ИННОВАЦИОННЫЕ МЕТОДЫ ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЙ В РАЗВИТИИ ПРЕДПРИЯТИЙ И ОТРАСЛЕЙ

УДК 336.85.41

JEL G38

DOI: 10.17213/2312-6469-2019-4-96-105

АНАЛИЗ РИСКОВ РЕАЛИЗАЦИИ ГАЗОВЫХ ПРОЕКТОВ РОССИИ В УСЛОВИЯХ ЦИФРОВОЙ ТРАНСФОРМАЦИИ ЭНЕРГОСИСТЕМ СТРАН-ПАРТНЕРОВ¹

© С.В. Ратнер*, М.Р. Бырка** 2019

**Институт проблем управления им. В.А. Трапезникова Российской
академии наук, г. Москва, Россия*

***Российский университет дружбы народов, г. Москва, Россия*

Актуальность темы данного исследования определяется тем, что возобновляемая энергетика играет все более значимую роль в энергобалансе большинства индустриально развитых стран мира, а в перспективе предполагается переход к массовому внедрению технологий возобновляемой энергетики в мировую энергетическую систему и, как следствие, частичный отказ от углеводородных источников энергии. Цифровизация электросетей дает возможность для расширенной интеграции генерирующих мощностей на основе возобновляемых источников энергии в единую энергосистему и повышения уровня проникновения возобновляемой энергетики в энергобаланс. Для российской экономики, которая до сих пор имеет высокую степень зависимости от экспорта углеводородов, такая перспектива создает определенные угрозы и риски, которые должны учитываться при стратегическом планировании развития нефтегазового комплекса, в частности, при реализации крупных газовых проектов. И, хотя, использование природного газа не ограничивается только энергетикой и риски полного отказа от него минимальны, нарастающие политические и экономические конфликты вокруг газовых проектов России, привлекают дополнительное внимание к данной теме и требуют детального изучения реальных и формируемых технико-технологических возможностей стран-экспортеров российского газа по обеспечению своего энергопотребления альтернативными способами.

Ключевые слова: цифровые технологии, интеллектуальные сети, возобновляемая энергетика, экспорт природного газа, анализ рисков, прогноз.

¹Работа выполнена при поддержке экономического факультета Российского Университета Дружбы Народов (РУДН), тема № 060323-0-000.

RUSSIA'S GAS PROJECTS RISKS AND DIGITAL TRANSFORMATION OF ENERGY SYSTEMS OF PARTNERS COUNTRIES

© S.V. Ratner, M.R. Byrka 2019

*V.A. Trapeznikov Institute of Control Sciences Russian Academy of Sciences,
Moscow, Russia
Peoples' Friendship University of Russia, Moscow, Russia*

The importance of the topic of this study is determined by the fact that renewable energy plays an increasingly important role in the energy balance of most of the industrialized countries of the world, and in the future it is planned to switch to mass adoption of renewable energy technologies in the global energy system and, as a result, a partial rejection of hydrocarbon energy sources. Digitalization of power grids provides an opportunity for the expanded integration of generating capacities based on renewable energy sources into a united power grid and increasing the level of penetration of renewable energy into the energy balance. For the Russian economy, which still has a high degree of dependence on hydrocarbon exports, this prospect creates certain threats and risks that must be taken into account in strategic planning of the development of the oil and gas complex, in particular, in the implementation of large gas projects. And, although the use of natural gas is not limited only to energy and the risks of completely abandoning it are minimal, the growing political and economic conflicts around gas projects in Russia attract additional attention to this topic and require a detailed study of the real and emerging technical and technological capabilities of exporting countries in Russia gas to ensure its energy consumption in alternative ways.

Key words: digital technologies, smart grids, renewable energy, natural gas exports, risk analysis, forecast.

Введение

Экспорт углеводородов, в частности, природного газа, остается одним из важнейших источников доходов для экономики России. В период в 2000 по 2018 гг. экспорт природного газа вырос с 130 млрд. куб.м. до 200 млрд.куб.м., т.е. более, чем в полтора раза. Крупнейшими потребителями российского газа являются Германия (58,5 млрд. куб.м), Турция (23,96 млрд. куб.м.), Италия (22,7 млрд. куб.м.), Великобритания (14,26 млрд. куб.м.), Франция (12,92 млрд. куб.м.) и Австрия (12,31 млрд. куб.м.). В совокупности эти страны потребляют более 70% всего экспортируемого российского газа.

