

Тарифный подход к регулированию европейской газотранспортной системы: пример Северный поток

В.Г. ФЕТИСОВ¹ ✉, П.С. ЦВЕТКОВ¹, Йоханнес МЮЛЛЕР²

¹ Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург, Россия

² Deutsch-Russisches Institut für Energiepolitik und Energiewirtschaft, Universität Leipzig, Leipzig, Германия

✉ fetisov_v@pers.spmi.ru

Ссылка для цитирования оригинальной статьи: Fetisov, V.; Tsvetkov, P.; Müller, J. Tariff approach to regulation of the European gas transportation system: Case of Nord Stream. *Energy Reports* 2021, 7, 413-425. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2021.08.023>

Аннотация: Северный поток 2 – один из самых обсуждаемых энергетических проектов, который затрагивает экономические и политические интересы многих стран, а не только непосредственных участников. Несмотря на некоторую неопределенность, проект с большой долей вероятности будет реализован. В связи с этим важно понять, какое влияние он окажет на европейский газовый рынок. В данной статье предлагается имитационная модель для расчета общей стоимости строительства «Северного потока – 2» и определения стоимости природного газа. Сделан вывод, что «Северный поток – 2» имеет экономическое преимущество перед схемами доставки сжиженного природного газа (СПГ), стратегическую ценность для экономик стран ЕС и обеспечит стабильность поставок газа, что, несомненно, является приоритетом европейской энергетической политики.

Ключевые слова: газопровод; северный поток; газовая энергетика; морской газопровод; энергетическая безопасность; природный газ; имитационное моделирование; СПГ; природный газ, тариф.

Tariff approach to regulation of the European gas transportation system: Case of Nord Stream

Vadim G. FETISOV¹ ✉, Pavel S. TCVETKOV¹, Johannes MULLER²

¹ Saint Petersburg Mining University, Saint Petersburg, Russia

² Deutsch-Russisches Institut für Energiepolitik und Energiewirtschaft, Universität Leipzig, Leipzig, Germany

✉ fetisov_v@pers.spmi.ru

Abstract: Nord Stream 2 is one of the most discussed energy projects, which affects the economic and political interests of many countries, not only the direct participants. Despite some uncertainty, the project is highly likely to be completed. In this regard, it is important to understand what impact it will have on the European gas market. This article proposes a simulation model for calculating the total cost of construction of the Nord Stream 2 and determines the cost of natural gas. It was concluded that Nord Stream 2 has an economic advantage over liquefied natural gas (LNG) delivery schemes, a strategic value for the economies of the EU countries and will ensure the stability of gas supply, which is undoubtedly a priority for European energy policy.

Keywords: Gas pipeline; Nord Stream; Gas energy; Offshore gas pipeline; Energy security; Natural gas; Simulation modeling; LNG; Natural gas tariff.

1. Введение

Энергетическая безопасность Европы является одной из целей энергетической стратегии Европейского союза (ЕС) [1]. Хорошо функционирующий внутренний газовый рынок является лучшей гарантией безопасности поставок газа в ЕС и снижает риски перебоев в газоснабжении. Если безопасность газоснабжения одного из государств-членов находится под угрозой, существует риск того, что меры, разработанные этим государством-членом в одностороннем порядке, могут поставить под угрозу надлежащее функционирование внутреннего рынка газа и нанести ущерб газоснабжению потребителей в других государствах-членах. Для того чтобы внутренний рынок газа функционировал даже в условиях дефицита поставок газа, необходимо предусмотреть солидарность и координацию при реагировании на перебои в поставках газа.

* Перевод подготовлен для повышения интереса русскоязычной аудитории к данной статье.

© The Author(s). Published by Elsevier Ltd. This is an open access article under the CC BY license (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

© Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II (перевод), 2024.

По данным Евростата, собственная добыча природного газа в Европе к 2040 году сократится на 50 %, а возобновляемые источники энергии не смогут восполнить образовавшийся дефицит [2]. По этой причине такой газовый проект, как «Северный поток – 2», сможет укрепить энергетическую безопасность Европы и дополнить существующие маршруты новыми мощностями по поставке газа. Ресурсной базой Северный поток 2 является Бованенковское месторождение (Россия), расположенное на полуострове Ямал, запасы которого оцениваются в 4,9 трлн куб. м³ [2].

Начальный трансграничный пункт СП-2 расположен в Нарвском заливе Кингисеппского района, где он подключается к газотранспортной системе сухопутного газопровода «Северо-Европейский газопровод», который является одной из веток газопровода «Ямал-Европа». Природный газ будет транспортироваться от компрессорной станции «Славянская» (Россия) по дну Балтийского моря до города Любмин вблизи Грайфсвальда (Германия), откуда газ будет поступать в газопровод EUGAL, параллельно с газопроводом OPAL. Два – это 55 млрд м³ природного газа в год (рис. 1).



[©PJSC Gazprom]

Рис. 1. Карта маршрутов газопроводов «Северный поток 1» и «Северный поток 2»

С точки зрения реализации проекта важным является вопрос обеспечения экологической безопасности, особенно с учетом жестких требований ЕС в этой области, которые значительно превышают российские стандарты. В связи с этим компания «Норд Стрим АГ» разработала пять программ экологического мониторинга, целью которых является документирование воздействия на окружающую среду строительства и эксплуатации газопровода на территории России, Финляндии, Швеции, Дании и Германии. Как сообщается на сайте компании [3], более 20 компаний-партнеров проводят исследования в рамках этих национальных программ с целью определения фактического воздействия строительства обоих газопроводов «Северного потока» на флору и фауну Балтийского моря. Отбор проб проводится примерно в 1000 точках вдоль всего маршрута газопровода в России, Финляндии, Швеции, Дании и Германии, поскольку морской путь пересекает экономические зоны России – 118 км, Финляндии – 374 км, Швеции – 510 км, Дании – 147 км и Германии – 85 км, а также территориальные воды России, Дании и Германии [4]. В программы экологического и социального мониторинга для оценки воздействия строительства и эксплуатации газопровода на окружающую среду было инвестировано 40 млн. евро [5]. Результаты мониторинга подтверждают, что все условия, установленные для выдачи национальных разрешений странами ЕС, были выполнены [6-8].

Принимая во внимание формальное соответствие «Северного потока – 2» всем требованиям и его значимость для экономик стран ЕС, в данной статье анализируется конкурентоспособность данного проекта и поставляемого по нему природного газа в случае его запуска.

Анализируя работы, связанные с транспортировкой природного газа трубопроводным транспортом и СПГ, можно отметить, что существует концепция рассмотрения данной темы с точки зрения повышения технологической эффективности и экономического мониторинга работы европейской газотранспортной системы с точки зрения экономической выгоды для потребителя, которые описаны авторами работ [9-26]. Тем не менее, даже при наличии такого количества научных статей и предложений, данная тема остается актуальной и открытой для обсуждения энергетической безопасности Европы.

