

ВОЗМОЖНОСТИ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ МАЛОТОННАЖНОГО СПГ В РОССИИ



ПОД РЕДАКЦИЕЙ



Александр Климентьев

Эксперт WWF по СПГ для Арктической зоны

*Научный руководитель рабочей группы по малотоннажному СПГ
Энергетического центра Московской школы управления СКОЛКОВО*

E-mail: t_diamonds@mail.ru



Татьяна Митрова

*Директор,
Центр энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО*

E-mail: energy@skolkovo.ru



Александр Собко

*Аналитик по нефтегазовому сектору,
Центр энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО*

E-mail: energy@skolkovo.ru

АВТОРЫ



Глава «Канада»

Игорь Родичкин

Генеральный директор ООО "НПП "АСТ"

Участник рабочей группы по малотоннажному СПГ Центра энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО

E-mail: Rodichkinigor@hotmail.com



Глава «США»

Амина Талипова

Исследователь-аналитик Института анализа предприятий и рынков

Участник рабочей группы по малотоннажному СПГ Центра энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО

E-mail: amina.talipova@gmail.com



Глава «Норвегия»

Марина Ткаченко

Ведущий эксперт управления технико-экономического моделирования, Ingenix Group

Участник рабочей группы по малотоннажному СПГ Центра энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО

E-mail: marina.a.tkachenko@gmail.com



Глава «Технологии малотоннажного сжижения»

Борис Марков

Участник рабочей группы по малотоннажному СПГ Центра энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО

E-mail: bobmarkow@mail.ru



Глава «Экспорт»

Андрей Конопляник

Доктор экономических наук, профессор кафедры «Международный нефтегазовый бизнес» РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина

Советник генерального директора ООО «Газпром экспорт»



Глава «Бункеровка СПГ и малотоннажного СПГ в АТР»

Джинсок Сун

Аспирант РГУ Нефти и газа им. Губкина

Участник рабочей группы по малотоннажному СПГ Центра энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО

E-mail: jinsok.sung@gubkin.ru



Глава «Европа»

Алиса Сергаева

Аспирант РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина

Участник рабочей группы по малотоннажному СПГ Центра энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО

E-mail: sergaeva.a@gmail.com



Глава «Черное море и Дунай»

Хауг Андрей Кристиан

Аспирант РГУ нефти и газа им. Губкина

Участник рабочей группы по малотоннажному СПГ Центра энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО

E-mail: andrej.haug@gmail.com



Андрей Сульдин

Участник рабочей группы по малотоннажному СПГ Центра энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО

E-mail: as@vostokgas.ru

СОДЕРЖАНИЕ

РЕЗЮМЕ: МАЛОТОННАЖНЫЙ СПГ - БОЛЬШОЙ ШАНС ДЛЯ РОССИЙСКОЙ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ	8
ВВЕДЕНИЕ.....	11
СОКРАЩЕНИЯ И КОЭФФИЦИЕНТЫ ПЕРЕВОДА.....	12
ЧТО ТАКОЕ МАЛОТОННАЖНЫЙ СПГ?.....	13
МИРОВОЙ РЫНОК ПРОИЗВОДСТВА МАЛОТОННАЖНОГО СПГ И ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ЕГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ.....	15
Кейс Китая	15
Кейс США.....	25
Кейс Карибского региона.....	34
Доминиканская республика	36
Пуэрто Рико	36
Барбадос	37
Кейс Индонезии.....	38
Кейс Европы	40
Кейс Норвегии.....	46
Кейс Канады	54
Кейс бункеровки в странах АТР	57
Бункеровка в Сингапуре.....	57
Бункеровка в Корее.....	59
Бункеровка в Японии	60
Бункеровка как фактор развития газовых хабов в Азии.....	62
Прочие страны	64
Резюме по мировому рынку производства и использования малотоннажного СПГ	65
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ МАЛОТОННАЖНОГО СПГ	67
Технологии производства СПГ	67
Термодинамические циклы.....	72
Дроссельный цикл	75
Дроссельный цикл высокого давления и предварительным фреоновым охлаждением на АГНКС	76
Дроссельно-эжекторный цикл с предварительным охлаждением (ООО «СПГ», ООО «ГИК», Криогенмаш)	77
Азотный цикл (SIAD, Криогенмаш)	81
Дроссельно-детандерный цикл.....	82
Сравнительный анализ циклов ожижения и рекомендации	85
Технологии транспортировки, хранения и распределения СПГ	90

Автомобильный транспорт	90
Транспортировка СПГ в танк-контейнерах	91
Транспортировка железнодорожным транспортом	93
Транспортировка водным транспортом.....	94
Береговые системы хранения	97
Плавающие хранилища газа	98
КриоАЗС и комбинированные системы регазификации, в т.ч. мобильные	101
Плавающие электростанции	103
Вопросы качества СПГ	107
Малотоннажное vs крупнотоннажное производство СПГ	112
Трансформация крупнотоннажных проектов.....	112
Ценовая конкурентоспособность	114
Резюме по разделу технологии	117
РЫНКИ СБЫТА И ЭТАПЫ РАЗВИТИЯ РЫНКА МАЛОТОННАЖНОГО СПГ	118
Газомоторное топливо и транспортные коридоры	118
Сухопутный транспорт	118
Речные маршруты.....	126
Чёрное море	129
Северный морской путь.....	131
Бункеровка.....	133
Эволюция производственных цепочек	140
Автономное энергоснабжение	141
Экспорт.....	149
Рекомендации по регулированию экспорта малотоннажного СПГ из России.....	153
Развитие конкуренции	156
Рыночное ценообразование	158
Резюме по рынкам сбыта	158
МАЛОТОННАЖНЫЙ СПГ В РОССИИ.....	161
Нормативное регулирование	162
Технологическое регулирование	162
Ценовое регулирование	162
Газпром	163
Криогаз.....	165
НОВАТЭК.....	166
Восток – территория независимых производителей СПГ.....	167
Преимущества СПГ на внутреннем рынке	170

Снижение затрат на топливо	170
Синергетические эффекты развития газораспределительной сети.....	171
Улучшение экологической обстановки.....	172
Резюме по разделу «Россия»	172
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	175
Приложение 1. Расчет метанового числа газового топлива	180
Приложение 2. Перечень СПГ проектов на территории России.....	182
Приложение 3. Список пилотных и демонстрационных проектов использования СПГ в Китае на водном транспорте	184
Приложение 4. Проекты производства СПГ в Канаде	187

РЕЗЮМЕ: МАЛОТОННАЖНЫЙ СПГ - БОЛЬШОЙ ШАНС ДЛЯ РОССИЙСКОЙ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Малотоннажный СПГ является отраслью, которая имеет потенциал повысить эффективность газовой промышленности страны, изменить энергетический баланс отдельных регионов нашей страны и приграничных к ней районов зарубежных стран. Целый ряд компаний в России разрабатывает планы по развитию сети производства СПГ на установках малой и средней тоннажности, при этом их общая установленная мощность может достичь 12 млн т.

Малотоннажный СПГ обеспечивает большую гибкость и скорость: за счет доступа к нескольким источникам сырья и отсутствия необходимости включать в один проект как добычу, так и переработку, малотоннажный СПГ может быть реализован в срок 1-2 года, что существенно меньше времени, необходимого для крупного проекта. Поставка потребителю малотоннажного СПГ может быть организована всеми видами транспорта, почти без ограничений по расстоянию или месту расположения потребителя. Небольшой объем газа, требуемый для производства СПГ, позволяет разместить производство практически в любом месте. Для строительства производства не требуется обязательного доступа к глубоководным морским портам.

В отличие от крупнотоннажного, сегмент малотоннажного СПГ не имеет технологической зависимости: приобретение технологий и оборудования возможно у большого количества поставщиков, что позволяет оптимизировать капитальные затраты и минимизировать санкционные риски.

Малотоннажный СПГ, прежде всего, будет бороться за локальные рынки, расположенные вблизи места производства. Производители СПГ могут использовать модели ценообразования с привязкой к локальным энергоносителям, таким образом стимулируя покупателей экономить за счет перехода на СПГ.

Использование СПГ в качестве моторного топлива, может стать важнейшим фактором успеха развития отрасли малотоннажного СПГ. При этом для малотоннажных установок возможность производства СПГ с высоким метановым числом для сегмента газомоторного топлива позволит им конкурировать с СПГ, производимым на крупнотоннажных заводах.

Малотоннажный СПГ и поставки СПГ от нескольких производителей обеспечивают надежность энергоснабжения. По мере роста количества установок производства СПГ создаются условия для организации биржевой торговли СПГ, которая позволит снизить риски и повысить привлекательность использования СПГ и привлечет новых покупателей и новые инвестиции в сегмент малотоннажного СПГ.

Мировой опыт показывает, что большие газовые запасы не являются непременным условием развития малотоннажного СПГ. Например, Китай имеет колоссальные совокупные производственные мощности СПГ, превышающие мощности многих крупных мировых производителей газа. Пример Китая демонстрирует, что малотоннажное производство СПГ может внести существенный вклад в развитие отрасли и технологий сжижения, подтянув в свою очередь машиностроительную промышленность.

В Норвегии государственная политика поддержки использования СПГ позволила нарастить флот судов на СПГ и развить прибрежную инфраструктуру бункеровки и использования СПГ на побережье. А Китай, используя опыт Норвегии для речных судов, довел общий флот судов на СПГ до 275 единиц, из которых 160 – суда, построенные изначально, как газовые.

Отсутствие барьеров для экспорта СПГ в США и Канаде позволяет малотоннажному СПГ выйти на внешние рынки, в т.ч. с поставками СПГ в контейнерах-цистернах. США поставляют таким образом СПГ в Карибский бассейн, а Канада проводит тестовые поставки в Китай.

Малотоннажные заводы не в состоянии повлиять на рыночные позиции крупных российских компаний ПАО «Газпром» и ПАО «НОВАТЭК» в силу своей малой мощности, способов транспортировки потребителю и нишевых рынков сбыта в виде ГМТ и поставки газа потребителям, которые не могут получить газ по трубе. А вот конкуренция с СПГ зарубежных малотоннажных может быть достаточно серьезная.

Российским компаниям следует, пользуясь общей границей с Китаем и Европой, монетизировать собственные газовые запасы путем экспорта мини-СПГ в Китай, а также трансграничные районы Европы, создавая зону доминирования российского СПГ в приграничных областях. В условиях ограничения доступа к газопроводу «Сила Сибири» подобная стратегия развития газовых запасов в Восточной Сибири становится едва ли не единственно реализуемой.

В связи с этим, очень актуальны меры, разрабатываемые в последнее время руководством России для стимулирования развития проектов производства сжиженного природного газа [1].

Государственным органам власти следует серьезно задуматься об упрощении экспорта СПГ с малотоннажных установок (производительностью до 80 тыс. т в год). Это может выражаться как в исключении их из-под действия закона «Об экспорте газа», так и в выдаче правительственных специальных разрешений на экспорт газа с малотоннажных производств.

Экспорт может быть не только моделью развития малотоннажного СПГ, но и дать деньги на строительство мощностей и внутренней инфраструктуры. При действующем регулировании внутренних цен на СПГ шанс на реализацию имеет только экспортная модель. Как только регулирование на внутреннем рынке будет ликвидировано, то национальные потребители включаются в процесс роста спроса, что даст второй виток строительства производственных мощностей и инфраструктуры.

Большие запасы газа, дешевый газ, приближенность к рынку сбыта создают естественные долгосрочные конкурентные преимущества для российских производителей СПГ. При этом:

- малые объемы не повлияют на рыночные позиции ПАО «Газпром» на региональных экспортных рынках газа;
- малотоннажное СПГ обеспечит технологическое и промышленное развитие в области производства, транспортировки, хранения и использования СПГ на внутреннем рынке;
- не требуют существенных инвестиций в газотранспортную или газораспределительную системы, а опираются на точки, в которых уже имеются возможности поставки газа, но нет потребителей с постоянным отбором газа, нет доступа к магистральным газопроводам. Таким способом повышается эффективность газовой отрасли страны;
- инвестиции могут быть привлечены без участия государственных компаний, в т.ч. китайские инвестиции без санкционных рисков;
- будет создан флот криоцистерн и танк-контейнеров для перевозки СПГ, что повысит мобильность и сделает доступным СПГ для внутреннего потребления;
- будут созданы новые высококвалифицированные рабочие места и обеспечены платежи в бюджеты всех уровней.

ВВЕДЕНИЕ

Уважаемые читатели, перед вами необычное исследование, подготовленное в течение 2017-2018 годов коллективом участников рабочей группы по малотоннажному СПГ Центра энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО. Эта группа сформировалась в сентябре 2017 года из выпускников Энергетической летней школы СКОЛКОВО-2017, выразивших желание продолжить групповые проекты уже после окончания обучения в Летней школе.

Все исследования 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, учитывая растущий интерес к тематике малотоннажного СПГ, надеемся, что эта работа окажется полезной и интересной широкому кругу читателей.

Татьяна Митрова,
Директор Центра энергетики
Московской Школы управления СКОЛКОВО

СОКРАЩЕНИЯ И КОЭФФИЦИЕНТЫ ПЕРЕВОДА

NOx	оксиды азота (NO, NO ₂)
NOK	норвежская крона
ECA	emission control area (зона контроля выбросов в атмосферу)
FLNG	floating LNG (плавучий завод СПГ)
FSRU	floating storage and regasification unit (плавучая установка хранения и регазификации СПГ)
FSU	floating storage unit (плавучая установка хранения СПГ)
FPGU	floating power generating unit (плавучая электростанция)
MN	methane number (метановое число)
ИМО / ИМО	International Maritime Organization
СПГ	сжиженный природный газ
СПХР	система приема, хранения и регазификации
СУГ	сжиженные углеводородные газы
ДТ	дизельное топливо
СМП	Северный морской путь
ПЛЭС	плавучая электростанция
ПАТЭС	плавучая атомная электростанция
ОГТ	основание гравитационного типа
ГМТ	газомоторное топливо

Таблица пересчета часто используемых величин

из \ в	млрд м ³	млрд фут ³	млн т СПГ	трлн. Btu
1 млрд м ³	1	35,3	0,73	38,8
1 млрд фут ³	0,028	1	0,021	1,1
1 млн т СПГ	1,38	48,7	1	51,9
1 трлн. Btu	0,028	0,98	0,02	1

Источники: «The Global Liquefied Natural Gas Market: Status and Outlook», December 2003, Energy Information Administration

Таблица энергетических и физических показателей СПГ и метана

Теплота сгорания, СПГ	кВт ч/кг	13,9
	ккал/кг	11 500
	кВт ч/м ³	5 833
Плотность СПГ, -161°С 1 атм	кг/м ³	420
СПГ в газ	л/м ³	0,58
СПГ в газ	кг/м ³	1,4
Плотность метана, 0°С 1 атм	кг/м ³	0,72
Плотность метана, 15°С 1 атм	кг/м ³	0,68

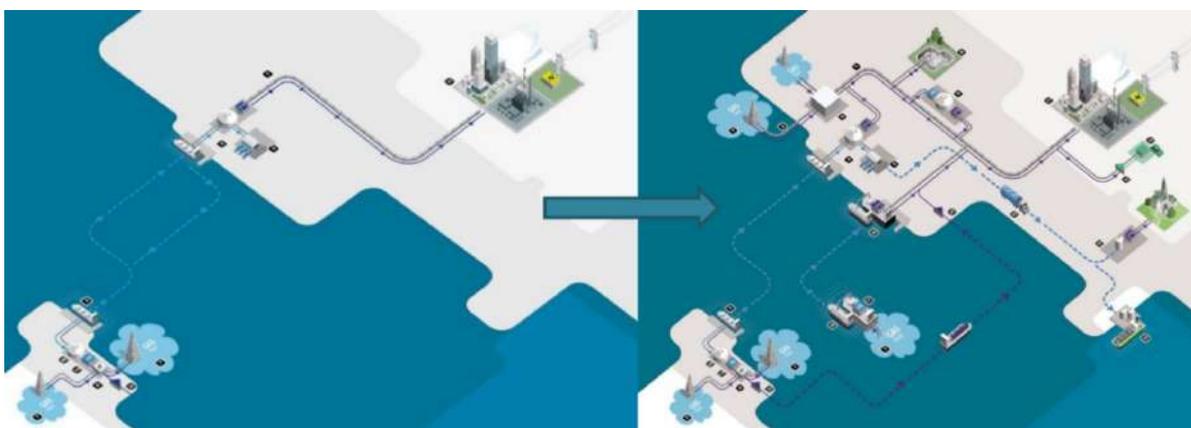
Источник: оценки авторов

Во всех расчетах использован обменный курс 65 рублей за доллар.