На различных стадиях реализации находятся в настоящее несколько крупных газовых проектов, которые, по расчетам инициаторов, позволят увеличить экспорт российского газа на европейском направлении, а также диверсифицировать его поставки за счет развития новых направлений. К наиболее известным проектам относятся «Северный поток-2», общей стоимостью около 40 млрд. евро и проектной мощностью 55 млрд. куб.м. газа в год и «Сила Сибири», общей стоимостью более 1 трл. рублей и проектной мощностью 38 млрд. куб.м. газа в год (<https://www.gazprom.ru/projects/power-of-siberia/>).

В среднем по миру самый высокий спрос на природный газ существует в промышленной, транспортной отраслях, сельском хозяйстве и сфере услуг. Суммарными лидерами по потреблению являются электроэнергетический и бытовой сектора – совокупно 77% от общего объема потребления. Промышленность использует только 10% от мирового потребления. Согласно долгосрочному прогнозу Международной ассоциации «CEDIGAZ», спрос на газ в мире будет ежегодно расти на 1,6%, как минимум, до 2030 года. Главным движущим звеном будет увеличение спроса на природный газ в электроэнергетике европейских стран за счет отказа от угля, а также в развивающихся странах, которые пока обладают собственными запасами, но в будущем могут подойти к их истощению [1]. Такого рода прогнозы вселяют оптимизм и подталкивают страны-экспортеры природного газа к разработке новых газовых проектов, в том числе, и сложных по своим условиям доступа и разработки (сланцевые, шельфовые проекты, разработка месторождений при критически низких температурах и т.д.) и требующих гигантских объемов инвестиций. Риски сокращения спроса на газ за счет развития возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в таких прогнозах признаются незначительными, несмотря на то, что в последние 5 лет прирост мощностей ВИЭ по всему миру опережает прирост мощностей других типов электрогенерации, в том числе, мощностей газовой электрогенерации [2]. При построении таких прогнозов также из виду упускаются нарастающие тенденции цифровизации энергосистем все большего количества развитых стран, которые позволяют существенно повысить энергоэффективность электрогенерации, увеличить коэффициент использования установленных мощностей (КИУМ), снизив тем самым спрос на них и повысить эффективность использования ВИЭ [3].

Так, например, результаты анализа ряда пилотных европейских и американских проектов по внедрению интеллектуальных сетей, представленные в работах [3-5], позволяют ожидать повышение КИУМ в энергосистеме в среднем на 10-15%, а в некоторых случаях – до 20%. Это означает, что потребность в генерирующих мощностях сокращается в среднем на 10-15%, позволяя тем самым произвести ускоренный вывод из эксплуатации низкоэффективных или неудовлетворяющих экологическим требованиям генерирующих источников. Кроме того, внедрение интеллектуальных сетей позволяет в среднем снизить общее энергопотребление на 2-3% [3]. Еще один ожидаемый результат внедрения интеллектуальных сетей – это развитие микрогенерации на основе ВИЭ и расширение возможностей подключения ВИЭ к общей сети, что позволяет существенно увеличить максимально возможный уровень проникновения возобновляемой энергии в общий электробаланс [6]. Все это в совокупности может существенным образом повлиять на сложившиеся к настоящему моменту тенденции в мировой электроэнергетике и снизить спрос на традиционные углеводород-

ные источники, в том числе, природный газ. В данном контексте риски газовых проектов России требуют более тщательного анализа.

Целью настоящей работы является прогнозирование доли газа и ВИЭ на период до 2030 года в электробалансе Германии, Турции, Италии и Китая, как стран – основных партнеров по реализации газовых проектов России. В качестве ВИЭ рассматривались только солнечная и ветровая генерация, как наиболее динамично развивающиеся и коммерчески зрелые технологии.