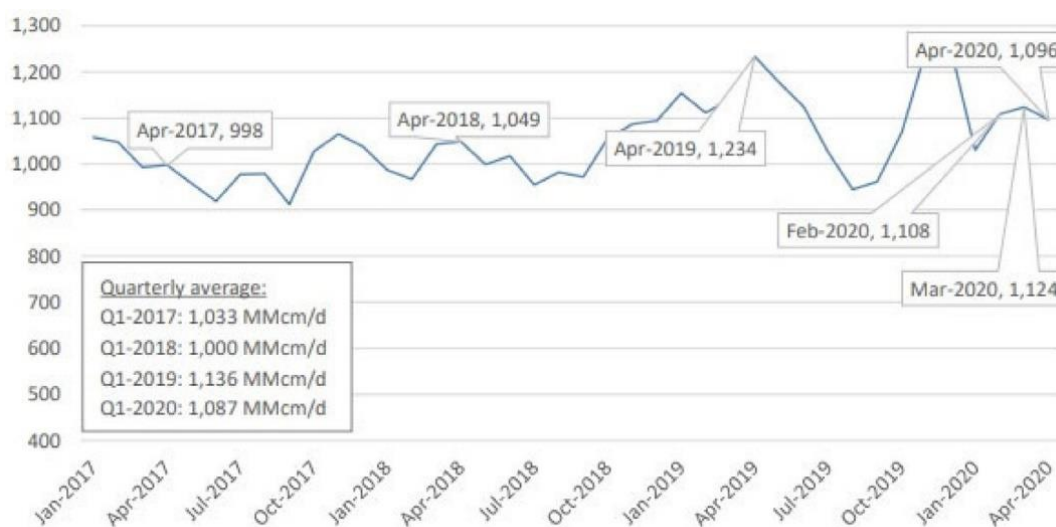
Данная статья организована следующим образом. В разделе 2 анализируются рынок СПГ и трубопроводного транспорта, рыночные предложения для европейских газовых рынков, методика расчета тарифа на транс-стоимость природного газа, сценарии спроса на газ в Европе, поставляемый по «Северному потоку» в условиях открытой конкуренции, и экономическая эффективность морского газопровода. В разделе 3 представлены результаты и обсуждение предлагаемого тарифа. В разделе 4 представлены выводы.

2. Материалы и методы

2.1. Модели газового рынка. Поставки по трубопроводам

Вычислительные модели газового рынка широко использовались при изучении структурных вопросов развития европейского газового рынка в работах [19,25-28]; Эгтинг и др. (2000). Анализ поставок природного газа в Европу также проводился с использованием моделей газового рынка в работах [22, 29, 30]; Рабочие документы по глобализации рынков природного газа. Описывая комбинированные потоки трубопроводного и СПГ в Европу в первом квартале 2020 года (1087 млн куб. м в сутки), можно сказать, что они были на 49 млн куб. м в сутки (-4 %) ниже, чем в первом квартале 2019 года (1136 млн куб. м в сутки). 24 часа – это снижение, которое во многом было обусловлено продолжением транзита российского газа через Украину и связанным с этим ростом объемов отбора газа из хранилищ, причем наибольшее влияние оказал январь 2020 года.

В апреле 2020 года суммарные потоки трубопроводного газа и СПГ сократились на 138 млн куб. м/сутки по сравнению с аналогичным периодом прошлого года (-11 %). Однако следует также отметить, что такие поставки были на 4,5 % выше, чем в апреле 2018 года (+47 млн куб. м в сутки), и на 10 % выше, чем в апреле 2017 года (+98 млн куб. м в сутки). По сравнению с февралем 2020 года совокупные потоки по трубопроводам и СПГ сократились на 12,5 млн куб. м в сутки, что на 1,4 % меньше, рис. 2.



[©Data from ENTSOG Transparency Platform and Platts LNG]

Рис. 2. Комбинированные поставки трубопроводного и СПГ в Европу в 2017-2020 годах (среднемесячное значение, млн куб. м в сутки)

В данном исследовании мы используем модель моделирования экономической стоимости газовых проектов, разработанную Чьонгом и Хоббсом [31]. Модель включает все основные производители, а также рынки потребления газа в Европе. Структура рынка, принятая в модели, выглядит следующим образом. Участниками рынка являются производители, транзитные страны, поставщики, потребители, операторы систем передачи и операторы регазификации СПГ, рис. 3.

Целью участников рынка в модели является максимизация прибыли от основной деятельности. Трубопроводы и двунаправленные сети транспортировки СПГ связывают производителей и потребителей. Поэтому производители должны заключать контракты с операторами трубопроводов и СПГ для транспортировки газа в страны-потребители. Предполагается, что производители могут использовать переговорную силу Курно против других производителей. Кроме того, мы предполагаем, что затраты на транспортировку газа по трубопроводу устанавливаются эффективно, т. е. ожидается, что операторы газотранспортной системы будут конкурентоспособными и предоставят доступ к трубопроводной инфраструктуре тем пользователям, которые больше всего ценят услуги по транспортировке.

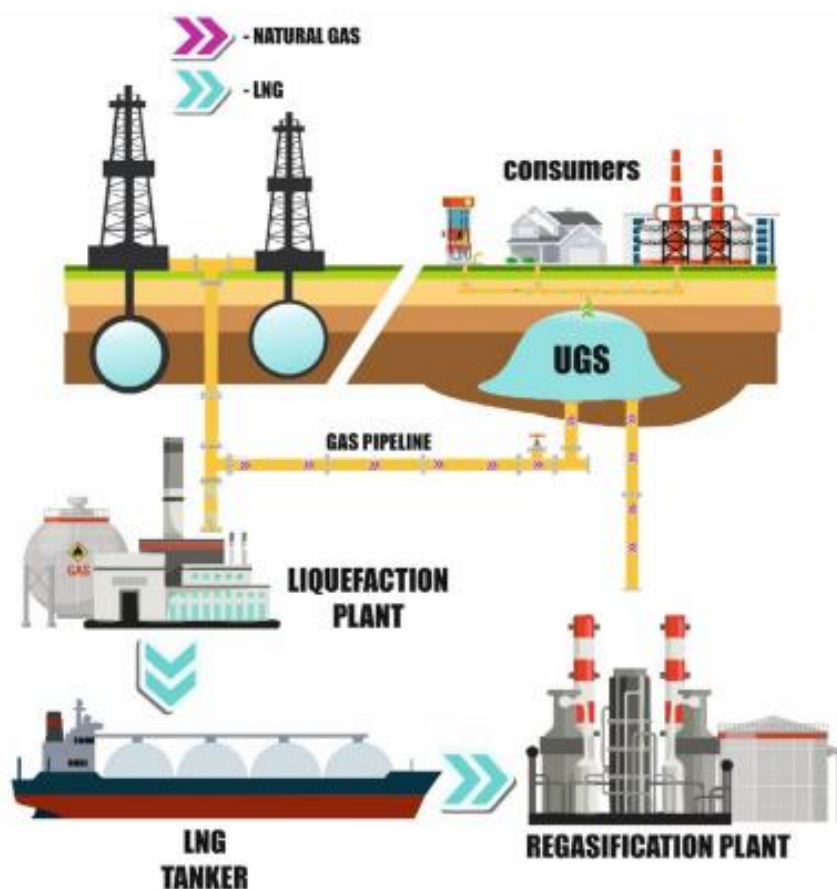


Рис. 3. Способы транспортировки природного газа

Это приведет к тому, что плата за передачу будет основываться на долгосрочных предельных затратах и надбавке за перегрузку в случае обязательного ограничения пропускной способности трубопровода.

