



SKOLKOVO
Московская школа
управления

Возможности и перспективы развития газовых хабов в России

Декабрь 2020

ПОД РЕДАКЦИЕЙ



Александр Климентьев

Советник Постоянного представительства Республики Саха (Якутия) при Президенте Российской Федерации

Эксперт WWF по СПГ для Арктической зоны

Эксперт Российского Газового Общества

E-mail: t_diamonds@mail.ru



Сергей Капитонов

Аналитик по газу

Центр энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО

E-mail: energy@skolkovo.ru

АВТОРЫ



Администратор рабочей группы

Минзалья Ишмуратова

Заместитель директора Центра энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО, аспирантка ИНЭИ РАН

Участник рабочей группы газовым хамам Центра энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО

E-mail: energy@skolkovo.ru



Основные понятия и определения/газовые хабы в АТР

Джинсок Сун

Эксперт Российского газового общества

Участник рабочей группы газовым хамам Центра энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО

E-mail: jinsok.sung@outlook.com



Польша, Прибалтика

Камиль Собчак

Эксперт Российского Газового Общества

Участник рабочей группы газовым хамам Центра энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО

E-mail: kamil.sobczak@mail.ru



Создание национальных газовых хабов в Индии и странах Ближнего Востока

Инна Кирилкина

Аналитик, консультант, к. полит. н.

Участник рабочей группы по газовым хамам Центра энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО

Соучредитель International Alliances

E-mail: kirilkina_inna@mail.ru



Действующие хабы

Амина Талипова

Исследователь, НИУ ВШЭ

Участник рабочей группы газовым хамам
Центра энергетики Московской школы
управления СКОЛКОВО

E-mail: amina.talipova@gmail.com

Замечания и предложения к тексту документа можно направлять по адресу energy@skolkovo.ru

СОДЕРЖАНИЕ

ПОД РЕДАКЦИЕЙ.....	2
АВТОРЫ	3
СОДЕРЖАНИЕ	5
ПРЕДИСЛОВИЕ	7
РЕЗЮМЕ.....	8
СОКРАЩЕНИЯ И ОБОЗНАЧЕНИЯ.....	11
ГАЗОВАЯ ТОРГОВЛЯ – ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ	12
Причины возникновения газовых хабов.....	16
Основные понятия и определения	22
История становления наиболее развитых газовых хабов в мире	25
Газовый рынок США.....	25
Газовый рынок Великобритании.....	27
Газовый рынок ЕС.....	29
Создание национальных газовых хабов в отдельных странах мира	31
Газовые хабы в АТР.....	31
Китай.....	37
Индия.....	38
Страны Персидского залива.....	45
ГАЗОВЫЕ ХАБЫ В РОССИИ – ФАКТОР РАЗВИТИЯ ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ РОССИИ	50
Основные тенденции развития газовой промышленности России	50
Газовый хаб во Владивостоке – новая роль России на рынке газа Азии.....	52
Предпосылки создания Восточного газового хаба	52
Конкуренция: Азия – крупный рынок без хаба	56
Механизм реализации	59
Ожидаемые результаты.....	60
Южный газовый хаб	60
Предпосылки создания южного газового хаба	60
Конкуренция	63
Механизм реализации.....	65
Ожидаемые результаты.....	66
Центральный газовый хаб.....	67
Предпосылки создания	67
Конкуренция	68
Механизм реализации.....	68
Ожидаемые результаты.....	69

Северо-Западный газовый хаб	69
Предпосылки создания Северо-Западного хаба	69
Конкуренция: молекулы свободы и польская мечта без российского газа	72
Единый рынок Финляндии, Латвии и Эстонии	73
Польский газовый хаб	74
Механизм реализации	78
Ожидаемые результаты	78
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	80

ПРЕДИСЛОВИЕ

Уважаемые читатели, перед вами необычное исследование, подготовленное в течение 2020 года коллективом группой выпускников Энергетической летней школы СКОЛКОВО, выразивших желание продолжить групповые проекты уже после окончания обучения в Летней школе. Это – продолжение серии исследований по развитию рынков СПГ и биржевой торговли, опубликованных нашим Центром начиная с 2017 года.

Всю исследовательскую работу участники выполняли в личном качестве, независимо от своей официальной аффилиации, на полностью добровольной и бескорыстной основе. Коллектив самостоятельно разработал план исследований и подготовил все материалы.

Мы, как Центр энергетики Московской Школы управления СКОЛКОВО, были рады поддержать эту инициативу и надеемся, что этот труд будет полезен и интересен не только экспертам, но и широкому кругу читателей, в первую очередь – студентам, аспирантам и молодым специалистам.

Татьяна Митрова,

Директор Центра энергетики
Московской Школы управления СКОЛКОВО

РЕЗЮМЕ

Газовые хабы, как правило, находятся в точках пересечения сетей газовой трубопроводной инфраструктуры, а также терминалов СПГ. Основное предназначение газовых хабов - служить центральной точкой ценообразования на природный газ для оптовых покупателей в стране, либо регионе. На поздней стадии развития газовые хабы становятся площадками для торговли производными финансовыми инструментами, такими как фьючерсы, опционы, свопы и т.д.

Создание таких центров торговли газом дает ценам на газ возможность устанавливаться без вмешательства регуляторов и требует времени, инвестиций и политической воли. Сегодня в мире насчитывается лишь несколько развитых газовых хабов, в процессах формирования которых наблюдается много закономерностей. Так, для газовых хабов требуются трубопроводные сети и места хранения, которые позволяют продавать и перемещать газ в короткие сроки, наличие спроса на рынке со стороны промышленных кластеров или резидентов, прозрачный и равный доступ к инфраструктуре для всех участников рынка, наличие диверсифицированных источников газа, включая большое число внутренних производителей и импортеров газа.

В данном исследовании проведен комплексный анализ развития газовых хабов в мире и проанализированы перспективы создания газовых хабов в регионах России. Авторы работы приводят качественный и количественный анализ возможностей создания не менее четырех газовых хабов на территории России, обусловленных благоприятными географическими условиями, экспортным потенциалом, а также развивающимся внутренним спросом. Потенциально развитые газовые хабы в России могут располагаться на Дальнем Востоке, в Южной и Центральной частях страны, а также на Северо-Западе.

Исследование состоит из двух частей. Первая часть посвящена анализу принципа работы и истории формирования самых развитых газовых хабов в мире, которые сегодня играют роль эталонных бенчмарков (Henry Hub в США, NBP в Великобритании и система газовых хабов в ЕС), а также развивающихся газовых хабов в таких регионах и странах, как АТР, Китай, Индия, Ближний Восток.

Основываясь на изучении международного опыта и сравнительного анализа конкурентных преимуществ разных стран и регионов, во второй части приведен анализ потенциала развития газовых хабов в четырех основных регионах России с точки зрения следующих аспектов: предпосылки создания газового хаба, анализ конкуренции, возможные механизмы создания газового хаба и ожидаемые результаты. Среди полученных результатов следует отметить,

что необходимыми условиями для создания газового хаба в России являются:

- прозрачность по ценам и объемам сделок;
- доступ третьих лиц (ТРА) к объектам инфраструктуры;
- стандартизированные условия контрактов и торговли;
- наличие большого диверсифицированного рынка сбыта;
- наличие значимых физических объемов газа и спроса.

Кроме того, важно наличие игроков, заинтересованных в создании площадки и способные "принести" на хаб достаточную ликвидность. На международных площадках эту роль играют крупные независимые трейдеры, имеющие длинные и короткие открытые позиции. На рынке газа РФ это тоже может быть проблемой - независимых газовых трейдеров практически нет.

Проведенный анализ показывает, что при условии соответствующих регуляторных изменений, газовые хабы могут быть созданы на Дальнем Востоке, Северо-Западе, в Центральной части и на Юге страны. Ключевыми предпосылками их формирования являются емкий внутренний рынок, доступные объемы газа для торговли, развивающаяся газотранспортная сеть, а также потенциал роста потребления газа на внутреннем рынке и на экспорт.

Таблица 1 - Условия для создания газовых хабов в российских регионах

Регион	Производственные мощности	Транспортировка и хранение	Внутренний рынок	Экспорт	Объем торговли, млрд. куб. м
Северо-Запад	поставки из ЕСГ несколько среднетоннажных производств СПГ Балтийский СПГ	Северный поток-1 Северный поток-2 ПРГУ «Маршал Василевский» и ПХГ Калининградское	Северо-Западные регионы России развивающаяся газохимическая промышленность	ЕС	147
Центральная Россия	поставки из ЕСГ	мощности газопроводов в Польшу и на Украину	ЦФО развивающаяся газохимическая промышленность	Украина и Восточная Европа	100
Юг России	поставки из ЕСГ и планируемый среднетоннажный завод СПГ	Турецкий поток Голубой поток ПХГ в Ставропольском и Краснодарском крае	ЮФО развивающаяся газохимическая промышленность	Турция и Юго-Восточная Европа	50
Дальний Восток	Сахалин-2 Дальневосточный СПГ Владивосток СПГ Якутский и иркутский центры газодобычи	Сила Сибири Сахалин-Хабаровск-Владивосток терминал СПГ на Камчатке	ДВФО развивающаяся газохимическая промышленность	АТР	132

Источник: оценки авторов.

Процессы создания газовых хабов уже активно идут вдоль западных границ России. Россия имеет также достаточные предпосылки для создания газовых хабов в различных частях страны и выступать не только в качестве крупного поставщика газа, но и в качестве площадки современной торговли газом. Развитие подобных механизмов послужит не только росту конкурентоспособности российского газа, но и обеспечению развития связанной с газовой торговлей инфраструктуры, что в свою очередь принесет инвестиции в технологии торговли и простимулирует внутреннее потребление газа на территории России.

В Энергостратегии-2035 зафиксирована цель увеличить нерегулируемые объемы продаж газа с 33 % в 2018 году до 40 % в 2035 году, что совершенно не соответствует современным тенденциям развития газовой торговли. Формирование газовых хабов на Северо-Западе, Востоке и Юге России не только уберет ограничения по сырью для газопереработки, но имеет потенциал рыночных центров торговли, вовлекая рынки зарубежных стран.

Организованная торговля газом послужит обеспечению прозрачности торгов, создаст благоприятные условия для конкуренции между основными производителями природного газа. Подобные меры стимулируют выход на новые рынки российского СПГ, обеспечивая диверсификацию поставок и снимая претензии со стороны антимонопольных органов в отношении доминирования российского газа на отдельных рынках.

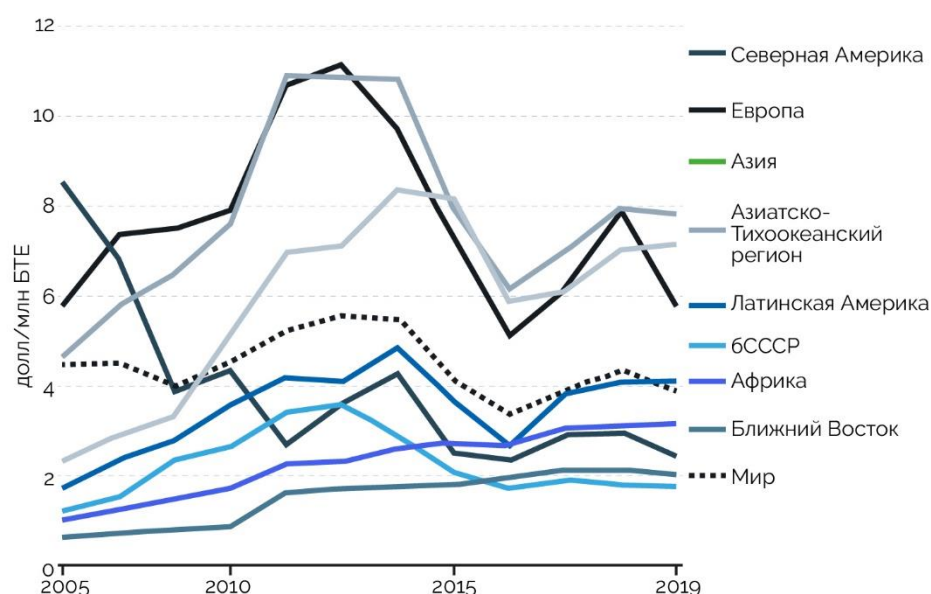
СОКРАЩЕНИЯ И ОБОЗНАЧЕНИЯ

DOE	Department of Energy (Министерство энергетики США)
IEA	International Energy Association (Международная энергетическая ассоциация)
ТРА	Third party access (доступ третьих лиц – недискриминационный доступ)
АТР	Азиатско-Тихоокеанский регион
ГПЗ	газоперерабатывающий завод
СПГ	сжиженный природный газ
СПХР	система приема, хранения и регазификации
СУГ	сжиженные углеводородные газы
ДТ	дизельное топливо

ГАЗОВАЯ ТОРГОВЛЯ – ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ

Доступный природный газ в течение последних 50 лет обеспечивал конкурентное преимущество для энергетики и промышленности СССР, а позднее - России и стран СНГ. В последние 5 лет за счет снижения обменных курсов оптовые цены на природный газ в странах бывшего СССР являются стабильно низкими в сравнении с прочими регионами мира.

Рисунок 1 - Уровень оптовых цен на природный газ по регионам мира



Источник: IGU Wholesale Gas Price Survey 2020 Edition, June 2020.

Тем не менее, дешевый газ не стал стимулом для развития смежных и перерабатывающих отраслей. Для сравнения, в США в результате сланцевой революции было создано более 400 тыс. новых рабочих мест, построено 260 новых предприятий, а общий объем инвестиций в газоперерабатывающие и газохимические производства превысил 180 млрд долл.¹

В России причинами отсутствия аналогичного успеха развития экономики за счет дешевого газа стали:

- слаборазвитая инфраструктура снабжения внутренних потребителей. Даже в результате реализации большого числа газотранспортных проектов, газопроводы так и не вышли на морские побережья для газоснабжения промышленных потребителей;
- Сохранение приоритета экспортных поставок наряду с удовлетворением спроса на внутреннем рынке, для чего предлагалось даже заместить при необходимости национальную газовую генерацию угольной²;

¹ «The real fuel of the future: natural gas», Manhattan Institute, Mark P. Mills, September 2018.

² <http://www.oilru.com/news/47049/>

- рыночная асимметрия в ценообразовании на природный газ для различных категорий потребителей;
- монополия на транспорт и экспорт газа со стороны ПАО «Газпром»;
- административные барьеры и сложная процедура подключения к газу, которые привели к формированию искусственного дефицита газа на внутреннем рынке.

Доступный природный газ в сочетании с традиционно большим объемом потребления позволяет претендовать на формирование и развитие торговых механизмов на территории России для российского газа и газа, добываемого в странах бывшего СССР.

Структура ценообразования в мире достаточно разнообразна, включая привязку к цене конкурирующего энергоносителя или итогового продукта, договорные цены между монопольными покупателями и продавцами, регулируемые цены по различным схемам.

Таблица 1 - Механизмы ценообразования на природный газ

Сокращенное название	Название	Описание
OPE	Привязка к нефти (oil price escalation)	Цена привязана к цене конкурирующего топлива, обычно в этом качестве выступает сырая нефть, мазут или котельное топливо
GOG	Конкуренция газ-газ (gas-on-gas competition)	Цена определяется на основе баланса предложения и спроса. Торговля осуществляется с поставкой на разные периоды времени (день, месяц, год или другой период) на физических или национальных хабах
BIM	Двухсторонняя монополия (bilateral monopoly)	Цена определяется путем переговоров крупнейшего поставщика и крупнейшего покупателя, устанавливается на период времени
NET	Привязка к итоговому продукту (netback from final product)	Цена определяется как функция от цены итогового продукта, производимого покупателем
RCS	Регулируемая по фактическим затратам (regulation: cost of service)	Цена устанавливается для покрытия издержек производителя, включая возврат инвестиций и рациональной рентабельности
RSP	Регулируемая (regulation: social and political)	Цена устанавливается для покрытия растущих издержек и для обеспечения роста выручки
RBC	Регулируемая цена ниже фактических затрат (regulation: below cost)	Цена устанавливается ниже средних издержек производства и транспортировки газа, часто в форме субсидии населению
NP	Нет цены (no price)	Газ поставляется бесплатно населению и промышленности
NK	Не известно (not known)	Нет данных

Источник: IGU Wholesale Gas Price Survey 2020 Edition, June 2020.

Упрощенная формула ценообразования на газ с привязкой к цене нефти (OPE) может включать в себя не только цену на нефть, но и другие энергоносители, например, сжиженные углеводородные газы.

Рисунок 2 - Формула цены на газ с привязкой к конкурирующему энергоносителю

$$P_{\text{газ}} = K \times \left(\alpha \times P_{\text{мазут}} \times \frac{H_{\text{газ}}}{H_{\text{мазут}}} \right) + \beta \cdot P_{\text{СУГ}} \times \frac{H_{\text{газ}}}{H_{\text{СУГ}}} \times (1 + R),$$

где

$P_{\text{газ}}$	цена на природный газ (на 1 нм ³)
K	поправочный коэффициент
α, β	коэффициенты для мазута и СУГ, как правило, равняются доле энергоносителя в энергобалансе, например, 60 % и 40 %
$P_{\text{мазут}}, P_{\text{СУГ}}$	импортная цена на мазут и СУГ (на 1 кг)
$H_{\text{газ}}, H_{\text{мазут}}, H_{\text{СУГ}}$	теплотворная способность газа, мазута, СУГ (например, 8 000 / 10 000 / 12 000 ккал/кг)
R	ставка НДС на газ

Источник: Gas Price Reviews – Outlook for Asia, DWF.

Формула расчета цены на основе итоговой стоимости продукта на примере СПГ может выглядеть следующим образом.

Рисунок 3 - Формула цены на газ с привязкой к цене продукта на целевом рынке

$$P_{\text{газ}} = \left(\frac{P_{\text{СПГ}} - (TT_{\text{РЖД}} + \text{ОПиУС} + \text{АФЦ}) \times R}{R \times (1 + M) - \text{ОЗП} - \frac{\text{Амортизация}}{1,4}} \right),$$

где

$TT_{\text{РЖД}}$	транспортный тариф РЖД
ОПиУС	операции подачи и уборки составов
АФЦ	аренда флота цистерн
ОЗП	Операционные затраты на производство
1,4	коэффициент конвертации 1 т СПГ в 1000 м ³ природного газа
M	маржа поставщика СПГ
R	ставка НДС

Источник: Экономическая лаборатория АлександрА Климентьева.

Структура ценообразования на рынке газа в мире³ существенно отличается в зависимости от региона и уровня государственного регулирования газовой отрасли. На наиболее крупных рынках газа в США и в Европе цены на газ определяются на основе конкуренции на газовом рынке и не регулируются государством.

Рисунок 4 - Структура торговли газом по моделям ценообразования мира



Источник: IGU Wholesale Gas Price Survey 2020 Edition, June 2020.

В Российской Федерации существует несколько различных сегментов рынка, на которых применяются различные принципы ценообразования. Подавляющий объем газа в России реализуется по регулируемым ценам, но создаются условия для расширения использования рыночного ценообразования.

Следует принять во внимание, что цена на природный газ при производстве СПГ и метанола при поставке на экспорт не подлежит государственному регулированию в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации № 1442 от 30 ноября 2018 года N 1442:

Государственное регулирование оптовых цен на газ, предусмотренное настоящими Основными положениями, не применяется в отношении природного газа:

- реализуемого публичным акционерным обществом «Газпром» и его аффилированными лицами на организованных торгах в объемах, определяемых Правительством Российской Федерации;

³ <http://admin.petroleum-economist.com/articles/markets/trends/2020/gas-breaks-the-oil-price-link>

- б) реализуемого публичным акционерным обществом «Газпром» и его аффилированными лицами организациям **для производства природного газа в сжиженном состоянии для последующего экспорта** и организациям, заключившим договоры поставки газа после 1 ноября 2018 г., предусматривающие начало поставки природного газа после 1 января 2020 г., **для производства метанола** из газа природного в газообразном состоянии **для последующего экспорта**;
- с) производимого с применением **технологии по сжижению газа** и (или) его регазификации из газа, добываемого публичным акционерным обществом «Газпром» и его аффилированными лицами, собственниками региональных систем газоснабжения и **поставляемого потребителям, не относящимся к категории «население»**.

Таблица 2 - Российские сегменты газового рынка по принципу ценообразования

Рыночный сегмент	Потребители	Основные поставщики	Объем рынка, млрд куб. м
Поставки по регулируемым ценам	<ul style="list-style-type: none"> • население • промышленные потребители • энергетические компании 	ПАО «Газпром» владельцы изолированных систем газоснабжения	463,12 (2019) ⁴
Поставки через механизмы биржевой торговли	<ul style="list-style-type: none"> • промышленные потребители • газораспределительные организации • энергетические компании 	ПАО «Газпром» НК «Роснефть» ПАО «НОВАТЭК»	12,88 (2019) ⁵
Поставки по нерегулируемым ценам	<ul style="list-style-type: none"> • отдельные категории промышленных потребителей • производители СПГ • производители метанола на экспорт 	ПАО «Газпром»	нет данных

Источник: Экономическая лаборатория АлександрА Климентьева.

Причины возникновения газовых хабов

На определенном этапе развития газового рынка за счет роста объемов производства, потребления и развития газотранспортных сетей возможно возникновение рыночных диспропорций между отдельными сегментами, которые заключаются в увеличении ценовых дифференциалов, избытке предложения в одних сегментах рынка и дефиците в других, а также росте власти монополии. Подобные диспропорции могут усиливаться в результате роста мировых цен на СПГ или снижения внутренней добычи газа и появления новых производителей.