Материалы и методы

Прогнозирование доли каждого из интересующих нас источников (солнечная и ветровая энергетика) в электробалансе той или иной страны и общего объема производства электроэнергии в изучаемой стране осуществлялось методом экстраполяции трендов, построенных по данным Мирового Энергетического Агентства за 1990 по 2016 гг. [7]. При этом при выборе вида тренда учитывались не только качество аппроксимации данных на известном участке временного ряда (коэффициент качества аппроксимации R^2), но и основные положения теории технологического развития, позволяющие предположить для развитых стран логарифмический (или близкий к нему по виду) тренд для экстраполяции роста спроса на электроэнергию и развития ВИЭ, а для Китая (как страны с быстроразвивающейся экономикой) – степенной или близкий к нему по виду (рис. 1).

Далее прогноз осуществлялся по двум сценариям: первый сценарий предполагал рост объемов электрогенерации в каждой стране, обусловленный развитием экономики (незначительное влияние процессов цифровизации энергосистемы на спрос), тогда как второй сценарий предполагал сохранение объемов генерации электроэнергии на текущем уровне.

Рис. 1. Пример выбора вида тренда по критериям качества аппроксимации и соответствия основным положениям теории технологического развития (данные по росту объема генерации электроэнергии в Италии в период с 1990 по 2016 гг.)

Таким образом, второй сценарий предполагает значительное влияние процессов цифровизации, отражающееся в повышении КИУМ наиболее эффективных генерирующих мощностей, выводе из эксплуатации угольных генерирующих мощностей, как наименее экологически эффективных и создании рисков частичного вытеснения газовых электрогенерирующих мощностей возобновляемыми источниками энергии. Вид трендов, использованных для построения прогнозов, представлен в табл. 1.

Результаты

Прогнозы, сделанные по трендам, представленными в табл. 1, показывают, что согласно первому сценарию доля солнечной и ветровой электрогенерации в электробалансе Германии составит к 2030 году 40,25% или в абсолютном выражении 269 222 ГВт·час (рис. 2). Учитывая, что доля угольной генерации в настоящее время в этой стране составляет 42,09% (или 273196 ГВт·час), это позволит сократить объем угольной генерации до 140366 ГВт·час по первому сценарию (почти в 2 раза по сравнению с текущим уровнем) и до 120670 по второму (в 2,3 раза). Однако при возникновении геополитических противоречий, могут быть частично выведены из эксплуатации и газовые электростанции, доля которых в электробалансе Германии в настоящее время составляет 12,68% (производительность 82294 ГВт·час). Согласно первому сценарию доля солнечной и ветровой электрогенерации в электробалансе Италии составит к 2030 году 16,57% (или в абсолютном выражении 53 384,7 ГВт·час), по второму сценарию – 18,42%.

Согласно первому сценарию доля солнечной и ветровой электрогенерации в электробалансе Италии составит к 2030 году 16,57% (или в абсолютном выражении 53 384,7 ГВт·час), по второму сценарию – 18,42%.

Таблица 1

Виды трендов, выбранные для построения прогнозов роста объемов генерации ВИЭ и общего объема электрогенерации для стран – партнеров России по реализации газовых проектов

Страна	Вид тренда роста объемов ветровой генерации	Вид тренда роста объемов солнечной генерации	Вид тренда роста объемов электрогенерации из всех видов источников
Германия	$Y=17268\ln(t)+42115$	$Y=11263\ln(t)+19295$	$Y=18298(t)+614269$
Италия	$Y=3700,3\ln(t)+10254$	$Y=6465,4\ln(t)+12677$	$Y=38,635\ln(t)+204,55$
Турция	$Y=346,07t^2-356,53t+4970,6$	$Y=88,446t^2-453,01t+453,1$	$Y=879,61t^2+2521,2t+227368$
Китай	$Y=31941t+35944$	$Y=14066*t-20290$	$Y=295225t+4000000$

Рис. 2. Прогноз структуры энергобаланса Германии в 2030 году по двум сценариям

Источник: расчеты авторов.