ЧТО ТАКОЕ МАЛОТОННАЖНЫЙ СПГ?

Термин малотоннажный СПГ охватывает все элементы технологической цепочки производства, поставки, хранения, распределения СПГ. При этом малотоннажный СПГ осуществляет операции меньших объемов, что приводит к усложнению и расширению вертикальных и горизонтальных производственных связей. Очень хорошо изменение структуры операций при движении от крупнотоннажного к малотоннажному СПГ демонстрирует Рисунок 1.

Рисунок 1. Трансформация рынка СПГ от крупнотоннажного к малотоннажному



Источник: *Traditional and Retail LNG Process Chains Tractebel Engineering*

В чем различие между малотоннажным СПГ и «Small Scale LNG»? Есть ряд частично пересекающихся определений этого класса производства. В России для этого используется ГОСТ Р 55892-2013 от 2014-06-01 «Объекты малотоннажного производства...». Он устанавливает граничное значение сверху для производства – 10 тонн/час, что соответствует примерно 82 тыс.тонн/год с учётом потерь рабочего времени на плановые технологические остановки. Со стороны потребителя ГОСТ учитывает размер единичной емкости для хранения СПГ (максимум 260 м³) и количества СПГ (максимум 200 т), хранимого у потребителя. В зарубежной практике используется несколько подходов, представленных в Таблице 1 – они задают более широкие границы, вплоть до 1 млн тонн/год.

В настоящем исследовании мы не будем ограничиваться требованиями российского ГОСТа, а будем в соответствии с международной практикой рассматривать все производства СПГ производительностью до 1 млн т, если иное не оговорено специально.

Таблица 1. Параметры малотоннажного производства СПГ по различным методикам

Источник	Нижняя граница, млн тонн/год	Верхняя граница, млн тонн/год
ГОСТ Р 55892-2013 от 2014-06-01	0,00	0,08
IGU Diplomatic Forum 12th December 2016	0,05	0,20
Retail LNG Market. 1-st Edition: 2015	0,10	0,40
World Gas Conference Paris 2015	0,05	1,00
Linde	0,00	0,20

Источники: Игорь Родичкин по материалам «IGU 2012 – 2015 Triennium Work Report June 2015 Small Scale LNG Program Committee D3» WGC-2015, Paris, «The Growth and Opportunity for Small Scale LNG 1 Martin Layfield IGU Diplomatic Forum» 12th December 2016, «GIIGNL Retail LNG Handbook, 1-st Edition: 2015», Linde

МИРОВОЙ РЫНОК ПРОИЗВОДСТВА МАЛОТОННАЖНОГО СПГ И ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ЕГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ

Рынок малотоннажного СПГ, по оценке Market Research Engine, достигнет 102 млн тонн в 2022 году с темпом роста 10 % в год [2]. По разным сценариям каждая 4-ая - 5-ая тонна СПГ, произведенная в мире в 2030 году, будет потребляться в сегменте малотоннажного СПГ. А по оценке Linde мощности мало и среднетоннажных заводов (до 1 млн т) составляют 10-15 % от мировых мощностей [3].

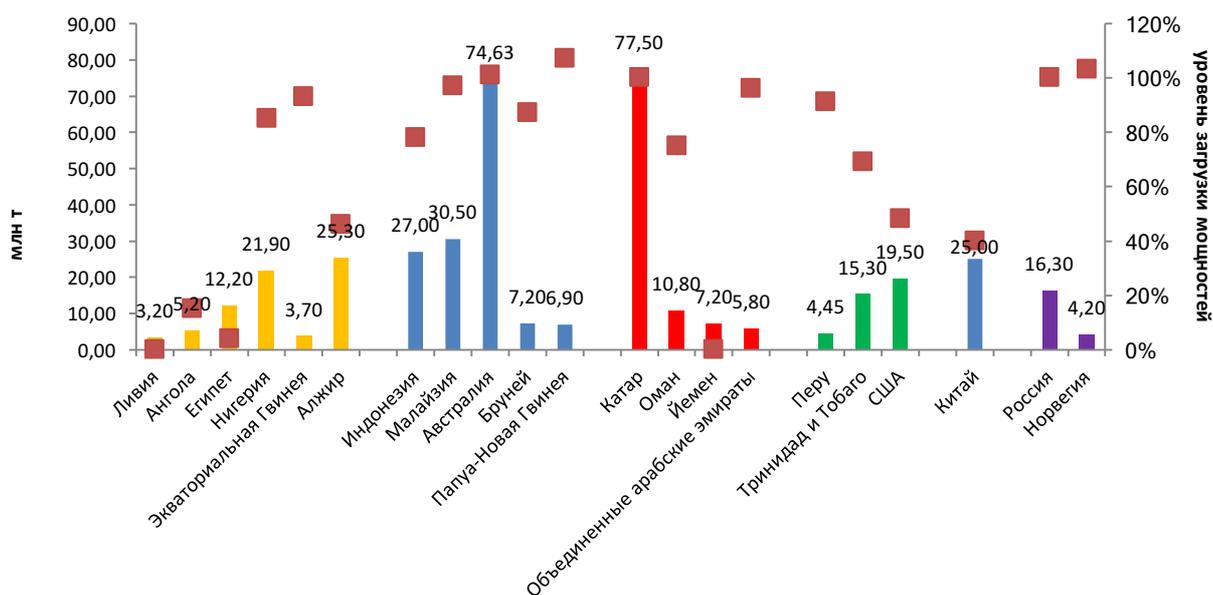
Кейс Китая

Китай – вторая, а по некоторым оценкам и первая экономика мира - развивается быстрыми темпами и достигла уровня, при котором все большее внимание уделяется экологии. Это приводит к большим инвестициям в экологически дружественную энергетику, в т.ч. с использованием газа.

Достаточно хорошо известно, что Китай уже стал вторым по величине импортером СПГ в мире, обогнав в 2017 году Корею. Но не так хорошо известно, что Китай является и крупным производителем СПГ.

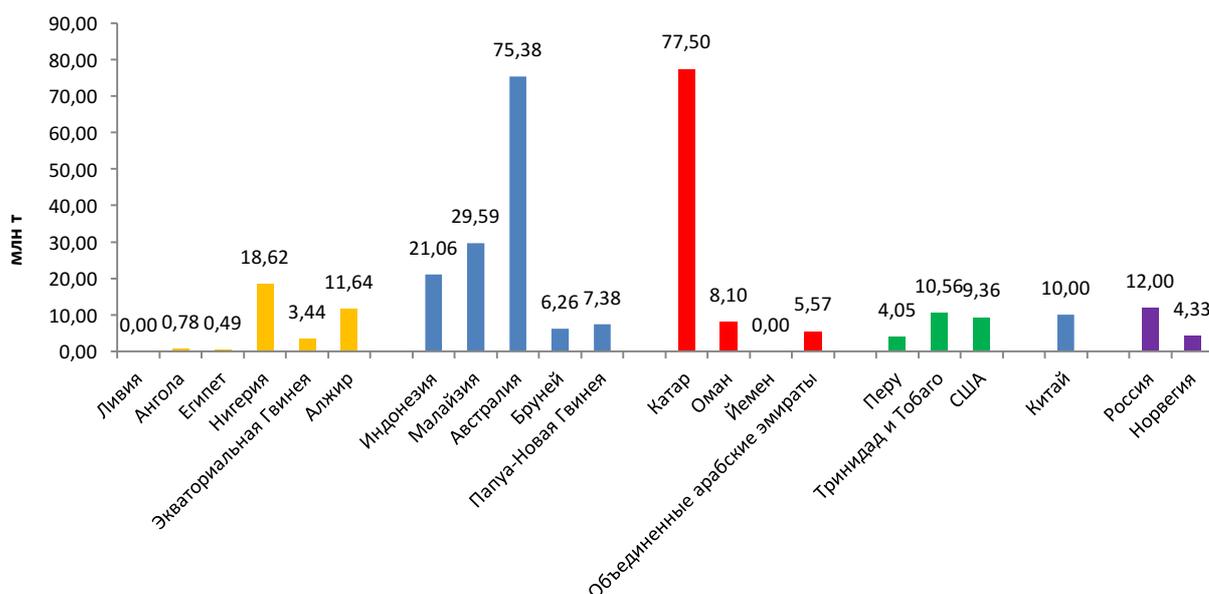
Оценивалось, что на начало 2017 года в Китае оперируют 135 заводов СПГ с общей производственной мощностью 20,7 млн т в год [4], уже в первом квартале 2018 года количество заводов выросло до 165 единиц, а установленная мощность достигла 25,6 млн тонн. Единица мощность колеблется от 5,4 до 1400 тыс. т в год.

Рисунок 2. Установленные мощности и уровень загрузки СПГ мощностей по странам 2017 год



Источник: оценки Александра Климентьева на основании данных DNV, IGU

Рисунок 3. Объем производства СПГ в мире в 2017 году



Источник: оценки Александра Климентьева на основании данных DNV, IGU

По установленной мощности Китай занимает шестое место в мире. А по объему производства СПГ Китай на 9 месте (Рисунок 3). Причиной этому является достаточно низкий уровень утилизации мощностей по производству СПГ.

В среднесрочной перспективе (3 года) планируется построить еще 104 объекта и увеличить мощность заводов по производству СПГ до более 30 млн тонн.

Таблица 2. Количество малотоннажных установок СПГ в Китае

Количество установок	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
IGU (заводы > 50 тыс.т)						55			
Sublime China Information		37	58	85	120				165
China Natural Gas Industry Magazine				64				188	
ВШЭ	30						98	135	
IHS					70				
Chinagasmap.com								297	

Источники: Александр Климентьев по материалам IGU, Sublime China Information, China Natural Gas Industry Magazine, ВШЭ, IHS, Chinagasmap.com

Таблица 3. Мощность малотоннажных установок СПГ в Китае

Общая мощность, тыс.т	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
IGU (заводы > 50 тыс.т)						10 579			
Sublime Chine Information	2 480	4 340	7 440	9 250	15 750	20 000	24 000	25 000	25 600
World Bank						16 000			34 286
ВШЭ	2 500			8 900				20 700	

Источники: Александр Климентьев по материалам IGU, Sublime China Information, World Bank, ВШЭ,

Для заводов мощностью до 80 тыс. т в год оборудование полностью производится в Китае. Для заводов большей производительности 40% оборудования поставляются по импорту. Это очень близко к современным условиям в России. 80 тыс. т – это порог производительности, определяющий категорию малотоннажного

Особое внимание в Китае уделяется использованию СПГ в качестве бункерного топлива на внутренних реках и в акваториях портов [5]. При этом СПГ используется для замены дизельного топлива.

В Китае создаются три зоны контроля за выбросами, в которых устанавливается максимальное содержание серы 0,5 %. В 2017 году ограничения действовали для 11 основных портов, в 2018 году – уже во всех портах. В 2019 году ЕСА должна стать полноценной. С 2020 года будут оцениваться результаты, и ожидается ужесточение требований по сере до 0,1 %.

Рисунок 5. Зоны ЕСА в Китае



Источник: DNV

Интенсивное судоходство на внутренних водных путях также оказывает большое влияние на экологию. С целью снижения выбросов от судов на внутренних водных путях в 2009 году официально был запущен проект судна, использующего дизельное топливо и СПГ. В 2010 году началась эксплуатация в северной части Большого Канала судна Su-Su goods 1260. На него было загружено 3 тыс. тонн песка, которые перевезены по маршруту Suqian City в Huai'an City. Инициаторами проекта является дочернее общество CNPC – Kunlun Energy Company Ltd, электростанция Jichai, Wuhan Transportation Development Group и Wuhan Ship Design Transportation Development Co. Ltd, которые подписали соглашение по использованию СПГ на реках и реализации «Стратегии газификации реки Янцзы».

Таблица 4. Приблизительная оценка выбросов на внутренних водных путях в Китае

Категория	Размер выбросов, тыс. т/год
NO _x	600-700
PM	50-60
SO _x	100

Источник: «*Outlook on LNG infrastructure and bunkering facilities in China Inland Waterways and Ports*» DNV GL Report January 2016

Впоследствии были раскрыты данные по переводу некоторых судов на СПГ (Таблица 5).

Таблица 5. Примеры переоборудования судов на СПГ в Китае

Название	Тип судна	Водоизмещение, тонн	Затраты на перевод на СПГ, долл.
Changxun NO. 3	общие грузы	2590	193,000
Hongri NO. 166	сухогруз	1808	85,000
Changneng NO. 12	общие грузы	3718	89,000
Jiangsu cargo NO. 3001	общие грузы	2000	66,000
Fuchou NO. 0608	сухогруз	831	61,000

Источник: «*Outlook on LNG infrastructure and bunkering facilities in China Inland Waterways and Ports*» DNV GL Report January 2016

Внедрение СПГ на суда осуществлялось в три этапа:

1. переоборудование действующих судов в битопливный режим и доведение доли СПГ до 70 % в топливной смеси;
2. битопливные двигатели;
3. новое строительство судов с газовыми двигателями и топливной системой СПГ.

В настоящее время уже реализуется третий этап.

Наибольшая активность по использованию СПГ происходит на реке Янцзы, которая самая большая и протяженная река в Китае. В дельте Янцзы производится около 20 % ВВП Китая, и около 1,8 млрд тонн различных грузов перевозятся водными путями. На реке Янцзы и ее притоках работают 65% речных барж в Китае (более 100 тыс. единиц в 2016 году) [6]. Большое количество судов, в т.ч. большого тоннажа, высокая загрузка и, следовательно, потребление топлива создают большой потенциал для использования СПГ для бункеровки.

В 4-м квартале 2014 года первая бункеровочная станция на Янцзы была построена в Nanjing компанией Haiqi Ganghua Gas Development. China Gas Holdings планирует начать бункеровочные операции на реке Янцзы в 2015 году. Станция имеет мощность 4,8 млн куб. футов и требует инвестиций в \$20,5 млн

Для повышения конкурентоспособности речных перевозок используются в первую очередь грязные и дешевые топлива. Поэтому использование СПГ может существенно снизить

загрязнение атмосферного воздуха. Около 120 плавучих бункеровочных станций получили одобрение для эксплуатации на реке.

В 2013 году Министерство транспорта Китая установило цель, что более 2 % речных судов (2 тыс.) должны использовать СПГ к 2015 году и более 10 % (10 тыс.) к 2020 году. Достижение такой цели возможно при переоборудовании судов, но цель 2015 года не была достигнута.

Таблица 6. Перечень реализованных бункеровочных СПГ проектов

Река	Район	Провинция	Компания	Тип бункеровки	Параметры	Статус
Янцзы	Yidu City	Hubei	Xilan NG Group	Береговое хранилище (PTS)	крупнотоннажное хранилище 135 тыс.м ³ в сутки 128 млн юаней (20,5 млн \$) концепция 4 в 1: 1. хранилище до 1 млн м ³ газа 2. заправка СПГ и КПГ 30 тыс.м ³ 3. бункеровка 4. регазификация	2014
	Wuhan		Fortune oil	Береговое хранилище (PTS)	крупнотоннажное хранилище стоимость	с -4.2016
	Wuhan		Sanjiang Port Area		200 млн юаней 2000 м ³ 111 тыс. т в год 2000 м ³	
	Chongqing	Chongqing	Fortune Oil	Береговое хранилище (PTS)	возможность перекачки 150 тыс.м ³ СПГ и заправки 12 судов в день	10.2015
	Shanghai	Shanghai	Gangqiang Gas	Бункеровочный понтон (STS)	2 x 250 м ³ 90 м длина	строительство
	Nanjing	Jiangsu	Haiqi Ganghua	Бункеровочный понтон (STS)		2013
	Wuhu	Anhui	Sinopec	Бункеровочный понтон (STS)	500 м ³ СПГ + 180 тонн ДТ 90 м длина 16 м ширина возможность заправки 2-х 10 тыс. т судов	2015
Великий Канал			Jiangsu Hongyun Green Energy			планируется
Жемчужная река	Xi River	Guangxi	ENN Gas Holdings	Бункеровочная баржа (STS) Xijiang ENN 01	200 м ³ СПГ + 500 тонн ДТ	2015
Побережье	Dafeng Port, Yancheng,	Jiangsu	Jiangsu Hongyun Green Energy	Береговое хранилище (PTS)	2 x 60 м ⁵ СПГ + 2 x 50 м ³ ДТ 10 млн юаней	строительство с 4.2016
	Zhoushan	Zhejiang	ENN Gas Holdings	Береговое хранилище, регазификатор (PTS)	3 млн т/год	2018

Источник: «Outlook on LNG infrastructure and bunkering facilities in China Inland Waterways and Ports» DNV GL Report January 2016

Хотя строительство бункеровочного берегового центра занимает всего несколько месяцев, получение разрешения может занять несколько лет. Стоимость берегового хранилища может достигать 15 млн юаней, при этом бункеровочная баржа может быть в три раза дороже и сложнее получить разрешение на строительство. Тем не менее, бункеровочные баржи распространены, особенно при емкости хранилища менее 300 м³, чтобы избежать согласования вопросов по безопасности с регулирующими органами.