⁴ https://ac.gov.ru/uploads/2-Publications/TEK_annual/TEK.2019.pdf

⁵ <https://energypolicy.ru/formirovanie-rynka-gaza/gaz/2020/14/22/>

Рост популярности природного газа как энергоресурса в мире приводит к развитию отрасли, что в свою очередь способствует совершенствованию механизмов торговли, в частности, к созданию рыночных хабов. Наличие хаба и уровень его развития свидетельствуют об уровне зрелости газового рынка и является механизмом балансировки интересов покупателей и поставщиков.

Считается, что наиболее развитыми хабами в мире являются следующие:

- Henry Hub (США);
- NBP (National Balancing Point, Великобритания);
- TTF (Title Transfer Facility, Нидерланды).

При этом Henry Hub является реальным газовым хабом, в котором сочетаются и физические объемы газа, и финансовые инструменты торговли, а NBP и TTF – виртуальными газовые хабы, в которых поставка газа не привязана к месту физического расположения хаба.

Следует отметить, что вне зависимости от того, является хаб виртуальным или реальным, наиболее развитые хабы находятся в регионах, для которых выполняются следующие условия:

- ограниченное влияние государства и рыночное ценообразование на газ на основе спроса и предложения;
- режим доступа третьих лиц (ТРА) к объектам инфраструктуры – газопроводы, ПХГ, терминалы СПГ;
- имеется масштабный внутренний рынок потребителей газа;
- расположены в странах с БОЛЬШИМ ОБЪЕМОМ внутренней добычи, т.е. имеется значимое внутреннее предложение на газ.

Сравнение показателей основных рынков в ЕС и АТР хорошо демонстрируют, почему один из наиболее развитых газовых хабов возник именно в ЕС.

Таблица 3 - Показатели газовой инфраструктуры ЕС и АТР (2019 год)

Страна	Объем рынка (млрд.м ³ в год)	Инфраструктура		Поставщики, млрд куб. м			Факторы долгосрочного влияния на рынок
		Размер приемных терминалов СПГ (млн т в год)	Мощность входящих газопроводов (млрд куб. м в год)	Внутреннее производство	Импорт СПГ	Импорт трубопроводного газа	
ЕС	482	150.5	450 ⁶	109	108	290	Биогаз/Биометан Климатические политики-регулирувания Цены на уголь и СПГ Водород Модернизация и развитие газотранспортной системы ЕС
Сингапур	13	11	9,6	0	5	8	Скорость Развития ВИЭ и бункеровка СПГ
Китай	307	77.4	105	178	85	48	Межтопливая конкуренция Скорость ВВП Сланцевый газ Шельф
Япония	108	210.5	0	0	106	0	Энергополитика по АЭС Межтопливая конкуренция Газовые гидраты
Корея	56	125,8	0	0	56	0	Энергополитика по АЭС и цена на уголь и СПГ Скорость развития ВИЭ

Источник: BP Statistical Review of World Energy, Quarterly report on European gas market (Еврокомиссия), Gazprom Export, GIGNL, ICIS, IGU, [5] [6].

Подробнее этапы развития рынков газа описаны в работах^{7,8} и в Таблице 4.

⁶ диапазон оценок 400-450 млрд куб. м

⁷ Administration Perspectives on the Development of LNG Market Hubs in the Asia Pacific Region», US Energy Information, 2017.

⁸ П. Хизер, Т. Митрова. Развитие газовых хабов и их роль в формировании бенчмарков для физических контрактов на поставку природного газа. Москва. Июль 2017 г.
<https://energy.skolkovo.ru/downloads/documents/SEneC/research01.pdf>

Таблица 4 - Этапы развития рыночных газовых хабов

Номер этапа, Этап	Описание
1 дерегулирование цен на газ	правительство перестает регулировать цены на газ. В результате происходит разделение транспортировки и других сервисных услуг от товарного рынка газа. Количество покупателей и продавцов растет
2 недискриминационный доступ третьих лиц к инфраструктурным объектам, терминалам (ТРА)	государственный регулятор гарантирует, что все потенциальные пользователи инфраструктуры имеют равный (недискриминационный) доступ к инфраструктуре (ТРА). Это позволяет создать сеть хабов для привлечения новых продавцов и покупателей.
3 двусторонняя торговля доминирует на рынке	множество участников рынка начинают заключать контракты друг с другом на условиях объектов инфраструктуры с ТРА. Производители могут продавать газ напрямую и конечным покупателям, и посредникам. Растет количество сделок и участников рынка
4 прозрачность в ценах и объемах рынка	открытая публикация цен специализированными компаниями (price returning entities – PRE), включающая данные по ценам и объемам, осуществляется ежедневно, еженедельно или ежемесячно по правилам, обеспечивающим передачу неискаженной информации. Достоверная информация по ценам поддерживает двустороннюю торговлю газом и снижает транзакционные издержки.
5 стандартизация торговых правил и контрактов	общественные и/или промышленные объединения разрабатывают стандартные правила и формы торговли газом. Это позволяет повысить уровень доверия на рынке, снизить транзакционные издержки и сделать рынок более эффективным.
6 внебиржевой рынок (ОТС)	в дополнение к производителям и потребителям газа на рынок выходят трейдеры, финансовые институты, брокеры и обеспечивают рынку достаточный уровень ликвидности
7 индексы цен	ликвидность на хабах повышается и данные по ценам от PRE надежно отражают рыночную ситуацию. Публикуемые цены становятся достоверными индексами, которые участники рынка используют в долгосрочных контрактах.
8 начало торгов производными инструментами	трейдеры производными инструментами начинают осуществлять операции хеджирования на основе индексов цен и принимают риски, предлагая внебиржевому рынку услуги хеджирования на основании индексов цен
9 фьючерсные торги	товарные биржи начинают торговлю стандартизированными фьючерсными контрактами и предлагают торговые платформы по правилам биржи
10 ликвидная форвардная кривая цен	количество торгов фьючерсными контрактами возрастает, их продолжительность существенно увеличивается, обеспечивая возможность построения долгосрочной кривой на основе фьючерсных контрактов, что позволяет управлять рисками в долгосрочной перспективе

Источники: «Administration Perspectives on the Development of LNG Market Hubs in the Asia Pacific Region», US Energy Information, 2017. «The evolution of European traded gas hubs», Patrick Heather, Oxford Institute for Energy Studies.

Международное энергетическое агентство определяет несколько структурных и институциональных условий для создания рынка газа.

Институциональные требования:

- пониженное государственное регулирование. Это предполагает сдвиг от прямого контроля отрасли в сторону мониторинга рынка и независимого антимонопольного регулятора;

- разделение добычи и транспорта газа. Вертикально интегрированные системы должны быть разделены: добыча и транспорт осуществляются независимыми компаниями;
- дерегулирование оптового рынка. Оптовая цена больше не должна регулироваться государством и определяется рынком.

Структурные требования:

- достаточная мощность газотранспортной системы и недискриминационный доступ к ней. Недискриминационный доступ должен увеличить количество участников рынка, а достаточная мощность системы исключает узкие места для удовлетворения рыночного спроса при изменении предложения и спроса;
- количество рыночных участников. Устойчивый рынок требует достаточного количества производителей газа и трейдеров, имеющих значимую долю на рынке.
- участие финансовых институтов. Конкурентный рынок газа предполагает активную роль финансовых институтов для осуществления расчетов и покрытия операционных и финансовых рисков, а также для прямого участия в перепродаже газа.

В литературе описано много юридических и финансовых требований к хамам⁹: отказ от госрегулирования цен на оптовом рынке, разделение видов деятельности, прозрачные недискриминационные регулируемые тарифы для инфраструктуры, доступ к информации, наличие независимого контролирующего органа, недискриминационный доступ третьих сторон к инфраструктуре, развитие двусторонней торговли, спотовый рынок, возможность многократной перепродажи продукта и вторичной торговли мощностями, правила балансировки мощностей, стандартизированные торговые контракты, фьючерсы и формирование ценового бенчмарка.

В процессе создания хаба формируется сложная экосистема, включающая в себя, помимо физических продавцов и покупателей газа, консультантов, брокеров, страховщиков, банки и прочие финансовых институциональных участников.

Создание газового хаба очень долгий и последовательный путь, требующий на каждом этапе организационных и волевых усилий от организаторов процесса и лиц, принимающих решения. И, похоже, что для России этот путь неизбежен, но чем позже он будет начат, тем будет труднее его проходить

⁹ <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2017/05/European-traded-gas-hubs-an-updated-analysis-on-liquidity-maturity-and-barriers-to-market-integration-OIES-Energy-Insight.pdf>

без потерь из-за спешки вдогонку за убегающими требованиями рынка.

Для того, чтобы оценивать эффективность работы хаба обычно используют следующие метрики (Таблица 5).

Таблица 5 - Показатели зрелости газового хаба

Метрика	Как определяется	Примечания
Количество участников	Количество активных участников по итогам каждого месяца	Важно учитывать как количество участников со стороны покупателя, так и со стороны продавца. Именно большое количество участников с обеих сторон вносит вклад в развитие ликвидности хаба до уровня бенчмарка.
Торгуемые продукты	Наличие (да/нет) конкретного продукта в доступе на торговой площадке хаба.	К продуктам торговли на хабе относят не физически доступный товар (газ), а возможные способы его торговли. Традиционно, к торгуемым продуктам относят: фьючерсы на месяц, полгода, год вперед; спотовые контракты; опционы; деривативы; свопы;
Объемы торгов	Ежедневные, ежемесячные, годовые и т.д. объемы торгов в натуральном и денежном выражении в разрезе по торгуемым продуктам.	Объемы как физические, так и финансовые.
Индекс торговой активности	Рассчитывается как коэффициент (от 0 до 20) спреда между спросом и предложением лотов на конкретный товар.	Индекс обычно рассчитывается на каждые 10 лотов товара ежеквартально. Индекс сам по себе не является показателем глубокого, ликвидного и прозрачного рынка, но он может помочь в анализе развития торгуемого хаба в сочетании с другими показателями. Это связано с тем, что он рассматривает только спред спроса / предложения без оценки глубины рынка по указанным ценам.
Индекс ликвидности	Рассчитывается как отношение объема торгов к объему физически поставленного товара за определенный период.	Общеизвестен как Churn rate. Как правило, рассчитывается на ежегодной основе. Один из наиболее важных показателей коммерческого успеха газового хаба. Представляет собой меру того, сколько раз «партия» газа продана в период между ее первоначальной продажей производителем и окончательной физической покупкой потребителем. Churn rate показывает реальную ликвидность хаба и насколько он предпочтителен для игроков в части хеджирования рисков.

Источник: составлено авторами на основе [17]

Как уже упоминалось, наиболее развитые хабы действуют в регионах, в которых сочетается собственное производство и емкий внутренний рынок. Без производства хаб слаб и зависит от ценовых параметров других хабов. В связи со снижением внутренней добычи в ЕС, Россия имеет хорошие перспективы в части создания полноценного европейского газового хаба. Об этом потенциале свидетельствует и объем продаж на Электронной торговой платформе «Газпрома» (ЭТП), который во II квартале 2020 года достиг 8,6 млрд куб. м, что на 165% больше по сравнению с аналогичным периодом

прошлого года, а к ноябрю 2020 года, т.е. за 11 месяцев, объем продаж достиг 176,8% от общего объема за весь 2019 год.¹⁰¹¹

Основные понятия и определения

Определение хабов оказывается одной из самых сложных для понимания вещей. Классическое определение¹²⁻¹³ описывает хаб как торговую точку, где покупатели и продавцы обмениваются правом на товар. Право собственности обменивается либо при сделках по управлению рисками (фьючерсы - финансовые сделки), либо при физических сделках для потребления или балансирования. Хаб имеет единую ценовую зону, где нет никакой разницы в стоимости товара. Она может быть такой же большой, как национальная сеть, например, газовые хабы Великобритании NBP и Нидерландов TTF, или маленькой, как точка межсетевого соединения, примером которой служит Henry Hub (НН) в США¹⁴.

Таблица 6 - Виды газовых хабов

Вид хабов	Пример	Необходимые характеристики
Физический	Физическая точка передача товара (трубопровод, СПГ терминалы, заводы и т.д.) – точка формирования цен Хабы Северной Америки	Большой объем производства газа/высоко развитые транспортные сети/множество участников.
Ликвидный торговый	NBP, TTF, НН	Большое количество участников Большой объем производства газа Фьючерсные торги с длинным сроком (глубиной в несколько лет) Виртуальные-физические точки передача газа
Транзитный	Азиатские СПГ хабы	Точка перепродажи-перегрузки-реэкспорта В настоящее время выполняют функции точки перегрузки СПГ, а не функции торговых хабов
Бенчмаркерный	НН, NBP, TTF	Интеграция с объектами газотранспортной инфраструктуры Должен иметь протяженную фьючерсную кривую Спотный рынок с хорошей ликвидностью Поддерживает инструменты торговли фьючерсами на несколько лет вперед

¹⁰ Quarterly Report Energy on European Gas Markets with special focus on the role of hydrogen in the future EU energy mix Market Observatory for Energy, Европейская Комиссия, Генеральный директорат по энергетике, Том 13, выпуск 2, второй квартал 2020 года, с. 3.

¹¹ <http://www.gazpromexport.ru/en/esp/sales/?year=2020>

¹² P.Heather. The evolution of European traded gas hubs. Oxford: OIES; 2015.

¹³ IEA. Developing a natural gas trading hub in Asia: obstacles and opportunities. Paris: International Energy Agency; 2013.

¹⁴ X.Shi and V.Hari. Key elements for functioning gas hubs: A case study of East Asia. 2018.

Вид хабов	Пример	Необходимые характеристики
Опционные элементы хаба		
Биржа	NYMEX, ICE и другие	Специальные трейдинговые платформы для учета прав собственности и расчетов по торгам В основном фьючерсные сделки, но включается себя спотовую торговлю

Источники: составлено авторами на основе [2] [3] [4] [6][7].

Ликвидные торговые хабы требуют наличия фьючерсного рынка с длительным сроком погашения для управления финансовыми рисками и достаточным количеством участников.⁵

Хаб, действующий как бенчмарк, должен иметь интеграцию с объектами газотранспортной инфраструктуры, спотовый рынок с хорошей ликвидностью, поддерживать инструменты торговли фьючерсами на несколько лет вперед, быть полностью прозрачным, открытым и доступным для широкого круга участников.

Биржа представляет собой специализированную торговую платформу, которая торгует товарным газом (в объемных единицах или в единицах энергии), в основном фьючерсными продуктами, но также и некоторыми спотовыми продуктами, а газовый хаб функционирует в качестве точки поставки товара. Биржа отличается от хаба. Контракты NBP торгуются на Нью-Йоркской товарной бирже (NYMEX), ICE/ICE-Endex и EEX. ICE-Endex торгует контрактами от NBP, TTF, NCG, GASPOOL, ZEE, ZTP¹⁵. В некоторых случаях расположение биржи и хаба совпадают. Например, ZEE — это физический хаб и газовая биржа. И, наоборот, НН — это просто физический узел, а не газовая биржа. Хенри Хаб обозначен NYMEX как пункт доставки из-за его центрального местоположения и большого количества соединений газопроводов, которые позволяют удобно передавать природный газ.

Из этих определений понятно, что хаб — это географически определенная точка (например, Henry Hub) или виртуальное пространство (например, NBP и TTF), созданное для удобства транзакций, где происходит обмен правом собственности на товар. Биржа — это рыночная площадка, на которой продается товары одного или нескольких хабов. На успешных торговых хабах цены определяются на основе конкуренции

¹⁵ Сокращенные названия хабов:

EEX (European Energy Exchange): энергетическая биржа Германии

GASPOOL: GASPOOL является главным газовым хабом и один из 2 рыночных площадок в Германии

ICE (Intercontinental Exchange): Биржа для торгов энергетических товаров и ценообразования в Великобритании

ICE-Endex: Биржа ICE для торгов газа в континентальной Европе, Нидерланды, Бельгии, Германии, Италия и т.д.

NCG (Net Connect Germany): Один из 2 газовых хабов в Германии

ZEE (Zeebrugge): Порт и газовый хаб в Бельгии

ZTP (Zeebrugge Trading Point): Торговая точка в Зебругге.

«газ-газ», использующейся на либерализованных оптовых рынках. Хаб, как единая ценовая зона, должен быть хорошо связан и иметь достаточную инфраструктуру, по которой товар может свободно транспортироваться. Следовательно, оптовый рынок должен быть полностью либерализован, чтобы множество продавцов и покупателей могли конкурировать друг с другом за покупку и продажу газа в качестве товара на основе прозрачной конкуренции.

Наличие собственного газового хаба дает огромные преимущества рынку, на котором он создан.

Таблица 7 - Основные показатели газовых хабов в мире

Страна	Название хаба/биржа	Год основания	Тип хаба (точка передача товара)
Великобритания	National Balancing Point (NBP-хаб) Торгуется на ICE, ICE-ENDEX, NYMEX, EEX	1997	Виртуальный (Великобритания)
Нидерланды	Title Transfer Facility (TTF-хаб) торгуется на ICE-ENDEX и EEX	2003	Виртуальный (Нидерланды)
США	Henry Hub (хаб) Торгуется на NYMEX и ICE	1990	Физический (город Erath)
Владивосток	Дальневосточный газовый хаб	возможный	Физический (Владивосток)
Камчатка	Камчатка Перевалочного терминала по перегрузке СПГ (хаб)	2022	Физический (Бухта Бечевинская)
Китай	Shanghai Petroleum and Gas Exchange (SHPGX - биржа)	2015	Виртуальный
	Chongqing Petroleum and Gas Exchange (CQPGX - биржа)	2017	
	Qianhai Mercantile Exchange (QME-биржа)	2020	
Индия	Indian Gas Exchange (IGX-биржа)	2020	Виртуальный (Dahej, Hazira, Oduru)
Индонезия	-	возможный	Физический (Arun, Ambon, Lampung)
Япония	Japan OTC Exchange (JOE-биржа)	2014	Виртуальный (Япония)
Ю.Корея	Tongyong SSLNG Terminal (хаб)	2023	Физический (Tongyong)
	North East Asia LNG Hub Terminal (хаб)	2023	Физический (Yeosu)
	Korea Energy Terminal (KET - хаб)	2024	Физический (Ulsan)
	Dangjin LNG import terminal	2025	Физический (Dangjin)
Малайзия	Pengerang LNG (хаб)	2018	Физический (Pengerang)
	Sungai Undang (Хаб)	2020	Физический (Sungai Undang)
	Port Klang (Хаб)	2022	Физический (Port Klang)
Сингапур	Singapore Exchange (SGX- биржа)	2015 (Закрыт в 2019 году)	Виртуальный
Тайланд	-	возможный	Физический (Map Ta Phut и Nong Fab)

Источники: составлено авторами на основе данных компаний и бирж. Bangkok Post, Jakarta Post, Yonhap News Agency, [2][3][5].

Привязка импортной или экспортной цены на газ к цене своего хаба помогает значительно снизить валютные и ценовые риски. Например, некоторые из экспортных проектов СПГ в США, такие как Sabine Pass LNG и Corpus Christi LNG, индексируют цену долгосрочного контракта на продажу СПГ к ценам Henry Hub. Владельцы данных проектов продают СПГ по цене, имеющей привязку к ценам HH, включая другие капитальные, операционные затраты и фиксированную маржу. Данный ценовой механизм «затраты плюс» гарантирует фиксированный годовой доход независимо от мировых цен на продукцию, что обеспечивает устойчивость экономике проекта вне зависимости от колебаний цен на внутреннем и международном рынках. Большой объем торговли на HH приводит к тому, что результаты торгов начинают оказывать влияние на цены на газ в различных частях света. Аналогично на газовом рынке Северо-Запада Европы большинство долгосрочных газовых контрактов также полностью или частично привязаны к региональным ценам NBP и TTF. Доступные большие объемы газа, ликвидный рынок, инструменты управления рисками (производные) обеспечивают высокую надежность поставок газа для потребителя. Такого рода преимущества могут быть сохранены только при функционировании активно торгующих национальных или региональных газовых хабов.

Азиатско-Тихоокеанский регион является третьим по величине потребителем газа регионом после Северной Америки и Европы, и спрос на нем растет самыми быстрыми темпами в мире. Практически все основные игроки газовых рынков Азиатско-Тихоокеанского региона работают над созданием успешно функционирующих газовых хабов.

История становления наиболее развитых газовых хабов в мире

Газовый рынок США

Природный газ как энергоресурс, топливо, и рыночный товар стал активно использоваться с середины 18 века. Впервые газ угольных пластов для уличного освещения был использован в Великобритании в 1785 году. В 1816 году в Мэриленде появилось первое уличное освещение на природном газе в США, а в 1836 году – первая государственная газораспределительная компания в Филадельфии штат Пенсильвания.

Развитие газовой отрасли в обеих странах на протяжении почти двух веков проходило в рамках объективного процесса наращивания капитала, развития и концентрации инфраструктуры. В отличие от нефти или угля, природный газ до 1950-х годов транспортировался, как товар, посредством трубопроводов, которые вносили существенную составляющую в цену и определяли регулирование отрасли.

Газовая промышленность в США в начале 19 века была одним из самых сильно регулируемых секторов промышленности. Опасаясь усиления рыночной власти одной компании или картельного сговора, власти установили прямое федеральное регулирование согласно принятому в 1938 году «Закону о природном газе».¹⁶ Этот закон наделял Федеральную энергетическую комиссию (ФЭК, Federal Power Commission (FPC)) полномочиями по регулированию торговли природным газом между штатами (interstate trade). В 1954 году Верховный Суд штата Висконсин выносит решение в пользу расширения полномочий ФЭК по делу «Phillips Petroleum Co. против штата Висконсин». Так, если ранее государственному регулированию подвергались лишь цены продажи конечным потребителям с учетом транспортной составляющей, то теперь дополнительно регулировались цены продажи без транспортной составляющей или иными словами «цены на скважине» (wellhead-prices). Влияние решения по «делу Филлипса» было повсеместным и далеко идущим. Регулирование цен на скважине и цен для конечного потребителя создало производственные перекосы в условиях отсутствия перекрестного субсидирования, а также убрало все стимулы для инвестирования в инфраструктуру. В конечном итоге к середине 1970-х годов это привело к системному кризису недопроизводства и дефициту газа по всей стране.

