роль гидроэнергетических ресурсов	1
<i>Б.Г. Санеев, А.Г. Корнеев, Г.В. Агафонов.</i> Оценка регионального спроса на электроэнергию в зонах строительства новых ГЭС в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке	1
<i>Е.Н. Беллендир, Е.И. Ваксова, С.В. Тулянкин.</i> Невостребованный экономический гидропотенциал России	1
<i>В.В. Первухин.</i> Роль и место международных интеграционных проектов в развитии мировой электроэнергетики	1
<i>В.И. Чемоданов, Р.К. Адамоков, О.С. Карпова.</i> Обзор российских и зарубежных проектов энергетических мостов с учетом перспектив развития гидроэнергетики	1
<i>В.С. Голубев, А.М. Тарко.</i> Водный капитал: Россия и страны мира	1
<i>Д.А. Соловьев.</i> Мировой рынок водных ресурсов: экономические предпосылки и роль России	1
НЕФТЬ В ГЛОБАЛЬНОМ И НАЦИОНАЛЬНОМ АСПЕКТЕ	
<i>А.В. Новак, А.В. Дворкович, Э. Дель Пино, В.Ю. Алекперов, А.Н. Шохин, И.Д. Хатчер, А.Л. Корсик.</i> Россия и центры энергетического влияния: диверсификация в условиях жесткой конкуренции	2
<i>А.М. Мастепанов.</i> Ситуация на мировом нефтяном рынке: некоторые оценки и прогнозы	2
<i>В.В. Саенко.</i> О перспективах развития нефтяной отрасли России на период до 2035 года	2
<i>А.И. Громов.</i> Стратегический вектор развития российской нефтяной отрасли	2
<i>А.Э. Конторович, Л.В. Эдер, И.В. Филимонова, М.В. Мишенин.</i> Роль уникальных и крупных месторождений в нефтяной промышленности России: ретроспектива, современное состояние, прогноз	2
<i>В.А. Крюков, А.Н. Токарев.</i> Развитие организационных форм и структур как необходимое условие стабилизации добычи нефти в Западной Сибири	2
<i>Г.И. Шмаль.</i> Служим интересам нефтегазового комплекса	2
<i>М.М. Козеняшева.</i> Особенности экономической деятельности и проблемы развития независимых нефтяных компаний России	2

Авторы, названия статей	Номер выпуска
<i>О.В. Ягова.</i> Проблемы становления ESPO Blend как эталонного сорта нефти	2
<i>Г.Д. Маргулов.</i> Патриотизм и забота о славе и величии Родины. К 105-летию Н.К. Байбакова	2
ТЭК XXI ВЕКА: ТЕНДЕНЦИИ И ПРОГНОЗЫ	
<i>Ю.К. Шафраник.</i> Глобальные энергетические изменения и Россия. Новая карта мирового энергетического пространства	3
<i>А.И. Кулапин.</i> Энергетика будущего – стратегический и инновационный императив развития российского ТЭК	3
<i>В.В. Бушуев.</i> Энергоинформационные системы как основа неоиндустриальной и социогуманитарной цивилизации	3
<i>Н.Д. Розалев.</i> Человеческий капитал – основа инновационного развития российской энергетики	3
<i>Ю.В. Сняк.</i> Влияние климатических рисков на темпы и структуру развития российского ТЭК в первой половине XXI века	3
<i>С.И. Мельникова, Н.В. Трошина.</i> Среднесрочные перспективы вхождения новых СПГ-производств на ключевые рынки в условиях низкой ценовой конъюнктуры	3
<i>К.С. Дегтярев, А.М. Залиханов, А.А. Соловьев, Д.А. Соловьев.</i> План ГОЭЛРО и возобновляемые источники энергии	3
<i>Б.Г. Сангеев, И.Ю. Иванова, Т.Ф. Тугузова.</i> Развитие возобновляемой энергетики на востоке России в первой половине XXI века на фоне общероссийских тенденций	3
<i>Е.П. Грабчак, Е.А. Медведева, К.П. Голованов.</i> Импортозамещение – драйвер развития или вынужденная мера?	3
<i>В.В. Тиматков.</i> Электромобиль – предвестник грядущего электрического мира	3
<i>С.З. Жизнин, В.М. Тимохов.</i> Перспективы международного сотрудничества в развитии термоядерной энергетики. Экономические и экологические аспекты	3
СТРАТЕГИЧЕСКИЙ ИМПЕРАТИВ РОССИЙСКОГО ТЭКа	
<i>В.И. Матвиенко, А.В. Новак, С.Е. Донской.</i> Приветствия гостям и участникам форума «ТЭК России в XXI веке»	4
<i>С.И. Крылосов.</i> В поисках нового стратегического императива	4
<i>В.А. Голубев.</i> Основные направления развития газовой отрасли РФ	4
<i>А.М. Белогорьев.</i> Тернистый путь ЕАЭС к общему рынку газа	4
<i>С.В. Люгай.</i> Расширение использования природного газа в качестве моторного топлива на основе СПГ-технологий	4
<i>В.П. Зайцев.</i> Возможности использования различных газомоторных топлив в авиации	4
<i>Н.Б. Пыстина.</i> Разработка комплекса мер по переходу нефтегазовых компаний на внедрение и использование НДТ	4
<i>А.С. Сигов, В.Ф. Матюхин, В.М. Мельников.</i> Космические солнечные лазерные электростанции для энергоснабжения северных регионов России	4
<i>В.В. Дорофеев.</i> Основные условия для создания интеллектуальной энергетики России	4
<i>Е.В. Окишева.</i> Разработка и внедрение технологий интеллектуальных распределительных электрических сетей	4