Рисунок 6. Плавучая бункеровочная станция на реке Янцзы

а) Nanjing (2013)

б) на р. Жемчужной (Xijiang) (2015)



Источник: «Outlook on LNG infrastructure and bunkering facilities in China Inland Waterways and Ports» DNV GL Report January 2016

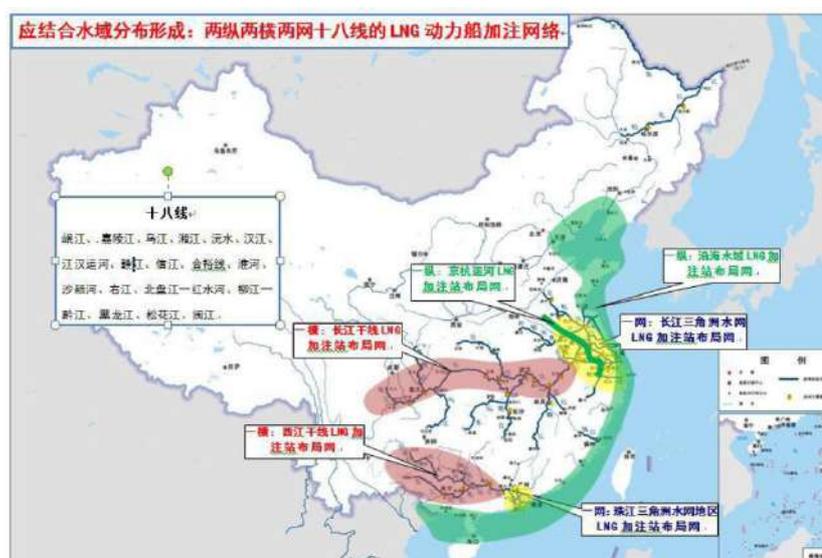
Рисунок 7. Импортный и бункеровочный СПГ терминал ENN Zhejiang Zhoushan на 3 млн т/год



Источник: «Outlook on LNG infrastructure and bunkering facilities in China Inland Waterways and Ports» DNV GL Report January 2016

Основные области для использования СПГ на внутренних водных путях и в прибрежной зоне развиваются от рек и распространяются на морские воды.

Рисунок 8. Зоны развития СПГ бункеровки на реках и в прибрежных зонах Китая



Источник: «Outlook on LNG infrastructure and bunkering facilities in China Inland Waterways and Ports» DNV GL Report January 2016

CNOOC заказало проекты на 16 судов на СПГ у Shanghai Bestway, а также газовоз емкостью 30 тыс.м³ для распределения СПГ на прибрежных терминалах и по рекам.

Китайские власти внимательно изучили опыт Норвегии по переводу флота на СПГ. Китайские власти рассматривают возможность использования схожего механизма для снижения выбросов и повышения энергетической эффективности. На поддержку строительства судов на СПГ в бюджете китайского правительства предусматривалось 800 млн юаней в 2015 году [6].

С октября 2013 года по март 2015 года государство выделило субсидии в размере до 1,4 млн юаней при заказе нового судна на СПГ. Потом субсидия была снижена до 1 млн юаней.

В начале 2018 году флот судов на СПГ в Китае достиг 275 единиц, из которых 115 судов переоборудованы из дизельных судов и 160 были построены изначально на использование СПГ. Завершено строительство 19 бункеровочных станций, три из которых уже действуют [7].

Для стимулирования использования СПГ реализуются пилотные и демонстрационные проекты (см. Приложение 3. Список пилотных и демонстрационных проектов использования СПГ в Китае на водном транспорте). Рост количества установок для производства СПГ создает конкуренцию среди производителей и в 2015 году начались биржевые торги по СПГ на Шанхайской бирже нефти и газа (SHPGX). Прозрачность рынка в свою очередь снижает риски использования СПГ у потребителя и способствует развитию рынка СПГ.

Рисунок 9. Карта индекса цен на СПГ в Китае по провинциям



Источник: SHPGX

Рисунок 10. Индекс цен на СПГ во Внутренней Монголии (Китай)



Источник: SHPGX

Пример Китая подчеркивает специфику и особенность рынка малотоннажного СПГ – развитие отрасли возможно и без вовлечения крупных месторождений: в Китае СПГ производится из угольного метана, попутного нефтяного газа, метана, получаемого путем синтеза при переработке угля. Также используются отходы металлургического производства. Таким образом, малотоннажный СПГ позволяет монетизировать малые объемы газа и позволяет улучшить экологичность и энергоэффективность промышленности.

Ожидается, что скоро Китай станет первым в мире рынком СПГ по объемам потребления. К этому рынку проявляют пристальное внимание все крупные производители и агрегаторы рынка СПГ. При этом делаются тестовые поставки даже из Канады в 40 футовых танк-контейнерах с малотоннажных производств.

У России протяженная граница с Китаем, тем не менее, логистических мостов не так уж и много. Крупные запасы газа Иркутской области и Якутии, а также газификация Хабаровского и Приморского краев создают условия для развития малотоннажного СПГ.

Для некоторых месторождений Восточной Сибири производство СПГ является единственным вариантом монетизации газа. К таким регионам относятся месторождения Восточной Сибири в Якутии, Иркутской области. На территории Восточной Сибири осуществляют деятельность по добыче газа независимые компании (ОАО «Братскэкогаз», ООО «Када-Нефтегаз», ООО «Иркутская нефтяная компания») на месторождениях со значительными запасами природного газа, совокупно превышающими 200 млрд м³. Отсутствие возможностей поставок газа в магистральные газопроводы с этих месторождений, а также с ряда месторождений ПАО «Газпром» в Якутии (Соболюхнеджелиинское, Среднетюнгское газоконденсатные месторождения) ограничивает развитие газовой отрасли. Наиболее эффективным вариантом развития газовых компаний в регионе может стать производство сжиженного природного газа с поставками в Забайкальский край, Республику Бурятия и Амурскую область, а также в континентальные районы Китая.

На верфи Звезда в Приморье будут строиться нефтяные танкеры, использующие СПГ как топливо. Эта верфь может стать и производителем речных судов на СПГ для судоходства в акватории реки Амур.

Может показаться, что возможности поставок СПГ – это вопрос будущего. Однако, это совершенно не так. Уже действует в Якутии малотоннажное производство СПГ. Специализированная компания СиТЭК, уполномоченная осуществлять реализацию СПГ с этого производства, ведет активную работу по выходу на китайский рынок.

Российские компании имеют все возможности выйти на китайский рынок с СПГ, существенно повысив уровень переработки газа в России и создав множество квалифицированных рабочих мест.

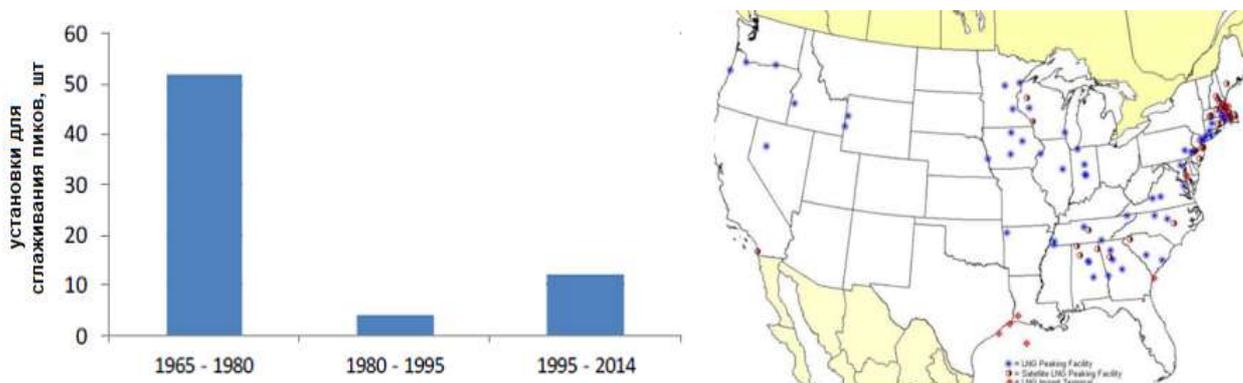
Вдоль транспортных экспортных маршрутов со временем может быть создана инфраструктура для использования СПГ и на внутреннем рынке, который оказался обделен при строительстве «Силы Сибири».

Кейс США

Одной из самых обсуждаемых на сегодняшний день тем уверенно можно назвать новый виток развития газовой отрасли в США. В 2016 году, впервые за последние 60 лет (с 1957 года), уровень добычи газа в США вплотную приблизился к уровню потребления внутри страны (750 млрд м³ и 782 млрд м³, соответственно) [8]. А уже к середине 2017 года было подтверждено, что страна впервые за столь длительное время стала нетто-экспортером газа. Согласно Статистическому Бюро США, в июне 2017г. выручка от экспорта газа составила \$593 млн, тогда как аналогичный показатель по импорту - \$566 млн (как по трубопроводному, так и по сжиженному газу).

В течение длительного времени США являлись лидером в мире по количеству малотоннажных установок по производству СПГ. Основным рынком для них были операции по покрытию пиков потребления - всего по состоянию на 2015 году в США действовали 68 таких заводов. Общая их производительность составляет 1,5 млн т в год при 200 днях работы. Единичная производительность заводов составляет от 20 до 470 тонн в день.

Рисунок 11. Динамика и карта мини-СПГ установок для сглаживания пиков в США



Источники: *INGAA Foundations, World Bank*

Основная часть заводов СПГ для покрытия пиков потребления газа была построена до 1980 года. По мере развития технологий и ужесточения требований к моторным топливам, СПГ стал также использоваться в качестве моторного топлива с поставкой продукции с заводов по покрытию пиков, а также были построены новые заводы, которые полностью ориентировались на рынок газомоторного топлива.

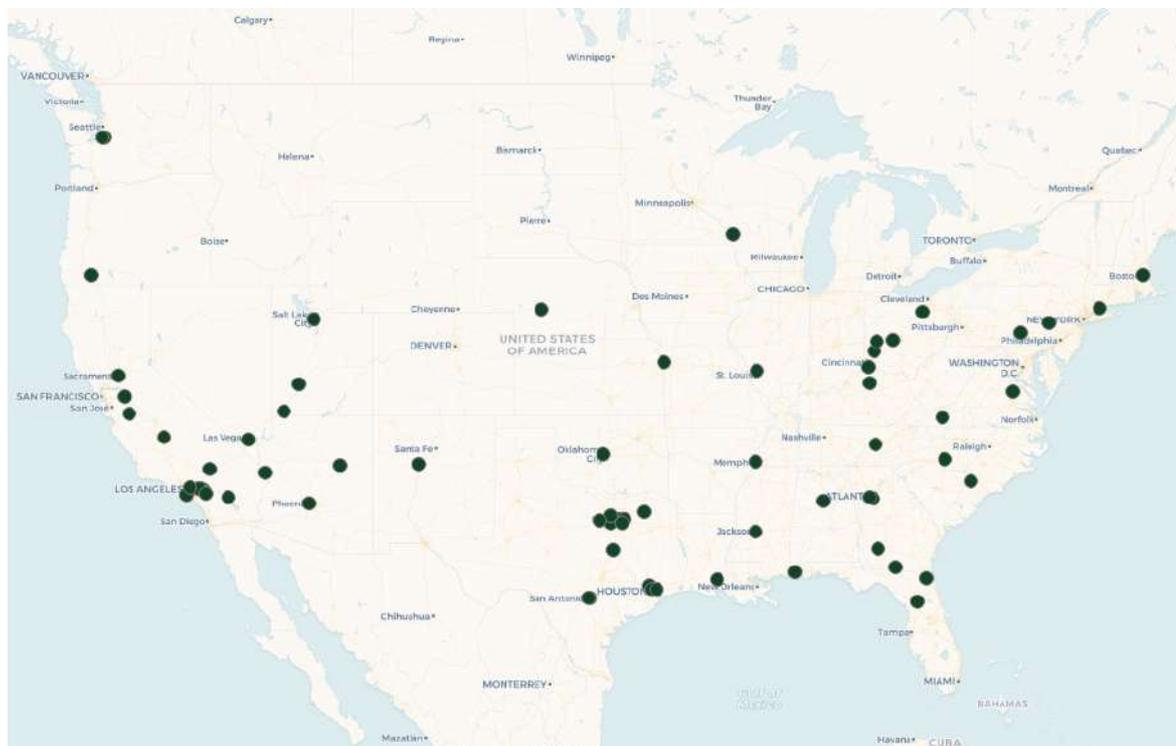
Таблица 7. Перечень проектов малотоннажного СПГ в США (выборка)

Завод	Старт производства	Производительность ед./сутки		
		млн куб. футов	тыс.м ³	т
Производства СПГ для сглаживания пиков, поставляющих СПГ на криоАЗС				
AGL Chattanooga, TN		8,7	249	178
AGL, Trussville, AL		4,8	137	98
Centerpoint Energy, Burnsville, MN		5,3	151	108
Citizens Energy Group, Beech Grove, IN		4,9	140	100
Citizens Energy Group, Indianapolis, IN		7,5	214	153
Memphis LG&W, Capleville, TN		5,5	157	112
NiSource, Kokomo, IN		1,3	37	27
NiSource, La Porte, IN		10,6	303	216
NiSource, Ludlow, MA		8,5	243	173
Northeast Utilities, Waterbury, CT		6,4	183	131
NW Natural, Portland, OR		1,6	46	33
Philadelphia Gas Works, Philadelphia, PA		16,5	471	337
UGI Corporation, Reading, PA		4,8	137	98
Williams, Carlstadt, NJ		9,2	263	188
ИТОГО		95,6	2 731	1 951
Производства для ГМТ на СПГ				
Applied LNG Topock, AZ	2014	13,8	394	282
Bowerman Liquefied Landfill Gas	2007	0,4	11	8
Clean Energy Fuels Boron, California Plant	2008	19,3	551	394
Clean Energy Fuel, Pickens Plant	1994	8,7	249	178
Exxon Shute Creek NRU	1994	2,4	69	49
Fairbanks Natural Gas LNG Plant 1	1997	3,2	91	65
Kiefer Road Liquefied Landfill Gas	2010	1	29	20
Madera County, California	2008	0,8	23	16
North Dakota LNG	2014	6,1	174	124
Painter Complex NRU	1994	0,8	23	16
PG&E Prototype Ranch Plant	1999	0,4	11	8
Prometheus Energy, Cuervo New Mexico Plant	2010	0,8	23	16
Spectrum Ehrenberg Plant	2010	4,4	126	90
WMI-Linde Altamont Landfill LNG Project	2009	1	29	20
ИТОГО		63,1	1 803	1 288
Проекты AirProducts				
Alabama Gas Co	1965	5		103
Massachusetts LNG	1973	8		165
Hopkinton LNG Corp	1977	19		392
Cove Point LNG	1994	15		310
Keyspan LNG	2001	6		124
Philadelphia Gas Works	2002	16		330
National Grid	2017	20		412

Источники: оценки Александра Климентьева по материалам World Bank, AirProducts

В США по состоянию на март 2018 года действуют 72 криоАЗС. Фактически, построена национальная сеть криоАЗС, связывающая Тихоокеанское и Атлантическое побережья.