В 1977 году проблема стояла настолько остро, что в январе Конгресс США специально был собран для обсуждения дальнейшей целесообразности регулирования цен на природный газ. Кроме этого, зарегулированные цены сорвали потенциальный проект завода по экспорту СПГ на рынок Южной Европы (Италия, Испания), и эта ниша позднее была занята Алжиром. Наконец, в 1978 году вышел новый закон «О регулировании газовой отрасли»¹⁷. Согласно ему, полномочия Федеральной Комиссии по регулированию энергетики (FERC, ранее ФЭК) теперь распространялись на регулирование газовой отрасли как между штатами, так и в каждом штате (interstate and intrastate trade). Во-вторых, были определены три этапа полного дерегулирования цен на газ как на скважине, так и для конечных потребителей:

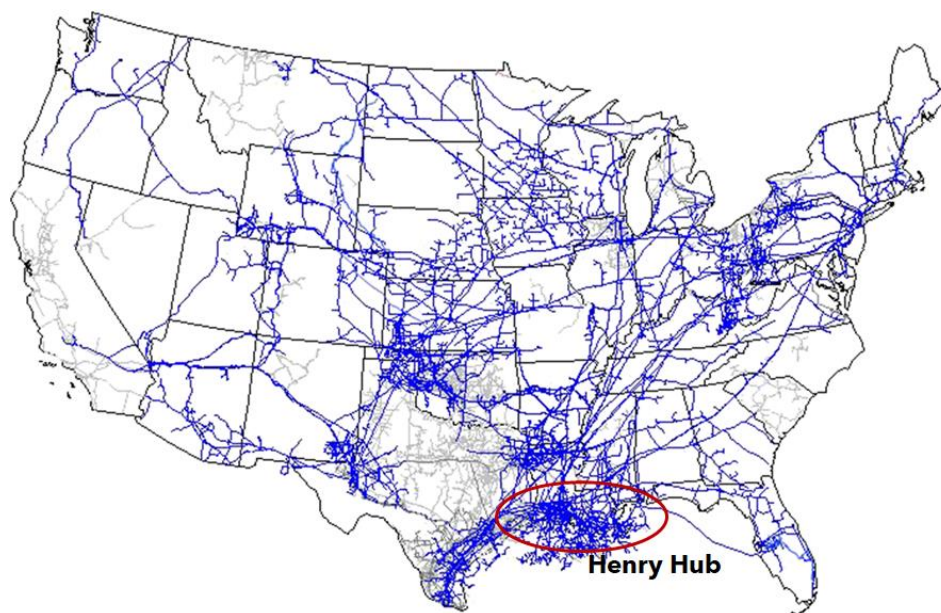
- 1979 – для всего газа, торгуемого между штатами;
- 1985 – для всего газа, торгуемого между штатами и в отдельно взятом штате;
- 1987 – для всех вновь вводимых месторождений, трубопроводов и распределительных сетей.

¹⁶ https://www.eia.gov/oil_gas/natural_gas/analysis_publications/ngmajorleg/ngact1938.html

¹⁷ https://www.eia.gov/oil_gas/natural_gas/analysis_publications/ngmajorleg/ngact1978.html

В 1989 году дополнительный закон «О дерегулировании цен на газ на скважине»¹⁸ обязал всех участников рынка перейти на рыночные цены до 1 января 1993 года (ранее было установлено до 2000 года). В апреле 1990 года на бирже NYMEX был продан первый фьючерс вновь образованного газового хаба Henry Hub в Луизиане, что было бы невозможно без устранения регулирующих барьеров. США географически поделены на несколько торговых зон, где сегодня действует 31 газовый хаб.

Рисунок 5 - Инфраструктура газовых хабов и региональных газопроводов в США



Источник: US DOE.

Henry Hub считается самым ликвидным рыночным газовым хабом в мире, на основе цены НН заключается множество экспортных контрактов на СПГ в мире.

Многочисленные исследования подтверждают, что именно дерегулирование рынка позволило за одно десятилетие развить рыночные принципы торговли. Следует также отметить, что все газовые хабы в США являются физическими. То есть, каждый хаб – это не виртуальная торговая площадка, а физический центр газовой транспортной инфраструктуры.

Газовый рынок Великобритании

В Великобритании действует еще один общепризнанный развитый хаб NBP (National Balance Point), процесс его становления протекал несколько иначе (Heather, 2010) [15], (Harker and Price, 2006) [12]. До 1986 года British Gas (BG) была единственным государственным вертикально-интегрированным монополистом, который поставлял газ потребителям в стране. Только сектор добычи газа был открыт для конкуренции, но и в этом сегменте доминировали

¹⁸ https://www.eia.gov/oil_gas/natural_gas/analysis_publications/ngmajorleg/ngact1989.html

транснациональные корпорации, такие как British Petroleum. В 1986 году пришедшая к власти партия Консерваторов во главе с Маргарет Тетчер объявила приватизацию BG, решив оставить ее единую вертикально интегрированную структуру, чтобы упростить процесс и не срывать продажи газа по стране, а рынок сбыта был разделен на три сегмента:

1. оптовый сегмент, на котором газ продается между производителями, трейдерами, BG и независимыми поставщиками;
2. контрактный сегмент, на котором газ поставляется крупным потребителям (первоначально потребляющим более 25000 BTU в год, а по новым правилам - более 2500 BTU в год) компанией BG или независимыми поставщиками;
3. тарифный сегмент, на котором газ поставляется мелким потребителям (с потреблением ниже 2500 BTU в год) компанией BG.

Таким образом, тарифный сегмент оставался закрытым для конкуренции, и BG был единственным поставщиком природного газа для мелких потребителей. В то время правительство считало, что конкуренция в таких поставках газа экономически нецелесообразна. Тем не менее, все оптовые и договорные цены на газ были либерализованы. Согласно исследованиям, первоначальное решение не разделять BG в 1986 году препятствовало развитию конкурентного рынка газа, потому что компания контролировала всю трубопроводную систему и имела долгосрочные контракты на поставку газа с производителями (Juris, 1998). В попытке усилить конкуренцию, в 1989 году регуляторы ввели правило 90:10, которое запрещало BG контрактовать более 90% поставок газа с любого месторождения на континентальном шельфе Великобритании. Правило 90:10 фактически вынудило производителей продавать свой газ независимым поставщикам, способствуя развитию оптовой торговли газом на входных терминалах британской газопроводной системы. Однако и это правило не устранило основной источник проблемы: способность BG контролировать доступ к своей трубопроводной сети. Предвосхищая дальнейшие действия со стороны регуляторов, в 1996 году компания сама решает разделить бизнес на две ключевые составляющие:

1. Centrica: добыча газа, продажи, поставка;
2. BG plc.: транспортировка и хранение газа.

Процесс был завершен к 1997 году, который принято считать началом развития конкурентного рынка газа в Великобритании. BG plc. определила четыре основных механизма торговли газом (двусторонний, спот, торговля на

хабе, гибридные сделки) и, в частности, установила правила торговли на NBP, который появился и до сегодняшнего дня работает как виртуальная торговая площадка. Первый фьючерсный контракт на NBP был продан 31 января 1997 года.

Газовый рынок ЕС

В Европейском Союзе развитие газовых хабов было наиболее поздним в силу объективных регуляторных причин и длительного процесса интеграции национальных газовых рынков. Ранние нормативные документы ЕС включали «Директиву о транзите газа» (1991), Первую и Вторую «Директивы о газе» (1998 и 2003, соответственно), «Директиву о безопасности поставок» (2004), «Правило о газе» № 1775 (2005), подробно обсуждаемые в (Klor, 2009) [20], (Yafimava, 2018)[23]. Первая Директива 1998 г. сыграла роль лишь процедурного регулирования, поскольку государства ЕС не могли договориться о доступе третьих сторон (Third Party Access, TPA) к инфраструктуре транспортировки и балансировки потоков газа в системе. Первая схема была во многом схожа с действующей процедурой доступа независимых поставщиков газа к Единой системе газоснабжения (ЕСГ) Газпрома в России.

Вторая газовая директива ввела TPA на основе тарифного регулирования для всех потоков газа в пределах ЕС. Новые тарифные требования хорошо вписывались лишь в модель входа-выхода, описанную (Hawdon, 2003), (Radetzki, 1999), (Gordon et al., 2003) [11]. Однако к 2005 году стало понятно, что никакого прогресса в развитии единого рынка газа ЕС нет. Согласно опросу европейских поставщиков газа, проведенному в 2006 году, Вторая директива не смогла достичь цели: контракты на транспортировку не стали более доступными и исключали определение доступа к трансграничным трубопроводам. Наконец, ЕС принял принципиально новые принципы перехода к формированию единого конкурентного рынка газа, которые нашли отражение в Концепции целевой газовой модели (Gas Target Model, GTM, 2011) GTM описывает следующие основные принципы работы нового рынка газа:

- создание разделенных по регионам оптовых зон в модели входа-выхода, где входная мощность определяется отдельно от выходной, каждая зона организует виртуальный газовый хаб. Такая модель позволяет доставлять природный газ внутри зоны в любую точку;
- взаимосвязь зон на основе механизмов распределения пропускной способности (Capacity Allocation Mechanism Network Code) и балансировки физических перетоков газа;
- гарантии поставок между зонами и трансграничными перетоками (security supply).

В 2011 году вступил в силу Третий энергетический пакет (Third Energy Package, TEP) (2009) и Правило № 715 по газу, отменившие ранее действовавшие вторую Директиву по газу и Правило № 1775. TEP изменил характер конкуренции, усилил интеграцию на рынке, ускорил развитие газовых хабов и способствовал усилению конкуренции типа «газ-газ» (Stern and Rodgers, 2014) [22], (Hulshof et al., 2016) [17], (Heather and Petrovich, 2017) [16]. Сегодня около 75% всего газа в ЕС торгуется без привязки к цене на нефть (IGU, 2019), а совершенствование нормативной базы привело к ускорению эволюции газовых хабов по всей Европе.

Голландский TTF (Title Transfer Facility) признан самым ликвидным и развитым в континентальной Европе (Heather, 2010, 2019). [14, 15] В 2019 году он в два раза превзошел NBP по объему торгов, и все больше покупателей выбирают его в качестве инструмента хеджирования или анализа цен. Индекс ликвидности TTF (churn rate) вырос с 3 в 2009 году до 65 к 2019 году.

Рисунок 6 - Современное состояние газовых хабов в ЕС и прилегающих торговых газовых странах-партнерах



Источник: OIES.

Секрет успеха, безусловно, не ограничен лишь аспектом регулирования. Он включает целый ряд факторов, таких как большой объем добычи газа, хорошо развитая газовая инфраструктура в Нидерландах, существенный рост торговли финансовыми инструментами, система балансирования рынка, рост поставок СПГ в Европу и спад собственного производства. Не менее важную роль сыграла политическая и коммерческая воля руководства страны стать центром торговли в ЕС.

Таблица 8 - Уровень развития газовых хабов в ЕС

Зрелые хабы	<ul style="list-style-type: none"> • высокая ликвидность; • значительные форвардные рынки, которые способствуют хеджированию поставок; • индексация цен для других хабов ЕС и для индексации долгосрочных контрактов 	Нидерланды
Продвинутые хабы	<ul style="list-style-type: none"> • высокая ликвидность; • более зависимы от спотовых продуктов; • прогресс в области хеджирования поставок, но относительно более низкий уровень ликвидности долгосрочных продуктов 	Испания, Франция, Бельгия, Германия, Чешская Республика, Австрия, Италия
Развивающиеся хабы	<ul style="list-style-type: none"> • повышение ликвидности с использованием преимуществ расширения взаимосвязей и мер регулирования; • высокая зависимость от долгосрочных контрактов и двусторонних сделок 	Швеция, Польша, Дания, Венгрия
Газовые хабы на ранних стадиях	<ul style="list-style-type: none"> • ликвидность на низком уровне и в основном ориентирована на спот; • основное внимание уделяется долгосрочным контрактам и двусторонним сделкам; • разнообразная группа с некоторыми юрисдикциями, имеющими: • организованные рынки на ранней стадии, • системы входа-выхода на этапе разработки 	Ирландия, Португалия, Финляндия, Латвия, Литва, Эстония, Словакия, Румыния, Болгария, Греция, Словения, Хорватия

Источник: ACER Market Monitoring Report 2019 – Gas Wholesale Market Volume (на основе данных ICIS Heren и REMIT). Рейтинг отражает результаты оценки потребностей участников рынка ACER Gas Target Model (AGTM).

Создание национальных газовых хабов в отдельных странах мира

Газовые хабы в АТР

В Азиатско-Тихоокеанском регионе дискуссии о создании газовых хабов активизировались в начале 2010-х годов. Мотивация их создания в первой половине 2010-х годов была в первую очередь обусловлена высоким уровнем цен на СПГ и ожиданием того, что создание газового торгового хаба может помочь снизить расходы на импорт СПГ, как это наблюдалось в Европе в конце 2000-х годов. Долгосрочные и спотовые цены на СПГ достигли исторически высокой отметки в период с 2011 по 2014 годы. Вслед за катастрофой на АЭС в Фукусиме в 2011 году японское правительство приостановило эксплуатацию атомных электростанций для проверки безопасности, а потерянные мощности по выработке электроэнергии должны были быть компенсированы другими видами топлива в том числе, природный газ. Кроме того, большая часть долгосрочных контрактных цен на СПГ в Азиатско-Тихоокеанском регионе связана с ценой на сырую нефть, и высокая цена на нефть

в этот период также повысила расходы на приобретение СПГ. Тем не менее, цена на СПГ начала падать, когда цены на нефть начали резко снижаться во второй половине 2014 года. Дискуссии о создании азиатских центров СПГ также стали затихать.

Два торговых хаба СПГ были созданы в первой половине 2010-х годов. В 2014 году, Japan OTC Exchange (JOE), дочерняя организация, Tokyo Commodity Exchange (TOCOM), начала торговлю СПГ в Японии. В 2015 году Singapore Exchange (SGX) повторила подобный опыт торговли СПГ для рынка Сингапура и других стран Азиатско-Тихоокеанского региона. SGX опубликовала ценовой индекс на СПГ под названием SGX LNG Index Group (SLING). СПГ был предназначен для торговли на JOE и SGX.

При создании торговых хабов СПГ в АТР, страны этого региона столкнулись с множеством трудностей. Основные препятствия для создания СПГ хабов в регионе заключаются в том, что торговля осуществляется на базе импортированного СПГ без опоры на внутренних производителей газа. Хабы, занимающиеся только международной торговлей СПГ, столкнулись с фундаментальными проблемами ликвидности, что означает, что объем торговли был недостаточным, а количество транзакций было слишком мало для создания функционирующего хаба и рыночного ценообразования. Собственное производство играло большую роль в успехе формирования американских и европейских хабов и развития внутреннего рынка. Отсутствие собственной добычи ограничивало развитие торговых хабов в Сингапуре и Японии.

Например, JOE заключает ограниченное количество спотовых сделок СПГ, поскольку Япония - рынок, где спрос снижается, а компании перегружены контрактами [7]. SGX прекратил публиковать ценовой индекс СПГ SLING в 2019 году, через 4 года после начала работы, из-за низкого числа участников, малого количества транзакций. На SGX и JOE деятельность по торговле фьючерсами с очень небольшим количеством или отсутствием спотовой торговли была сильно ограничена [7].

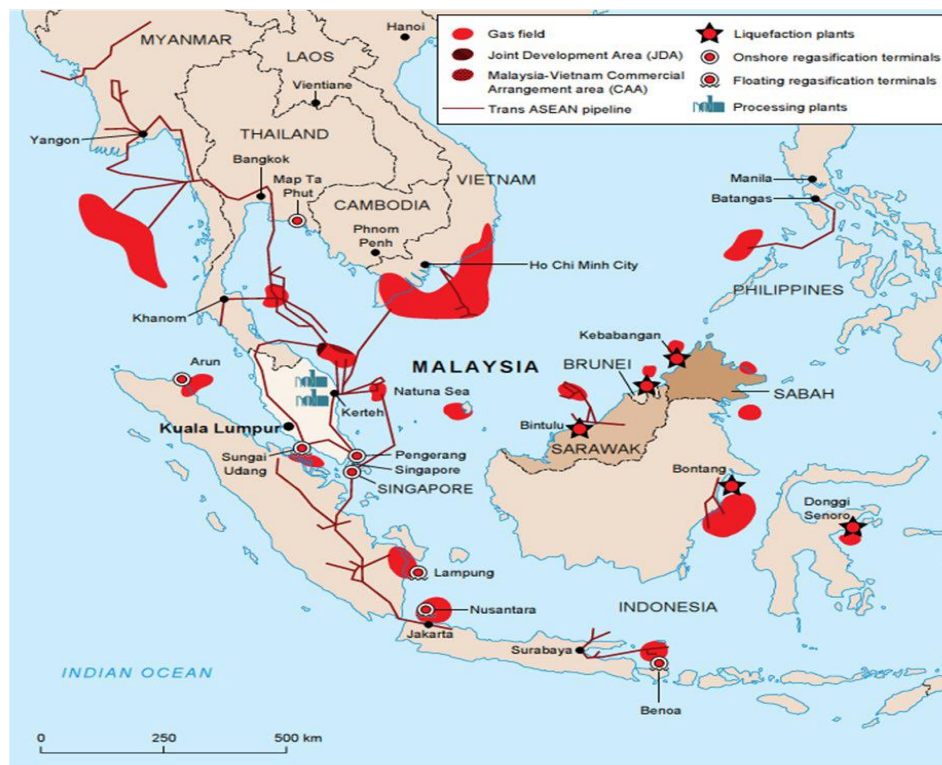
Рынки Азиатско-Тихоокеанского региона — это в основном независимые рынки, находящиеся на разных стадиях развития, обладающие отдельной транспортной инфраструктурой, разными ценами и системой регулирования. Из-за этого цену одного успешного газового хаба трудно представить, используя цены других стран, что осложняет появление бенчмаркерных хабов и развитие единых рынков.

ASEAN является единственным регионом в АТР, где газовые сети соединены друг с другом¹⁹. В долгосрочной перспективе мы можем увидеть создание газового хаба ASEAN

¹⁹ ASEAN - The Association of Southeast Asian Nations (Индонезия, Малайзия, Сингапур, Таиланд и Филиппины, Бруней-Даруссалам, Вьетнам, Камбоджа).

с прозрачной спотовой ценой, отражающей сочетание добычи газа и импорта СПГ в регионе, и осуществляемой в зависимости от либерализации газовых рынков в странах ASEAN [5].

Рисунок 7 - Газовые м инфраструктуры ASEAN



Источник: https://aseanup.com/overview-of-oil-and-gas-in-southeast-asia/?fbclid=IwAR2kGhmDot_--4K3LSorN2MaJ_adMhuPxpik3PfonrKrVowoUPKW5Ci650

В основе центров газовой торговли СПГ в Юго-Восточной Азии находится инфраструктура терминалов регазификации

СПГ и точек распределения газа с хранилищами, бункеровочным оборудованием, где газ будет продаваться внутренним потребителям, таким как электростанции, промышленные потребители и компаниям, осуществляющим бункеровку СПГ или отгрузку малотоннажных партий СПГ на грузовики.

В июне 2020 года, город Шеньчжэнь Китая объявил свой план для создания СПГ хаб для бункеровки СПГ, вместе с госкомпанией PetroChina и Shenzhen Gas. Проект нацелен на поставку СПГ для международных судов, работающие на СПГ.

В Малайзии и Таиланде планируют создать бункеровочные центры СПГ под руководством государственных энергетических компаний PETRONAS и Petroleum Authority of Thailand (PTT). Они хотят конкурировать с Сингапуром и стать региональными центрами бункеровки СПГ. Ожидается, что сокращение добычи государственных компаний в Малайзии и Таиланде не удовлетворит внутренний спрос на газ. Поэтому правительства этих стран решили постепенно разрешить независимым компаниям участвовать в импорте СПГ и поставлять газ на внутренний рынок.²⁰

В Южной Корее активно планируется строительство коммерческих СПГ терминалов, которые смогут функционировать в качестве региональных газовых хабов и зарабатывать путем сдачи в аренду мощностей хранилищ и регазификации импортерам СПГ. Korea Gas Corporation (KOGAS) была монопольным импортером СПГ до 2014 года. В 2013 году был принят закон, разрешающий промышленным предприятиям и производителям электроэнергии импортировать СПГ для собственного потребления. В 2015 году компания-производитель электроэнергии Korea Mildand Power (КОМІРО) стала первой независимой компанией, которая начала импортировать СПГ. Но KOGAS еще остается эксклюзивным продавцом газа на оптовом рынке. В настоящее время СПГ импортируют 5 независимых компаний. Из-за переизбытка предложения и снижения цен на международном рынке компаниям стало проще покупать СПГ и некоторые компании считают, что прямой импорт СПГ коммерчески более выгоден, нежели покупка газа через KOGAS. Правительства трех провинций вместе с другими компаниями работают над созданием корейского СПГ-хаба, первым шагом которого является строительство терминала.