Авторы, названия статей	Номер выпуска
<i>А.В. Конев.</i> Система энергоменеджмента как инструмент повышения операционной эффективности и снижения издержек.	4
<i>С.Б. Сиваев.</i> Минимизация инвестиционных рисков в концессиях коммунальной энергетики	4
ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ РЕГИОНОВ РОССИИ: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ	
<i>А.М. Мастепанов.</i> Проблемы и перспективы территориального развития России	5
<i>Б.Г. Санеев, А.Д. Соколов, С.Ю. Музычук, Р.И. Музычук.</i> Энергоэкономический анализ существующего состояния региональных топливно-энергетических комплексов востока России	5
<i>А.В. Лагерева, В.Н. Ханаева.</i> Роль азиатских регионов России в ТЭК страны в долгосрочной перспективе	5
<i>Л.В. Чайка.</i> Региональное управление развитием систем энергоснабжения европейского Севера России	5
<i>Д.А. Соловьев, М.О. Моргунова.</i> Энергоснабжение российской Арктики: углеводороды или ВИЭ?	5
<i>В.Р. Куушкина.</i> Специфика анализа автономных систем энергоснабжения Севера	5
<i>В.В. Дудников.</i> Оценка природного потенциала Волгоградской области в ТЭК для повышения экологической безопасности	5
<i>И.А. Соловьева, А.П. Дзюба.</i> Исследование динамики электропотребления на региональном уровне по показателям волатильности спроса	5
<i>А.Е. Ерастов, О.В. Новикова.</i> Анализ влияния географических особенностей регионов на уровень расходов энергоресурсов на транспортные нужды как составной части энергоёмкости валового регионального продукта	5
<i>О.В. Мазурова.</i> Оценка рыночного спроса на энергоносители для промышленных потребителей в регионе в условиях роста неопределенности будущих периодов	5
<i>Л.Г. Матвеева, О.А. Чернова.</i> Проблемы повышения инвестиционной привлекательности предприятий электроэнергетики в современных условиях	5
<i>И.Ю. Золотова.</i> Прогнозирование розничных цен на электроэнергию: учет региональных особенностей ценообразования на примере регионов Южного федерального округа	5
МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА И ГЕОПОЛИТИКА: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ	
<i>Ю.К. Шафраник.</i> Многополярный энергетический мир современности: состояние и тенденции	6
<i>В.В. Бушуев, А.М. Мастепанов, В.В. Первухин.</i> Перемены в энергетической картине мира в контексте международного сотрудничества. К итогам саммита Россия – Азербайджан – Иран	6
<i>А.А. Галкина, Д.А. Грушевенко, В.А. Кулагин, И.Ю. Миронова, Т.А. Митрова.</i> Перспективы развития мировых рынков углеводородов в период до 2040 года и их влияние на российский топливно-энергетический комплекс	6