Учитывая, что для угольной генерации в настоящее время составляет в Италии 14,68% (или 38403 ГВт·час), это позволит вывести из эксплуатации 13592 ГВт·час угольной генерации (сократить в 1,54 раза) только по второму сценарию. В случае роста спроса на электроэнергию (первый сценарий) можно ожидать увеличение спроса на газовую генерацию на 18815 ГВт·час и сохранении объемов угольной генерации на текущем уровне (рис. 3).

По первому сценарию доля ВИЭ в электробалансе Турции к 2030 году составит 25,89% (в абсолютном выражении 163039 ГВт·час), по второму – 59,41%. С учетом того, что в настоящее время для угольной электрогенерации в Турции составляет 33,63% (или 92273 ГВт·час), можно ожидать, что она сохранится по первому сценарию на том же уровне, а по второму сценарию сократится до нуля (рис. 4). Кроме того, согласно первому сценарию, недостающий объем генерации может компенсироваться увеличением газовой генерации до 297975,7 ГВт·час (трехкратное увеличение), а по второму сценарию, наоборот, сокращением до 35 020 ГВт·час (снижение в 2,5 раза от текущего уровня).

Что касается Китая, то, несмотря, на высокие темпы роста солнечной и ветровой генерации, к 2030 году она составит не более 9,45% в электробалансе страны по первому сценарию, и не более 15% по второму (в абсолютном выражении 935794 ГВт·час).

Рис. 3. Прогноз структуры энергобаланса Италии в 2030 году по двум сценариям

Источник: расчеты авторов.

Рис. 4. Прогноз структуры энергобаланса Турции в 2030 году по двум сценариям

Источник: расчеты авторов.

Учитывая, что в настоящее время доля угольной электроэнергетики в Китае составляет более 68% (4266555 ГВт·час), пока ВИЭ не способны составить конкуренцию ни угольным, ни тем более газовым электростанциям в этой стране. Спрос на газ в этой стране с технологической точки зрения является огромным, а масштабы его удовлетворения могут определяться

скорее объемами возможной государственной поддержки развития газовой генерации, нежели чисто рыночными причинами.

Таким образом, интенсивное развитие ВИЭ в сочетании с цифровизацией электросетей могут создать наиболее значимые риски для развития газовой энергетики в Германии и Турции. Причем в Германии, эти риски определяются в большей мере желанием властей сохранить достигнутый уровень энергетической безопасности, который при сокращении угольной генерации и увеличении доли газовой будет неизбежно падать. В Турции же данные риски определяются чисто технико-технологическим развитием страны, его динамикой и характером. Для дальнейшего расчета возможных объемов сокращения потребления природного газа предположим, что замещение угольной энергетики за счет развития ветровой и солнечной будет происходить в Германии не в полном объеме, а только с вероятностью 50%, причем по обоим сценариям развития цифровизации. Также предположим, что возможное увеличение доли газовой генерации в Турции для покрытия растущего спроса по сценарию I, также будет происходить с вероятностью 50% (остальные недостающие 50% генерирующих мощностей будут покрыты за счет развития других источников генерации, например, атомной или геотермальной энергетики).

Для пересчета объемов генерации электроэнергии в показатели расхода природного газа воспользуемся данными о потреблении топлива Адлерской ТЭС. Данная ТЭС была выбрана потому, что она была введена в эксплуатацию перед Олимпийскими играми в 2014 г. и из-за серьезных ограничений по экологии было установлено одно из самых современных оборудований – две газовые турбины производства Ansaldo Energia (Италия) и паровая турбина российского производителя ОАО «Калужский турбинный завод». Технология парогазового цикла, на основе которой функционирует основное оборудование Адлерской ТЭС, обеспечивает высокий КПД (52%, тогда как паровые – чуть более 30%), низкий расход топлива и снижение уровня выбросов в атмосферу в среднем на 30% в сравнении с традиционными паросиловыми установками. Согласно данным компании ОГК-2, в состав которой входит Адлерская ТЭС, расход топлива (природного газа) составляет 0,0044 млн. куб.м на 1 ГВт·час произведенной электроэнергии.

Результаты расчетов возможных сокращений/роста спроса на природный газ в Германии и Турции представлены в табл. 2.