Национальная нефтяная компания Korea National Oil Corporation (KNOC) и город Ульсан работают над созданием нефтегазового хаба Северо-Восточной Азии. В рамках проекта строится СПГ хаб с объектами хранения, регазификации и бункеровки. Город Йосу планирует построить СПГ-хаб для снабжения электростанций и заводов

²⁰ Bangkok Post. <https://www.bangkokpost.com/business/1771714/fuelling-the-future>

на внутреннем рынке. Город Тонг-йонг пытается построить СПГ терминал по перевалке СПГ для экспорта СПГ на ISO танкерах в восточный Китай. Одновременно, KOGAS тоже намерен участвовать в подобных проектах. Запланированный терминал Тангджин планируется использовать для клиентов KOGAS и часть мощностей сдавать в аренду, для расширения клиентской базы. Все СПГ терминалы планируют принимать участие в перепродаже и торговле СПГ. Однако, пока неизвестно, реализуются ли подобные планы в долгосрочной перспективе. Успехи проектов тесно связаны со снижением дополнительных затрат, вызванных перевалкой СПГ в хранилище, регазификацией, сжижением и неожиданной динамикой цен на международном рынке. Цена с момента импорта СПГ и до момента реэкспорта СПГ должна позволять окупать все затраты и получать прибыль. Помимо проектов, упомянутых в таблице, существует множество проектов по производству электроэнергии из газа на Филиппинах, и в таких странах, как Бангладеш, Пакистан, Мьянма, Вьетнам. Одновременно некоторые СПГ терминалы в Японии, Китае, Сингапуре, Малайзии и Корее уже функционируют или готовы оказывать услуги поставки СПГ для бункеровки судов.

Таблица 9 - Физические СПГ хабы в АТР

Страна	Город	Функция	Инфраструктура	Оператор/ Акционеры
Китай	Shenzhen	Бункеровка СПГ	Объем бункеровки СПГ 1-ый этап: 0,23 млн т в год 2-ой этап: 2 млн т в год Мощность бункеровщиков: 80 000 – 100 000 куб. м	Yantai Port PetroChina Shenzhen Gas
	Dangjin	Продажа газа на оптовом рынке газа в Корею Аренда мощности хранилища СПГ для внутренних потребителей/трейдеров В долгосрочной перспективе: участие в трейдинге СПГ Запуск первого этапа: 2025	Хранилище СПГ: 2 млн куб. м Перезагрузка СПГ Бункеровка СПГ	KOGAS
	Yeosu	Аренда мощности хранилищ и регазификации для внутренних потребителей (электростанции/заводы) и трейдерам В долгосрочной перспективе: участие в трейдинге СПГ Запуск первого этапа: 2024	Хранилище: 200 000 м ³ x 4 (+ 8 хранилищ СПГ на стадии планирования) Газовая электростанция Бункеровка СПГ	Hanyang
	Ulsan	Поставка газа местным электростанциям/заводам, Бункеровка СПГ Запуск первого этапа: 2024	Хранилище (215 000 куб. м x 2) + нефтяные хранилища Бункеровка СПГ, электростанция СПГ/СУГ Мощность регазификации 1 млн т в год (x2)	KNOC, SK Gas, MOLCT, S-Oil, Ulsan Port, Posco- Daewoo, Hanwha- Total, Prostar Capital
	Tongyong	Перевалка в ISO цистерны Терминал производства мини-СПГ Запуск: 2023	Мощность - 1 млн тонн Газовая электростанция	Tongyong City, Hanwha, HDC, Daelim Corporation
Малайзия	Port Klang	Поставка СПГ и СУГ в Юго-Восточную Азию в том числе Бангладеш и Мьянма Запуск: 2022	Мощность хранилища: СПГ - 160 000-20 000 м ³ СУГ - 134 000 м ³ Перезагрузка СПГ	Equinor Global Petroleum Storage
	Pengerang	СПГ регазификация Перезагрузка СПГ Бункеровка СПГ-нефтепродуктов Хранение газа и нефтепродуктов Конкуренция с Сингапуром за региональный хаб для бункеровки СПГ	Развитие инфраструктуры бункеровки СПГ	PETRONAS
	Sungai Undang	СПГ регазификация Перезагрузка СПГ Бункеровка СПГ	Развитие инфраструктуры бункеровки СПГ	PETRONAS
Тайланд	Map Ta Phut Nong Fab	Хаб в ASEAN для торговли и поставки мини СПГ (бункеровка, отгрузка на грузовики) Конкуренция с Сингапуром и Малайзией за региональный хаб для бункеровки СПГ В долгосрочной перспективе: участие в трейдинге СПГ		PTT
Индонезия («Переоборудование 52 дизельных электростанций на газовые электростанции через 3 СПГ хаба»)	Arun	Переоборудование СПГ терминала для экспорта на импортный терминал Поставка газа на электростанции		PT PGN PT PLN
	Ambon	Новый импортный терминал СПГ Поставка газа на электростанции FSRU		PT PGN PT PLN PT PGN PT PLN
	Lampung	Поставка газа на электростанции		

белый цвет строк –
на этапе расширения

зеленый – строительство

синий – планируемый

Источник: Bangkok Post, Jakarta Post, Energy News Korea, Malay Mail, Platts, Yonhap News Agency, [7].

Благодаря переизбытку предложения СПГ на мировом рынке, все больше компаний в Азии проявляют интерес к участию в торговле СПГ, и концепция создания СПГ хабов набирает обороты. В настоящее время многие проекты азиатских терминалов СПГ находятся на ранней стадии развития – строительство большинства из них еще даже не начато – и нет уверенности, что все из них будут реализованы. Однако ожидается, что некоторые из данных проектов начнут работу в первой половине десятилетия и также появятся новые проекты. В настоящее время не планируется строительство хаба для экспорта СПГ (помимо проекта в Тон-йонге в Корее). А проект Topyong LNG – это проект экспорта СПГ в ISO цистернах, не подразумевающий реэкспорт СПГ на газовозов, таких как планируется использовать на СПГ хабе на Камчатке. Это связано с тем, что для стран-импортеров газа проект реэкспорта СПГ несет нежелательные риски, связанные с дополнительными затратами, вызванными перевалкой СПГ в хранилище, и неожиданной динамикой цен на международном рынке с момента импорта СПГ и до момента реэкспорта СПГ, что не всегда позволяет реэкспорт. Однако, разнообразие размеров физических хабов СПГ и их функций предоставляет возможности для улучшения инфраструктуры, диверсификации способов использования и увеличения потребления природного газа в данном регионе. В Азии, в отличие от Северной Америки и Европы, отсутствует развитая трубопроводная инфраструктура – а международная торговля газом в основном основана на торговле СПГ. Таким образом, терминалы СПГ становятся основными торговыми точками.

Китай

Китай является одним из наиболее устойчивых рынков газа и имеет устойчивые темпы роста спроса. Значительный объем спроса на газ, диверсифицированные источники газа, развивающаяся газотранспортная и СПГ инфраструктура, собственная добыча, в т.ч. из нетрадиционных источников, наличие политической воли по замещению угля на газ создают благоприятные условия для создания национального газового хаба, который впоследствии может стать основой для регионального газового хаба в АТР.

В Китае есть три биржи по торговле газом – Shanghai Petroleum and Gas Exchange (SHPGX) одна из них находится в Шанхае, а вторая Chongqing Petroleum and Gas Exchange (CQPGX) – в Чунцине, третья Qianhai Mercantile Exchange (QME) в Шэньчжэне с 2020 года.²¹ На SGPGX, запущенной в ноябре 2016 года, торгуется СПГ и трубопроводный газ, а на

²¹ Reuters. <https://www.reuters.com/article/china-gas-auction/update-1-chongqing-oil-and-gas-exchange-sold-pipeline-gas-in-debut-trading-idUSL3N1SN3EU>

CQPGX – газ, добытый в этом регионе, с поставкой по газопроводу.

SGPGX больше всех похож на биржи в Северной Америке и Европе, где участвует большое количество покупателей, которые могут конкурировать за газ из различных источников. Благодаря этому у SGPGX есть реальный шанс стать торговым хабом газа в долгосрочной перспективе. Однако Ши отмечает, что из-за плохой связи трубопроводов между торговыми точками SGPGX, биржевая торговля газом не реализовала весь свой потенциал. [7] Торговля на CQPGX началась в мае 2018 года. Будучи газодобывающим регионом со многими крупными потребителями газа и хорошей трубопроводной сетью, Чунцинский хаб имеет значительные преимущества и хорошие предпосылки для того, чтобы стать точкой определения цен на газ в Чунцине. [8]

Низкие цены на газ привели к конкуренции между СПГ и трубопроводным газом в отдельных регионах Китая, а также СПГ внутреннего производства и импортированного СПГ.

В результате Китай достаточно активно примеряет корону «последней надежды» рынка СПГ.

Индия

Несмотря на существенные отличия в развитии энергетических систем Индии и стран Персидского залива (Gulf Cooperation Council - Совет сотрудничества арабских государств Персидского залива), идея создания национальных газовых хабов не теряет своей популярности в этих регионах с начала 2000-х годов.

Создание национального газового хаба воспринимается как необходимое условие повышения устойчивости национальной энергосистемы.

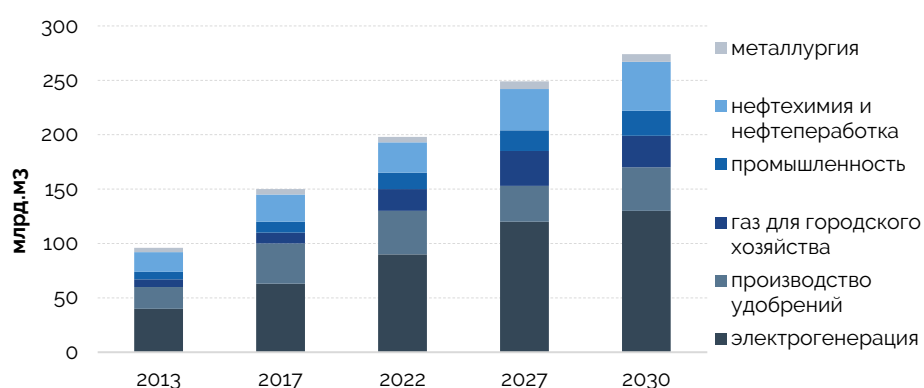
Прежде всего, подразумеваются следующие необходимые меры:

- стимулирование потребления газа и развитие полноценного внутреннего рынка;
- поддержка национальных компаний-экспортеров в условиях высокой волатильности внешних рынков (страны GCC);
- развитие сбалансированной национальной энергосистемы;
- политический фактор - борьба с «корпоративным/региональным феодализмом» (Индия);
- социальный аспект - реформа системы субсидирования цен для населения и ключевых стратегических отраслей.

Текущий рост ВВП в Индии составляет 7-8%, рост энергопотребления - более 4% в год, что является самым высоким показателем в мире. Прогнозируется, что по темпам роста энергорынка Индия обойдет Китай к концу 2020 года²².

Потребление газа будет расти быстрее чем нефти или угля, но его доля в энергокорзине не превысит 10% к 2040 году (National Institution for Transforming India)²³. Индия планирует присоединиться к климатической повестке и ставит задачу увеличить долю газа до 25% и, что самое главное, сделать его доступным для всех социальных слоев.

Рисунок 8 - Потребление газа по секторам экономики Индии



Источник: PNGRB 2015.

В условиях пандемии в мировой экономике ожидается рецессия. Вероятно, темпы роста экономик Китая и Индии существенно снизятся, что, несомненно, приведет к падению спроса. (UNCTAD, март 2020). Несомненно, серьезные сложности возникнут с финансированием добычных проектов, маркетингом и транспортировкой энергоносителей, и в конечном счете негативные тенденции затронут конечного потребителя. Сложно прогнозировать, как быстро восстановится индийский энергетический сектор. Прежде всего это зависит от того, насколько эффективно сможет государство поддержать бизнес в краткосрочной перспективе.

Еще в 2004 году Индия провозгласила на самом высоком уровне необходимость наращивать потребления газа и развивать собственную добычу. Активно шло строительство основных транс-индийских газопроводов и заканчивала формироваться индийская газораспределительная сеть. Будущее газового рынка Индии рассматривалось в зависимости от:

- дальнейшего изменения цен на газ и возможность замещение газом угля;

²² https://www.bp.com/en_in/india/home/news/point-of-view/pov_in_2018/gas-trading-hub-in-india--from-vision-to-reality.html

²³ <https://niti.gov.in>

- развития транспортных мощностей.

Изменения на рынках СПГ (сокращение объемов контрактов с нефтяной привязки и рост числа краткосрочных контрактов) способствовали увеличению импорта. С 2014 года до 2019 рост импорта СПГ составил 73%.

В 2014 году была предпринята реформа ценообразования. Исторически цена определялась по модели «cost-plus» и основывалась на цене нефти (нефтяная привязка). Формула индексации зависела от даты выдачи лицензии на добычу, что привело к разбросу цен на газ от \$3,50 до \$5,70 за mmbtu в 2014. Ценообразование было запутанным, не отражающим динамику рынка, и часто напрямую регулировалось государством. Наряду со сложным регулированием добычного сектора в целом такое ценообразование стало причиной острого дефицита инвестиций в национальном секторе добычи газа.

До определенного момента недостаток внутреннего производства газа успешно компенсировался импортом СПГ по цене \$7 - \$18 / mmbtu. Правительство было вынуждено реформировать ценообразование, взяв за основу принцип рыночного ценообразования и конкуренции по типу «газ-газ» (СПГ с сетевым газом). Новая формула стала применяться с ноября 2014 года. Цена формировалась на основе средневзвешенных показателей 4 рынков: Henry Hub (США), Alberta Hub (Канада), National Balancing Point (Великобритания), и Россия. Каждые 6 месяцев она пересматривалась.²⁴

В 2018 году правительство предприняло конкретные шаги для создания национальных газовых хабов.

Создание хабов должно способствовать достижению амбициозной цели довести потребление газа до 15% в топливной корзине к 2030 году. В 2018 году доля газа в энергобалансе Индии не превышала 6% (при среднемировом показателе в 23,54%).

Индийский регулятор газового рынка (Petroleum and Natural Gas Regulatory Board) объявил тендер для определения компании-консультанта для выработки соответствующей модели и определения регуляторах мер для запуска полноценного газового хаба.²⁵

Одним из наиболее сложных вопросов стала система субсидирования населения и стратегических отраслей - производство электроэнергии и удобрений, которая противоречит принципам прозрачного рыночного ценообразования.

²⁴ <https://timesofindia.indiatimes.com/business/india-business/india-to-begin-gas-trading-with-3-delivery-hubs/articleshow/76375151.cms>

²⁵ <https://www.icf.com/insights/public-policy/well-functioning-gas-trading-hub-in-india>

Эффективным решением может стать введение ценообразования, основанного на «сигналах» рынка, а социальная задача должна решаться через целевые, прямые, адресные субсидии. По сути предполагается разделить систему ценообразование и программу социальной поддержки.

Есть ряд опасений, что в ближайшей перспективе создание газового хаба в таких условиях не даст существенного результата. Также может негативно сказаться отсутствие развитой системы передачи электроэнергии: около 10% электроэнергии продается на рынке, остальные 90% - через систему прямых контрактов, обусловленных физическим расположением продавца и покупателя.

Сейчас реализуется масштабная программа строительства необходимой инфраструктуры через систему государственно-частного партнерства, но пока темпы явно недостаточны. Также помимо газораспределительных сетей, трубопроводов и СПГ терминалов, на первый план выходит строительство газовых хранилищ.

Одной из наиболее амбициозных задач индийского правительства, помимо развития внутреннего рынка, является создание собственной системы ценообразования и своего национального ценового индикатора (бенчмарка).

Наиболее скептически настроенные исследователи утверждают, что в краткосрочной перспективе индийский газовый индекс не сможет оказывать влияние на газовую торговлю в стране и, скорее всего, газовый хаб в целом будет использоваться для более выгодного ценообразования только на СПГ. По сути, предполагается пересмотр существующих контрактов GAIL и PETRONET и заключение новых контрактов на более выгодных условиях

«Дорожная карта» по развитию рынка («Confederation of India Industry (CII) in partnership with Petroleum & Natural Gas Regulatory Board (PNGRB) on «Gas trading hub in India - A Transition Roadmap» (2020)»²⁶ определила следующие принципы реформирования газового сектора:

- многочисленные покупатели, продавцы, трейдеры, маркетинговые и транспортные компании позволят создать хаб;
- сокращение ограничений и допуск большого объема газа на торги (редактирование Gas Utilization Policy)²⁷, а также различные формы торговли обеспечат необходимую ликвидность;

²⁶ <https://www.energyinfrapost.com/india-gets-its-first-natural-gas-exchange-trading-to-begin-at-these-hubs-initially/>

²⁷ <http://petroleum.nic.in/natural-gas/natural-gas-policies-and-guidelines>

- свободное ценообразования и важнейшая роль структуры-регулятора с надзорной функцией и большой ответственностью в случае каких-либо нарушений рыночного механизма;
- изменение ставок налогов должно обеспечить конкурентные преимущества газа;
- недискриминационный доступ к инфраструктуре при помощи независимого системного оператора обеспечит четкое разделение предмета торговли и затрат на поставку газа (Content (gas) и Carriage (infrastructure));
- проведение периодических аукционов (с годовой, квартальной, месячной, дневной и внутрисуточной глубиной) и применение принципа «use-it-or-lose-it» (UIOLI) для обеспечения объемов торгов.
- увеличение торгуемых объемов газа за счет наращивания внутреннего производства, увеличения импорта СПГ и развития магистральной и городских газопроводов.

15 июня 2020 года Индия запустила свою первую торговую-расчетную площадку- Indian Gas Exchange (IGX), которая является 100% дочкой Indian Energy Exchange (IEX).²⁸

На первом этапе предполагается ввести три ценовые модели: две цены, которые определяются внешними факторами, на основных СПГ терминалах Dahej и Hazira в Gujarat на западном побережье и цена, определяемая внутренними факторами, в Oduru, Andhra Pradesh на восточном побережье. Спрос будет удовлетворяться в равных долях за счет внутреннего производства и импорта СПГ. Значительный объем импортированного и регазифицированного газа будет продаваться по свободным рыночным ценам, тогда как газ, добытый в Индии в рамках действующего механизма администрирования цен (APM - Administered Pricing Mechanism), продается по фиксированной цене, установленной Petroleum Planning and Analysis Cell и пересматривается раз в полгода²⁹.

СПГ, доставляемый на западные терминалы, на данный момент котируются Platts West India Marker или WIM. На восточном побережье не попадающий под APM газ согласно двум тендерам поставляется в объемах 650 тыс куб. м/сутки с ценовой привязкой Platts, WIM.

²⁸ <https://timesofindia.indiatimes.com/business/india-business/government-eyes-common-gas-trading-hub-for-indian-price-benchmark/articleshow/76390388.cms>

²⁹ Раздел Индии этой монографии. Инна Кирилкина Platts. <https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/latest-news/natural-gas/061520-igx-launches-indias-first-gas-trading-exchange>

IGX предполагает непередаваемые конечные контракты и предлагает 6 рыночных продуктов – с поставкой на день вперед, внутрисдневной, недельный, двухнедельный и с поставкой на месяц вперед.

Рисунок 9 - Действующие и планируемые объекты инфраструктуры и газовые хабы в Индии

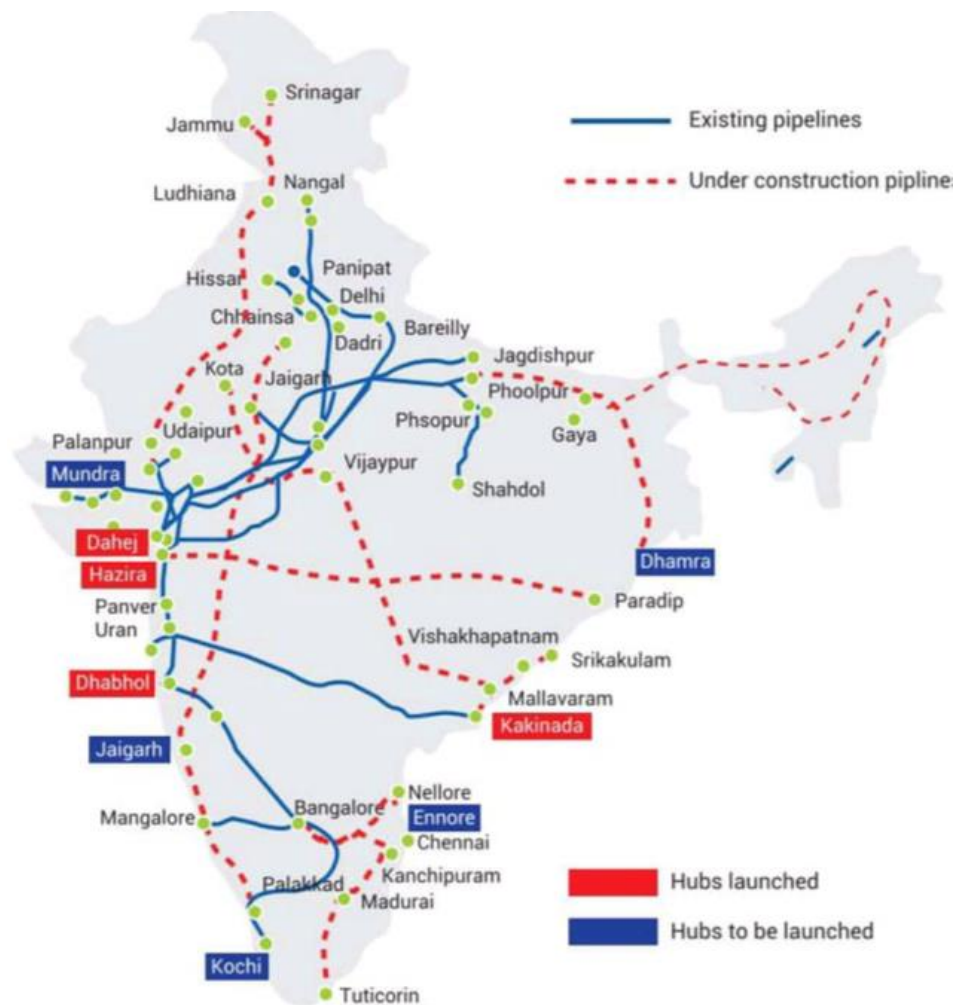


Таблица 10 - Действующие, строящиеся и планируемые приемные СПГ терминалы (начало 2020 года)

Терминал	Расположение	Оператор	Мощность (млн.т/год)	Начало работы	Комментарии
Действующие					
Dahej	Дахедж, Гуджарат	Petronet LNG	15	2004-2016	Фазы 1и 2
Dahej укрупнение	Дахедж, Гуджарат	Petronet LNG	2,5	2019	Фаза 3
Hazira	Хазира, Гуджарат	Shell	5	2005	
Dabhol	Дабхол, Махараштра	Konkan LNG (GAIL)	1,7	2013	Ограничения мощности
Kochi	Кочи, Керала	Petronet LNG	5	2013	Сложности ввода
Ennore	Ченнай, Тамил Наду	Indian Oil corp. (IOCL)	5	2019	Ограничения мощности в связи с неразвитостью газопроводов
Mundra	Мундра, Гуджарат	GSPC LNG (GSPC Adani)	5	2020	Первая отгрузка в январе 2020, введенная мощность 1,5-2
Всего действующие			39,2		
Строящиеся					
Jaigarh FSRU	Джайгах, Махараштра	H-Energy	4	2020	Предполагался запуск в эксплуатацию во 2 кв 2020
Jafrabad FSRU	Джафрабад, Гуджарат	Swan Energy/Exmar	5	2020	
Dhamra	Дхамра, Одиша	Adani/Total	5	2021	Возможно увеличение мощности до 6 млн.т/год
Karikal FSU	Карайкал, Падуचери	AG&P	1	2021	
Chhara	Чхара, Гуджарат	HPCL/Shaporoji	5	2022	
Dabhoi	Дабхол, Махараштра	Konkan LNG (GAIL)	3,3	2022	
Всего строящиеся			23,3		
Планируемые					
Jaigarh onshore	Джайгах, Махараштра	H-Energy	3		
Kukrahati	Калькутта, Западный Бенгал	H-Energy	3	2022	
Digha FSRU	Калькутта, Западный Бенгал	H-Energy	3	2021	
Kakinada FSU	Андре Прадеш	H-Energy	3	2022	
Krishnapatnam FSRU	Кришнапатнам, Андре Прадеш	BPCL/Petronet LNG	1	2022	Возможно увеличение мощности до 5 млн.т/г
East Godavari FSRU	Восточный Гадавари, Андре Прадеш	AG&P, Hindustan LNG	3,6		Умозрительная перспектива
Fox Petroleum FSRU	Карвар, Карнатака	Fox Petroleum	7,7		Умозрительная перспектива
Krishnapatnam LNG (onshore)	Кришнапатнам, Андре Прадеш	LNG Bharat	2,5		Умозрительная перспектива
Всего запланированные			26,8		

Источник: Cedigaz LNG Service

Насколько успешно будет реализована стратегия создания пяти газовых хабов и насколько эффективно они будут работать на благо общеиндийской энергетической системы станет понятно в течение 5 лет. Но на сегодняшний день это одна из наиболее интересных комплексных моделей развития.