Поведенческие допущения в отношении сжижения и регазификации СПГ аналогичны стоимости услуг по сжижению и регазификации СПГ и эффективно оцениваются независимым оператором объектов СПГ. Хотя производители могут использовать переговорную силу для манипулирования продажами поставщикам, предполагается, что производители устанавливают цены с учетом затрат на транспортировку и сжижение СПГ и услуги по регазификации. Эти допущения в отношении транспортировки и услуг СПГ согласуются с другими моделями стратегического газа, представленными в [22-24].

2.2. Модели рынка СПГ-газа

При расчете стоимости доставки природного газа в виде СПГ конечным пунктом доставки является порт отгрузки СПГ, где расположен регазификационный терминал. Значения, связанные с оценкой стоимости СПГ и трубопроводного транспорта, представлены в таблице 1.

В каждой стране-потребителе есть определенное количество поставщиков газа, которые покупают газ у производителей и перепродают его конечным потребителям, оплачивая расходы на распределение. В работе Цварт и Малдер [27] описывается интегрированная модель европейского оптового рынка газа, предоставляющая долгосрочные прогнозы моделей поставок, транспортировки, хранения и потребления в модельном регионе, агрегированные в 5-летние периоды, с выделением двух сезонов (зима и лето).

Таблица 1

Оценка СПГ с точки зрения трубопроводного транспорта

Индикатор	Единица измерения		Значения	Источник
Стоимость сжижения природного газа	1	Млн БТЕ	2.85 долл./1 тыс. куб. м	Козьменко и др. [32]
Стоимость регазификации	1	Млн БТЕ	15 долл./1 тыс. куб. м	Платформа прозрачности и платы СПГ
Стоимость прокачки газа по газопроводу через территорию транзитных стран	1	Млн БТЕ	5.5 долл./1 тыс. куб. м	Оксфордский институт энергетики
Стоимость прокачки газа по территории Бельгии, Германии, Словакии и Австрии	1	Млн БТЕ	2.5 долл./1 тыс. куб. м.	Оксфордский институт энергетики
Через территорию Китая	1	Млн БТЕ	2.0 долл./1 тыс. куб. м.	Оксфордский институт энергетики

В рамках проведенного анализа [33-49] была смоделирована ситуация, в которой поставщики являются конкурентными. При этом цены на природный газ в разных странах могут существенно различаться. В странах, расположенных ближе к источникам газа, цены ниже, чем в странах, удаленных от них, что обусловлено значительными транспортными расходами, в том числе возможными сборами за перевалку газа по трубопроводам и надбавками транзитных стран, обусловленными рыночной властью Курно. Помимо различий в транспортных издержках, цены на газ могут существенно различаться из-за разной степени конкуренции между производителями, поставляющими продукцию на конкретный рынок, рис. 4. Например, на хорошо диверсифицированных рынках Западной Европы цены ниже, чем в некоторых странах Центральной и Восточной Европы. В табл. 2 описаны барьеры для входа в торговлю СПГ.

Таблица 2

Барьеры СПГ на газовом рынке

Индикатор	Источник
Ценовая дискриминация со стороны продавцов	Ачарья и др. [50].
Покупатели не могут перепродавать. Отсутствие доступа к инфраструктуре	Ритц [51]
Ограничения по месту отгрузки	Стерн, Джонатан П. (2012)
Государственное регулирование	Стерн, Джонатан П. (2012)
Ограничения на фрахт	Ритц [51]
Большинство судов не привязаны к долгосрочным контрактам на поставку СПГ	
Высокая стоимость строительства танкера	
Передача груза другому покупателю невозможна	
Вероятность значительной монополии. Компания может быть продавцом СПГ в стране А, покупателем СПГ в стране В и иметь долю в инфраструктуре в стране С. Как правило, основную функцию такого игрока – а значит, и структуру стимулов – разработать сложнее	Ритц [51]
Устаревший флот	Ритц [51]
Не все порты импорта СПГ могут принимать грузы со всех судов	Ритц [51]
Ценовой арбитраж. Краткосрочные контракты на поставку СПГ обычно связаны с большими расстояниями, чем торговля долгосрочными контрактами	Ритц [51]
Рынок деривативов на СПГ не развит	Ритц [51]

Таким образом, одним из основных факторов, осложняющих работу рынка СПГ по сравнению с трубопроводным транспортом, является участие трейдеров на рынке СПГ. Чтобы выйти на рынок СПГ, трейдерам помимо контрактов на покупку СПГ необходим доступ к грузам, а это осложняется тем, что ликвидность рынка обычно принадлежит владельцам/поставщикам СПГ, разведке и добыче. Также необходимо иметь доступ к морскому транспорту либо через собственный грузовой флот, либо через фрахтовый рынок.

Благодаря низкой себестоимости трубопроводного газа, поставляемого в Европу по «Северному потоку – 1» и в будущем «Северному потоку – 2», цена трубопроводного газа для ЕС будет более выгодной, чем СПГ, который требует регазификации для транспортировки по трубопроводам, что также ведет к росту цены на газ.

3. Рыночные предположения

3.1. Методология расчета тарифа на транспортировку природного газа

Экономика «Северных потоков» во многом зависит от будущего развития спроса на газ в Европе, а также от развития рынка СПГ и водорода. В данном разделе мы описываем допущения, сделанные в отношении развития рынка СПГ и рынка водорода.



[©European Commission]