Как видно из данных табл. 2, объемы потенциальных сокращений потребления природного газа в Германии и Турции даже при учете тенденции цифровизации электросетей и роста энергоэффективности генерации энергии являются несущественными. Однако при планировании новых проектов по расширению объемов поставок природного газа в данных направлениях они все же должны учитываться при планировании политики ценообразования и расчетах потенциальной доходности проектов.

Таблица 2

Прогноз потенциального сокращения/роста спроса на природный газ в
Германии и Турции

Расчетный параметр	Германия	Турция
Изменение спроса на электроэнергию, выработанную газовыми ТЭС, по сценарию I	-66414 ГВт·час	103374 ГВт·час
Изменение спроса на электроэнергию, выработанную газовыми ТЭС, по сценарию II	-76263 ГВт·час	-27103 ГВт·час
Изменение проса на природный газ по сценарию I	-292,2 млн. куб.м	454,9 млн. куб.м
Изменение спроса на природный газ по сценарию II	-335,6 млн. куб.м.	-119,6 млн. куб.м.

Источник: расчеты авторов.

Обсуждение полученных результатов

Для повышения точности прогнозов, полученных в данном исследовании, необходимо проведение дополнительного анализа следующих важных факторов, которые могут оказывать существенное влияние на динамику структуры электробаланса:

1. Возрастная структура генерирующих мощностей исследуемых стран. Согласно логике модернизации электроэнергетики, при наличии возможности замещения уже действующих мощностей, первыми из эксплуатации должны выводиться наиболее старые электростанции, которые, как правило, работают с использованием уже устаревших технологий, имеют низкую экономическую и экологическую эффективность.

2. Тенденции развития других инновационных видов электрогенерации – биоэнергетики, геотермальной энергетики и т.д. Несмотря на то, что в настоящее время они, как правило, занимают скромную долю в электробалансе исследуемых стран, с течением времени тенденция может измениться.

Данные факторы планируется учесть в дальнейших исследованиях авторов по обозначенной тематике. Что касается политических рисков, то их предсказуемость можно немного повысить путем постоянного мониторинга концепций и стратегий энергетической безопасности стран-партнеров, а также мониторинга динамики рынка альтернативных технологий поставки природного газа.

Литература

1. Medium and Long-Term Natural Gas Outlook 2018 // CEDIGAZ, the International Association [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.cedigaz.org/documents/2018/MLTO2018-SUMMARY-FREEDOWNLOAD.pdf>.
2. IEA, World Energy Balances and Statistics [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.iea.org/statistics/balances/>.

3. Ратнер С.В., Нижегородцев Р.М. Анализ мирового опыта реализации проектов по развертыванию интеллектуальных сетей: вопросы экономической эффективности // Теплоэнергетика. 2018. № 6. – С. 1-16.
4. Smart Grids Innovation Challenge Country Report 2017. Mission Innovation, BEIJING, 2017. P. 124.
5. Dan T. Ton, Merrill A. Smith. The US Department of Energy's Microgrid Initiative// The Electricity Journal. 2012. Vol.25.Iss.8. P.84-94.
6. Ратнер С.В. Управление качеством энергоснабжения в энергосистемах со смешанным типом генерации: организационно-экономические аспекты // Финансовая аналитика: проблемы и решения. 2016. № 19. – С. 2-6.
7. <https://www.iea.org/statistics/?country=GERMANY&year=2016&category=Key%20indicators&indicator=TPESbySource&mode=chart&dataTable=ELECTRICITYANDHEAT>.

Поступила в редакцию

05.07.2019

Ратнер Светлана Валерьевна – доктор экономических наук, ведущий научный сотрудник Института проблем управления РАН, г. Москва, Россия.

Ratner Svetlana V. – Doctor of Economics, leading research fellow V.A. Trapeznikov Institute of Control Sciences of Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia.

Бырка Марина Руслановна – студентка экономического факультета Российского университета Дружбы народов, г. Москва, Россия.

Byrka Marina R. – student of the faculty of Economics of the peoples Friendship University of Russia, Moscow, Russia.

Россия, 117997, г. Москва, ул. Профсоюзная, 65
65, str. Profsoyuznaya, Moscow, 117997, Russia
e-mail: lanarat@mail.ru
e-mail:birmarisha@mail.ru