Китайские и индийские газовые хабы — это торговые газовые хабы, где торгуется физические товары, то есть, спотовый СПГ и трубопроводный газ. Обе страны реализуют пилотные хаб-проекты с частично либерализованным оптовым рынком.

Страны Персидского залива

Исходя из особенностей энергетического комплекса в регионе, можно выделить три группы стран:

- богатые углеводородами страны-экспортеры;
- богатые углеводородами, страны-экспортеры, но и импортирующие при этом энергоресурсы;
- не обладают запасами углеводородов и импортирующие ресурсы.

Соотношение экспорта-импорта, а также наличие Суверенных фондов (Катар, Эмираты, Оман) определяют стратегию развития стран региона в условиях роста волатильности цен на энергоресурсы и энергоперехода в целом. Создание газового хаба и национального ценового индикатора – один из необходимых шагов.

Идея создания газового хаба наиболее популярна в Арабских Эмиратах, Бахрейне, Королевстве Саудовская Аравия. Периодически амбиции регионального лидера демонстрируют Катар, Оман и Кувейт.

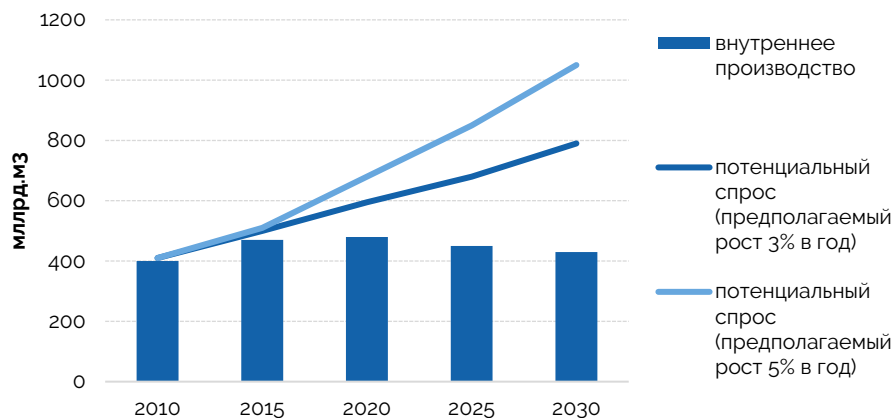
Для понимания, насколько реалистичны данные планы, необходимо учитывать следующие особенности развития региона:

- интенсивный рост населения;
- энергоинтенсивная индустриализация;
- серия нефтяных бумов и кризисов;
- субсидирование цен на энергоресурсы для населения и стратегически важных отраслей;
- один из наиболее энергозатратных регионов в мире (энергоёмкость на единицу ВВП);
- инфраструктура, экономика, политическая система и международные отношения исторически в значительной мере построены и зависят от доходов от экспорта углеводородов.

Ближний Восток и Северная Африка поставляют 38% нефти в мире и 32,8 % СПГ. Но также данный регион стал центром растущего потребления - 17,3 % мирового потребления газа,

10,9 % - нефти, 7,7% мировых выбросов от сжигания углеводородов, 6,1 % от производства электроэнергии. При этом население региона составляет всего 5,7% мирового и производится 3,8% мирового ВВП.³⁰

Рисунок 10 - Производство и спрос на газ по странам Персидского залива



Источник: Статистический бюллетень ОПЕК, Oman National Centre for Statistics, BP Statistical Review of World Energy, Rystad Energy, Strategy&analysis.

Данные диспропорции вызваны:

- ограниченностью прочих ресурсов;
- жарким засушливым климатом, острой необходимостью кондиционирования и опреснения;
- экономическим бумом 2003-2014 (вызванным высокими ценами на нефть и газ);
- политикой приоритетного развития энергозатратного промышленного производства (нефтепереработка, нефтехимия, производство алюминия, стали, цемента, плитки);
- субсидированием цен и нерациональным низкоэффективным производством с последующими энергопотерями.

Несмотря на очевидное сходство политико-экономического развития, данный регион не имеет развитой внутри-региональной торговли и развитой инфраструктуры. Одной из основных причин является конкуренция на экспортных рынках и политика протекционизма.

Из немногочисленных трубопроводных проектов можно назвать лишь трубопровод, построенный Dolphin из Катара в Эмираты и Оман. GCC Interconnection Authority³¹ (международная компания развивает и владеет едиными сетями электропередачи на территории шести арабских государств), также продолжает активную работу, но международная торговля электроэнергией происходит

³⁰ <https://www.thebalance.com/gulf-cooperation-council-3306357>

³¹ www.gccsa.com.sa

только в чрезвычайных ситуациях и не на рыночных условиях, что позволяет использовать мощность данной сети лишь на 5–6%.

Из-за недостатка газотранспортных сетей страны региона развивают СПГ бизнес:

- Кувейт (регазификационный терминал Мина аль-Ахмади Гаспорт 2009 и Аль Зур запланирован 2021);
- Дубай (Терминал импорта СПГ Джебель Али (DUSUP, 2010);
- Абу-Даби Терминал импорта СПГ Рувайс, 2016 г. (ADNOC, 2016);
- Бахрейн (регазификационный терминал (Bahrain LNG W.L.L., 2020);
- Фуджейра (запланирован, 2021);
- Саудовская Аравия (без конкретной даты).

Одним из основных препятствий реформирования рынка газа становится сильная зависимость от получения природной ренты (рентьеоризм - Rentierism) в государственной политике. Сверхдоходы образовали суверенные фонды в Катаре, Кувейте, Эмиратах, средства из которых сейчас активно используются для создания и развития не нефтяной экономики, но потенциально могут пойти на развитие необходимой газовой трейдинговой инфраструктуры.

В нефтегазовой области преобладают две стратегии: повышение эффективности текущего производства (локализация, создание добавленной стоимости в национальной экономике) и создание / защита рынков.

Примером может быть Aramco и ADNOC, которые успешно занимаются трейдингом (Saudi Aramco 2017 и ADNOC 2018), и продвигают на рынок собственный сорт нефти Murban. Газовый бизнес данных компаний был ориентирован на внутреннее потребление, но в последние годы стал рассматриваться как одно из самых перспективных направлений, что неудивительно, так как сейчас в странах региона электрогенерация на 27% обеспечивается газом, а в таких странах как Бахрейн, Катар и ОАЭ практически на 100%.³²

Реформирование энергосистемы (прежде всего электрогенерации) подразумевает три составляющие реформ:

- сокращение субсидирования;
- увеличение частного финансирования;
- рост доли не углеводородных источников.

³² <https://www.statista.com/statistics/958251/gcc-installed-electricity-generation-capacity-by-country/>

Несмотря на то, что независимые частные производители появились еще в начале 2000-х, полноценного рынка так и не сложилось. До сих пор преобладает модель единственного покупателя и монополия государства на распределительные сети. Небольшим исключением может быть Оман, который планирует провести приватизацию распределительных компаний Muscat Electricity Distribution (70%) и Oman Electricity Transmission Company (49%) к концу 2020.³³

Исторически цены на газ устанавливались государством и были ниже, чем в других странах. Это обеспечивалось достаточно низкой себестоимостью и транспортировкой газа, так как в большинстве случаев это был попутный газ. Таким образом местная промышленность получала конкурентные преимущества на протяжении десятилетий.

В декабре 2015 Саудовская Аравия решила повысить цены на метан и этан с \$0.75/mmbtu до \$1.25/mmbtu на метан и до \$1.75/mmbtu на этан. Другие страны последовали примеру и повысили цены для своего нефтехимического сектора и электростанций.

Несмотря на наличие крупных месторождений газа, его производство растет очень медленно, прежде всего из-за нехватки современных технологий и высоких затрат по сравнению с добычей попутного газа. В среднем по региону стоимость сырья вырастет в три раза с 2015 по 2030 (с \$1.50 - \$4.50 / 1000 куб. футов в 2015, до \$2.00 - \$7.00 / 1000 куб. футов в 2030). В таких реалиях правительства едва ли смогут удерживать низкие цены в коридоре \$0.75 - \$3.00 / 1000 куб. футов. Именно неудача в определении цены стала препятствием разработки месторождения Kidan в Саудовской Аравии.

В итоге эксперты прогнозируют ежегодный региональный рост спроса на газ 3%, что приведет к дефициту предложения в размере более 300 млрд куб. м к 2030.³⁴

Недостаток газа на данном этапе восполняется импортом СПГ, выдвигая на первый план вопрос эффективного ценообразования на СПГ.

Из двух существующих принципов ценообразования: нефтяная привязка и цена на хабе, актуальнее становится второй принцип, но с поправкой на «каком хабе».

³³ <https://www.mees.com/2019/3/15/power-water/oman-looks-to-privatization-to-modernize-power-grid/accc8e00-473b-11e9-874d-c988adb811d3>

³⁴ <https://www.ogj.com/general-interest/article/17271974/shell-bows-out-of-kidan-gas-project-in-saudi-arabia>

Для создания собственного регионального хаба необходимы:

- инвестиции в физическую инфраструктуру на национальном и региональном уровне;
- разработка торговой платформы и национального бенчмарка;
- разработка новой системы регулирования.

В сущности, речь идет о соблюдении соответствующего баланса между риском и доходностью в газовой отрасли.

Несмотря на серьезные экономические причины, финансовые возможности и политические амбиции создания регионального газового хаба, существуют ряд серьезных препятствий:

- нет развитой газотранспортной инфраструктуры, в результате чего СПГ в ряде случаев конкурирует с трубопроводным газом (в силу политических причин странам проще построить приемный терминал, чем международный интерконнектор);
- стабильные макроэкономические благоприятные условия (политические, экономические, безопасность и регуляторные) крайне сложно достижимы в регионе
- низкий уровень либерализации рынка;
- отсутствует вспомогательная инфраструктура, необходимая для успешного и безопасного трейдинга.

ГАЗОВЫЕ ХАБЫ В РОССИИ – ФАКТОР РАЗВИТИЯ ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ РОССИИ

Основные тенденции развития газовой промышленности России

Российская газовая промышленность является важнейшим элементом национальной экономики, которая обеспечивает занятость, генерирует значительный синергетический эффект за счет спроса на промышленную продукцию, формирует большие налоговые поступления в бюджеты всех уровней.

Таблица 11 - Карта развития российской газовой отрасли

цены на газ и газовый хаб	<ul style="list-style-type: none"> • маловероятны значительные изменения цены на внутреннем рынке; • условия для создания региональных газовых хабов с торговлей СПГ и трубопроводным газом за рубли на Северо-Западе, Юге, Центральной части России, на Дальнем Востоке, как для внутреннего рынка, так и на экспорт.
производство	<ul style="list-style-type: none"> • ввод новых месторождений на Ямале и Восточной Сибири; • развитие изолированных систем газодобычи в Сибири и на Дальнем Востоке; • развитие всех сегментов СПГ от малотоннажного до крупнотоннажного производства мирового класса; • расширение использования российских технологий и оборудования; • снижение углеродного следа по производственной цепочке для сетевого газа и СПГ.
транспорт	<ul style="list-style-type: none"> • строительство интерконнекторов, соединяющих главные стройки «Газпрома»: на западе «Северный поток» - «Турецкий поток», на востоке «Сила Сибири» - «Сахалин-Хабаровск-Владивосток»; • дефицит газозовозов; • использование ISO контейнеров; • государственное регулирование доступа газозовозов для перевозки СПГ в Арктике.
терминалы и ПХГ	<ul style="list-style-type: none"> • повышение качества управления ПХГ; • строительство ПХГ независимыми производителями газа; • рост количества газозовозов и бункеровщиков СПГ; • появление новых терминалов всех сегментов от малотоннажных до крупнотоннажных, в т.ч. плавучих терминалов; • использование крупнотоннажных СПГ терминалов в качестве накопителей.
рынок	<ul style="list-style-type: none"> • рост конкуренции среди поставщиков; • фиксация за хабами статусов центров ценообразования; • рост количества региональных газовых хабов и конкуренции между ними.
нормативное регулирование	<ul style="list-style-type: none"> • переход на организованную торговлю газом производителей СПГ, метанола, аммиака; • создание условий для перевода на организованную торговлю газом металлургических компаний, производителей цемента; • определение правил подключения частных интерконнекторов к ЕСГ; • формализация получения разрешения на экспорт СПГ; • выравнивание условий налогообложения для СПГ и трубопроводного газа; • разработка национальных правил доступа к объектам инфраструктуры (ПХГ, терминалы, газозовозы); • введение правила доступа третьих лиц (ТРА) к объектам инфраструктуры; • разработка правил толлинга мощностей по сжижению газа; • изменение правил экспорта регазифицированного газа с терминала «Маршал Василевский».

Источник: оценки Экономическая лаборатория АлександрА Климентьева

Развитие системы газопроводов в Российской Федерации, новые экспортные маршруты и высвобождение больших

объемов газа от сокращения поставок на Украину и Польшу создают условия для развития газовой торговли и создания газовых хабов в различных регионах России.

Таблица 12 - Потенциальные газовые хабы в России

Газовый хаб	Рыночные предпосылки	Технологические предпосылки
Восточный	<p>АТР сохраняет роль крупнейшего мирового рынка газа. Рост объемов торговли, вызванный ростом предложения и спроса, достаточным уровнем конкуренции, приводит к постановке вопроса создания газового хаба в Азии.</p> <p>На эту роль претендуют Китай, Сингапур и Япония.</p> <p>Достаточно странно не видеть в этом списке Россию. Сахалин-2 с расширением, Дальневосточный СПГ, Владивосток СПГ, терминал на Камчатке, в совокупности с газопроводной системой Сахалин - Владивосток, позволяют включиться в процесс создания регионального газового хаба.</p>	<p>Развитие газотранспортных систем в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке создают возможности для развития перерабатывающих производств и газовой торговли.</p> <p>Рост производства СПГ и инфраструктура перевалки СПГ обеспечивает гибкость поставок на разные географические рынки.</p>
Южный	<p>Емкий внутренний рынок на юге России и новые экспортные возможности обеспечивают России роль крупнейшего игрока на рынке Южной Европы и Турции.</p> <p>На южных границах России идет активное развитие инструментов международной газовой торговли, совершенствуется инфраструктура приема СПГ и распределения газа по магистральным газопроводам.</p>	<p>Развитие газотранспортных систем Южный поток и Турецкий поток создают возможности для развития перерабатывающих производств и газовой торговли на юге страны.</p> <p>Проекты СПГ могут обеспечить поставки газа для бункеровки в Черном и Средиземном море и потребителям Южной Европы.</p>
Северо-Западный	<p>Европейский рынок в ближайшие 10 лет останется основным рынком для российских производителей газа. Новые газотранспортные мощности позволяют диверсифицировать направления поставок и способы поставки газа: в виде СПГ или сетевого газа.</p> <p>В Европе активно развиваются газовые хабы, в т.ч. регионального значения на границе с Россией.</p>	<p>Новые мощности поставки газа на экспорт связаны со строительством новых газопроводов по территории России. Выход магистральных газопроводов на побережье Балтийского моря создает возможности для развития перерабатывающих производств и газовой торговли.</p> <p>Новые мощности по производству СПГ и инфраструктура перевалки СПГ обеспечивает гибкость поставок на разные географические рынки, создают точки для газовой торговли.</p>
Центральный	<p>Достаточно крупные рынки сбыта в Центральной и Южной Европе, на Украине</p> <p>Снижение рыночных рисков расчетов и перевод конфликтных покупателей российского газа на газовый хаб в России.</p> <p>Активное использование Украиной механизма «виртуального реверса»</p>	<p>Высвобождающиеся экспортные мощности за счет строительства новых экспортных газопроводов на Северо-Западе и Юге России</p>

Источник: оценки Экономическая лаборатория Александра Климентьева.

Газовый хаб во Владивостоке – новая роль России на рынке газа Азии

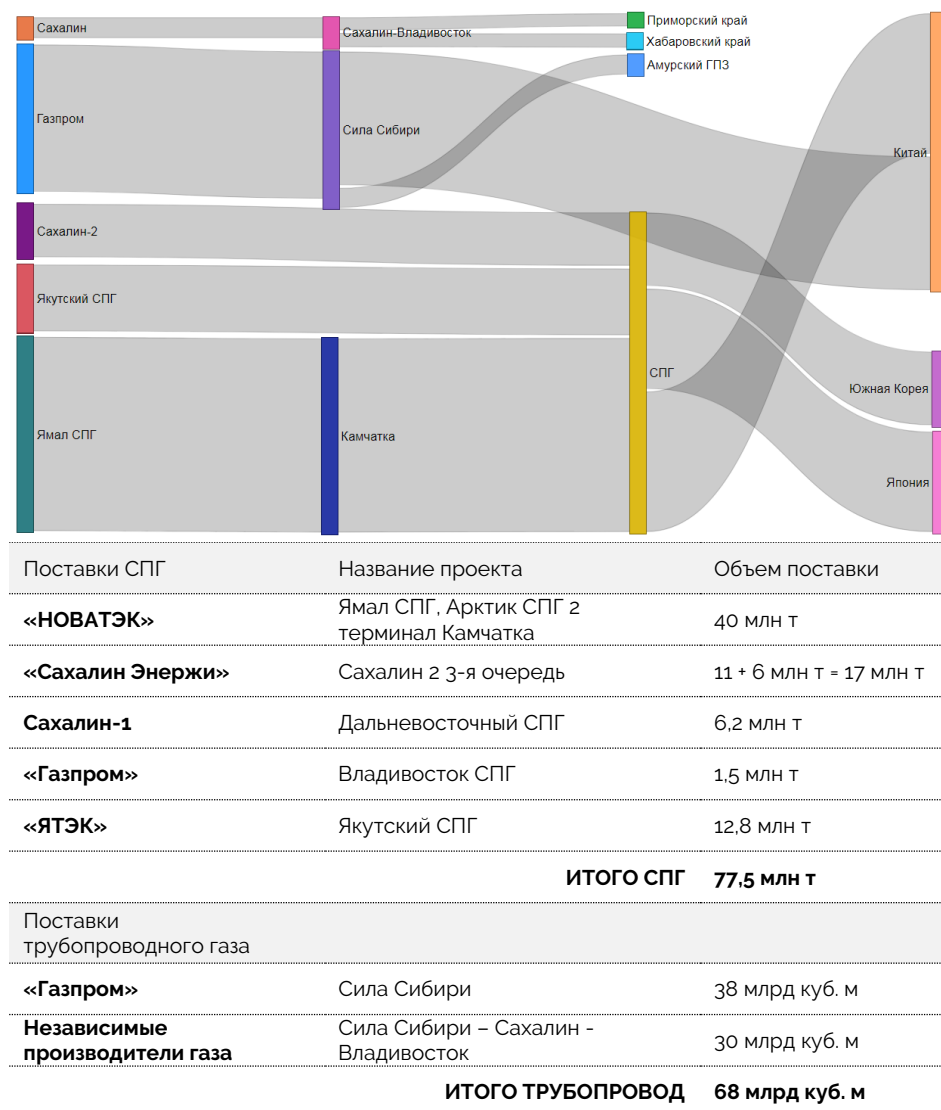
Предпосылки создания Восточного газового хаба

АТР является ключевым рынком, определяющим стратегическое развитие газовой промышленности России. Большинство из действующих и планируемых российских крупнотоннажных проектов производства СПГ на данный момент ориентированы на азиатских потребителей. Сейчас крупнейшим поставщиком газа в Азию является «Газпром». Газ поставляется в виде СПГ с действующего производства СПГ проекта «Сахалин-2». Дефицит газа накладывает ограничения на расширение этого проекта, а именно, строительство его третьей линии, хотя проектная документация третьей линии разработана и прошла государственную экспертизу. Существенным ограничением является режим экспорта СПГ с третьей линии Сахалин-2, на который не будет распространяться режим СПП, СПГ будет продаваться исключительно через структуры ПАО «Газпром». Для организации трубопроводных поставок газа Газпром реализует проект «Сила Сибири». Периодически всплывают сообщения о продолжении работы над идеями строительства трубопроводов в Южную Корею и Японию.