Рисунок 12. Карта размещения криоАЗС в США



Источник: Alternative Fuels Data Center [9]

В качестве потенциальных рынков для малотоннажного СПГ для замены других видов топлива, особенно дизельного топлива и конденсата, правительством США рассматриваются следующие:

- заправки буровых установок и оборудования ГРП;
- автопогрузчики;
- тягачи на угольных шахтах;
- локомотивы;
- генерация электроэнергии в удаленных регионах;
- бункеровка.

Также сохраняется актуальность развития спутниковых станций и хранения СПГ для балансировки поставок газа в пик потребления.

За последние несколько лет вырос экспорт как трубопроводного, так и сжиженного газа, в том числе - за счет начала экспорта СПГ с завода Sabine Pass в Луизиане в феврале 2016 года. Однако кроме подобных крупных проектов СПГ, большой интерес со стороны производителей вызывают и малотоннажные проекты, которые нацелены на другие рыночные ниши и отличаются от крупных как в части регулирования, так и в бизнес-процессах.

По состоянию на 1 ноября 2017 года Министерство энергетики США, в компетенции которого входит одобрение проектов по экспорту природного газа, получило 13 заявок от компаний, желающих получить разрешение на экспорт небольших объемов СПГ, главным образом, в пункты назначения в странах Карибского бассейна, Центральной и Южной Америки. 11 из 13 заявок на экспорт природного газа в страны ФТА (зона свободной торговли) были одобрены сразу, и в настоящее время рассматриваются две заявки, не относящиеся к ФТА.

Еще одним фактором, стимулирующим развитие отрасли малотоннажного СПГ в США, является решение органа по регулированию подобных проектов - Федеральной комиссии по регулированию энергетики США (FERC) - о разрешении строительства небольших терминалов экспорта СПГ без длительного процесса утверждения, применяемого к крупным проектам, несмотря на существующие нормы и правила. Этот важный шаг позволит ускорить развитие не только крупных проектов, но и мелких. И если ранее крупномасштабные проекты СПГ доминировали в рассмотрении экспортных предложений правительством США, то сегодня без внимания не остаются и небольшие проекты СПГ, которые могут обеспечить доступ к рынкам, недоступным крупным терминалам и крупным перевозчикам.

Кроме упрощения требований к терминалам малотоннажного СПГ, были также предприняты меры по сокращению времени разработки малотоннажных проектов СПГ за счет более простого и быстрого процесса утверждения проектов правительством, по сравнению с крупными экспортными проектами.

Сложность и длительность утверждения крупномасштабных проектов во многом обусловлена разветвленной регулирующей структурой США, которая требует одобрения терминалов СПГ Федеральной комиссией по регулированию энергетики США (FERC), утверждения экспорта товаров Управлением Министерства энергетики США по ископаемым ресурсам (DOE), последний из которых в свою очередь проводит собственный обзор в двух частях - предварительное одобрение, обусловленное одобрением установок, представленных FERC, а затем окончательное утверждение требований к проекту, основанных на дополнительной экологической экспертизе, которую министерство считает необходимым провести, не беря во внимание обзор окружающей среды, который в обязательном порядке проводится FERC.

Изначально общее положение предписывало обоим агентствам давать индивидуальные одобрения, что занимало не меньше года для утверждения одного проекта. В 2014 году Министерство энергетики пришло к выводу, что оно не будет более проводить предварительный процесс утверждения и будет действовать только

после того, как FERC завершит процесс утверждения. Кроме того, представители Министерства энергетики взяли на себя обязательства перед Конгрессом США, что они смогут завершить свой процесс утверждения не более, чем через 3 месяца после завершения процесса утверждения в FERC.

Процесс принятия решения в FERC занимает, как правило, стандартное время и составляет около 450 дней, за исключением времени, которое заявитель тратит на подготовку ТЭО и экологических отчетов, обзоров агентств и т.д. Соответственно, на практике этот показатель увеличивается. Кроме того, FERC не дает никаких гарантий относительно ускорения процесса утверждения проекта. Со своей стороны, FERC также пытается ограничить зону ответственности за принятие проектов малотоннажного СПГ. В 2015 году ведомство пришло к выводу, что, независимо от того, как газ попадает в установку для сжижения, если затем он регазифицируется и попадает в трубопровод для дальнейшей транспортировки, сжижение будет считаться неотъемлемой частью процесса и, следовательно, находится в компетенции контроля и утверждения FERC. Вместе с тем, полномочия FERC не распространяются на объекты, используемые исключительно для целей сжижения газа и превращения его в конечный продукт для продажи и доставки в жидком состоянии конечным пользователям. FERC также признает, что его полная зона ответственности возникает только тогда, когда объект подключен к трубопроводу, который доставляет газ, и находится в пункте импорта или экспорта таким образом, что СПГ сразу загружается в танкер.

Вместе с этим, некоторые вопросы регулирования проектов малотоннажного СПГ до сих пор остаются открытыми - например, будет ли FERC действовать в соответствии с Законом о природном газе в зависимости от того, является перевозчик мелким или крупным. Таким образом, с уверенностью сегодня можно лишь отметить, что FERC позволяет использовать малые терминалы СПГ без собственного полного экологического сопровождения. Однако Министерство энергетики должно одобрить такой проект по экспорту.

18 октября 2017 года были введены в действие поправки в Закон о природном газе США (NGA), чтобы обеспечить ускоренный процесс одобрения малотоннажных проектов СПГ. Как и в описанных выше правилах Министерства энергетики, эти проекты будут считаться «соответствующими общественным интересам», и разрешение будет «предоставлено без изменений или задержек».

Рисунок 13. Проектируемые экспортные малотоннажные терминалы СПГ в США по состоянию на 28.08.2017 г., мощность в млрд куб. ф/сутки



Источник информации: US FERC [10]

Ключевым фактором развития бункеровки СПГ является Североамериканская зона контроля за выбросами (The North American emission control area, ECA). Порты штата обслуживают основные рынки стран Карибского бассейна и Латинской Америки. Сектор морских грузоперевозок не единственный, на который нацелены новые установки для сжижения. СПГ имеет огромный потенциал использования в качестве топлива для железнодорожных локомотивов и транспортных средств для муниципальных и тяжелых грузов. В странах-импортерах Карибского бассейна все больше осознают преимущества СПГ по сравнению с дизельным топливом, так как малотоннажный СПГ из США в данном случае дешевле.

Первые бункеровочные суда на газе во Флориде - это новые контейнерные суда Tote Maritime Isla Bella и Perla Del Caribe, базирующиеся в Джексонвилле, самом оживленном контейнерном порту Флориды. Isla Bella и Perla Del Caribe являются первыми в мире контейнерными судами, заправляемые СПГ. Каждое судно оснащено двумя емкостями для СПГ каждый объемом 900 м³, и будет обслуживаться специальной бункеровочной баржей Clean Jacksonville, которая в настоящее время строится в Техасе. Судно Isla Bella впервые было заправлено топливом с 12 танк-контейнеров в Джексонвилле в январе 2016 года. Бункеровка 400 м³ СПГ продолжалась в течение четырех часов. Это была первая бункеровка СПГ корабля во Флориде. Операция заправки была проведена под строгим контролем Береговой охраны США, где одновременно шли операции по погрузке грузов.

Если говорить о производстве СПГ для бункеровки, то одной из быстроразвивающихся компаний в этом сегменте можно назвать Eagle LNG Partners. Это дочерняя компания Ferus Natural Gas Fuels, которая активно добивается разрешения на строительство завода по сжижению в Джексонвилле с целью бункеровки СПГ. Производство СПГ будет размещено на реке Сент-Джонс в зоне порта, Eagle LNG

планирует эксплуатировать три производственные линии, каждая из которых сможет производить 300 тыс. т/год СПГ. Каждая линия будет иметь емкостной парк для хранения СПГ объемом 30 тыс. м³, а также возможность отгрузки СПГ с пристани или в автоцистерны. Eagle LNG был заключен контракт на бункеровку СПГ двух судов-контейнеров (El Coquí и Taino), которые сейчас находятся в стадии разработки и будут введены в эксплуатацию в 2017 году. Суда будут обслуживать маршрут Джексонвилль-Пуэрто-Рико. Среди перевозимых грузов будут и танк-контейнеры для СПГ. Первая линия терминала Eagle LNG начнет операции уже в 2018 году.

Компания Carib Energy получила разрешение Министерства энергетики США на экспорт 300 тыс. т СПГ в контейнерах-цистернах на 20 лет. Среди потенциальных крупных покупателей малотоннажного СПГ можно выделить компанию Coca Cola. Компания нуждается в газе для двух заводов по розливу в Пуэрто-Рико, а первые поставки по этому контракту были осуществлены в ноябре 2014 года.

Компания LNG Marketing также строит два завода СПГ и экспортные терминалы в штате Флорида. Ghjtrn стоимостью \$250 млн в Титусвилле (Titusville) будет использовать в качестве сырья трубопроводный газ из газопровода штата. В 2015 году Министерство энергетики США утвердило разрешение на отгрузку до 600 тыс. т СПГ с терминала Титусвилл в страны, с которыми США заключили соглашение о свободной торговле (ФТА). Около 200 тыс. т в год было разрешено для перевозки в контейнерах-цистернах. В Титусвилле имеется хранилище СПГ емкостью 20 тыс. м³. СПГ доступен также для местных клиентов, для автомобильных и железнодорожных потребителей, а также для иностранных покупателей с помощью погрузочных контейнеров в близлежащем порту Канаверал. LNG Marketing также начала операции со сжиженным природным газом на другом, принадлежащем ей более маленьком экспортном терминале – Хилиа (Hialeah) в Медли недалеко от Майами. 5 февраля 2016 года компания отправила свою первую экспортную отгрузку контейнеров для контейнеров СПГ с этого завода. Всего с этого терминала одобрено для экспорта до 66 тыс. т СПГ в контейнерах-цистернах в страны, не являющиеся членами ФТА. Природный газ для объекта предоставляется Peninsula Energy Services. Компания подписала 7 марта 2016 года контракт с New Fortress Energy на покупку до 45 тыс. т СПГ. Американский LNG Marketing и New Fortress Energy контролируются Fortress Equity Partners. Со своей стороны, компания New Fortress Energy имеет контракт на поставку с государственной службой Ямайки, в соответствии с которой она будет предоставлять СПГ для электростанции Vogue мощностью 120 МВт в Монтего-Бей.

Поставки малотоннажного СПГ из США в цистернах-контейнерах были на Барбадос и Багамы.

Таблица 8. Статистика поставок малотоннажного СПГ из США на экспорт

ISO	2017			2016		
	количество рейсов	объем млн куб.ф	тонн СПГ	количество рейсов	объем млн куб.ф	тонн СПГ
Барбадос	52	199 627	4 074	33	99 577	2 032
Багамы	1	1 696	35			-

Источник: Министерство энергетики США

Одной из тенденций развития производства СПГ в США является реализация проектов с большим объемом производства на основе множества производственных линий среднетоннажной мощности.

При замене крупнотоннажных производств на несколько среднетоннажных предполагается достижение следующих эффектов:

1. за счет снижения работ по подготовке площадок и строительства фундаментов;
2. увеличение производительности заводов за короткое время;
3. облегчается заключение контрактов на продажу газа в относительно небольших объемах;
4. сокращаются риски выхода проекта из бюджета и нарушения графика реализации проекта;
5. эффект масштаба поэтапного строительства однотипных мощностей.

Проект Elba Island реализуется на основе СПГ-терминала, который был введен в эксплуатацию 40 лет назад в сентябре 1978 года и использовался для поставок СПГ из Алжира. В 2018 году планируются первые коммерческие поставки. Проект общей мощностью до 2,5 млн т/год планируется реализовать на основе 10 блоков производительностью 250 тыс. т/год каждый. Для этого предполагается использовать технологию Moveable Modular Liquefaction System (MMLS) компании Shell. Технология предусматривает возможность перемещения производственных мощностей на новое место. Капитальные затраты на 10 линий СПГ завода общей мощностью 2,5 млн т оцениваются в \$2,2 млрд. В дальнейшем итоговая мощность может быть доведена до 4 млн т/год. Целевым рынком проекта является экспорт и бункеровка СПГ.

В проекте Corpus Chritsi планируется строительство трех линий мощностью 4,5 млн т/год каждая. При строительстве четвертой и пятой линий проекта рассматривается одна линия мощностью 4,5 млн т/год или 7 линий по 1,4 млн т/год с использованием модульных конструкций общей мощностью 9,5 млн т/год. Владелец проекта Cheniere Energy оценивает, что себестоимость производства СПГ на линии 1,4 млн т/год не будет превышать себестоимость

крупнотоннажной линии.

Проект LNG Ltd реализуется около Lake Charles и предусматривает 4 производственные линии мощностью 2 млн т/год. Проект Magnolia планирует поставки на экспорт.

Проект Tellurian в районе реки Calcasieu включает в себя 20 производственных линий мощностью 1,38 млн т/год каждая и общей производительностью 27,6 млн т/год. Реализуется на базе СПГ терминала Driftwood. Строительство планируется в четыре этапа с началом производства СПГ в начале 2023 года. Первый этап включает 8 линий общей мощностью 11 млн т/год. Общие капитальные затраты проекта оцениваются в \$15,2 млрд и устанавливают «новые стандарты низких затрат на производство СПГ».

Проект Commonwealth LNG реализуется около Cameron, Луизиана и включает в себя 8 производственных линий общей мощностью 9 млн т/год. Начало производства намечено на 2022 год.

Eagle LNG около порта Jacksonville, Флорида размещается около терминала Blount Island Marine. Первая фаза включает три линии общей мощностью 1 млн т/год. Проект получил федеральное разрешение на экспорт малотоннажного СПГ и планирует начало производства в 3 кв. 2019 года.

Таблица 9. Среднетоннажные проекты производства СПГ в США

Проект	Место расположения	Очередь	Производительность линии ед. x млн т/год	CAPEX	Технология / Примечание
Elba Island	Sanannah Georgia	первая	6 x 0,25	\$2,2 млрд	Shell Moveable Modular Liquefactions System
		вторая	4 x 0,25		
		третья	до 4 млн тонн		
Corpus Christi		первая/вторая/третья	3 x 4,5		себестоимость равна первой и второй линии
		четвертая	7 x 1,4		
LNG Ltd	Lake Charles Louisiana		4 x 2		single mixed refrigerant liquefactions
Tellurian	Calcasieu River	в четыре очереди	20 x 1.38	\$15.2 млрд	Driftwood liquefaction process - integrated precooled single mixed refrigerant
Commonwealth LNG	Cameron Louisiana		8 x 1,125		single mixed refrigerant
Eagle LNG	Jacksonville Florida		3 x 0,33		

Источник: LNG World Shipping. March/April 2018

Кейс Карибского региона

Карибский бассейн является относительно небольшим рынком природного газа - в совокупности его потребление в 2016 году составило около 22,4 млрд м³ природного газа. При этом собственная добыча газа имеется только на Кубе – чуть более 1 млрд м³ и в Тринидад и Тобаго, который является крупным производителем СПГ и имеют развитую газохимическую промышленность. Многие игроки рынка заинтересованы в том, чтобы экспортировать СПГ в этот регион в основном по экономическим, геополитическим и экологическим причинам. У США также есть геополитическая причина для того, чтобы вытеснить мазут в регионе, особенно произведенного в Венесуэле.

В 2016 году три страны Карибского бассейна - Барбадос, Доминиканская Республика и Ямайка - импортировали СПГ. Крупнейшим импортером СПГ в регионе был Пуэрто-Рико. Барбадос и Доминиканская Республика импортировали СПГ из Соединенных Штатов. Пуэрто-Рико, частично из-за закона Джонса [11], не может импортировать СПГ танкерами и делает это из континентальной части Соединенных Штатов в криогенных контейнерах.