Авторы, названия статей	Номер выпуска
<i>Т.А. Романова.</i> Энергетический союз ЕС и его последствия для России	6
<i>В.И. Салыгин, И.А. Гулиев, Р.К. Мустафинов.</i> Энергетическая политика ЕС в сферах инноваций и снижения энергозависимости	6
<i>Ю.В. Черняховская, И.А. Гулиев.</i> Атомная энергетика в контексте энергетической политики и практики Европы	6
<i>А.И. Громов.</i> Ключевые драйверы, вызовы и неопределенности развития мирового нефтяного рынка в ближайшей и среднесрочной перспективе	6
<i>Н.А. Иванов.</i> Ресурсная неопределенность сланцевой добычи	6
<i>Е.В. Ершова.</i> Изменения в международных СПГ-контрактах как отражение рыночной конъюнктуры	6
<i>И.Ю. Золотова, В.С. Минкова, В.А. Карле.</i> Методы регулирующего стимулирования в электросетевом комплексе: европейский опыт	6
<i>К.А. Корнеев, С.П. Попов.</i> Формирование конкурентных электроэнергетических рынков в Японии и России: этапы и механизмы	6
<i>Н.И. Воронин, В.А. Стенников, Б. Бат-Эрдэнэ, С. Батмунх.</i> Некоторые вопросы стратегии развития электроэнергетики Монголии	6
<i>Д.А. Соловьев, В.В. Тиматков.</i> Роль гидроэнергетических ресурсов России в перспективном развитии инфраструктурной сети и энергетических рынков Евразии	6

ПРАВИЛА ОФОРМЛЕНИЯ СТАТЕЙ

1. На первой странице статьи необходимо указать: индекс УДК (над заголовком статьи слева), имя, отчество, фамилию автора, название статьи. В статье должна быть аннотация — не более 400–600 печатных знаков с пробелами и перечень ключевых слов (5-6).

2. Статьи должны быть структурированы. Рекомендуется стандартная рубрикация разделов: введение, постановка проблемы (задачи исследования); основная часть — обсуждение проблемы; заключение (выводы).

Текст предоставляется в распечатанном виде и на электронном носителе. Текст должен быть распечатан шрифтом Times New Roman, 12 кегля, через 1,5 интервала, с полями по 2 см сверху, снизу, слева и справа. Страницы должны быть пронумерованы снизу справа. Объем статьи — 10–15 стандартных страниц (не более 30 тыс. знаков с пробелами) и 2–3 рисунка (сюда же входят таблицы и список литературы).

3. Таблицы предоставляются в тексте статьи, через 1,5 интервала, кегль 11.

4. Нумерация формул (сплошная по всей статье) указывается в скобках (в порядке возрастания) цифрами (1, 2 и т.д.) с правой стороны (в правый край набора).

5. Иллюстрации предоставляются в тексте статьи в электронном виде. На рисунках нужно избегать лишних деталей и надписей (надписи необходимо заменять цифрами или буквами, разъяснение которых дается в подрисуночных подписях или в тексте). Линии на рисунках должны быть четкими (5–6 рix), ширина рисунков не должна превышать 140 мм, высота — 200 мм. Шрифт буквенных и цифровых обозначений на рисунке — Times New Roman (9–10 кегль). Рисунки должны быть черно-белыми, с разными типами штриховки (с размером шага, позволяющим дальнейшее уменьшение).

6. Подрисуночные подписи предоставляются в тексте статьи, через 1,5 интервала, кегль 12.

7. Список литературы приводится в конце статьи, имеет сплошную нумерацию арабскими цифрами. По тексту статьи даются ссылки на номер в квадратных скобках: [1]. Библиографическое описание дается в следующем порядке: фамилия, инициалы автора (авторов), полное название монографии, место издания, издательство, год издания; для периодических изданий — фамилии, инициалы авторов, название статьи, название журнала, год выпуска, том, номер, страницы.

8. После списка литературы необходимо указать сведения об авторе (авторах): должность, ученую степень, звание, e-mail (если нет — контактный телефон).

9. Рукописи авторам не возвращаются.

10. Плата за публикации не взимается.

Благодарим за соблюдение наших правил и рекомендаций