«НОВАТЭК» со своими арктическими проектами намерен активно побороться за титул лидера поставок газа в АТР. Для повышения экономической стабильности поставок СПГ «НОВАТЭК» планирует реализацию инфраструктурного проекта терминала СПГ на Камчатке.

Пока остается незадействованным потенциал месторождений Восточной Сибири с запасами 2,5 трлн куб. м и газопровода «Сахалин-Владивосток» с мощностью в 28 млрд куб. м/год. Географическое расположение Владивостока позволяет реализовать дополнительные возможности поставок трубопроводного газа в Корею и Китай с Приморского края и газа в Японию с Сахалина.

Рисунок 11 - Ожидаемые потоки российского газа в АТР к 2030 году (инерционный сценарий)



Источник: оценки Экономическая лаборатория АлександрА КлиментьеваА

Независимые производители газа в Восточной Сибири могут оказать существенную поддержку развития отрасли за счет большого потенциал добычи, который составляет до 32 млрд куб. м, и сыграют роль для:

- замещения поставок газа Роснефти и Газпрома для потребителей Хабаровского и Приморского краев;
- направления замещенных объемов газа на производство СПГ на Сахалине или для газопровода Сахалин – Япония;
- удовлетворения внутреннего спроса и поставки газа на крупные проекты ВХК (нефтехимия) и НХГ (газохимия).

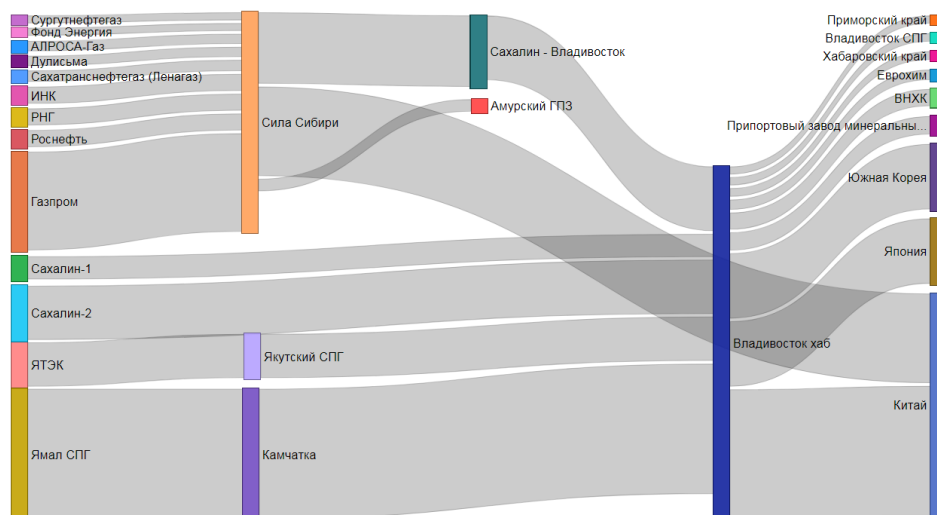
Таблица 13 - Независимые производители газа в Восточной Сибири

Компания	Объем поставки, млрд.м ³	Регион
«ИНК»	до 6	Якутия
«Дулисьма»	3	Иркутская область
«Сахатранснефтегаз» (ГДК «Ленагаз»)	3.5	Якутия
«АЛРОСА-Газ»	3	Якутия
«РНГ»	6	Якутия
«Роснефть»	6	Якутия / Иркутская область
«Сургутнефтегаз»	2	Якутия
Фонд «Энергия»	2	Якутия
Итого	31.5	

Источник: оценки Экономическая лаборатория Александра Климентьева

Привлечение дополнительных производителей газа приводит не только к росту объемов добычи, но, что намного важнее в современных условиях развития газовой отрасли, обеспечивает большую устойчивость и надежность газоснабжения.

Рисунок 12 - Ожидаемые потоки российского газа в АТР к 2030 году (сценарий хаба)



Источник: оценки Экономическая лаборатория Александра Климентьева

Долгое время независимые поставщики газа рассматривались Газпромом как потенциальная угроза экспортным проектам, но в условиях санкций перспектива добыча газа на шельфе Сахалина становится неопределенной, что вносит сложности не только в заполнение газопровода Сахалин-Владивосток, но и в строительство третьей линии завода СПГ «Сахалин-2». Нарастивание мощности «Силы Сибири» поглотит объемы газа независимых производителей для замещения газа, поставляемого в Хабаровский край (2,4 млрд куб. м)

и Приморье (2 млрд куб. м), и обеспечит полное заполнение газопровода Сахалин-Владивосток.

Высвобожденные объемы газа могут быть направлены на Сахалин и Дальний Восток для обеспечения сырьем новых СПГ проектов:

- Дальневосточный СПГ – 6,2 млн т – 9,3 млрд куб. м
- Сахалин-2 3-ая линия – 5,6 млн т – 8,5 млрд куб. м

При необходимости участок газопровода «Сахалин – Владивосток» на участке до Хабаровска может быть запущен в реверсном режиме и использоваться для покрытия дефицита газа на Сахалине в случае реализации масштабных перерабатывающих проектов.

Крупные внутренние потребители газа на Дальнем Востоке создаются в Находке и Владивостоке. Проекты ВНХК с объемом потребления газа около 6 млрд куб. м и Припортовый газохимический завод с сопоставимым объемом потребления не реализованы по причине недостаточного количества газа в системе «Сахалин – Владивосток». По этой же причине пока не серьезно говорить о проекте «Владивосток СПГ» практически любой производительности. Завод СПГ даже на 1,5 млн т потребует поставки газа более 2 млрд куб. м, которые в текущий момент времени «Газпром» обеспечить не может. В 2020 году один из ведущих производителей удобрений и газохимической продукции «Еврохим» заявил о готовности приступить к проекту переработки газа на Дальнем Востоке. Параметры проекта пока не известны, но и он столкнется с дефицитом газа.

Таким образом, независимые производители газа Восточной Сибири позволят высвободить газ для наращивания СПГ производства на Сахалине и обеспечить внутренний спрос, наполнение газопровода «Сахалин – Владивосток». Восточно-сибирским газом будут обеспечены поставки потребителям (см. Таблица 14).

Таблица 14 - Рыночная роль Восточно-сибирского газа на Дальнем Востоке

Потребитель	млрд м ³	Примечание
Текущие в Хабаровском крае	2,3	на новые мощности по сжижению о Сахалин
Текущие в Приморском крае	2	на новые мощности по сжижению о Сахалин
ВНХК	6	энергоснабжение НХК
Еврохим	3	
Припортовый завод минеральных удобрений	6,5	3 млн т MeOH 3 млн т NH ₃
Владивосток СПГ	2,5	1,5 млн т
Возможность поставки трубопроводного газа в Корею и Китай	12,7	
ИТОГО	32	
Прочие	3	
ВСЕГО с прочими	35	

Источник: оценки Экономическая лаборатория АлександрА Климентьева

Конкуренция: Азия – крупный рынок без хаба

Экономический рост в АТР, стремление решить социальные и экологические проблемы приводят к повышенному спросу на газ. В условиях ограниченных ресурсов газа страны АТР вынуждены покупать его на внешних рынках. В результате АТР сохранит роль крупнейшего мирового импортера.

Рост объемов торговли, вызванный ростом предложения и спроса, достаточным уровнем конкуренции, приводит к постановке вопроса создания газового хаба в Азии. На эту роль претендуют Китай, Сингапур и Япония. При наложении необходимых и достаточных условий видно, что у Сингапура и Японии отсутствует собственная добыча, а у Китая прирост спроса существенно превышает объемы собственного производства (в т.ч. из нетрадиционных источников и за счет синтетического метана), хотя по итогам 2020 года Китай начал свое позиционирование как балансирующего покупателя для глобального рынка. Достаточно странно при этом отсутствие России в списке претендентов на газовый хаб.

Однако, пока достижение цели регионального газового хаба остается вопросом долгосрочной перспективы, на первом плане оказалась конкуренция в сфере бункеровки СПГ и борьба за создание экологичного азиатского морского транспортного узла. Как и в любой другой отрасли, международные порты, конкурируя друг с другом за клиентов (в данном случае за суда), стремятся предоставлять услуги наивысшего качества.

В связи с этим, приобретение статуса крупнейшего морского транспортного узла становится задачей первостепенной важности. Сегодня лидирующие позиции сохраняют за собой Китай, Япония и Сингапур. Кроме того, Южная Корея присоединилась к этой гонке, активно создавая учебные центры и бункеровочную инфраструктуру.

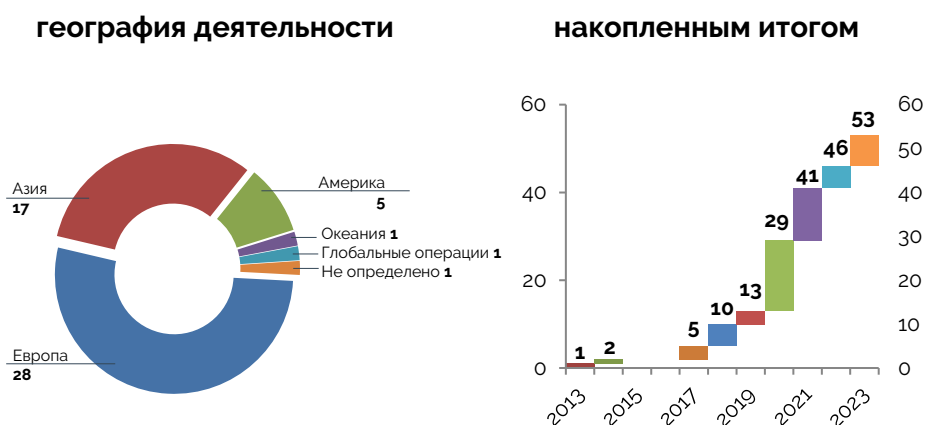
ИМО (Международная морская организация) установила предельно допустимое содержание серы в морском топливе до 0,5%, начиная с января 2020 года. Кроме того, существуют зоны, где количество выбросов серы контролируется и предельной отметкой является 0,1%. Например, в Балтийском и Северном морях, по береговой линии Северной Америки, в Карибском море. Также существуют зоны, где контролируется количество выбросов оксидов азота. Установлены ориентиры снижения выбросов парниковых газов от судоходства на 50% к 2050 году. Существует несколько способов для сокращения выбросов парниковых газов. Поскольку меры по защите окружающей среды становятся все более строгими, и на данный момент нет более дешевых и доступных альтернатив, то лучшим вариантом является использование СПГ в качестве морского топлива. При сгорании СПГ выделяется наименьшее

количество парниковых газов. Поэтому бункеровка СПГ станет основной и наиболее востребованной услугой уже в ближайшем будущем. В то же время упомянутые азиатские страны входят в число ведущих мировых производителей судов.

Заказы на бункерные суда СПГ и переоснащение кораблей могут послужить серьезным подспорьем для региональных производителей судов, которые в настоящее время страдают от спада в своем сегменте рынка. Судя по дорожным картам развития инфраструктуры бункеровки СПГ в каждой из упомянутых стран, сначала будет превалировать услуга truck-to-ship³⁵, а с 2025 года начнет развиваться бункеровка по схеме ship-to-ship³⁶.

Наибольшую мобильность бункеровки СПГ и большой объем, требуемый для крупных судов, обеспечивают бункеровщики СПГ. До 2017 года действовало только два бункеровщика СПГ. По мере развития флота судов на СПГ количество бункеровщиков существенно растет.

Рисунок 13 - Флот СПГ бункеровщиков



Источник: «Часто задаваемые вопросы и ответы на них по теме арктического судоходства и перехода на альтернативные виды топлив», А.Ю. Климентьев, А.Ю. Книжников, WWF, сентябрь 2020.

Вполне естественно, что география операций СПГ бункеровщиков совпадает с географией деятельности флота на СПГ и Азия претендует на существенную роль в продажах газа для флота.

Россия может подключиться и поддержать использование СПГ для бункеровки. Ее вкладом могут стать поставки СПГ для бункеровки судов с проектируемого завода Владивосток СПГ («Газпром»), Дальневосточного СПГ или строящегося терминала на Камчатке («НОВАТЭК»). Российская верфь «Звезда» имеет потенциал, в т.ч. и для производства газозовов и судов, работающих на СПГ. Наличие собственного СПГ

³⁵ бункеровка с автоцистерны.

³⁶ бункеровка со специализированного судна-газовоза.

и верфи может стать основой для совместного продвижения судов на СПГ и продаж для бункеровки.

Таблица 15 - Сравнительный анализ основных вариантов газового хаба в Азии

Институциональное/ структурное требование	Китай	Япония	Сингапур	Владивосток
пониженное государственное регулирование	-	-	+/-	-
разделение добычи и транспорта газа	-	+/-	+	-
дерегулирование оптового рынка	+/-	+	+	-
достаточная мощность газовой системы и ТРА	-	-	+	+/-
количество рыночных участников	+/-	+	-	+/-
участие финансовых институтов	-	+/-	+	+/-
собственный объем добычи, млрд.м ³	177	1	0	68
СПГ, млрд.м ³	86,3	107	4,6	108,5
импорт трубопроводный транспорт, млрд.м ³	48	0	8	0
размер рынка, млрд.м ³	+ 311	+ 108	- 12,6	+ 35

Источник: оценки авторов на основе GIGNL, IGU, «Asian LNG trading hubs: myth or reality», Mike Fulwood, Columbia SIPA, Center of Global Energy Policy, May 2018.

Сахалин-2 с расширением, Дальневосточный СПГ, Владивосток СПГ, Якутский СПГ, терминал на Камчатке, в совокупности с газопроводными системами «Сахалин – Владивосток» и «Сила Сибири», позволяют включиться в процесс создания эффективного регионального газового хаба. Для этого было бы целесообразно:

- Вывести на рынок новые объемы СПГ до запуска «Аляска СПГ».
- Вернуться к ВГП и объединить «Силу Сибири» и газопровод «Сахалин – Владивосток». Наполнение газопровода нужно предложить независимым производителям: Фонду Энергия, ИНК, Сахатранснефтегазу, РНГ, Роснефть, Дулисьма. В таком же ключе стоит рассмотреть вопрос строительства инерконнектора от Свободного до Хабаровска.
- Перерабатывающие мощности вводить на условиях ТРА (Sabine Pass толлинговая модель).
- Создавать инфраструктуру торговли газа во Владивостоке на мультивалютной основе.

В этом случае возможен синергетический эффект от действующих и планируемых СПГ проектов, строительства терминала на Камчатке, развивающейся газотранспортной системы, который позволит России заявить о создании газового хаба для АТР и выступить достойным конкурентом Сингапура, Японии и Китая.

Механизм реализации

Необходимые и достаточные условия для создания хаба были обозначены ранее. В российских условиях мероприятиями по реализации газового хаба являются:

1. Инвестиции в инфраструктуру и строительство газопроводов с привлечением частных инвестиций и независимых производителей газа:

- расширение пропускной способности «Силы Сибири» с 38 до 68 млрд куб. м;
- строительство интерконнектора Свободный – Хабаровск с объединением Силы Сибири и Сахалин-Хабаровск-Владивосток;
- наполнение газопровода в новых объемах предложить независимым производителям, как и строительство газопровода-интерконнектора от Свободного до Хабаровска;
- реверс газа по газопроводу Сахалин-Хабаровск;
- создание промышленного газохимического парка на побережье Тихого океана.

2. Мероприятия по созданию хаба:

- рыночные условия работы – ТРА (third party access – доступ третьих лиц);
- подготовка и проведение торгов газом с условиями FOB Владивосток;
- раскрытие информации о свободных транспортных мощностях;
- возможность вторичного обращения прав доступа к газопроводу;
- перерабатывающие мощности вводить на условиях ТРА и толлинга для поставщиков газа (Sabine Pass модель);
- разработка правил нормативного регулирования деятельности терминала СПГ в Петропавловск-Камчатском;
- создавать инфраструктуру торговли газа на мультивалютной основе во Владивостоке.

На Владивостокском газовом хабе может быть организована физическая торговля 132 млрд куб. м для внутреннего и экспортного рынков, что существенно превосходит поставки газа по газопроводу «Сила Сибири» в Китай и обеспечивает достаточную рыночную диверсификацию для российских производителей газа.

Ожидаемые результаты

Быстро изменяющиеся рыночные условия на мировом и азиатском газовых рынках требуют использования новых эффективных технологий и рыночных стратегий. Правительства стран, в которых реализуются экспортные проекты, оказывают колоссальную поддержку владельцам и операторам газовых проектов.

Последним регионом в мире, в котором отсутствует газовый хаб является Азия. На роль газового хаба претендуют Сингапур, Китай и Япония. Россия может вступить в эту борьбу не только в качестве крупного поставщика, но и как эффективный центр торговли газом.

Газовый хаб может быть создан во Владивостоке. Деятельность этого газового хаба обеспечит:

- рост добычи газа и рост эффективности недропользования в России;
- снятие энергетического дефицита для развития газо- и нефтехимии в ДФО;
- рост эффективности использования созданной ГТС Сахалин – Владивосток;
- диверсификация экспортных рынков сбыта;
- повышение устойчивости работы газотранспортной системы на востоке страны;
- создание условий для конкурентного внутреннего рынка;
- создание новых рабочих мест и налоговых поступлений в бюджеты всех уровней;
- развитие финансовой и биржевой инфраструктуры в ДФО;
- создание инфраструктуры торговли трубопроводным газом и СПГ для национальных потребителей и для экспортных поставок;
- повышение роли России на энергетическом рынке АТР;
- рост числа поставщиков газа в виде СПГ и трубопроводного газа;
- развитие промышленного потенциала ДФО;
- мультипликативный (синергетический) эффект от выполнения вышеперечисленных планов.

Южный газовый хаб

Предпосылки создания южного газового хаба

Внутренний рынок Южного федерального округа России (ЮФО) превышает 50 млрд куб. м, то есть в принципе размеру

сопоставим с внутренним рынком Турции³⁷ (сейчас Газпром имеет подписанные контракты с турецким Botas с объемом поставки до 30 млрд куб. м). Однако доля Газпрома на турецком рынке стабильно падает. Потребности турецкого рынка в последнее время обеспечиваются сетевым азербайджанским газом и СПГ, а не поставками по газопроводам «Голубой поток» (16 млрд куб. м) и первой нитки Турецкого потока (14 млрд куб. м). Вторая нитка Турецкого потока должна быть использована для поставок в Баумгартен и страны Юго-Восточной Европы: Болгарию, Сербию, Венгрию и т.д. но скорее всего в ближайшие годы она не будет востребована.

В последние годы за счет газопровода «Турецкий поток» активно развивается газотранспортные мощности на территории России. Выгодное географическое положение и повышение доступности природного газа приводят к амбициозным планам развития газохимических производств на побережье Черного моря, которые могут привести к росту потребления газа более чем на 10 % от текущего спроса в ЮФО.³⁸ Дополнительные прирост потребления газа может обеспечить проект производства СПГ, который также открывает возможности для поставки российского газа на новые рынки.

Формализация процедуры прохождения турецких проливов открывает новые возможности для российских СПГ проектов, так как развитие малотоннажных перевозок СПГ [1] позволяет решить вопрос обеспечения безопасности судоходства в соответствии со ст.8.1 «Правил прохождения турецких проливов», которые описали процедуру прохождения газозовозов через Босфор.

Строительство завода СПГ на черноморском побережье было анонсировано Газпромом³⁹ 4 года назад, а в 2017 году по нему было подписано соглашение с австрийской OMV⁴⁰, в котором отмечено что «стороны намерены взаимодействовать при реализации совместного комплексного проекта по строительству в районе российского побережья Черного моря терминала по производству, транспортировке, а также маркетингу и сбыту малотоннажного СПГ».

Развитие турецких СПГ терминалов, а также терминалов СПГ Южной Европы, показывает, что это очень динамичный рынок, и недооценивать его нельзя. Причём, не только для приёма и регазификации, ни и для перегрузки СПГ.