Таблица 10. Объемы потребления газа в странах Карибского бассейна в 2016 году, млрд м³

Страна	Запасы	Производство	Потребление	Импорт
Барбадос	0,00	0,00	0,03	0,03
Куба	8,00	1,18	1,18	0,00
Доминиканская Республика	0,00	0,00	1,17	1,17
Ямайка	0,00	0,00	0,01	0,99
Пуэрто Рико	0,00	0,00	1,64	1,64
Тринидад и Тобаго	286,12	32,51	18,43	-14,09

Источник: оценки авторов

Традиционно страны Карибского бассейна всегда использовали нефтепродукты для производства электроэнергии, что приводило к высоким расходам на электроэнергию и большим объемам выбросов загрязняющих веществ. Теперь же, благодаря растущему числу поставщиков малотоннажного СПГ и развитию инфраструктуры терминалов, возникают возможности для топливозамещения, что может привести к развитию регионального рынка газа в Карибском бассейне. Покупатели в зоне Карибского бассейна смогут получить преимущества из-за роста конкуренции на рынке СПГ и за счет территориальной близости к центрам производства СПГ - в основном в США.

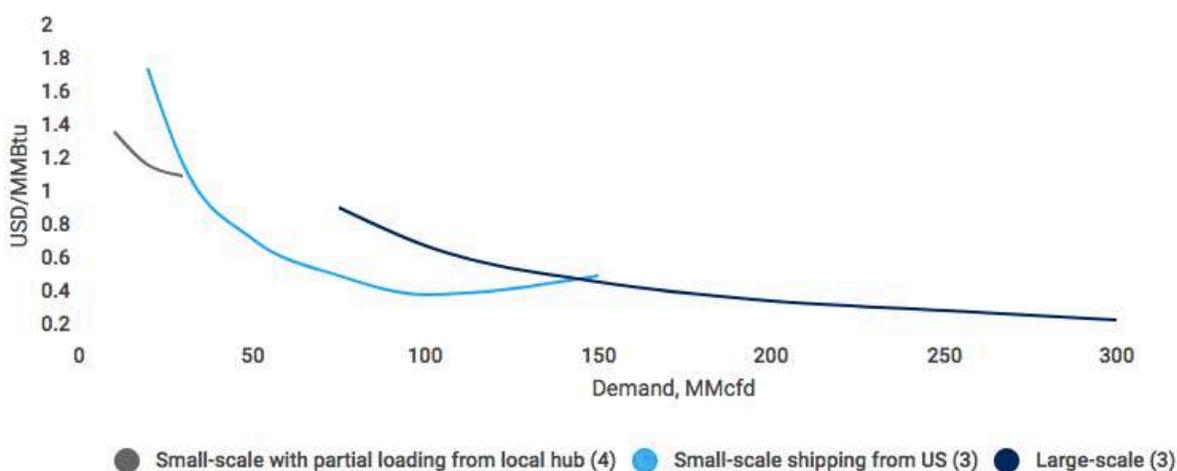
Длительное время этот регион не рассматривался в качестве привлекательного рынка, поскольку потребности в СПГ в целом считались слишком маленькими, чтобы поддержать экономику поставок. Дополнительные сложности в проникновении СПГ на рынок Карибских стран связаны с низким уровнем экономического развития и низкой платежеспособностью, отсутствием

инвестиционных ресурсов для перевода инфраструктуры с нефти на газ.

Наиболее распространенная модель предполагает, что СПГ поставляется с побережья Мексиканского залива и конкурирует с дизельным топливом. При этом ценообразование базируется на принципе cost plus от котировок на газ Henry Hub, плюс стоимость сжижения, транспортировки и регазификации.

За последние шесть месяцев 2017 года стоимость СПГ оставалась примерно такой же, как и цены на мазут, но с дисконтом к дизельному топливу. Цена американского СПГ, поставляемого в страны Карибского бассейна, имеет в 40% случаев привязку к Henry Hub. Поэтому, в то время как цены на мазут могут колебаться в интервале 5-11 долл./млн БТЕв зависимости от цен на нефть, цены на СПГ менее волатильны из-за стабильности цен на газ в Henry Hub и остаются на уровне 7-8 долл./млн БТЕв зависимости от объема поставок.

Рисунок 14. Стоимость транспортировки СПГ из США



Источник: McKinsey Energy insights

Еще несколько лет назад высокие издержки делали проекты поставки СПГ малыми партиями неконкурентоспособными по сравнению с другими видами топлива. Однако современные достижения в области технологий доставки, особенно в части небольших судоходных и плавучих хранилищ, регазификационных установок для сжиженного природного газа (FSRU), существенно сократили удельные затраты на малотоннажный СПГ по всему Карибскому бассейну.

Для торговли СПГ в регионе эффективным является использование небольших судов СПГ вместимостью от 10-40 тыс. м³. По сравнению с крупными танкерами, такое малотоннажное судно сокращает расходы на доставку единицы продукции почти на 50%. При более низком спросе возможно применение контейнеров ISO, либо построение сложного маршрута между несколькими

потребителями и частичной загрузки в нескольких портах во время одного рейса, который еще называют методом «замкнутого маршрута» (milk run). Местные потребители СПГ могут для себя снизить поставленную цену, разделив, например, стоимость доставки, исходя из их личного расстояния доставки и требуемого времени транспортировки.

Развитие технологий малотоннажного хранения и регазификации, в т.ч. в плавучем исполнении, позволяют сделать газ более доступным потребителям. Например, резервуары с вакуумной изоляцией под давлением, малотоннажные FSRU и баржи, благодаря которым расходы на регазификацию сокращаются до 1-2 долл./млн БТЕ.

Доминиканская республика

Рынок газа Доминиканской республики состоит из малых промышленных потребителей и отелей, размещенных на северном побережье. В этом районе затруднено строительство газопроводов и терминалов СПГ, что обеспечивает развитие поставок СПГ автомобильным транспортом, создавая таким образом «виртуальную трубу». Для этого на терминале Andres установлены дополнительно два устройства наполнения грузовиков СПГ, каждое из которых может заправить два грузовика в час.

На терминале имеется возможность заправки цистерн-контейнеров. В 2015 году на этом же терминале начались работы по его модернизации для обслуживания газовозов емкостью 10-60 тыс. м³. AES планирует создать на основе терминала СПГ хаб для Карибского региона, Центральной и Южной Америки. Первая операция по перевалке СПГ проведена в феврале 2017 года.

В 2017 году действовало шесть компаний в области дистрибуции и распределения СПГ, которые поставляли СПГ промышленным, коммерческим потребителям и на автозаправочные станции. В 2016 году рынок СПГ представляли 65 промышленных потребителей, 7 электростанций, 32 АГНКС и 15 тыс. единиц транспортных средств.

Пуэрто Рико

В июне 2014 года FERC выдало разрешение для компании Esoeléctrica на поставки СПГ для последующей транспортировки автомобильными цистернами. Мощности по заправке грузовиков строит компания Gas Natural Fenosa рядом с терминалом Peñuelas. Перевалка на грузовики позволяет поставлять СПГ для домохозяйств и коммерческих потребителей.

В настоящее время строительство не завершено, вместо этого компания Crowley поставляет СПГ в контейнерах-цистернах промышленным потребителям в Пуэрто Рико. В сентябре 2014 года первая поставка была произведена для завода Coca Cola. При этой

поставке СПГ заменило дизельное топливо для энергообеспечения производства. Так же использовался холод, получаемый при регазификации СПГ для снижения энергозатрат на охлаждение и заморозку. Crowley также поставляет СПГ для местной фармацевтической компании. Летом 2018 года компания Crowley довела свой флот контейнеров для СПГ до 75 единиц, что позволяет осуществить поставки потребителям в объеме 65 тыс. т СПГ в год [12].

Рисунок 15. Размещение перевалочного терминала СПГ в Пуэрто Рико



Источник: GNF

Барбадос

На Барбадосе производится очень небольшое количество попутного нефтяного газа с 70-х годов прошлого века. Газ поставляется в относительно неразвитую газораспределительную сеть. В 2016 году Барбадос начал импортировать СПГ в контейнерах-цистернах по цене 10-15 долл./млн БТЕ. AES Dominicana подписало соглашение по поставке СПГ с национальной компанией Barbados National Oil Company. Поставки осуществляются с терминала Andres в Доминиканской республике.

Барбадос и Пуэрто Рико были первыми странами, которые начали импорт СПГ в контейнерах-цистернах. Цепочка поставок представлена на приведенном ниже рисунке. СПГ производится на малотоннажном заводе во Флориде компанией American LNG Marketing LLC. После заполнения контейнеров-цистерн СПГ перевозится по дороге и в составе сборных грузов отгружается на корабли для транспортировки на регазификационный терминал Woodbourne, принадлежащий Barbados National Oil Company. Полученный газ поставляется потребителям. Цена поставки СПГ составляет около 10 долл./млн БТЕ и. Затраты на транспортировку СПГ в контейнерах-цистернах добавляют к этой стоимости 1-1,5 долл./млн БТЕ. В зависимости от объема затраты на регазификацию колеблются от 2 до 10 долл./млн БТЕ. Итоговая

цена для потребителя на Барбадосе составляет около 13,5 долл./млн БТЕ.

Рисунок 16. Схема поставки СПГ в ISO контейнерах-цистернах на Барбадос



Источник: *The potential market for LNG in the Caribbean and Central America Source. Oxford Institute for Energy Studies, November 2017*

В 2017 году на Барбадос было поставлено 85 партий СПГ в цистернах-контейнерах с СПГ общим объемом около 4 тыс. т СПГ. На Багамы была одна поставка СПГ в объеме 34 т СПГ.

Кейс Индонезии

Индонезия является одним из мировых центров развития малотоннажного СПГ. СПГ используется, прежде всего, для энергоснабжения удаленных островов [13]. Экономика Индонезии растет с темпом 6 % в год, при этом она является четвертой в мире страной по численности населения, которое расселено на 14 тысячах островах. В результате бурного экономического роста растет и спрос на электроэнергию. Для его удовлетворения требуется удвоение производства электрической энергии к 2020 году (440 ТВт ч) по сравнению с 2013 годом (213 ТВт ч).

За счет использования СПГ для генерации электрической энергии Индонезия становится быстрорастущим рынком СПГ и лидером по развитию малотоннажного СПГ в Азии. Развитие инфраструктуры малотоннажного СПГ синхронизируется со строительством 21 электростанции – 10 на Сулавеси, восемь – Нуса Танггара и три в Калимантане.

Правительство Индонезии рассматривает привлечение частных партнеров для развития береговых и плавучих терминалов СПГ, строительства средне и малотоннажных объектов СПГ как наиболее привлекательное решение для удовлетворения спроса на энергию. В результате роста потребления СПГ в Индонезии с одной стороны и снижения собственного производства СПГ с другой стороны, в ближайшее время Индонезия – один из крупнейших производителей СПГ в мире - вынуждена будет импортировать газ.

В результате был прекращен экспорт СПГ с завода Arun LNG и он был переведен в режим работы приемного СПГ терминала. В 2014 году на трех заводах СПГ в Индонезии произведено 16,5 млн т, из которых 14 млн т было поставлено на экспорт [13].

Таблица 11. Заводы по производству СПГ в Индонезии

Завод СПГ	Расположение	млн т/год
<i>Действующие</i>		
Botang LNG	Kalimantan	22,5
Donggi-Senoro	Sulawesi	2
Tangguh LNG (BP)	Irian Jaya	7,6
<i>Планируемые / в строительстве</i>		
Sengkang LNG (Energy World)	Sulawesi	2 x 0,5
Tangguh LNG (BP)	Irian Jaya	3,8(третья линия)
Abadi FLNG (Inpex)		

Источник: LNG World Shipping. May/June 2016

Несмотря на предполагаемое строительство новых мощностей по производству СПГ в Индонезии, ожидается, что эта страна станет импортером СПГ уже к 2020 году. По оценке национальной нефтяной компании Pertamina, внутренний спрос вырастет до 12 млн т, который будет примерно на половину удовлетворяться за счет импорта.

Государственная компания Perusahaan Listrik Negara (PLN) реализует стратегию малотоннажного СПГ, по которой прибрежные газозаводы емкостью около 10 тыс. м³ обеспечат поставки СПГ на Бали, Ломбок, Макаassar и Малуку, а также на другие острова. В настоящее время два терминала по импорту СПГ расположены на двух самых крупных островах. На Суматре переоборудованный терминал Arun LNG мощностью 1,5 млн т/год и плавучий терминал FSRU PGN Lampung емкостью 170 тыс. м³ и мощностью 1,8 млн т/год, принадлежащей Höegh LNG. Другой плавучий терминал FSRU емкостью 125 тыс. м³ и мощностью 3,6 млн т/год размещается на острове Ява и принадлежит Golar LNG.

Государственная компания Pertamina рассматривает возможность использования FSRU в Центральной Яве мощностью 1,6 млн т/год, а также еще четыре FSRU на западе Явы на расстоянии около 110 км от Джакарты для импорта 0,6 млн т/год.

Основные операторы сегмента хранения и регазификации СПГ (Golar LNG, Höegh LNG, GasLog, NYK Mitsui OSK и Excelerate Energy) осуществляют операции на рынке Индонезии

Pertamina и Tokyo Gas в 2014 году анонсировали проект приемного терминала СПГ в Wojonegara на западе Явы мощностью 4 млн т/год. Стоимость проекта оценивается в \$810 млн, активные операции могут начаться в 2019 году. Оценки Poten&Partners показывают стоимость регазификации в 1-2 долл./млн БТЕ и стоимость поставки СПГ на газозаводе 3 долл./млн БТЕ с учетом перевалки ship-to-ship и использования газозаводов емкостью 5000 – 6000 м³.

Рисунок 17. Проекты малотоннажного СПГ в Центральной Индонезии



Source: Poten & Partners - November 2015

Источник: *Poten&Partners November 2015*

Быстрая реализация проектов малотоннажного СПГ осуществляется на туристическом острове Бали, на котором очень высока стоимость земли. PLN и администрация порта PT Pelabuhan Indonesia продвигают оффшорное размещения СПГ проекта. Запуск терминала Venoa LNG является важным достижением для отрасли малотоннажного СПГ. Южнокорейская компания Jaya Samudra Karunia (JSK) поставила плавучее хранилище газа FSU для размещения в бухте Веноа, на которое СПГ поставляется с завода Bontang LNG на востоке Калимантана. Mitsui OSK Lines/ Humpuss Intermodal Transport (HITS) владеют газовозом Surya Satsuma емкостью 23 000 м³, которое по семилетнему контракту осуществляет поставки СПГ. В качестве FSU используется бывшее в употреблении судно вместимостью 31 000 м³, которое в конце 2017 года было заменено на новое, построенное в Южной Корее. Стоимость двух FSU составила \$100 млн. СПГ планируется использовать для покрытия пикового потребления электростанции Pesanggaran мощностью 200 МВт.

На востоке Явы и в Салавати на западе Папуа планируется два береговых терминала СПГ, а малотоннажные заводы запланированы на севере Калимантане в Симентгарисе, Нунокане и Салавати.

Кейс Европы

С 2009 года страны Европы всерьёз заинтересовались импортными поставками СПГ для удовлетворения внутреннего спроса на природный газ. Причиной ажиотажного интереса послужило появление на рынке катарского газа, что привело к избытку этого энергоресурса, падению цен на европейском газовом рынке и резкому росту доли спотовых сделок. В том же году Советом ЕС и Европарламентом был принят Третий энергетический пакет с целью либерализации газового и эклектического рынков.

Ключевым аспектом данного пакета является ограничение монополии поставщиков газа и электричества, которые блокируют поставку конкурирующих энергетических компаний за счет владения сетями доставки к потребителям. Заинтересованность в развитии инфраструктуры приемочных терминалов СПГ в Европе была вызвана возможностью выбора поставщиков газа из стран Ближнего Востока, что, по мнению европейских экспертов, способствовало бы уменьшению зависимости от трубопроводных поставок и формированию ценовой конкуренции между трубопроводными и сжиженными поставками газа.