Рис. 4. Терминалы СПГ в ЕС

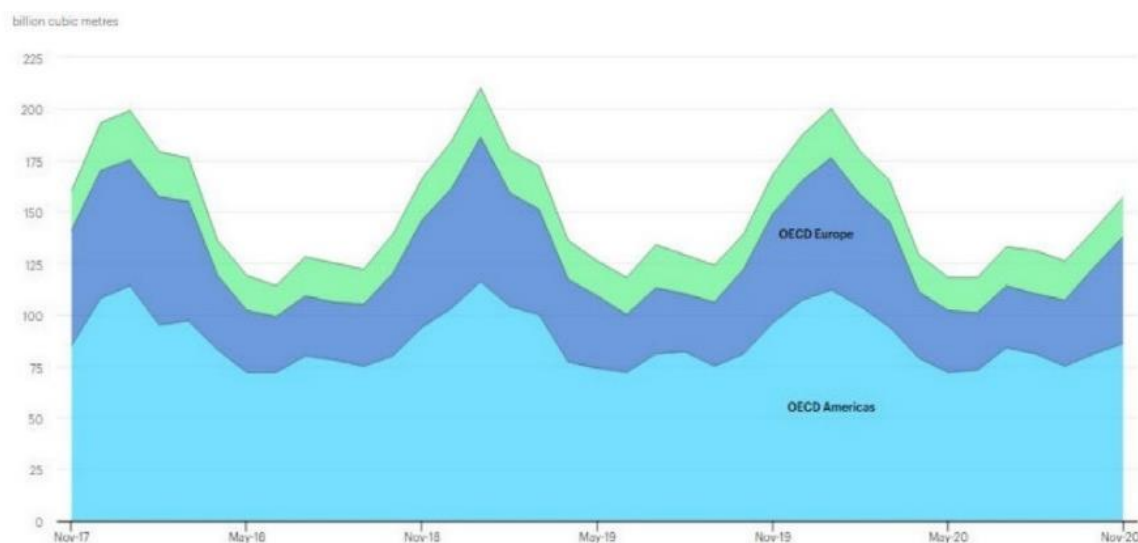
Цена природного газа на голландском хабе TTF в сентябре 2020 года составляла \$ 4,2/млн. В 2019 году цены на газ для населения ЕС составляли в среднем € 0,06 за кВт·ч, а цены на электроэнергию для населения – € 0,21 за кВт·ч. Аналогично, цены на газ для коммерческих потребителей составили в среднем € 0,04 за кВт·ч, а цены на электроэнергию для коммерческих потребителей – € 0,14 за кВт·ч. В среднем цена на газ примерно на треть – 50 % ниже, чем на электроэнергию при стандартизированной стоимости услуг в Европе (Глобальный газовый отчет, 2019), которая определяется как

$$LEC = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (1)$$

где LEC – средняя стоимость нормируемого производства электроэнергии; I_t – инвестиционные затраты в год t ; M_t – затраты на эксплуатацию и обслуживание в год t ; F_t – затраты на топливо в год t ; E_t – производство электроэнергии в год t ; r – ставка дисконтирования; n – жизненный цикл системы.

Прогнозы энергетических экспертов Международного энергетического агентства (МЭА) и Управления энергетической информации (УЭИ) Министерства энергетики США показывают тенденцию снижения спроса на природный газ в Европе в 2021 году, см. рис. 5, в связи с COVID-19 и долгосрочными инвестициями стран Европейского союза в развитие программ водородной энергетики, в которых природный газ будет играть главную роль.

В первые месяцы 2020 года потребление природного газа на основных рынках снизилось, в основном из-за исторически низких температур в Северном полушарии. В Европе более мягкая погода привела к снижению спроса на природный газ примерно на 2,6 % в первом квартале 2020 года по сравнению с первым кварталом 2019 года, согласно данным, опубликованным операторами газотранспортных систем. Потребление газа населением упало на 3 %, а производство электроэнергии на газовых электростанциях – более чем на 5 % [52].



IEA. All Rights Reserved

[©IEA]

Рис. 5. Валовое потребление природного газа по регионам ОЭСР

3.2. Методика расчета тарифа на транспортировку природного газа

Российский рынок природного газа сегментирован между Россией и Европой. Газпром выступает в качестве монополиста на рынке природного газа, однако на европейском рынке монополист сталкивается с конкурирующими компаниями. Чтобы решить проблему монополизации

рынка природного газа, необходимо разработать методику расчета тарифа на транспортировку природного газа.

Пусть цена природного газа в долларах США на российской границе равна P_R , импортер предъявляет спрос на газ G ; P_G – количество газа, которое он готов купить по данной цене P_G . При этом выполняется следующая зависимость между ценами:

$$P_G = T + P_R \quad (2)$$

где T – общая сумма оплаты за транспортировку газа в долларах США.

Перевозчики действуют как олигополисты. Всем известна обратная функция спроса $P_G(G)$ и зависимость между ценами. Страны-транспортировщики предлагают то количество газа, которое они готовы передать, стремясь при этом максимизировать свою прибыль, считая P_R экзогенным параметром. Россия обладает всей информацией о спросе на $G(P_G)$ и решениях стран-транспортировщиков. Основываясь на этой информации, Россия будет максимизировать свою прибыль, назначая P_R .

$$P_G = P_G(P_R, T, n) \quad (3)$$

где P_R – цена российского газа; T – стоимость транспортировки газа; n – количество участников транспортного рынка. Легко показать, что P_G увеличивается, если компания «Газпром» повышает цену на газ P_R или страны-транспортеры увеличивают плату за транспортировку.

Предполагается, что каждый из участников рынка варьирует только одну переменную, то есть каждая сторона имеет одномерное пространство стратегий. В реальности пространство стратегий каждого участника газового рынка может быть многомерным, и каждый участник, скорее всего, имеет возможность влиять на множество факторов. Например, Россия может устанавливать разные цены для внутреннего рынка, транзитных стран и потребителей в Западной Европе. Россия также может ограничить объем поставок или использовать двухкомпонентный тариф. Аналогичным образом транзитные страны могут изменять цены в зависимости от объема поставок и качества услуг. Наконец, помимо импорта газа из России, Западная Европа может одновременно менять решения относительно импорта газа из других источников и использования альтернативных источников энергии. Многомерное пространство выбора игроков очень важно в реальности и может послужить направлением для дальнейших исследований.

Таблица 3

Общая система уравнений модели

Цена	P	$P = P_G(P, P_Z, Y, A)$
Спрос на российский газ	G	$G = G(P_G, P_Z, Y, A)$
Обратная функция спроса	P_G	$P_G = P_G(G, P_Z, Y, A)$
Транспортные расходы	T	$T = P_G - P_R$
Спрос на другие товары	Z	$Z = Z(P_Z, P_G, Y, A)$
Индекс общественного благосостояния	U	$U = U(G, Z, A)$
Аренда	R	$R = P_G - S - C$
Прибыль России	P_R	$P_R = (P_R - C)G[P_R] F_R$
Прибыль от транзита газа	P_i^t	$P_i^t = (P_R, g_1 + \dots + g_n) = (T(g_1 + \dots + g_n) - S)g_i - F_T$
Доля стран-транспортеров газа в:		
Доходе	ω_P	$\omega_P = \frac{T}{T + P_R}$ $\omega_R = \frac{T - S}{T + P_R - S - T}$ $\omega_{P_r} = \frac{P^T}{P^T + P^R}$
Аренде	ω_R	
Общей прибыли	ω_{P_r}	

Поведение всех участников рынка приводит к двум наборам уравнений, которые являются взаимодополняющими моделями [53]. Первый набор содержит три уравнения, определяющие центральные переменные, а именно цену газа на российской границе P_R , спрос на газ G и цену для Европы P_G . Эти уравнения представлены в табл. 3.

В этих уравнениях рассчитывается рента, получаемая поставщиком и транспортировщиком, и их соответствующие доли, их прибыль, а также индекс социального благосостояния импортера. Второй набор переменных может быть вычислен, как только известен первый – центральный – набор переменных.