³⁷ Рынок природного газа России: проблемы и перспективы. Минэнерго РФ, 2016

³⁸ <http://www.oteko.ru/projects/%D0%BF%D0%BE%D1%80%D1%82%D0%BE%D0%B2%D0%BE-%D0%B8%D0%BD%D0%B4%D1%83%D1%81%D1%82%D1%80%D0%B8%D0%B0%D0%BB%D1%8C%D0%BD%D1%8B%D0%B9-%D0%BF%D0%B0%D1%80%D0%BA-%D0%BE%D1%82%D1%8D%D0%BA%D0%BE/>

³⁹ <http://zakupki.gov.ru/223/purchase/public/purchase/notice-info/common-info.html?noticeInfold=3933105>

⁴⁰ <https://www.gazprom.ru/press/news/2017/june/article335028/>

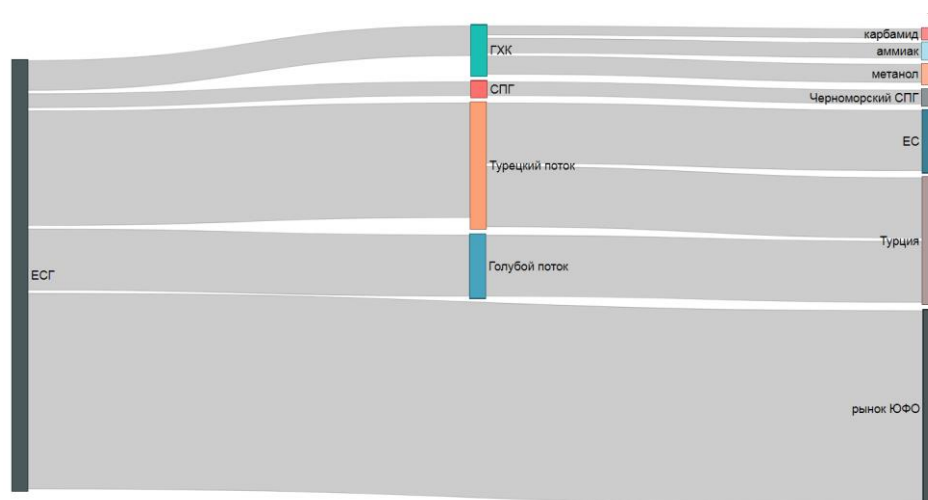
В такой ситуации Газпром мог бы использовать свои ценовые преимущества производителя газа, близости рынков сбыта СПГ и резервов мощности газопровода «Починки-Анапа» для строительства завода СПГ и освоения этих рынков. В настоящее время достаточного рынка для СПГ в черноморском регионе нет, но имеется ощутимый потенциал в бассейне Дуная [2] и в Средиземном море.

В условиях риска сбыта СПГ в причерноморских странах (за исключением Турции) наилучшей стратегией будет строительство среднетоннажного завода СПГ с последующим масштабированием, что уже используется во всём мире и описано в том числе в работах [3] и [4]. Для вывоза СПГ с такого завода достаточно среднетоннажных СПГ-танкеров или криогенных танк-контейнеров, которые могут соответствовать требованиям безопасности при прохождении Босфора.

Важным фактором успеха может быть участие в проекте турецкой компании Botas и турецких потребителей СПГ. Российский СПГ с Черного моря может поставляться на турецкие терминалы СПГ, как уже построенные и увеличивающие свои мощности перегрузки, так и вновь строящийся в Саросском заливе Эгейского моря. Кроме того, это может обеспечить инвестиции и административную поддержку прохождения СПГ-танкеров через турецкие проливы.

Ужесточаемые требования ИМО к качеству судового топлива притягивают внимание к использованию СПГ на флоте. Большое влияние на СПГ бункеровку в Черном море окажет обсуждаемое создание зоны ЕСА в Средиземном море. Черное море пока выпадает из зоны регулирования выбросов, но при ЕСА в Средиземном море флот вынужден будет перейти на низкосернистые топлива или на СПГ. СПГ-бункеровка может внести существенный вклад в величину рынка потребления СПГ в черноморском регионе, так же как на Балтике [1].

Таким образом, имеются достаточно привлекательные условия для создания газового хаба на юге России. В целом снижение спроса на российский газ со стороны Турции приводит к падению уровня загрузки газопроводов по территории России, что стимулирует реализацию новых проектов по переработке газа и производства СПГ на Черноморском побережье России.

Рисунок 14- Распределение потоков газа для переработки и экспорта в Южном Федеральном округе

Направление	Объем поставки, млрд.м ³
Голубой поток	16
Турецкий поток	31,5
Итого трубопроводный транспорт	47,5
ГХК компании ОТЭКО	
Метанол	3,5
Карбамид	0,9
Аммиак	2,5
СПГ	
Черноморский СПГ	2,3
Итого переработка	9,2
Внутренний рынок	55
ВСЕГО	111,7

Источник: Экономическая лаборатория Александра Климентьева

Конкуренция

При оценке российского хаба нельзя обойти вниманием попытки Украины создать на территории страны приемный терминал СПГ и газовый хаб⁴¹.

В 2010 году было создано ГП «Национальный проект «LNG-терминал» для координации работ строительства терминала приёма сжиженного природного газа в объеме 10 млрд куб. м на Черноморском побережье Украины. Однако, тогда договориться с Турцией о проходе СПГ-танкеров не удалось, и в результате проект строительства терминала был забыт до 2014 года⁴², когда вместо стационарного терминала было предложено оборудовать причал под ПРГУ на 5 млрд куб. м⁴³. Но и этот проект не состоялся ввиду последовательной и настойчивой позиции турецких властей, которую в 2014 года озвучивали турецкие официальные лица и в 2015 году

⁴¹ https://efet.org/Files/Documents/Gas%20Market/European%20Gas%20Hub%20Study/EFET%20Hub%20Scores%202017_Final.xlsx

⁴² <https://www.obozrevatel.com/finance/business-and-finance/46027-kabmin-vozvraschaetsya-k-skandalnomu-proektu-stroitelstva-lng-terminala.htm>

⁴³ <http://corporate.interlegal.com.ua/?p=1175>

окончательно разъяснил турецкий посол на Украине Йонет Дж. Тезель: «Проход LNG-танкеров через Босфор - проблематичный вопрос. Прежде всего, речь идет о безопасности в уже довольно загруженном и узком проливе Босфор»⁴⁴.

С 2018 года стали появляться идеи использования Трансбалканского газопровода в реверсном режиме для поставки регазифицированного СПГ из США и Катара на Украину из Турции и Греции. Этому способствует ситуация с затягиванием ввода продолжения 2-й нитки «Турецкого потока» через Болгарию⁴⁵.

На южных границах России идет активное развитие инструментов международной газовой торговли, совершенствуется инфраструктура приема СПГ и распределения газа по магистральным газопроводам. У наших ближайших соседей уже создаются два хаба: фактический в Турции и юридический в Болгарии⁴⁶. Меняющиеся условия торговли газом оказывают влияние на объемы поставок трубопроводного газа из России. В ближайшее время российским газовикам придется работать в быстро изменяющейся среде, и от скорости их реакции будет очень сильно зависеть торговля российским газом на рынке Малой Азии и Южной Европы.

Россия имеет достаточные условия для того, чтобы создать собственный южный региональный газовый хаб за счет сильного развивающегося внутреннего рынка, возможности производства СПГ, строительства и ввода в эксплуатацию новых экспортных газопроводов.

⁴⁴ https://cfts.org.ua/news/turtsiya_obyasnila_pochemu_ne_propustit_lng_tankery_s_gazom_v_ukrainu_25763

⁴⁵ https://www.icis.com/explore/resources/news/2019/07/30/10398201/turkey-eyes-bulgaria-lng-sales-ahead-of-turkstream-gas-exports-sources?fbclid=IwAR1Sg2sHSJ-FN23iNyJAzudzpgBSgWnATdOidXBO_gkoqmpU2X_kbof2WPo

⁴⁶ <https://www.kommersant.ru/doc/4442098>

Таблица 16 - Сравнительный анализ основных вариантов газовых хабов в Южной Европе

Институциональное/структурное требование	Россия	Турция	Украина	Болгария
пониженное государственное регулирование	-	+/-	+/-	+/-
разделение добычи и транспорта газа	-	+	+	+
дерегулирование оптового рынка	+/-	+	+/-	+
достаточная мощность газовой системы	+	+	+	+/-
количество рыночных участников	+/-	+	+	-
участие финансовых институтов	-	+/-	+/-	+
собственный объем добычи, млрд.м ³	55	0,473	19,75	0,02
СПГ, млрд.м ³		12,694	0	0 ⁴⁷
импорт трубопроводный транспорт, млрд.м ³		32,5	11,55	3,44
размер рынка млрд.м ³	+	+	+	-
	55	45,66	31,3	3,46

Источник: оценки авторов на основе GIGNL, IGU, КЕВР - Болгария, Национальный статистический институт - Болгария, НКРЕКП - Украина, EPDK - Турция.

Для СПГ на Черном море важно учитывать два момента, которые помогут реализовать российские планы по СПГ:

1. введение ЕСА в Средиземном море, что автоматически повлияет на всё судоходство в Черном море;
2. взаимодействие с Botas при строительстве завода СПГ и по поставкам СПГ на терминал Marmara Ereğlisi в Мраморном море.

Это практически снимет любые ограничения по производству СПГ на Черном море в объеме до 1 млн т и позволит интегрировать на первом этапе среднетоннажное производство с инфраструктурой традиционной поставки СПГ. В дальнейшем доступность СПГ привлечет потребителей из страны Причерноморья и бассейна Дуная.

Механизм реализации

Мероприятиями по созданию газового хаба на юге России являются:

1. Инвестиции в инфраструктуру и строительство мощностей по производству СПГ:

- использование неостребованных мощностей проекта Южный поток для газохимических производств и СПГ проектов;
- строительство мощностей производства СПГ на Черном море;

⁴⁷ В 2019 году небольшие объемы сжиженного природного газа импортировались автомобильным транспортом. Источник: корреспонденция с NSI (Национальный статистический институт Республики Болгарии).

- создание флота газозовов, способного проходить Босфор;
- формирование парта криогенных ISO цистерн-контейнеров для поставки СПГ потребителям;
- создание интерконнектора с газопроводами Центральной России;
- создание промышленного газохимического парка на побережье Черного моря.

2. Мероприятия по созданию хаба:

- рыночные условия работы – ТРА (third party access – доступ третьих лиц);
- подготовка и проведение торгов газом с условиями FOB Новороссийск;
- отсутствие привязки поставки газа на внутренний рынок или на переработку;
- раскрытие информации о свободных транспортных мощностях;
- возможность вторичного обращения прав доступа к газопроводу;
- перерабатывающие мощности вводить на условиях ТРА и толлинга (толлинговая модель Sabine Pass).

Ожидаемые результаты

Катастрофическое падение объемов экспорта российского газа в Турцию, которые были замещены азербайджанскими поставками по TANAP и СПГ, продемонстрировало низкую гибкость сбытовой политики Газпрома и чрезвычайную зависимость экспортных трубопроводных проектов от политической ситуации, уязвимость капитальных вложений в трубопроводы в условиях волатильного рынка при отсутствии сильного внутреннего рынка.

Создание газового хаба на юге России обеспечит ощутимые синергетические эффекты для газовой отрасли и экономики южных субъектов:

- развитие инфраструктуры торговли газом в южной части России;
- создание регионального центра торговли газом;
- промышленное развитие региона и портов на Черном море;
- развитие газохимической отрасли и отрасли производства удобрений;
- создание промышленности новых видов энергоносителей (водород, аммиак, метанол);

- снижение зависимости от поставок газа в Турцию и Южную Европу.

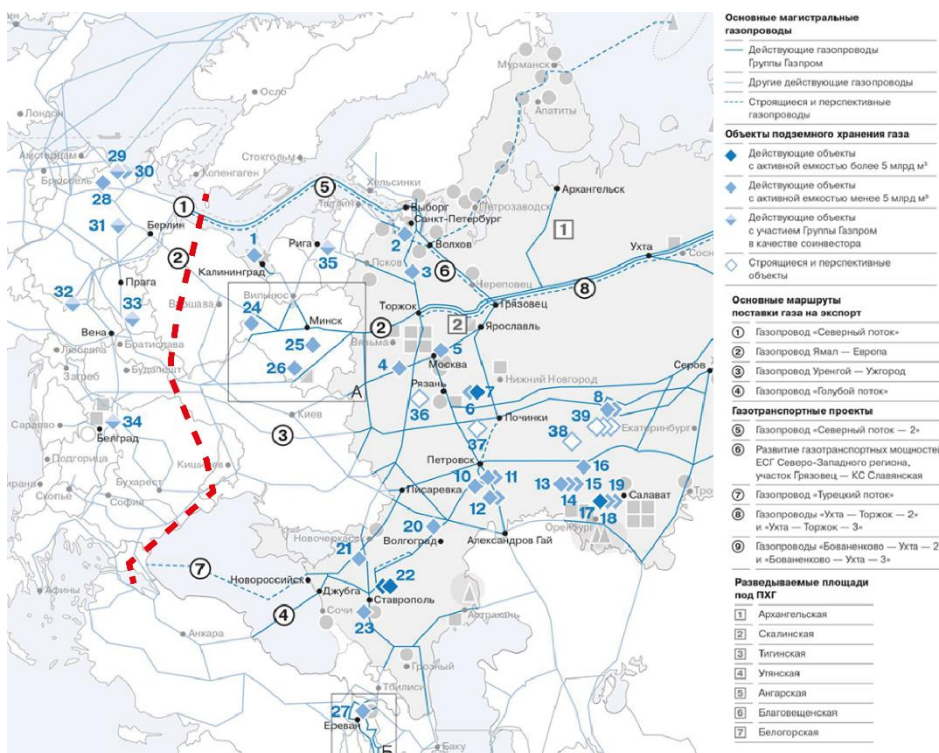
На южном газовом хабе может быть организована физическая торговля до 50 млрд куб. м для внутреннего и экспортного рынков.

Центральный газовый хаб

Предпосылки создания

Усиливающееся давление на поставки российского газа на Украину и Польшу, а также официальное заявление со стороны Польши об отказе от приобретения российского газа требуют изменения подходов в организации торговли газом. Регулярные платежи «Газпрома» по проигранным искам, штрафы антимонопольных органов Польши и Украины создают высочайший риск не только для прямых поставок газа в эти страны, но и колоссальные риски транзита газа.

Рисунок 15 - Карта-схема объектов инфраструктуры ПАО «Газпром» в европейской части



Источник: ПАО «Газпром»⁴⁸

При этом в каждом случае реализуется одинаковая схема вытеснения российского газа с рынка. На первом этапе этой схемы антимонопольный комитет выписывает надуманный штраф. Это необходимо, чтобы российский поставщик газа однозначно не принял решение антимонопольного органа, не оплатил штраф и начал длительные процедуры оспаривания. При наличии штрафа все денежные средства от продаж газ на

⁴⁸ <https://www.gazprom.ru/f/posts/34/784381/map-develop-2018-ru.jpg>

рынке или поставляемый газ в страну могут быть арестованы и взысканы принудительно. Таким образом ликвидируется возможность продаж и денежных операций на рынке.

На основе высвобождающихся мощностей газопроводов «Ямал-Европа» и транзитных газопроводов через Украину возможно создание Центрального газового хаба. Хаб может использоваться для организации торговли газом на территории России с целью поставки частным потребителям газа на Украине и в Польше.

Конкуренция

Поставки газа через центральную часть России традиционные осуществлялись в Южную и Центральную Европу. При этом Польша и Украина реализуют различные, но в то же время взаимодополняющие действия. Если Польша открыто заявляет уже не о снижении, а об обнулении поставок газа из России, то Украина стремится поставить под контроль поставки газа из России в Европу. При этом Польша и Украина развивают систему газопроводов для поставки газа на Украину из Польши, в т.ч. с терминала СПГ в Свиноуйсьце.

Украина старается использовать созданную в СССР систему подземных хранилищ газа для арбитража на сезонной разнице в ценах и предоставления услуг по хранению газа для поставок на европейский рынок.

Возможности создания центров газовой торговли обсуждаются в Болгарии и Турции. На Украине создание хаба пока не обсуждается и разделение на добывающую и транспортную часть идет со сложностями.

Механизм реализации

Для развития газовой торговли и создания хаба в Центральной России необходим комплекс мероприятий по развитию инфраструктуры и создания системы торговли газом:

1. Инвестиции в инфраструктуру и строительство газопроводов с привлечением частных инвестиций и независимых производителей газа:
 - создание интерконнекторов между системой газопроводов Центральной России с новыми экспортными маршрутами на северо-западе (Северный поток, Северный поток - 2) и на юге (Южный поток).
2. **Мероприятия по созданию хаба:**
 - рыночные условия работы – ТРА (third party access – доступ третьих лиц);
 - подготовка и проведение торгов газом на мультивалютной основе (рубль, злотый, гривна) в Центральной России;

- раскрытие информации о свободных транспортных мощностях;
- возможность вторичного обращения прав доступа к газопроводу;
- стимулирование перерабатывающих мощностей, например, как «Орелметакхим» - Должанский завод минеральных удобрений;
- перевод на биржу торговли газом для нужд промышленных предприятий и энергогенерирующих компаний.

Ожидаемые результаты

Развитие Центрального газового хаба позволит:

- сохранить российскую часть ГТС с необходимым уровнем надежности обеспечения газом российских потребителей;
- перенести часть торговли газом в российскую юрисдикцию, в т.ч. при поставке на Украину и в Польшу;
- развитие системы интерконнекторов центрального хаба с северо-западным и южным центрами торговли позволит оперативно перераспределять газовые потоки между южным и северным маршрутами поставки.

На центрально российском газовом хабе может быть организована физическая торговля до 100 млрд куб. м для внутреннего и экспортного рынков.

Северо-Западный газовый хаб

Предпосылки создания Северо-Западного хаба

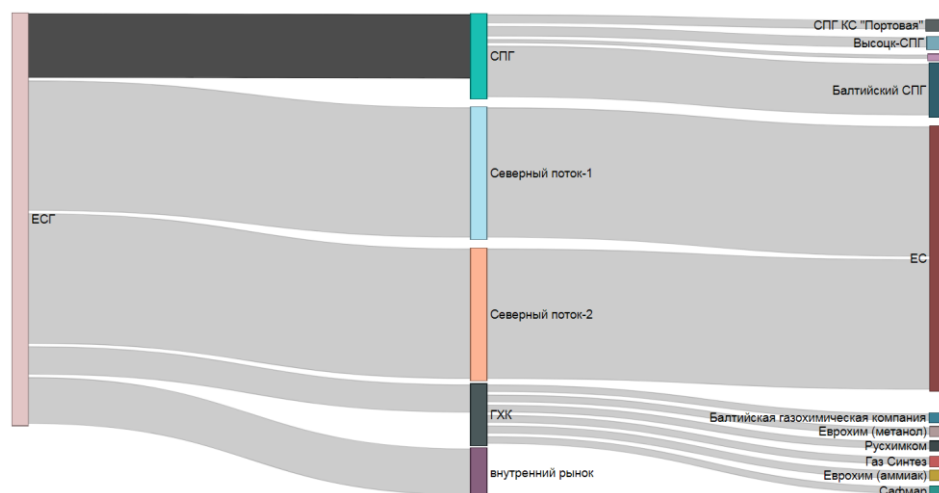
В северо-западной части России уже существуют возможности для создания регионального газового хаба. «Северный поток» и «Северный поток-2», несколько действующих среднетоннажных СПГ проектов, масштабные планы по развитию газопереработки составляют основу регионального европейского хаба. Продажа газа на экспорт за рубли демонстрирует возможность создания в России, как минимум, регионального европейского хаба. Определенный опыт продаж газа в национальной валюте уже имеется. Так, ранее в 2019 г. «Газпром экспорт» провел на своей электронной торговой платформе первую сделку по реализации газа на экспорт в Западную Европу по цене, установленной в рублях.⁴⁹

Магистральные экспортные газопроводы, проложенные к побережью Балтийского моря, по мере развития биржевой торговли газом позволят реализовывать проекты

49

производства СПГ и газохимической продукции по толлинговым схемам. А отмена регулирования цены на газ для производств СПГ, принятая в 2017 году, открывает новые возможности для СПГ проектов в виде покупки газа на бирже.

Рисунок 16 - Распределение потоков газа для переработки и экспорта в Ленинградской области



Направление	Объем поставки, млрд куб. м
Северный поток-1	55,0
Северный поток-2	55,0
Итого трубопроводный транспорт	110
Метанол	
Газ Синтез	1,83
Балтийская газохимическая компания	1,7
Сафмар	1,7
Еврохим	1,7
Русхимком	1,75
СПГ	
Балтийский СПГ	20,8
СПГ КС «Портовая»	2,4
Высоцк-СПГ	3,0
SSLNG	0,2
Аммиак	
Еврохим	2
Итого переработка	29,8
Внутренний рынок	18,75
ВСЕГО	165,8

Источник: Экономическая лаборатория АлександрА Климентьева.

Новые производства СПГ позволяют обеспечить потребителей газом с близкорасположенных производств. В России уже три компании осуществляют поставки СПГ на европейский рынок: «Газпром», «НОВАТЭК» (через ООО «Криогаз-Высоцк»), «Криогаз».

Трубопроводные проекты дополняют экспортные поставки и создают возможность строительства новых производств СПГ на побережье Балтийского моря.

В случае строительства интерконнектора, который позволит поставить на балтийское побережье газ, высвобождаемый с польского и украинского направлений, дополнительный

объем сырья для российской промышленности достигнет 100 млрд куб. м.

Запуск в эксплуатацию плавучего хранилища газа в Калининграде, планируемые перегрузочные терминалы в Мурманской области и на Камчатке могут играть роль центров торговли СПГ.

Для реализации этого потенциала необходимо нормативное регулирование с условиями доступа третьих лиц (ТРА) к терминалам, развитие механизмов торговли газом на северо-западе страны.

При росте объемов производства и продаж малотоннажного СПГ создаются условия для организации биржевой торговли СПГ, что обеспечивает прозрачность рынка и возможность свободного выбора поставщика газа и, в свою очередь, способствует росту объемов продаж и производства.

Ускоренно развивается инфраструктура СПГ. СПГ терминалы создаются почти в каждом крупном порту, растет количество точек бункеровки, вводятся в эксплуатацию новые газозовы. Растет количество и дедейт судов, использующих СПГ в качестве основного топлива.

Текущая рыночная конъюнктура создает новые возможности для биржевой торговли газом и газового рынка Балтики, на котором Россия может выступить не только в качестве поставщика СПГ или трубопроводного газа, но и создать полноценный газовый хаб. Падение добычи газа в Европе поддерживает перевод торговли газом в Россию.