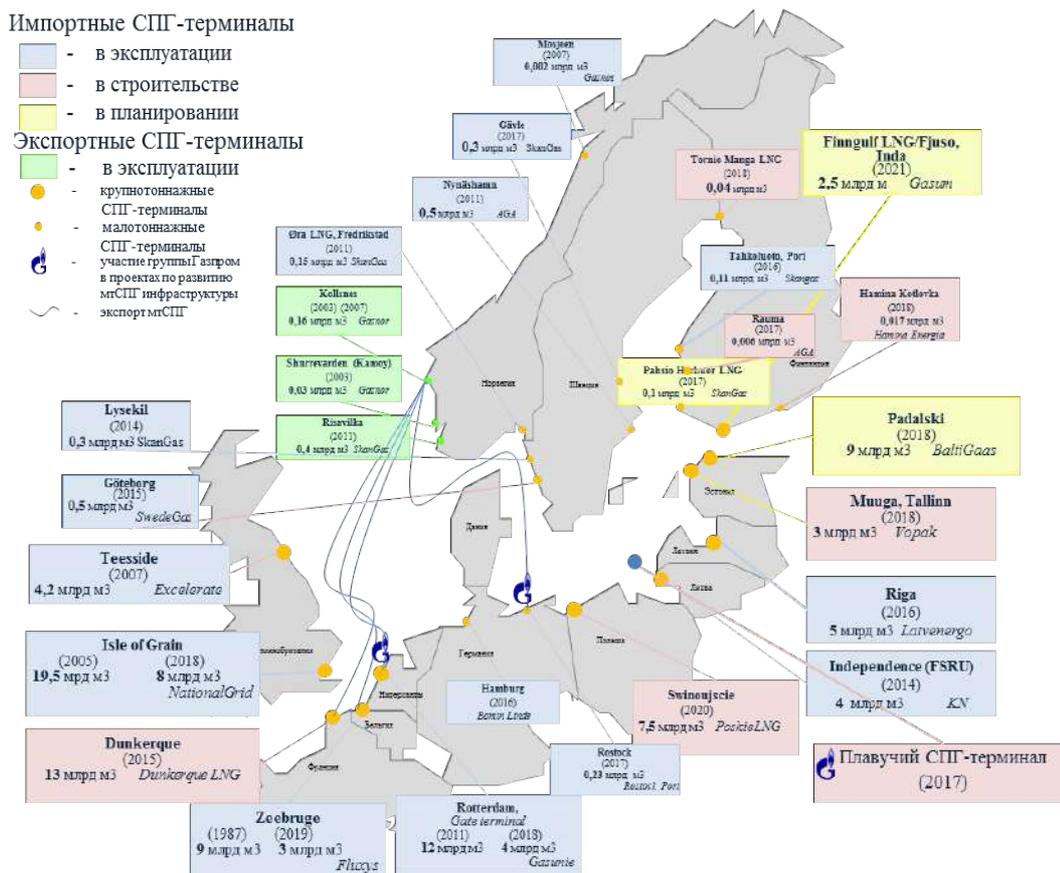
Однако после 2009 года активного развития инфраструктуры СПГ в Европе не произошло в связи с возникновением большого спроса со стороны Азиатско-Тихоокеанского региона (главным образом, это связано со взрывом на атомной станции «Фукусима» в Японии в 2011 году). Именно страны АТР стали премиальным направлением поставок катарского газа. В данном регионе цена СПГ временами превышала европейскую в два раза.

В настоящее время Европа снова рассматривает сжиженный газ как одну из основ своей энергетической безопасности – в частности, Еврокомиссия представила новую стратегию по развитию рынка СПГ и хранилищ газа.

По данным Международной группы импортёров СПГ (GIIGNL), в 2017 году в страны Европы было поставлено около 40 млн т сжиженного природного газа, что более чем на 12% превышает показатели 2016 года. Это эквивалентно 50–52 млрд м³ трубопроводного газа. Драйверами роста являются страны юго-западной и южной частей континента, которые не обладают разветвлённой системой магистральных газопроводов и вынуждены приобретать СПГ в качестве энергоносителя. Таким образом, в Испанию было доставлено 12,1 млн т, Францию – 7,35 млн т, Италию – 5,97 млн т, Португалию – 2,71 млн т. Из стран Северно-Западной Европы крупнейший импортёр – Великобритания (4,88 млн т), остальные страны региона в прошлом году предпочитали покупать трубопроводный газ. Новым импортёром среди стран Европы стала Мальта.

Поставки СПГ в Европу диверсифицированы. В 2017 году главными его поставщиками были Катар (доля рынка – около 40%), Нигерия (19%), Алжир (17%), а также Норвегия и Перу (по 7% каждая) и США на шестом месте с 4%.

Рисунок 19. Инфраструктура малотоннажного СПГ в странах Балтийского и Северного морей



Источник: Алиса Сергаева по данным Gas Infrastructure Europe

Выбор в пользу СПГ обусловлен более привлекательной ценой сжиженного газа по сравнению с морским дизелем, получаемым путем глубокой переработки на нефтеперерабатывающих заводах - СПГ в 1,5 раза дешевле. При этом предложение морского дизеля на рынке очень ограничено.

Основные факторы, влияющие на создание и активное развитие инфраструктуры СПГ в Европе – реализация политики ЕС по обеспечению энергетической (диверсификация поставщиков газа) и экологической безопасности (применение экологически чистого топлива транспортными средствами) – стали определяющими, и дали толчок для начала проектирования и строительства ряда импортных и экспортных СПГ-терминалов в прибрежных странах Северного и Балтийского морей.

Для преодоления институциональных барьеров правительство Евросоюза на федеральном и региональном уровнях разработало стратегию развития инфраструктуры СПГ с оказанием финансовой поддержки в развитии транспортных коридоров, к которым, в том числе, относятся морские коридоры Северного и Балтийского морей.

По состоянию на 2017 год уже введены в эксплуатацию импортные (приемочные) терминалы в Швеции, Финляндии, Эстонии, Литве, Польше, Германии, Нидерландах, Бельгии и Великобритании. Их мощность составляет от 0,6 млн до 7,5 млрд м³ газа в год, что эквивалентно 400 тысяч – 5 млн тонн СПГ в год. Экспортные терминалы введены в эксплуатацию в Норвегии - в стране, обладающей большими запасами газа на шельфовых месторождениях, обеспечивающих экспорт СПГ [14]

Кроме того, с целью развития инфраструктуры применения СПГ в качестве экологического моторного топлива дорожного транспорта Европейской комиссией принята Директива 2014/94/ЕС о развитии инфраструктуры альтернативных топлив (далее – Директива). Согласно Директиве, альтернативными видами топлива считаются: СПГ, КПГ, СУГ, электричество, биотопливо. Приоритетным направлением развития сети заправок на альтернативном топливе до 2025 г. являются главные транспортные коридоры (трассы) Европы, объединенные в трансъевропейскую сеть - TEN-T.

Развитие сети станции на СПГ в Европе реализуется сравнительно недавно. По состоянию на 2018 год в Европе эксплуатируется 165 заправочных станций. Испания и Великобритания являются крупными европейскими импортерами СПГ. На береговой линии этих стран расположены приемочные терминалы СПГ, благодаря чему развитие инфраструктуры малотоннажного СПГ проходит там наиболее успешно. Так, в настоящее время в Испании эксплуатируется 38 заправочных станций, в Великобритании – 37.

В докладе Еврокомиссии об итогах работы за 2017 год по исполнению Директивы, представленном Европарламенту, Совету Европы, Социальному комитету и Комитету по развитию, были определены ключевые показатели развития инфраструктуры на период до 2025 года, согласно которым количество заправок на СПГ должно составить от 256 до 431 (по состоянию на 2018 год – 165). С целью достижения данных показателей Европейской комиссией согласован объем инвестиций в размере 256 млн € в развитие инфраструктуры применения альтернативных видов топлива.

Вместе с этим, в докладе были обозначены факторы, препятствующие развитию сети заправок на СПГ. Главным образом проблема заключается в том, что правительства большинства государств - членов ЕС не устанавливают целевые показатели развития сети. То есть, нет единой комплексной стратегии развития сети заправочных станций на СПГ, предусматривающей корреляцию количества построенных и введенных в эксплуатацию мощностей по заправке транспорта СПГ и планируемого увеличения в странах Евросоюза количества транспортных средств, работающих на СПГ.

Следовательно, возникает риск недостаточного обеспечения оптимальной загрузки построенных объектов в связи с отсутствием

достаточного количества транспортных средств, работающих на СПГ. Вследствие чего объекты становятся нерентабельными, а у компаний-операторов снижается заинтересованность в расширении сети. Данный негативный фактор говорит, прежде всего, о необходимости создания и соблюдения комплексной стратегии развития инфраструктуры и популяризации применения СПГ в качестве моторного топлива.

В докладе Еврокомиссии также были определены предусмотренные соответствующими положениями Директивы показатели снижения вредных выбросов в атмосферу, которые к 2020 году должны снизиться на 3,2 млн тонн, а к 2030 году - на 11,5 млн тонн.

В отношении СПГ основным конкурирующим топливом является традиционный дизель, в силу того, что ключевой сегмент применения СПГ в качестве моторного топлива – это грузовой автотранспорт, осуществляющий дальние рейсы, то есть крупные логистические компании (сегмент юридических лиц). В структуре грузоперевозок дорожный сектор занимает огромную нишу - 78 %. По данным международной некоммерческой организации по чистой перевозке (ICCT), основной автопарк компаний, осуществляющих грузоперевозки в Европе, составляют грузовые тягачи с грузоподъемностью свыше 16 тонн (60-70 %).

Применение СПГ в качестве моторного топлива имеет ряд преимуществ перед СУГ и КППГ, среди которых ключевыми являются следующие:

- увеличенный пробег без дозаправки (в 3 раза больше, чем при применении СУГ и КППГ),
- повышенная безопасность (давление в криогенном баке – 0,6 - 1,6 МПа),
- облегченная масса транспортного средства (массогабаритные характеристики оборудования топливной системы на СПГ существенно ниже, чем на КППГ).

Перечисленные преимущества являются основными факторами перехода европейского грузового транспорта на СПГ. На сегодняшний день европейскими производителями, входящими в ТОП-5, уже представлен модельный ряд транспортных средств на СПГ.

В 2018 году на газовой конференции в Вене директор по инновациям компании Volvo Trucks Ларс Мартенссон заявил о готовности компании в течение 2-3 лет реализовать в Швеции 10 % автомобилей на СПГ, т.е. продажа составит несколько сотен грузовиков. При этом г-н Мартенссон подчеркнул, что у компании существует стратегия выхода на рынки других стран Европы, с более развитой инфраструктурой СПГ, таких как Испания, Великобритания, Нидерланды, где потенциал реализации таких

грузовиков оценивается гораздо выше, чем рассчитанные для Швеции 10 %.

В связи с этим представляется, что российским производителям СПГ стоит в сжатые сроки наладить производства СПГ высокого качества (марки А) в достаточном объеме. При выполнении этого условия у российских компаний существует большой потенциал занять свободные ниши на рынке моторного топлива в европейских странах в целом и в странах Балтики в частности. С целью успешной реализации данной стратегии необходимо участвовать совместно с европейскими компаниями-операторами в различных программах по популяризации применения СПГ, как экологически чистого топлива.

Кейс Норвегии

Норвегия является крупным производителем нефти и газа. Очень часто норвежский газ рассматривается в качестве альтернативы российскому, и его поставки используются правительствами восточноевропейских стран для демонстрации действий по диверсификации источников поставок газа. В качестве подобного примера можно привести плавучее хранилище и регазификатор Independence для поставок газа в Литву.

При этом Правительство Норвегии осуществляет достаточно рациональную политику использования доходов от нефтегазовой отрасли и применяет их не только для накопления резервов, но и для инвестирования в развитие смежных отраслей. Норвежская компания Equinor (ранее Statoil) – один из лидеров в добыче нефти и газа на шельфе, а в самой Норвегии обеспечивает сильное и развитое нефтегазовое машиностроение.

Норвегия, так же, как и Россия, является относительно новым игроком на рынке СПГ, но при этом развивает внутренний рынок и новые сегменты применения СПГ, например, в бункеровке судов.

Наиболее известным производством СПГ в Норвегии является завод в Хаммерфесте мощностью 4,3 млн т/год, на который газ поставляется с месторождения Белоснежка (Snøhvit). Помимо крупного есть и малотоннажные заводы различной производительности.

Таблица 12. Заводы по производству СПГ в Норвегии

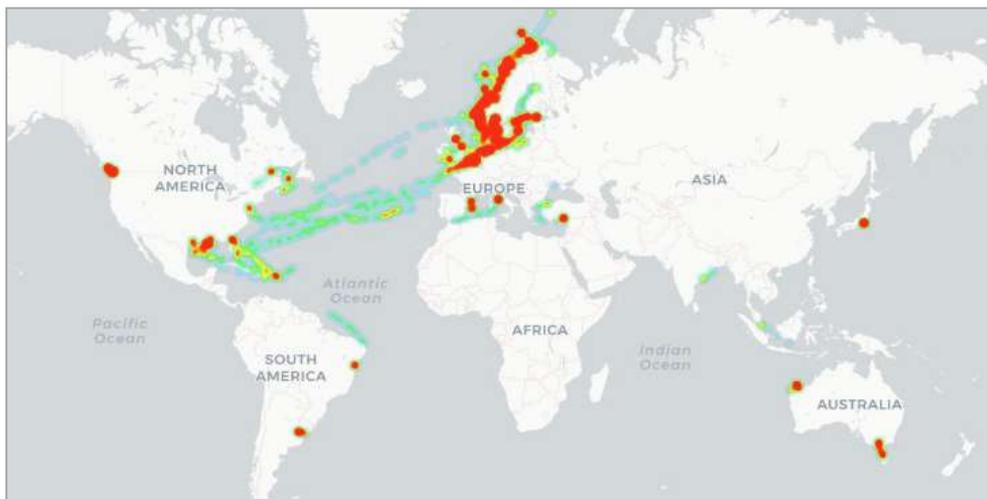
Местоположение	Мощность тыс т/год	Компания	Год ввода	Примечание
Snohvit Hammefest	4 300	Statoil	2007	экспорт, внутренний рынок
Snurrevarden (Karmoy)	20	Gasnor (Shell)	2003	
Kollsnes 1	40	Gasnor (Shell)	2003	внутренний рынок, транспорт, бункеровка, газоснабжение
Kollsnes 2	84	Gasnor (Shell)	2007	
Risavika (Stavanger)	300	Skangas (Gasum)	2011	
Oslo	4	Ege biogas [15]	2013	заправка 135 автобусов в Осло
Tjeldbergodden	12	AGA (Linde) [16]	2017 (возобновление производства)	

Источник: открытые данные, оценки Александра Климентьева

При этом норвежские компании из сегмента малотоннажного СПГ стремятся к диверсификации источников СПГ для обеспечения надежного снабжения газом потребителей. Так, в условиях зимы 2017-18 годов, был подписан контракт между владельцем второго по мощности завода СПГ в Рисавике – Skangas с терминалом Grain LNG в Великобритании [17]. Примечательно, что для поставки СПГ будут использоваться небольшие газозовы из состава флота Skangas и для этого терминал Grain LNG пройдет реконструкцию с целью организации возможности заправки газозовов объемом до 20 тыс. м³. Рост интенсивности использования газозовов малой вместимости положительно скажется на экономической эффективности и приведет к снижению издержек по распределению малотоннажного СПГ.

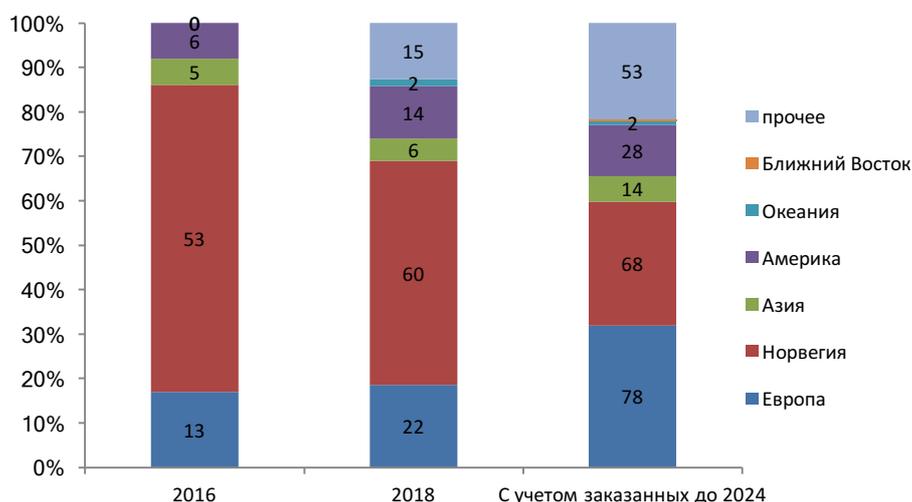
Тепловая карта DNV GL на основе данных AIS (период наблюдения: 01.01.2018 - 11.01.2018 – см. Рисунок 20) показывает высокую активность судов на СПГ вблизи Норвегии, что не удивительно: в области бункеровки СПГ Норвегия является безусловным лидером: по состоянию на 2018 год около половины из 121 судов в мире, использующих СПГ в качестве топлива, приходится на Норвегию (Рисунок 21).