В качестве функции полезности была выбрана функция с многоуровневыми вложенными постоянными эластичностями (MLN-CES) между потребляемыми товарами и услугами, чтобы учесть оба эффекта: эффект дохода и эффект замещения.

Далее была выведена функция спроса на газ, которая представляет собой правило для количества закупаемого газа для импортеров. Для простоты в функцию полезности страны-импортера включены только два продукта: российский газ и газ из других источников. Функция полезности MLN-CES в первую очередь учитывает связь между потреблением энергии и другими товарами и в то же время отражает эффект от замещения российского газа и энергии из других источников.

Важным моментом является то, что изменение цен влияет на бюджетное ограничение импортера и приводит к пересмотру решения об импорте газа. Следовательно, стоимость газа может меняться не только с изменением располагаемого дохода, но и с изменением относительных цен.

$$U = CES[G; O; \alpha; \sigma] = (\alpha_1 G_1 + (1 - \alpha) O_1) \frac{\sigma}{1} \quad (4)$$

где U – полезность от потребления газа; G – потребление российского газа; O – потребление газа из других источников; α – доля российского рынка; σ – эластичность замещения между G и O .

С учетом цен G_P и P_O ограничение импортера составляет:

$$PGG + POO \leq Y \quad (5)$$

где Y – располагаемый доход на потребление газа. Максимизируя полезность из уравнения (4) при соблюдении бюджетного ограничения (5), мы получаем функцию затрат (6) и неявную функцию полезности (7):

$$E(P_G, P_O, u) = [\alpha P_G^1 + (1 - \alpha) P_O^1] \quad (6)$$

$$V(P_G, P_O, y) = [\alpha P_G^1 + (1 - \alpha) P_O^1] \quad (7)$$

Далее мы рассчитаем спрос на российский газ, удовлетворяющий первой степени однородности по ценам и доходам:

$$G(P_G, P_O, Y) = \frac{Y}{P_G} \left(1 + \frac{1 - \alpha}{\alpha} \left(\frac{P_G}{P_O} \right) \right) \quad (8)$$

Доля в стоимости российского газа отражается как:

$$\frac{P_G G}{Y} = \alpha \left(\alpha + (1 - \alpha) \left(\frac{P_G}{P_O} \right) \right) \quad (9)$$

Если конкуренция на европейском рынке приведет к равенству цен на P_G и P_O , то α будет долей России на рынке. В случае $\sigma = 1$, т.е. т.е. функция полезности Кобба-Дугласа, которая записывается как:

$$U = G^\alpha \cdot O^{1-\alpha} \quad (10)$$

Доля рынка не меняется при изменении соотношения цен и остается постоянной. Эластичность спроса по доходу и цене записывается в виде уравнений (11) и уравнения Слуцкого (12):

$$\eta = \frac{Y}{G} \frac{\partial G}{\partial Y} = 1 \quad (11)$$

$$\varepsilon_{G, P_G} = \frac{P_G}{G} \frac{\partial G}{\partial P_G} = -\frac{P_G G}{Y} \eta - \sigma \left(\frac{1 - \alpha}{\alpha} \right) \left(\frac{P_G}{P_O} \right) \cdot \frac{P_G G}{Y} \quad (12)$$

В правой части этого уравнения первый член представляет собой эффект дохода, а второй – эффект замещения. При увеличении значений α и σ эффект замещения растет. Если в обход санкций США в отношении «Северного потока – 2» в качестве стран-транспортеров природного газа выступают страны Европейского союза, то из уравнения (8) можно найти обратную функцию спроса $P_G(G)$. Отличие данной модели от модели [53] заключается в том, что в ней зафиксирована олигополия на рынке транспортировки газа. Каждая страна-транспортировщик знает обратную функцию спроса и выбирает объем транспортировки так, чтобы максимизировать свою прибыль.

$$\max P_i^t = (T - S) g_i - F_T \quad (13)$$

где S – стоимость транспортировки единицы газа; F_T – постоянные затраты на содержание трубопровода. Взаимосвязь между ценами записывается как:

$$T = P_G - P_R \quad (14)$$

Следовательно, функция спроса (8) может быть записана:

$$G P_G = G (P_R + T) \quad (15)$$

Зная уравнение (15) и обратную функцию спроса, можно вывести зависимость между G и T :

$$T = T(G) \quad (16)$$

В этом случае условие первого порядка принимает вид:

$$\frac{\partial T(g_1 \dots + g_n)}{\partial G} g_i + T(g_1 \dots + g_n) = S \quad (17)$$

где n – количество компаний на рынке, предоставляющих услуги по транспортировке природного газа. Поскольку все компании одинаковы, для нахождения симметричного равновесия необходимо найти решение:

$$\frac{\partial T(G)}{\partial G} \frac{G}{n} + T(G) = S \quad (18)$$

Однако проблема заключается в том, что обратная функция спроса не выражается в элементарных функциях.

$$\frac{\partial T}{\partial G} = \frac{\partial P_G}{\partial G} = \left(\frac{\partial G}{\partial P_G} \right) \quad (19)$$

Используя зависимость между ценами (14), все переменные можно выразить через P_G и уравнение (18) принимает вид:

$$-\frac{1}{n} \frac{P_G \left(1 + \frac{1-\alpha}{\alpha} \left(\frac{P_G}{P_O} \right) \right)}{1 + (\sigma + 1) \frac{1-\alpha}{\alpha} \left(\frac{P_G}{P_O} \right)} + P_G - P_R = S \quad (20)$$

Из уравнения (20) получаем обратную функцию цены $P_G: P_R = P_R(P_G)$. Основная задача компании «Газпром» – максимально увеличить свою прибыль за счет выбора оптимальной цены P_R .

$$\max P_i^t = (P_R - C) G - F_R \quad (21)$$

где C – постоянные затраты на единицу добытого газа; F_R – постоянные затраты.

$$\frac{\partial G}{\partial P_R} = (P_R - C) + G = 0. \quad (22)$$

Чтобы определиться с методикой расчета тарифа на природный газ, необходимо знать данные: о потреблении газа и ценах на него. Для этого данные были взяты из МЭА [52], Ежемесячная статистика по природному газу, МЭА, Париж, Газовая инфраструктура Европы и statista.com Глобальная платформа бизнес-данных. Затраты на газ Y : 78 млрд куб. м было импортировано на европейский рынок в первой половине 2020 года из России по цене 95 долл./1 тыс. куб. м, доля российского газа составляет примерно 27 % от потребления газа в Западной Европе, $\alpha = 35$ %. Постоянные затраты на транспортировку газа F_T и постоянные затраты на добычу и транспортировку российского газа до границы F_R не влияют на принятие решений участниками рынка, однако они влияют на распределение доходов. F_T оценивается в 4,7 долл./100 км. + экспортная пошлина 30 % от рыночной цены. $F_T = 215,4$ дол. млн.

Данная модель является расширением модели [53] для случая олигополии на рынке транспортировки газа. В данной работе акцент сделан на оценке возможного положительного решения вопроса санкций по Северному потоку 2.