Необходимость создания газового хаба в России связана и со специфическим ценообразованием на российский газ при экспорте. Например, по итогам 2019 года экспорт малотоннажного СПГ был осуществлен в 12 стран, а цена экспорта в Литву по данным Федеральной таможенной службы достигает 60 долл./т, что не позволяет окупать даже затраты на покупку сырьевого газа по регулируемым ценам для Ленинградской области. Получается парадоксальная ситуация, при которой литовский потребитель может купить СПГ по таким ценам, а российский потребитель нет. Развитие газовой торговли ликвидируют такую вопиющую несправедливость.

Переход на торговлю энергетическими единицами, выгодное географическое положение, развитие газовой инфраструктуры и внутреннего потребления являются основой для успешной реализации проекта газового хаба.

Конкуренция: молекулы свободы и польская мечта без российского газа

Европейский рынок в ближайшие 10 лет останется основным рынком для российских производителей газа. Новые газотранспортные мощности позволяют диверсифицировать направления поставок и выбрать способы поставки газа в виде СПГ или сетевого газа. При этом в Европе активно развиваются газовые хабы, в т.ч. регионального значения на границе с Россией.

Новые мощности поставки газа на экспорт связаны со строительством новых газопроводов по территории России. Выход магистральных газопроводов на побережье Балтийского моря создает возможности для развития перерабатывающих производств и газовой торговли.

Новые мощности по производству СПГ и инфраструктура перевалки СПГ обеспечивает гибкость поставок на разные географические рынки, создают точки для газовой торговли.

Таблица 17 - Сравнительный анализ основных вариантов газовых хабов в Северо-Западной Европе

Институциональное/ структурное требование	Россия	Польша	Прибалтика и Финляндия
пониженное государственное регулирование	-	±	±
разделение добычи и транспорта газа	-	+	+
дерегулирование оптового рынка	±	+	+
достаточная мощность газовой системы	+	+	-
количество рыночных участников	±	±	±
участие финансовых институтов	-	+/-	+/-
собственный объем добычи, млрд.м ³	55	4,08	0
СПГ, млрд.м ³		3,7	2,04 ⁵⁰
импорт трубопроводный транспорт, млрд.м ³		12,53	5
размер рынка млрд.м ³	+ 55	+/- 20,3	- 7,04

Источник: оценки авторов на основе GIIIGNL, IGU, URE - Польша (информация относится к оптовому рынку), Centrālā statistikas pārvalde - Латвия, Statistics Estonia - Эстония, National energy regulatory council - Литва, Energy Authority - Финляндия.

⁵⁰ Издание Годового отчета GIIIGNL за 2019 год показывает, что Финляндия импортировала из России и Норвегии 0,19 млрд куб. м СПГ в 2019 году, но согласно «The National Report 2019 to the Agency for the Cooperation of Energy Regulators and to the European Commission» опубликованному регулятором энергетического рынка Финляндии (Energy Authority) в 2019 году газ импортировался исключительно из России, отсутствует информация о СПГ.

Единый рынок Финляндии, Латвии и Эстонии

Финляндия и страны Прибалтики снимают ограничения и создают единый рынок газа. В конце лета 2019 года было принято решение о переносе торгов с финской газовой биржи на региональную биржу GET Baltic в Литве⁵¹, где осуществляться торговля на рынках прибалтийских стран и Финляндии.

Создание единого рынка стало возможным после строительства газопровода Baltic Connector, который позволил объединить газовые сети Финляндии с инфраструктурой Прибалтики, включая терминал СПГ в Клайпеде.

Планируется, что к концу 2020 года участвующие страны гармонизируют правила импорта, транзита и тарификации природного газа, а к 2022 году - создадут единую газовую зону. Одним из наиболее значимых текущих достижений является совместное соглашение между региональными политиками, регуляторами и операторами газотранспортных систем о создании единой системы входа-выхода для сетевого газа в Финляндии, Эстонии и Латвии (FinEstLat). В результате создания единой зоны входа-выхода в газотранспортную систему с 2020 года на транспортировку природного газа между Латвией, Эстонией и Финляндией тарифы на транспортировку газа не будут применяться. Это означает, что тариф применяется только один раз, когда природный газ пересекает границу единой системы входа-выхода транспортировки природного газа. Кроме того, тариф одинаков во всех пунктах входа в единую систему входа-выхода газотранспортной системы. Кроме того, будет продолжена активная работа по развитию этого сотрудничества, чтобы включить в единый рынок Литву, а в долгосрочной перспективе и Польшу.⁵²

Возможность создания единого рынка обеспечивается за счет газопровода Baltic Connector (мощностью 7,2 млн куб. м/день или 2,6 млрд куб. м/год), соединяющего Финляндию и Эстонию. Капитальные вложения в проект оцениваются в €250 млн⁵³ (по другим данным – €300 млн), из которых €187,5 млн было покрыто за счет Европейской комиссии в первую очередь для решения задачи по повышению энергобезопасности региона, так как в настоящее время он в основном зависит от российского газа. Техническая поддержка и обслуживание будет финансироваться Финляндией и Эстонией.

⁵¹ <https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/latest-news/natural-gas/083019-finnish-gas-exchange-to-shut-trading-moves-to-baltic-bourse-from-2020?fbclid=iwar3p3tcq-mi-pxvmbkfr56alyio-6wqx2xmsu-gndroieadqvonqotgha>

⁵² The public utilities commission's annual report 2019, The Public Utilities Commission (PUC), Latvia, с. 47

⁵³ <http://balticconnector.fi/en/the-project/>

На рисунке можно также увидеть строящийся газопровод GIPL, соединяющий Литву и Польшу, и включенный в список проектов общего интереса ЕС.

В реализации инициативы по созданию единого рынка пока не участвует Литва; однако возможность для ее присоединения остается.

Рисунок 17 - Газопровод Baltic Connector и существующие газопроводы Финляндии, Эстонии, Латвии и Литвы



Источник: Baltic Connector Oy

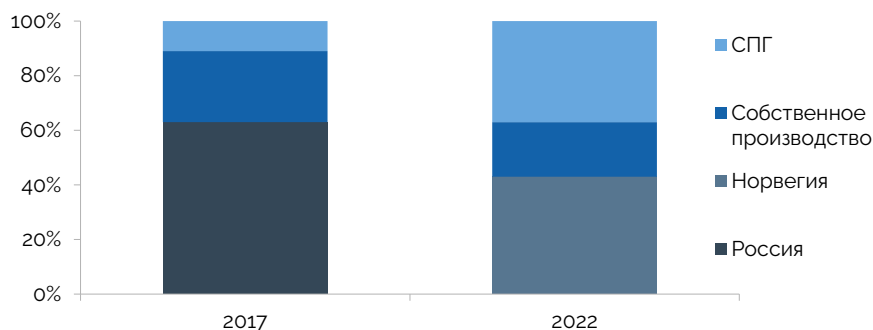
Польский газовый хаб

Стратегические проекты являются еще одной областью, в которой можно увидеть реальную активность государства. По мнению польских экспертов, полная независимость в поставках природного газа в Польшу будет обеспечена только после полного завершения строительства газопровода Baltic Pipe, расширения терминала в Свиноуйсьце и строительства ПРГУ в Гданьске. Эта позиция подтверждается правительством, в «Энергетической политике Польши до 2040 года», опубликованной 8 сентября 2020 года.⁵⁴

⁵⁴ <https://www.gov.pl/web/klimat/minister-kurtyka-polityka-energetyczna-polski-do-2040-r-udziela-odpowiedzi-na-najwazniejsze-wyzwania-stojace-przed-polska-energetyka-w-najblizszych-dziesiecioleciach> [Доступно только краткое изложение стратегии]

Объем поставок газа, в т.ч. СПГ будет расти, и спрос на газ в Польше вырастет до 21,74-27,6 млрд куб. м в 2041 году.⁵⁵ В соответствии с Постановлением Совета Министров Польши от 24 апреля 2017 года о минимальном уровне диверсификации импорта природного газа в 2017–2022 годах доля природного газа из одного источника не должна превышать 70 %, а в 2023-2026 годах – 33 %.⁵⁶ За последние пять лет доля газа, импортируемого из России в Польшу, упала с 75,8 % от общего импорта в 2014 году до 54,5 % в 2019 году.⁵⁷ Диверсификация будет в основном осуществляться за счет импорта СПГ и газа, поступающего по газопроводу Baltic Pipe. Фактически газовые планы Польши заключаются в вытеснении российских поставок трубопроводного газа с польского рынка и замещение их на поставки СПГ и поставки трубопроводного газа из Норвегии. Польские газовые проекты создаются под лозунгом энергетической безопасности, однако согласно Закону об энергетике, под энергетической безопасностью понимается в Польше «состояние экономики, позволяющее покрывать текущий и перспективный спрос потребителей на топливо и энергию технически и экономически обоснованным образом, сохраняя при этом требования охраны окружающей среды». Возникает вопрос, отвечают ли польские газовые проекты всем этим параметрам.

Рисунок 18 - Структура поставок газа в Польшу



Источник: Gaz-System, Bloomberg, DW.

Тут необходимо учитывать очень важный факт в газовой стратегии Польши - PGNiG участвует в проектах с 24 лицензиями на норвежском континентальном шельфе

⁵⁵ Согласно прогнозам, подготовленным для Национального энергетического и климатического плана на 2021-2030 годы и проекта Энергетической политики Польши до 2040 г., а также прогнозам OGP Gaz-System S.A.

⁵⁶ Минимальный уровень диверсификации поставок природного газа из-за рубежа определяется максимальной долей природного газа, импортируемого энергетической компанией из одного источника в данном календарном году, которая не может быть выше 70% между 2017 и 2022 годами; 33% - в 2023-2026 годах. Обязательство не распространяется на энергетические компании импортирующие природный газ через СПГ-терминал Свиноуйсьце или импортирующих газ через точки входа/выхода со странами ЕС или ЕАСТ. Законодательный Вестник, Позиция 902 (2017), <http://prawo.sejm.gov.pl/isap.nsf/download.xsp/WDU20170000902/O/D20170902.pdf>

⁵⁷ Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych za okres od dnia 1 stycznia 2019 r. do dnia 31 grudnia 2019 r, Министерство климата Польши, 2020.

с оценкой добычи 2,5 млрд куб. м после 2022 года⁵⁸. Кроме того, PGNiG будет единственным получателем газа, добываемого LOTOS Norge с 1 октября 2019 года по 1 октября 2021 года (с возможностью продления до 1 октября 2025 года)⁵⁹. Фактически можно говорить об использовании Польшей административных рычагов для вытеснения с рынка «Газпрома» и расчистки рынка для поставок газа для национальной компании PGNiG.

Большое внимание в Польше уделяется созданию газовой инфраструктуры, которая позволит экспортировать газ в другие страны. Польша пытается обезопасить эти проекты, привлекая к сотрудничеству американские власти и американские компании.

В долгосрочной перспективе в проекте создания газового хаба Польша ориентируется, в основном, на взаимодействие с одним ключевым партнёром – США:

- в проекте Baltic Pipe (Gaz-System 14 августа 2019 года подписал контракт с американской Solar Turbines на поставку и обслуживание ГПА для 3-х КС МГ Baltic Pipe);
- США считаются ключевым партнером в области поставок СПГ, несмотря на небольшую текущую долю газа из этой страны.

Создание газового хаба заставит PGNiG сократить свою долю на рынке торговли газом, и правительству будет необходимо создавать рыночные условия для большого числа продавцов и покупателей газа. Сегодня группа PGNiG является доминирующей компанией в продаже газового топлива конечным пользователям, единственной компанией, которая контролирует мощности терминала СПГ в Свиноуйсьце. Все ПХГ на территории Польши принадлежат компании Gas Storage Poland входящей в группу PGNiG. В мае 2020 года PGNiG зарезервировала 100% мощности СПГ-терминала в г Свиноуйсьце после расширения. Вместе с текущей зарезервированной мощностью это составит около 8,3 млрд. куб. м газа в год с 2024 по 2038 год.⁶⁰ В 2019 году, доля PGNiG на розничном рынке составила 82,77% (доставки конечным потребителям), что на 0,69% больше, чем в 2018 году⁶¹. Пока либерализация рынка газа в Польше идет медленно, цены на газ для домашних хозяйств (доля PGNiG в этой нише 95,6%),

⁵⁸ <http://en.pgnig.pl/news/-/news-list/id/pgnig-starts-its-first-drilling-as-operator-in-norwegian-sea/newsGroupId/1910852?changeYear=2019¤tPage=1&fbclid=IwAR3zVdtaUQpRwlsGdPThPHBKBbgGWmdq-nJcLmhUhOJBkrwgm2hQkrQUjc>

⁵⁹ Closer cooperation of PGNiG and LOTOS in Norway, http://lotosnorge.pl/en/2386/p.2596,n.4998/news/press_centre/closer_cooperation_of_pgnig_and_lotos_in_norway

⁶⁰ <http://pgnig.pl/aktualnosci/-/news-list/id/pgnig-podpisalo-umowe-na-rezerwacje-dodatkowych-mocy-regazyfikacyjnych-terminala-Ing-w-swinoujsciu/newsGroupId/10184?changeYear=2020¤tPage=1>

⁶¹ <https://www.ure.gov.pl/pl/urzed/informacje-ogolne/aktualnosci/8861,Sprawozdanie-z-dzialalnosci-Urzedu-Regulacji-Energetyki-za-2019-rok.html>

которые составляют 23,39% рынка розничной продажи газа в Польше, перестанут регулироваться только с 1 января 2024 году⁶². Внедрение некоторых нормативных актов, таких как действующие правила обязательств по обязательному хранению газа являются существенным барьером на пути развития функционирующего рынка, приводят к снижению ликвидности на газовом рынке и ограничению группы поставщиков на польском оптовом рынке газа.⁶³ Польше также придется столкнуться с конкуренцией со стороны ВИЭ, и с реализацией концепции ЕС по созданию к 2050 году «безуглеродной» энергетики, основанной практически полностью на зелёной генерации или с развитием рынка возобновляемого газа, что заставит адаптировать к ним газовые сети.⁶⁴

В проекте создания газового хаба Польше придется столкнуться с сильной конкуренцией со стороны Германии. В любом случае терминал СПГ, газопровод с Норвегией, могут позволить Польше стать одним из региональных значимых игроков, что в свою очередь обеспечит инвестиционную привлекательность газовой отрасли. Конкуренция поставщиков газа в Польшу позволит улучшить переговорные позиции с иностранными партнерами. Кроме того, газ сможет использоваться для замещения угля и снижения выбросов загрязняющих веществ и парниковых газов. В 2011 г. доля газа в производстве электроэнергии составила 2,67% (4 355 ГВт ч), к 2019 году выросла до 7,6% (12 099 ГВт ч).⁶⁵

Безусловно, официальная политика Польши по выдавливанию российского газа и замещение его на газ, поставляемый компанией PGNiG с собственных проектов на шельфе Норвегии, является примером недобросовестной конкуренции, что требует проведения антимонопольного расследования против польских компаний. Более того, согласно показателям «Здоровье рынка» (AGTM⁶⁶), которые оценивают, является ли газовый рынок структурно конкурентным ($\leq 40\%$ доли рынка на компанию или группу компаний по продаже и покупке газа), устойчивым и обладает ли он достаточной степенью разнообразия поставок (PGNiG с целью контроля импорта) - польский газовый рынок может вызывать опасения.

⁶² Sprawozdanie z działalności Prezesa URE w 2019 roku. // Управление по регулированию энергетики Польши. - май 2020 года. - С. 189.

⁶³ На основе общественных консультаций к законопроекту о внесении изменений в Закон о запасах нефти, нефтепродуктов и природного газа и правилах поведения в ситуациях угрозы топливной безопасности государства и беспорядков на рынке нефтепродуктов. <https://legislacja.rcl.gov.pl/projekt/12337651/katalog/12714067#12714067>

⁶⁴ Olczak M. (2019) «Брюссель готовит новый газовый пакет. Это будет важно для Польши» / Bruksela szykuje nowy pakiet gazowy. Będzie istotny dla Polski, [wysokienapiecie.pl, https://wysokienapiecie.pl/18963-pakiet-gazowy-ue-2020-nowy/](https://wysokienapiecie.pl/18963-pakiet-gazowy-ue-2020-nowy/)

⁶⁵ Sprawozdanie z działalności Prezesa URE w 2019 r., Urząd Regulacji Energetyki, Варшава, 2020, с.47

⁶⁶ ACER Gas Target Model

Механизм реализации

При развитии газового хаба на северо-западе России необходимы следующие мероприятия:

1. Инвестиции в инфраструктуру и строительство газопроводов для обеспечения мобильности перераспределения поставок газа по экспортным трубопроводам:

- использование высвобождающихся мощностей газопроводов, предназначенных для поставки газа на Украину и в Польшу, строительство газопровода в район Усть-Луги;
- создание промышленного газохимического парка на побережье в районе Усть-Луга с гарантированным доступом к поставкам газа;
- использование резервов газопровода в Финляндию для развития химического парка в районе СПГ проекта КС «Портовая».

2. Мероприятия по созданию хаба:

- перевод на биржевую торговлю ВСЕХ поставок газа для производства СПГ и ГХК;
- рыночные условия работы – ТРА (third party access – доступ третьих лиц);
- подготовка и проведение торгов газом с условиями поставки Усть-Луга или Санкт-Петербург, в т.ч. с использованием газопроводов «Северный поток – 1» и «Северный поток – 2»;
- раскрытие информации о свободных транспортных мощностях;
- возможность вторичного обращения прав доступа к газопроводу;
- перерабатывающие мощности вводить на условиях ТРА и толлинга (толлинговая модель Sabine Pass);
- разработка правил деятельности терминала СПГ «Маршал Василевский», терминала СПГ в Мурманске.

Ожидаемые результаты

Выгодное географическое положение, доступный газ позволят развить газохимическую промышленность, отрасль СПГ, производство водорода с утилизацией углекислого газа в геологических структурах Балтийского моря.

В результате создание газового хаба на северо-западе России будут получены следующие результаты:

- развитие инфраструктуры торговли газом на северо-западе России;

- создание регионального центра торговли газом;
- промышленное развитие региона и портов на Балтике;
- развитие газохимической отрасли и отрасли производства удобрений;
- создание промышленности новых видов энергоносителей (водород, аммиак, метанол);
- снижение зависимости от поставок газа в ЕС за счет развития внутреннего потребления газа.

На северо-западном газовом хабе может быть организована физическая торговля 147 млрд куб. м для внутреннего и экспортного рынков.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. «Administration Perspectives on the Development of LNG Market Hubs in the Asia Pacific Region», US Energy Information, 2017
2. P.Heather. The evolution of European traded gas hubs. Oxford: OIES; 2015.
3. П. Хизер, Т. Митрова. Развитие газовых хабов и их роль в формировании бенчмарков для физических контрактов на поставку природного газ. Энергетический центр Московской школы управления СКОЛКОВО. Июль 2017.
<https://energy.skolkovo.ru/downloads/documents/SEneC/research01.pdf>
4. IEA. Developing a natural gas trading hub in Asia: obstacles and opportunities. Paris: International Energy Agency; 2013.
5. M.Kumar and J.Stern. Gas Industry Reform and the Evolution of a Competitive Gas Market in Malaysia 2020
6. A.Neumann and A.Cullmann. What's the story with natural gas markets in Europe? Empirical evidence from spot trade data. In: 9th International Conference on the European Energy Market (EEM). IEEE; 2012.
7. X.Shi and V.Hari. Key elements for functioning gas hubs: A case study of East Asia. 2018.
8. 14141515151515X.Shi. 中国天然气基准价格形成中的若干问题 [Issues in formulating natural gas benchmark prices in China]. 天然气工业 (Nat Gas Ind) 2017;37:143e9
9. «The evolution of European traded gas hubs», Patrick Heather, Oxford Institute for Energy Studies
10. M. Fulwood. Asian LNG trading hubs: myth or reality. Columbia SIPA, Center of Global Energy Policy, May 2018.
11. Gordon, D. V., Gunsch, K., Pawluk, C. V., 2003. A natural monopoly in natural gas transmission. Energy Econ. 25, 473–485. [https://doi.org/10.1016/S0140-9883\(03\)00057-4](https://doi.org/10.1016/S0140-9883(03)00057-4)
12. Harker, M., Price, C.W., 2006. Introducing Competition and Deregulating the British Domestic Energy Markets: a Legal and Economic Discussion.
13. Hawdon, D., 2003. Efficiency, performance and regulation of the international gas industry—a bootstrap DEA approach. Energy Policy. [https://doi.org/10.1016/S0301-4215\(02\)00218-5](https://doi.org/10.1016/S0301-4215(02)00218-5)
14. Heather, P., 2019. European traded gas hubs: a decade of change, Oxford Institute for Energy Studies.
15. Heather, P., 2010. The Evolution and Functioning of the Traded Gas Market in Britain.

16. Heather, P., Petrovich, B., 2017. European traded gas hubs: an updated analysis on liquidity, maturity and barriers to market integration.
17. Hulshof, D., van der Maat, J.P., Mulder, M., 2016. Market fundamentals, competition and natural-gas prices. *Energy Policy* 94, 480–491. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2015.12.016>
18. IGU, 2019. IGU Wholesale Gas Price Survey - 2019 Edition.
19. Juris, A., 1998. Natural Gas Markets in the U.K. Competition, industry structure, and market power of the incumbent. *Public Policy Priv. Sect.* 138, 8.
20. Klop, M., 2009. Charting the Gaps: EU regulation of gas transmission tariffs in the Netherlands and the UK, *Energy*.
21. Radetzki, M., 1999. European natural gas: Market forces will bring about competition in any case. *Energy Policy*. [https://doi.org/10.1016/S0301-4215\(98\)00040-8](https://doi.org/10.1016/S0301-4215(98)00040-8)
22. Stern, J.P., Rogers, H. V., 2014. The Dynamics of a Liberalised European Gas Market: Key Determinants of Hub Prices, and Roles and Risks of Major Players. *Oxford Inst. Energy Stud.*
23. Yafimava, K., 2018. Building New Gas Transportation Infrastructure in the EU – what are the rules of the game? *Oxford Institute for Energy Studies*.