Рисунок 20. Активность судов на СПГ вблизи Норвегии



Источник: DNV [18]

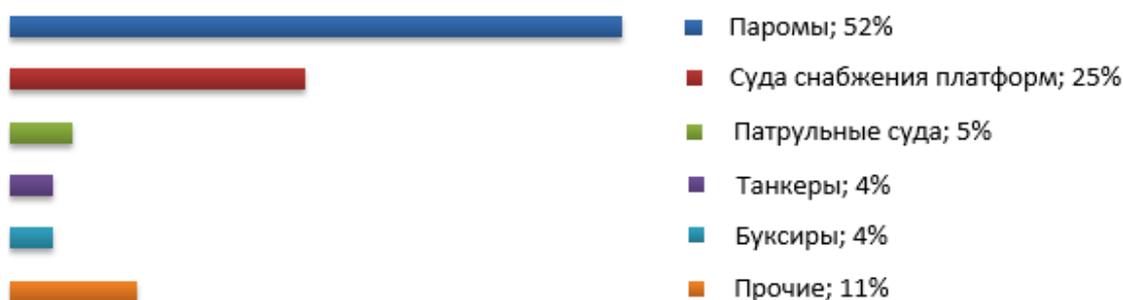
Рисунок 21. Изменение количества и структуры флота на СПГ в мире



Источник: DNV

В настоящее время состав норвежского флота на СПГ достаточно разнообразен: в него входят паромы (как автомобильно-пассажирские, так и пассажирские), суда снабжения платформ, патрульные суда, танкеры и буксиры.

Рисунок 22. Структура норвежского флота на СПГ по типам судов



Источник: оценки авторов

Норвегия активно поддерживает использование СПГ в качестве

бункерного топлива в течение длительного времени: еще в 2000 году началось использование первого в мире автомобильно-пассажирского парома Glutra, работающего на СПГ (Рисунок 23). На судне есть два топливных бака, каждый объемом 32 м³. Заправка топливных резервуаров парома длится около двух часов и происходит раз в четыре-пять дней, когда судно пришвартовано на ночь и пассажиров на борту нет.

Рисунок 23. Первый в мире паром Glutra (2000) на СПГ



Источник: Wärtsilä [19]

Необходимым условием развития бункеровки СПГ судов различных типов является создание соответствующей инфраструктуры. На Рисунке 24 можно увидеть ранее упомянутые заводы по производству СПГ, а также заправочные станции для грузовиков, объекты бункеровки судов (бункеровочные суда для заправки в море и заправочные комплексы на берегу). Необходимо упомянуть два терминала по импорту СПГ, которые оказывают услуги перевалки на заправочные суда и грузовики: Mosjoen (год запуска – 2007, Gasnor), Øra LNG Terminal, Fredrikstad (год запуска – 2011, SkanGas).

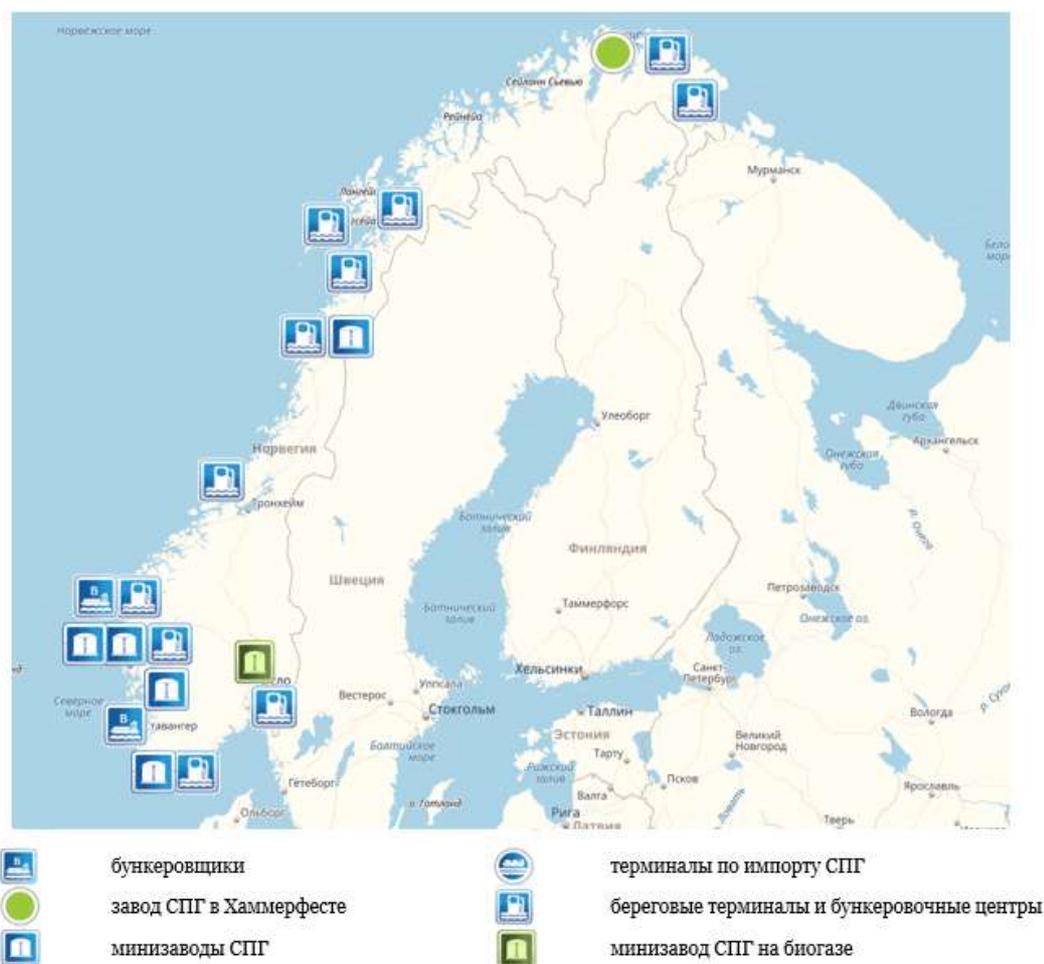
Терминал Øra рядом с г. Фредерикстад, являющийся хабом для дистрибуции СПГ в южной Норвегии представляет собой резервуарный парк, способный вместить 6400 м³ СПГ в 9 резервуарах [20]. На терминал СПГ поступает с помощью газозовозов мощностью от 7000 до 15000 м³, и далее через трубопровод поставляется от причала до промышленной зоны. Затем СПГ распределяется с помощью локальной сети среди производственных предприятий, либо осуществляется перевалка на грузовики (15-20 машин ежедневно) для доставки удаленным потребителям.

Также созданы вспомогательные пункты хранения СПГ. Основная часть инфраструктурных объектов принадлежит компании Gasnor

(дочерняя компания Shell), которая занимается дистрибуцией газа в Норвегии.

Таким образом, для заправки судов в основных портах Норвегии создавалась соответствующая инфраструктура [53], при этом обеспечивалось достаточно сбалансированное развитие: за использованием СПГ на море почти сразу создаётся инфраструктура для использования СПГ на суше.

Рисунок 24. Инфраструктура малотоннажного СПГ в Норвегии



Источник: GIE SSLNG Map, April 2015.

Норвежский успех в использовании СПГ во многом объясняется использованием принципа «кну́та и пряника» для поддержки судов на СПГ в целях снижения выбросов NO_x . В соответствии с Протоколом о борьбе с подкислением, эвтрофикацией и приземным озоном к Конвенции о трансграничном загрязнении воздуха на большие расстояния, ратифицированным в Гетеборге в 1999 году (и потому также называемым Гетеборгским) и вступившим в силу 17 мая 2005 года, Норвегия обязалась к концу 2010 года снизить выбросы NO_x на 30% по отношению к уровню

базового 1990 года. Для реализации данной цели с 2007 года действует налог на выбросы NO_x¹, распространяющийся на энергетические установки совокупной установленной мощностью свыше 750 кВт, двигатели, котлы и турбины совокупной установленной мощностью свыше 10 МВт, а также факельные установки на суше и на море.

Однако каждая компания стоит перед выбором: вместо уплаты налога, ставка которого на 2017 год составляла 21,59 NOK/кг выбросов (~2,6 долл./кг), она может добровольно подписать Соглашение об охране окружающей среды (Environmental Agreement on NO_x), взяв на себя обязательства по снижению выбросов. В таком случае налог заменяется взносами в специализированный Фонд: 11 NOK/кг (~1,3 долл./кг) – для нефтегазовой отрасли (добыча нефти и газа на морских месторождениях), 4 NOK/кг (~0,5 долл./кг) – для остальных отраслей (рыболовство, транспорт, авиация и т.д.). Фонд NO_x основан 15 отраслевыми ассоциациями и объединениями Норвегии (в т.ч. Norwegian Oil and Gas Association). Первые два Соглашения действовали в 2008-2010 годах и 2011-2017 годах соответственно; в период с 2018 по 2025 годы будет действовать обновленное (NO_x Agreement 2018-2025), к которому также могут присоединиться новые участники. По состоянию на 31 декабря 2017 года участниками Соглашения являются 950 предприятий. Общий объем платежей в Фонд NO_x за период 2008-2017 годов составил NOK 6 442,4 млн (~\$1 млрд), из которых NOK 615,5 млн (~\$75 млн) были получены в 2017 году. Доля поступлений в Фонд NO_x от нефтегазовой отрасли составляет примерно 70%. Статистическое управление Норвегии отмечает, что Фонд NO_x вносит значительный вклад в сокращение объема выбросов, при этом уже в 2015 году страна достигла национального целевого показателя на 2020 год.

При этом компания, подписавшая Соглашение, имеет возможность получить грант от Фонда для покрытия до 80% инвестиций на реализацию проектов по снижению выбросов (в том числе на оборудование судов двигателями на СПГ и создание инфраструктуры для СПГ-бункеровки). Поддержка оказывается каждому проекту в индивидуальном порядке, исходя из ожидаемого ежегодного объема снижения вредных выбросов, причем ее объем периодически пересматривается: например, для судов на СПГ ставка снижалась с 350 NOK/кг (~61 долл./кг) ежегодного снижения выбросов NO_x до 200 NOK/кг (~32 долл./кг с 01.07.2014), а затем вновь была повышена до 375 NOK/кг (~45 долл./кг с 03.11.2015), чтобы обеспечить необходимый уровень

¹ NO_x – собирательное название оксидов азота (NO, NO₂). Приводят к возникновению смога и кислотных дождей, а также могут отрицательно влиять на здоровье человека.

снижения выбросов; для СПГ-инфраструктуры поддержка определяется по отдельным правилам.

Рисунок 25. Схема поведения компании по уплате налогов или взносов в специализированный фонд



Источник: составлено Мариной Ткаченко на основе открытых данных Фонда NOx [21]

Фонд NOx сыграл значительную роль в развитии использования СПГ в качестве топлива для судов в Норвегии. Основные результаты деятельности в данном направлении с 2008 года по 31 марта 2017 года: были поддержаны 69 проектов, из которых 37 уже реализованы. Предоставленная Фондом поддержка для каждого судна варьируется от 4 до 87 млн NOK (от \$0,5 до \$13 млн), в среднем около 30 млн NOK (~\$4,5 млн); всего же было предоставлено грантов для СПГ-судов на сумму 2 076 млн NOK (~\$320 млн). Общее сокращение выбросов NOx по сравнению с обычными видами топлива составляет 7 658 тонн.

Таблица 13. Результаты деятельности норвежского Фонда NOx, направленного на поддержку развития судов на СПГ за период 2008-2017

Показатель	Значение
Период	с 2008 года по 31 марта 2017 года
Количество судов, в том числе введены в эксплуатацию	69 37
Оказанная поддержка:	
всего	NOK 2 076 млн (~\$320 млн)
в среднем на каждый проект	около NOK 30 млн (~\$4,5 млн)
диапазон предоставленной поддержки	от NOK 4 до 87 млн (~\$0,5-13 млн)
Сокращение выбросов NOx	7 658 тонн

Источник: NOx-fondets Årsrapport 2016

В связи с тем, что в период 2018-2025 годов действует обновленное Соглашение [22], отдельные параметры механизма были пересмотрены. Нужно отметить, что в период 2008-2017 годов ставки взносов в Фонд NOx на протяжении всего времени оставались неизменными, поэтому в рамках нового Соглашения было принято решение об их увеличении для обеспечения необходимой поддержки проектам в целях перехода на газ и электроэнергию в судоходстве и повышении энергоэффективности в нефтегазовой отрасли.

Таблица 14. Динамика изменения ставок взносов в Фонд NOx в 2008-2025 гг.

Отрасль	2008-2017	2018	2019-2025 (ожидается)
Нефтегазовая отрасль	11 NOK/кг NOx (-1,3 долл./кг NOx)	12 NOK/кг NOx (-1,5 долл./кг NOx)	15 NOK/кг NOx (-1,9 долл./кг NOx)
Другие отрасли (рыболовство, транспорт и т.д.)	4 NOK/кг NOx (-0,5 долл./кг NOx)	6 NOK/кг NOx (-0,7 долл./кг NOx)	10 NOK/кг NOx (-1,2 долл./кг NOx)

Источник: NOx-fondets Årsrapport 2017

Основные отличия действующей версии Соглашения от предыдущей:

- обязательства в рамках Соглашения (NOx Agreement) в виде «потолка выбросов» (ранее – тонны снижения выбросов NOx) по Норвегии в целом;
- власти могут прекратить действие Соглашения, если выбросы NOx превысят установленный «потолок» на 5%;
- при превышении «потолка» более чем на 3% на протяжении более двух лет все компании обязаны сделать выплаты государству, при этом уплаченные в Фонд NOx взносы возвращены не будут;
- рост уровня поддержки проектов: 500 NOK / кг сокращения выбросов NOx (в т.ч. для проектов, связанных с СПГ, водородом, батареями, сокращением выбросов на факелах);
- при этом ставки взносов остаются значительно ниже налога (в 2018 году - 21,94 NOK/ кг NOx).

Ожидается, что после 2025 года механизм поддержки мер по снижению выбросов NOx действовать не будет; останется только налог на выбросы в размере 25 NOK/ кг NOx.

Таким образом, использование механизма, позволяющего компаниям вместо «кнута» (уплаты налога на выбросы) выбрать «пряник» (уплата пониженных по сравнению с налогом отчислений в Фонд и возможность получить финансирование до 80% инвестиций для модернизации и постройки новых судов, создания инфраструктуры), а также прозрачность механизма и стабильность правил, привели к тому, что на данный момент Норвегия является мировым лидером по использованию СПГ в судоходстве.

Использование опыта Норвегии может оказать существенную помощь России при освоении Арктики.

В 2017 году Министр природных ресурсов России С.Е. Донской и Морская коллегия при Правительстве РФ выступили с инициативой по «зеленому судоходству» («гриншипинг») в российской Арктике. Для успешной реализации данной инициативы проводятся НИОКР и требуется политическая воля для начала перехода на СПГ. Российские амбиции в Арктике достаточно велики и следует ожидать, что в ближайшие годы арктический

флот ждет модернизация и обновление, и это представляет собой хороший шанс для использования СПГ.

Международное взаимодействие в области малотоннажного СПГ может сыграть большую роль в снижении рисков по энергоснабжению потребителей, выбравших этот новый вид энергоносителей. Имеющаяся у границы России инфраструктура малотоннажного СПГ в Норвегии может выступить в качестве резервного поставщика для поставки СПГ потребителям и для бункеровки судов.

Россия может активно использовать опыт Норвегии по использованию СПГ в Арктике для энергоснабжения населения и промышленных проектов, в том числе при развитии бункеровки в прибрежных акваториях, включая методы стимулирования перевода судов на использование газа.