Для реализации этого сценария необходима либерализация рынка природного газа в ЕС: Разделение транспортировки природного газа в Европе; Обязательный сброс газа текущим оператором; Регулирование тарифов; Тарифная модель; Повышение ликвидности в «виртуальном хабе»; Стремление регулятора газового рынка к снижению тарифов и цен; Обязательная розничная конкуренция, повсеместный контроль цен для конечного потребителя, как отмечено на рис. 6.

На первичном рынке компании, желающие получить гарантированный доступ к пропускной способности газопровода – например, местные распределительные компании, трейдеры, промышленные потребители и др. – приобретают контракты на мощность газопровода. Приказ требует открытого доступа на первичном рынке. В большинстве случаев все контракты на первичном рынке гарантированной мощности заключаются до начала строительства газопровода, поэтому в определенном смысле компании-клиенты можно рассматривать как инвесторов в инфраструктурные активы для дальнейшей торговли газом на рынке.

4. Заключение

Для ЕС и России важно создать конкурентоспособный газовый альянс на открытом рынке. Опыт становления такого рынка в Европе показывает, что помимо институтов, обслуживающих сам газовый рынок, необходимо найти единый тариф, который позволит устанавливать цену на газ без ущерба для всех сторон. Как уже говорилось в начале статьи, газопровод «Северный поток – 2» будет рентабельным даже при сценарии снижения спроса на газ в Европе. В долгосрочной перспективе у России есть все возможности оставаться основным источником поставок природного газа в Европу и быть гарантом ее энергетической безопасности.

Динамику рыночных отношений между Россией и ЕС в газовой сфере можно проследить по Десятилетнему плану развития сети (TYNDP), который разрабатывается и обновляется Европейским союзом сетевых операторов ENTSOG. Европейская газовая инфраструктура может минимизировать или смягчить зависимость от всех источников поставок в течение следующих 5 лет. Фактически это не что иное, как оцифрованное изменение отношения европейских потребителей к газу вообще и к российскому в частности, произошедшее за время действия Третьего энергопакета, а не только под его влиянием. Рыночные условия, включая потребности экономики в энергоресурсах и конкуренцию между видами топлива, также оказывают существенное влияние на оценки импорта.

По результатам этих исследований представлены следующие выводы

1. Обоснование экономической эффективности морских газопроводов «Северный поток-1» и «Северный поток-2».
2. Описание модели. В ней представлен сценарий развития газового рынка.
3. Методика расчета тарифа на природный газ.

Что касается поставок из России, то перспективные проекты, которые будут введены в эксплуатацию в ближайшие 5 лет, доказывают, что они обеспечивают эффективное сотрудничество между различными странами-членами, благодаря чему весь ЕС сможет ограничить зависимость от СПГ до минимума и равномерно распределить его между всеми регионами ЕС [54].

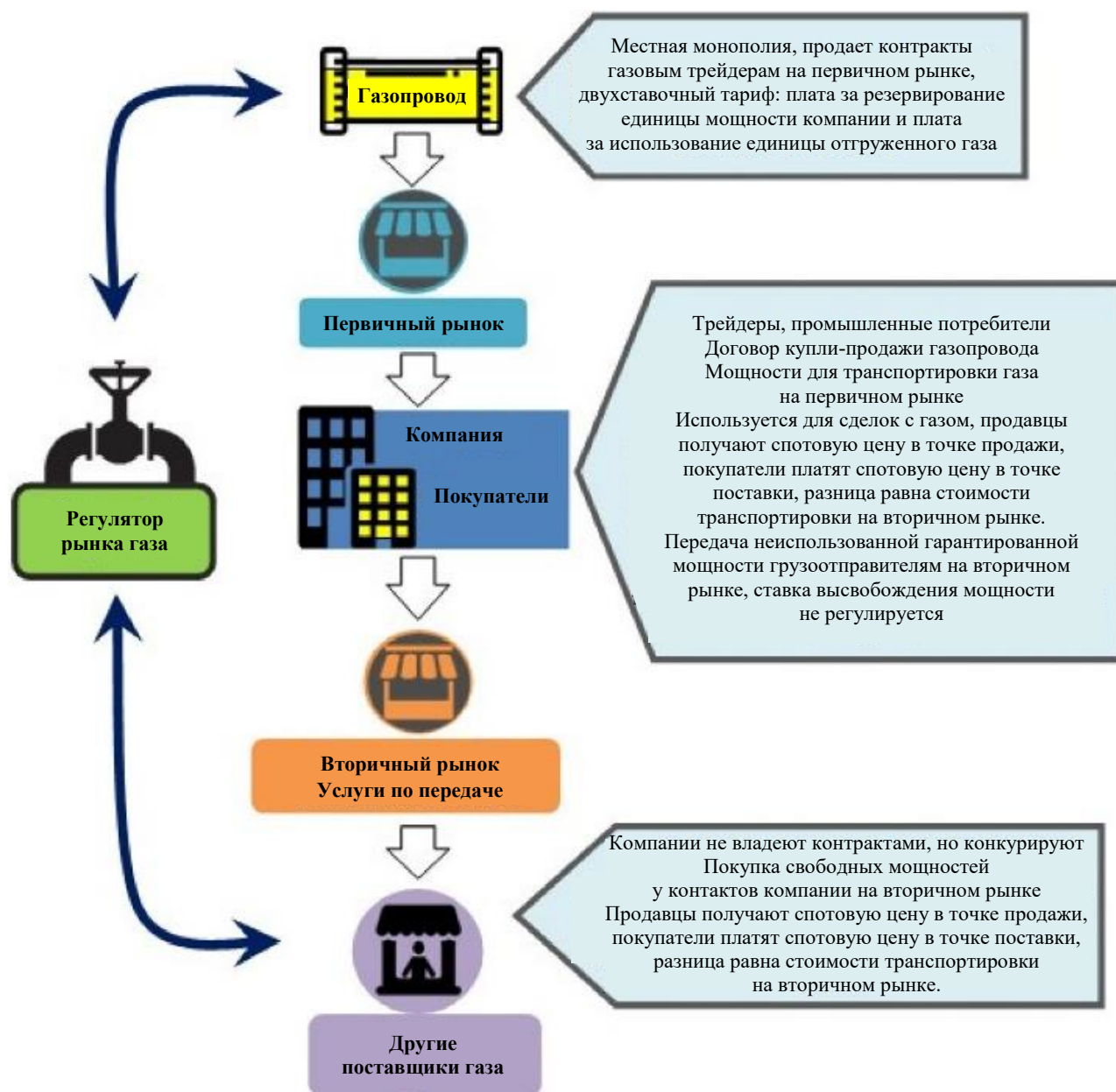


Рис. 6. Схема либерализации рынка природного газа

Ликвидность хабов в Германии, Италии, Франции и Испании недостаточна и требует развития. Французский газовый рынок разделен на большое количество зон. Италия слишком зависима всего от двух источников поставок газа. В странах Восточной Европы рынок, как правило, соответствует только одному или двум критериям Целевой модели, либо не соответствует им вовсе. Помимо приведенных выше рыночных показателей, страны ЕС в целом оказываются очень далеки друг от друга по ряду существенных моментов, сочетание которых формирует совершенно индивидуальную позицию для каждого потребителя ЕС:

1. Уровень обеспеченности собственными энергоресурсами и, соответственно,
2. Степень зависимости от импорта;
3. Доступ к внешним источникам поставок, в том числе СПГ;
4. Выстраивание партнерских отношений с внешними поставщиками, в том числе с Россией;
5. Возможность межтопливной конкуренции в стране;
6. Обеспечение газовой инфраструктуры, в том числе ПХГ;
7. Наличие/отсутствие транзитных потоков;
8. Возможность стать региональным газовым хабом.

Эти факторы, в сочетании с готовностью европейского газового рынка к реформам и уровнем развития конкуренции, определяют собственные интересы каждой страны ЕС. Спорным условием может стать разделение европейского газового пространства на зоны рынка/баланса, когда малые национальные рынки должны слиться в один большой, что на практике означает потерю суверенных прав и полномочий у отдельных игроков ЕС с передачей их единому европейскому газовому оператору.

Декларация о конкурирующих интересах: Авторы заявляют, что у них нет известных конкурирующих финансовых интересов или личных связей, которые могли бы повлиять на работу, представленную в данной статье.

ЛИТЕРАТУРА

1. Energy strategy. 2015, Energy union. 2015. https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-strategy-and-energy-union_en, in this issue.
2. IEA, Peak utilisation of EU gas import capacity 2018, compared to Energy Union and Counterfactual case in 2040, IEA, Paris. The publication year 3 Dec 2019.
3. Gazprom. Project nord stream 2. 2020, [online]. Available: <https://www.gazprom.com/projects/nord-stream2/> Gazprom. 2020. [online]. Available: <https://www.gazprom.com/projects/germany/>
4. Nord Stream 2 AG. Offshore advantages. Nord Stream 2 AG. 2020, [online]. Available: Facts <https://www.nord-stream2.com/company/shareholder-and-financial-investors/>
5. Nord Stream 2 AG. Construction. Nord Stream 2 AG. 2020, [online]. Available: <https://www.nord-stream2.com/construction/overview/>
6. Nord stream 2 AG. Vital ecological data. 2020, [online]. Available: <https://www.nord-stream.com/environment/environmental-monitoring/>
7. Nord stream 2 AG. The planned Nord Stream pipeline route. 2020, Available: <https://www.nord-stream2.com/environment-permitting/environmental-protection/>
8. Nord stream AG. [online]. Available: <https://www.nord-stream.com/the-project/pipeline/>. The publication year (2020).
9. Glachant J-M, Hallack M, Vazquez M. Building competitive gas markets in the EU. Cheltenham: Edward Elgar Publishing; 2013, 15263. <https://www.elgaronline.com/view/9781782540632.xml>. In this issue.
10. Grimm V, Grubel J, Schewe L, Schmidt M, Zottl G. Nonconvex equilibrium models for gas market analysis: Failure of standard techniques and alternative modeling approaches. Tech. rep., 2017, url: http://www.optimizationonline.org/DB_HTML/2017/11/6332.html
11. Fodstad M, Midthun KT, Tomasgard A. Adding flexibility in a natural gas transportation network using interruptible transportation services. European J Oper Res 2015;243(2):647–57. <http://dx.doi.org/10.1016/j.ejor.2014.12.010>, In this issue.
12. Fugenschuh A, Geisler B, Gollmer R, Morsi A, Pfetsch ME, Rovekamp J, Schmidt M, Spreckelsen K, Steinbach MC. Physical and technical fundamentals of gas networks. In: Koch T, Hiller B, Pfetsch ME, Schewe L, editors. Evaluating gas network capacities. SIAM-MOS series on optimization, SIAM; 2015, p. 17–43. <http://dx.doi.org/10.1137/1.9781611973693.ch2>, Chap. 2.
13. Geisler B, Morsi A, Schewe L, Schmidt M. Solving power-constrained gas transportation problems using an MIP-based alternating direction method. Comput Chem Eng 2015;82:303–17. <http://dx.doi.org/10.1016/j.compchemeng.2015.07.005>, – (2017).
14. Chyong CK, Hobbs BF. Strategic Eurasian natural gas market model for energy security and policy analysis: Formulation and application to South Stream. Energy Econ 2014;44:198–211. <http://dx.doi.org/10.1016/j.eneco.2014.04.006>, In this issue.
15. Abada I, Gabriel S, Briat V, Massol O. A generalized Nash–Cournot model for the Northwestern European natural gas markets with a fuel substitution demand function: The GaMMES model. Netw Spat Econ 2013;13(1):1–42. <http://dx.doi.org/10.1007/s11067-012-9171-5>
16. Geisler B, Morsi A, Schewe L. A new algorithm for MINLP applied to gas transport energy cost minimization. In: Junger M, Reinelt G, editors. Facets of combinatorial optimization. Heidelberg: Springer; 2013, p. 321–53. http://dx.doi.org/10.1007/978-3-642-38189-8_14
17. Egging R. Benders decomposition for multi-stage stochastic mixed complementarity problems – Applied to a global natural gas market model. European J Oper Res 2013;226(2):341–53. <http://dx.doi.org/10.1016/j.ejor.2012.11.024>
18. Egging Ruud, Holz Franziska, Gabriel Steven A. The world gas model: A multi-period mixed complementarity model for the global natural gas market. Energy 2010;35(10):4016–29. <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2010.03.053>, In this issue.
19. Gijsbert TJ Zwart. European Natural Gas Markets: Resource Constraints and Market Power. Energy J 2009;30(Special Issue):151–65, <https://www.jstor.org/stable/41323201>, In this issue.
20. Most D, Perlwitz H. Prospects of gas supply until 2020 in Europe and its relevance for the power sector in the context of emission trading. Energy 2009;34(10):1510–22. <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2009.06.045>, In this issue.
21. Gabriel SA, Zhuang J, Egging R. Solving stochastic complementarity problems in energy market modeling using scenario reduction. European J Oper Res 2009;197(3):1028e40.
22. Egging Ruud, Gabriel Steven A, Holz Franziska, Zhuang Jifang. A complementarity model for the European natural gas market. Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung 2008;1–39, https://www.europeangashub.com/wp-content/uploads/attach_14.pdf, In this issue.
23. Lise W, Hobbs BF. Future evolution of the liberalised European gmarket: Simulation results with a dynamic model. Energy 2008;33:989–1004. <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2008.02.012>, In this issue.
24. Lise W, Hobbs BF. Future evolution of the liberalised European gas market: simulation results with a dynamic model. Energy 2008;33(7):989–1004. <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2008.02.012>, In this issue.
25. Holz F, Hirschhausen von C, Kemfert C. A strategic model of European gas supply (GASMOD). Energy Econ 2008;30(3):766–88. <http://dx.doi.org/10.1016/j.eneco.2007.01.018>, In this issue.

26. Holz F, Hirschhausen von C, Kemfert C. Perspectives of the European natural gas markets until 2025. *Energy J* 2009;30:137–50. <http://dx.doi.org/10.5547/ISSN0195-6574-EJ-Vol30-NoSI-9>, In this issue.
27. Zwart G, Mulder M. NATGAS: a model of the European natural gas market. CPB Netherlands Bureau for Economic Policy Analysis 2006;38(19):1–42. <https://www.cpb.nl/sites/default/files/publicaties/download/memo144.pdf>. In this issue.
28. Lise W, Hobbs BF. A dynamic simulation of market power in the liberalised European natural gas market. *Energy J* 2009;30:119–36. <http://dx.doi.org/10.5547/ISSN0195-6574-EJ-Vol30-NoSI-8>, In this issue.
29. Holz F, Hirschhausen von C, Kemfert C. A Strategic Model of European Natural Gas Supply (GASMOD) – How Dominant is Russia? Annual Congress of the Verein für Socialpolitik, <https://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.499.5505&rep=rep1&type=pdf>, In this issue.
30. Lise W, Hobbs BF, Oostvoorn van F. Natural gas corridors between the EU and its main suppliers: Simulation results with the dynamic GASTALE model. *Energy Policy* 2008;36(6):1890–906. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2008.01.042>, In this issue.
31. Chyong CK, Hobbs BF. Strategic eurasian natural gas model for energy security. *Cambridge Working Papers in Economics* 2011;1–110. <http://dx.doi.org/10.17863/CAM.5377>, In this issue.
32. Koz'menko SY, Masloboev VA, Matviishin DA. Justification of economic benefits of Arctic LNG transportation by sea. *Journal of Mining Institute* 2018;233:554–60. <http://dx.doi.org/10.31897/pmi.2018.5.554>, In this issue.
33. April Lee, Owen Zinaman, Jeffrey Logan, Morgan Bazilian, Douglas Arent, Newmark Robin L. Interactions, complementarities and tensions at the nexus of natural gas and renewable energy. *Electr J* 2012;25(10):38–48. <http://dx.doi.org/10.1016/j.tej.2012.10.021>, In this issue.
34. Cherepovitsyn A, Tsvetkova A, Komendantova N. Approaches to assessing the strategic sustainability of high-risk offshore oil and gas projects. *J Mar Sci Eng* 2020;8:995. <http://dx.doi.org/10.3390/jmse8120995>.
35. Damodaran A. Equity risk premiums (ERP): Determinants, estimation and implications. Stern School of Business; 2012.
36. Filatova I, Shabalov M, Nikolaichuk L. Regulation methods in natural monopoly markets case of russian gas network companies. *Int J Eng Res Technol* 2019;12(5):624–30, In this issue.
37. Gilbert j. Continuity and contradiction: German energy company and European energy policy. University of Cambridge; 2010.
38. IEA. World energy outlook 2018, Paris. 2018, <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2018/gas#outlook-by-scenario>
39. IEA. World energy outlook 2019. Paris: oecd/international energy agency; 2019, <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2019>
40. Ilyushin YV, Afanaseva OV. Development of Scada-model for trunk gas pipeline's compressor station. *J Min Inst* 2019;240:686–93. <http://dx.doi.org/10.31897/pmi.2019.6.686>
41. Kirsanova N, Lenkovets O, Hafeez M. Issue of accumulation and redistribution of oil and gas rental income in the context of exhaustible natural resources in arctic zone of Russian federation. *Journal of Marine Science and Engineering* 2020;8(12):1–19. <http://dx.doi.org/10.3390/jmse8121006>, In this issue.
42. Litvinenko V. The role of hydrocarbons in the global energy agenda: The focus on liquefied natural gas. *Resources* 2020;9(59):1–22. <http://dx.doi.org/10.3390/resources9050059>, In this issue.
43. Massol O. A cost function for the natural gas transmission industry: Further considerations. *Eng Econ* 2011;56(2):95–122. <http://dx.doi.org/10.1080/0013791X.2011.573615>, In this issue.
44. Nikulina AY, Kruk MN. Impact of sanctions of European Union and Unites States of America on the development of Russian oil and gaz complex. *Int J Econ Financ Issues* 2016;6(4):1379–82, <https://ideas.repec.org/a/eco/journ1/2016-04-12.html>. In this issue.
45. Schmidt-Felzmann Anke. EU member states' energy relations with Russia: Conflicting approaches to securing natural gas supplies. *Geopolitics* 2011;16(3):574–99. <http://dx.doi.org/10.1080/14650045.2011.520864>
46. Sergeev IB, Lebedeva OYu. Russia and Germany: new opportunities for cooperation in the primary sector. *Journal of Mining Institute* 2016;221:749–55. <http://dx.doi.org/10.18454/PMI.2016.5.749>, In this issue.
47. Tsvetkov P, Pritulyak D, Tananykhin D. Comparison of the multi-directional delivery efficiency of low-tonnage LNG and pipeline gas in Russia. *J Phys Conf Ser* 2018;(1072):1–7. <http://dx.doi.org/10.1088/1742-6596/1072/1/012021>, In this issue.
48. Tsvetkov P.S, Fedoseev S.V. Analysis of project organization specifics in small-scale LNG production. *J Min Inst* 2020;246(8):678–86. <http://dx.doi.org/10.31897/PMI.2020.6.10>, In this issue.
49. Zeniewski P. A long-term view of natural gas security in the European Union. IEA, Paris. 2019, <https://www.iea.org/commentaries/along-term-view-of-natural-gas-security-in-the-european-union>
50. Acharya Viral V, Lars A Lochstoer, Ramadorai T. Limits to arbitrage and hedging: Evidence from commodity markets. *Journal of Financial Economics* 2013;109(2):441–65. <http://dx.doi.org/10.1016/j.jfineco.2013.03.003>, In this issue.
51. Ritz Robert A. Price discrimination and limits to arbitrage: An analysis of global LNG markets. *Energy Econ* 2014;45(2014):324–32. <http://dx.doi.org/10.1016/j.eneco.2014.07.013>, In this issue.
52. IEA, Gross consumption of natural gas by OECD region, IEA, Paris <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/gross-consumption-of-natural-gas-by-oecd-region>
53. Wafik Grais; Kangbin Zheng and Dec. Strategic interdependence in the East-West gas trade: A hierarchical Stackelberg game approach. Policy Research Working Paper Series, The World Bank; 1994, <https://documents1.worldbank.org/curated/en/13695146877598058/pdf/multi-page.pdf>. In this issue.
54. The European Parliament and the Council of the European Union. EU Gas Regulation (EC) 715/2009 requires ENTSG to develop the TYNDP on a biennial basis. ENTSG ten-year network development plan. Official Journal of the European Union. 2020, https://www.entsg.eu/sites/default/files/2021-01/TYNDP2020_System_Assessment_0.pdf. In this issue.