Кейс Канады

Крупным игроком на рынке СПГ может стать Канада. Зачастую сравнивают Канаду с Россией в части климатических условий и огромных размеров. Запасы газа в России – 50,6 трлн. м³ существенно превышают запасы газа в Канаде – 2,1 трлн. м³ [23, 24], но с учетом нетрадиционных запасов газа по оценкам National Energy Board of Canada, ее объем запасов достигает 30,8 трлн. м³ [25]. Добыча газа в России существенно превышает добычу в Канаде - 650 млрд м³ и 184 млрд м³/год соответственно и растёт в обеих странах. Обе страны являются крупными экспортёрами газа (нетто 212 и 84,7 млрд м³), при этом из Канады экспортируется газ в США в западной части и в то же время газ импортируется из США на востоке.

Для поставки газа потребителям используется система газопроводов, протяженность которых в Канаде составляет более 78 тыс. км [26], а в России 171 тыс. км [27].

С целью энергоснабжения потребителей по состоянию на конец 2017 года, в Канаде построены мощности производства СПГ в объеме 376 тыс. т/год, часть из которых в объеме 0,02 тыс. т поставлены на экспорт, в Китай.

Таблица 15. Проекты малотоннажного производства СПГ в Канаде

Местоположение	Мощность млн т/год	Компания	Год ввода	Примечание
Montreal, QC [28,29]	0,063	Gaz Métro Gaz Métro - LSR Plant	1969	Внутренний рынок: GMT, газоснабжение
	0,126		2017	
Tilbury Island, BC [30, 31]	0,033	Fortis BC	1971	Внутренний рынок и экспорт в Китай
	0,223		2018	
Strathmore, AB [32]	0,045	Encana	2013	Внутренний рынок: GMT
Hagar, ON [33]	0,023	Union Gas	2015	Внутренний рынок
Elmworth, AB [34]	0,030	FerusNGF	2016	Внутренний рынок: GMT и газоснабжение
	0,150		-	
Dawson Creek, BC [35]	0,030	AltaGas	2017	Внутренний рынок: GMT
Thorold, ON [36]	0,190	Northeast Midstream	2020	Внутренний рынок
Bécancour, QC [37]	0,500	Stolt LNGaz	приостановлен	Н/д
Vancouver, BC [38]	0,060	FerusNGF (JV China)	2018	Экспорт в Китай
Edmonton, AB [38]	0,060	FerusNGF (JV China)	2018	Н/д
Fort Nelson, BC [39]	2 x 0,190	FerusNGF (JV China)	2020, 2022	GMT для горной добычи
Bécancour, QC [40]	0,232	Gaz Métro	прерван	н/д
Kitimat, BC	0,550	Altagass, Golar (Hansa Nation ?)	приостановлен	экспорт
Prince Rupert, BC	1,000	Watson Island LNG Corp.	приостановлен	экспорт

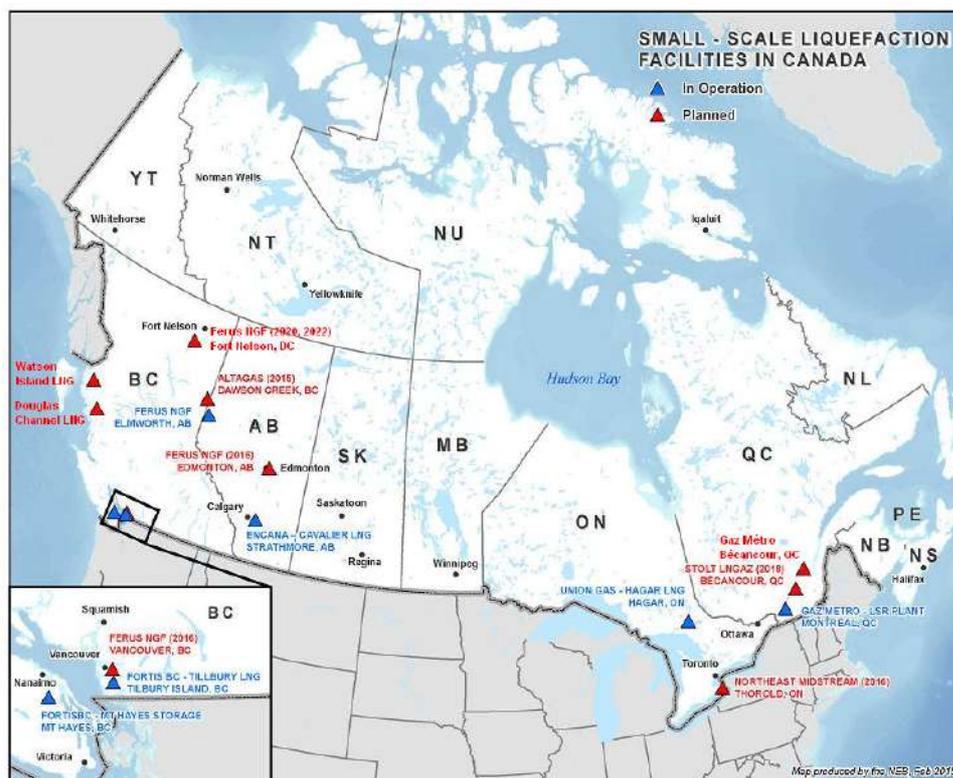
Источники: NEB, 2015 [41], информация компаний

Размещение СПГ заводов в Канаде сосредоточено в районах добычи газа на западе и в центрах потребления на востоке страны.

Как это следует из информации полученной с сайтов компаний-производителей СПГ, а также из ежегодных аналитических сборников [42, 43, 44, 45, 46, 47], СПГ находит своё применение в тех областях, где затраты на сжижение газа компенсируются преимуществами его применения в жидкой фазе. Такими применениями являются:

1. газомоторное топливо (далее - GMT), по причине экономической привлекательности СПГ, которое ощутимо дешевле дизельного топлива или бензинов и из-за тенденции применения более экологичного вида топлива: снижение выбросов CO₂, NO_x, твердых частиц (при этом такие требования могут устанавливаться как регуляторно, так и коммерчески, требованиями пользователей услуг логистических компаний (хотя бы «зелеными»);
2. газоснабжения удаленных потребителей в тех случаях, когда ограничены возможности строительства трубопроводов;
3. использование СПГ для замещения традиционных жидких углеводородных топлив (бензин, керосин, газойль, мазут) при генерации энергии и тепла.

Рисунок 26. Карта размещения малотоннажных СПГ производств в Канаде



Источник: NEB -2015 *Small-Scale LNG Plants Strategically Located to Meet Emerging Domestic LNG Demand* [43]

В Канаде СПГ используется для оперативного удовлетворения пиковых всплесков потребления в локальных трубопроводных системах, а также как моторное топливо для горной техники при добыче полезных ископаемых.

Большие запасы газа, прежде всего нетрадиционного, подталкивают канадский бизнес к планированию производства СПГ с целью расширения географии продаж газа. При этом объем заявленных проектов к 2025 году настолько большой – 245 млн т в год, что традиционных запасов газа хватит только на несколько лет, и газоснабжение производств СПГ в таких объемах возможно только при росте добычи нетрадиционного газа.

Многие крупнотоннажные проекты производства СПГ в Канаде либо остановлены, либо не начаты, в связи с неблагоприятным ценовым трендом. На западном берегу Канады шансы на реализацию есть максимум у 3 из 20 крупнотоннажных проектов (см. Приложение 4. Проекты производства СПГ в Канаде). На восточном берегу – похожая картина, которая предсказывалась ещё в 2014 [48].

Хотя в Канаде нет крупных проектов в области СПГ в стадии строительства, в сегменте малотоннажного СПГ развитие заметно и канадские производители тестируют даже экспортные поставки в Китай [49].

Канадские производители СПГ в малотоннажном сегменте

рассчитывают на быстрый рост в ближайшие 7 лет с уровня 0,38 млн т в год до уровня более 3,5 млн т в год, то есть более чем в 9 раз!

Государственная политика в отношении экспортных проектов в Канаде достаточно либеральная, практически все заявленные заводы получили лицензии на строительство и на экспорт. В результате заявленный объем производства СПГ существенно превышает российский, при явно меньшем объеме запасов. Ни одного проекта нет в стадии окончания реализации. Основными препятствиями являются недостаточно развитая инфраструктура транспортировки газа, в том числе в направлении западного побережья. И это очень похоже на российскую ситуацию. В Канаде уже существует ряд малотоннажных заводов СПГ и строится ряд крупнотоннажных заводов СПГ с участием китайского капитала. И, хотя они пока действуют только на территории Канады, но учитывая прогноз растущего потребления СПГ в КНР [50] стоит предположить что рынок Китая будет входить в качестве приоритетного.

Соседство сильных экономических партнеров разумеется влияет на развитие как общего производства СПГ, так и SSLNG в частности. Влияет, конечно, через ценовую политику которая также зависит от множества факторов. Но в схожих условиях канадские владельцы действуют в сегменте малотоннажного СПГ, привлекая китайские инвестиции и налаживая каналы поставок малых объемов СПГ в криогенных цистернах.

Кейс бункеровки в странах АТР

Бункеровка в Сингапуре

Сингапурское морское и портовое управление приняло регламентные и финансовые стратегии для повышения доверия к будущему СПГ в качестве бункерного топлива, включая совместное финансирование новых судов, работающих на СПГ, отказ от портовых сборов в течение пяти лет и обеспечение общедоступности технических и эксплуатационных стандартов до реализации инициативы ИМО (Международной морской организации) по снижению количества выбросов в 2020 году.

Поскольку Порт Сингапура планирует предоставить услуги по бункеровке СПГ с 2020 года, экспериментальные проекты все-таки начнутся в 2018 году. Правительство Сингапура проводит стандартизацию бункеровки сжиженного природного газа, поэтому в целях содействия перехода судов на СПГ, оно предоставляет субсидии до \$2 млн на строительство для 6 новых построенных судов, работающих на СПГ, и 25% скидку на портовые сборы для судов, использующих топливо с содержанием не более 1% серы, пока они находятся на причале в Сингапуре. После 2025 года порты

все чаще будут предлагаться такие услуги и парк судов, работающих на СПГ, продолжит расти. Так, Корпорация Керрел приняла окончательное инвестиционное решение о строительстве судов работающих на СПГ.

Таблица 16. Развитие бункеровки СПГ в Сингапуре

Дата	Компания	Содержание
Апрель 2017	Total, Pavillion gas	Подписание меморандума о взаимопонимании. Pavillion Gas будет поставлять СПГ в качестве бункерного топлива для Total Marine Global Solutions
Апрель 2017	Maritime and Port Authority of Singapore (MPA)	Принятие технических стандартов и стандартов по безопасности для бункеровки СПГ в порту Сингапура (Ship-to-ship, truck-to-ship)
Апрель 2017	Singapore LNG/MPF	Singapore LNG и MPA совместно запустили первую в стране установку для погрузки СПГ truck-to-ship
Май 2017	MPA	Сборы для использования порта будут отменены за пять лет для новых судов, которые будут зарегистрированы в октябре 2017 года и декабре 2019 года
Август 2017	Singapore LNG/Pavillion Gas	Оператор терминала Singapore LNG назначил Pavillion Gas соорудить СПГ-хранилище и станцию дозаправки на острове Джуронг
Сентябрь 2017	FueLNG, Keppel, Shell	FueLNG (совместное предприятие Keppel/Shell) завершила передачу первого коммерческого бункера СПГ в Сингапуре
Декабрь 2017	PSA Marine	PSA Marine заключила контракты на два буксира, работающих на СПГ, с двумя топливными двигателями СПГбуксиры; спуск на воду запланирован в 2019 году
Декабрь 2017	Pavillion Gas, PSA Marine	Pavillion Gas будет поставлять бункерное топливо СПГ с 2019 года для СПГ буксиры с двумя топливными двигателями производства PSA Marine
Декабрь 2017	MPA	MPA инвестирует почти \$9 млн для продвижения бункеровки СПГ в порту Сингапура и для строительства новых бункеровщиков СПГ для бункеровки ship-to-ship

Источник: Leslie Palti-Guzman, The Future of Asia's Natural Gas Market: The Need for a Regional LNG Hub Asia policy, volume 13, number 3 (July 2018)

В то же время правительство ввело субсидии для судов, работающих на СПГ, например, такие как отмена портовых сборов на 5 лет. На конференции SIBCON-2016 в Сингапуре правительство Сингапура пригласило портовые управляющие компании (Jacksonville, Norwegian Maritime Authority, the Ministry of Land, Infrastructure, Transport and Tourism, Japan and the Ulsan Port Authority) из разных стран и подписало меморандум о взаимопонимании для стандартизации регулирования бункеровки СПГ. Власти Сингапура принимают активное участие в создании новой регулятивной, нормативной и финансовой базы для развития бункеровочной отрасли СПГ. Будучи страной, которая процветает, благодаря промежуточной торговле и региональным торговым центрам, Сингапур планирует еще больше укрепить свои позиции, став центром бункеровки СПГ.

В Сингапуре была разработана подробная программа «Singapore Green Initiative - Green ship program, Green port program, Green technology program» [51] и график, направленный на то, чтобы стать «глобальным лидером в качестве экологически чистого порта» –

так страна готовится к новой «зеленой эре». Сингапур уже является одним из мировых центров торговли нефтью и имеет амбициозный план стать глобальным центром торговли природным газом. Став ведущим международным бункеровочным портом СПГ, Сингапур будет не только центром торговли товарами, но и региональным транспортным узлом. Благодаря своему выгодному географическому расположению, Сингапур владеет крупной долей рынка бункеровки нефти. В то же время правительство страны активно работает над тем, чтобы Сингапур стал хабом бункеровки СПГ. Каждый год около 130 000 судов проходят через порт Сингапура, и 40% из них заправляются тяжелым мазутом в порту. DNV-GL (2012) прогнозирует, что 15% судов, приходящих в Сингапур для бункеровки, будут использовать СПГ в качестве топлива, так что ежедневный объем потребления СПГ составит 35 000 м³ [52].

Бункеровка в Корее

С существующим морским топливом, таким как дизельное топливо, корабли могут совершать длительное плавание из одного порта в другой и обратно без дозаправки. В Суда на сжиженном природном газе не могут совершить обратный путь, потому что хранилища СПГ занимают много места внутри кораблей. Поэтому для таких судов будет необходима дозаправка в Восточной Азии по маршруту из Северной Америки и обратно или в другие азиатские страны. Спрос на бункеровку СПГ в Северо-Восточной Азии будет составлять 30% от потребностей на маршруте Азия – Северная Америка и 18% на маршруте Азия – Европа. Поэтому для того, чтобы добиться успеха на рынке бункеровки судов СПГ, важно предложить конкурентоспособную цену за соответствующий сервис, а также обеспечить поставки СПГ в долгосрочной перспективе для стабильного и поступательного развития базы для бункеровки СПГ.

Таблица 17. Развитие бункеровки СПГ в Корее

май 2012 г.	14 организаций (Kogas, 4 крупные судостроительные компании, энергетические и судоходные компании) встретились и учредили комитет по бункеровке СПГ для разработки технологий бункеровки СПГ, инфраструктуры и бизнес-модели
начало 2015 г.	частная компания Polaris Shipping предложила построить производственные мощности для бункеровки СПГ в порту Пусана. Однако из-за соображений безопасности власти города отложили принятие решения от строительстве
4 октября 2016 г.	Порт Ульсан подписал Меморандум о взаимопонимании с Сингапуром, Антверпеном, Зебруге, японским министерством национальных перевозок с целью стандартизации регулирования бункеровки СПГ на Сингапурской конференции Sibcon 2016
2017 г.	Новая администрация Кореи включила строительство инфраструктуры для бункеровки СПГ в национальный план развития
2018 г.	Министерство морских дел утвердило дорожную карту по развитию бункеровки СПГ
2025 г.	Государственный план: построить сеть из 5 портов, осуществляющих бункеровку СПГ, и выиграть 70% заказов на новые суда, работающих на СПГ

Источники: *Weekly report, Korea Maritime Institute, volume 19, 2017, Yonhapnews, 2018 [54], Todayenergy, 2018 [55], Kyungsang Ilbo, 2017 [56].*

Таблица 18. Потенциальные Корейские порты для бункеровки СПГ

Пусан	<p>Компания «Polaris Shipping» предложила инвестировать \$600 млн и построить инфраструктуру для бункеровки СПГ. Из-за предполагаемого местоположения были высказаны серьезные возражения, поскольку данную инфраструктуру планировалось разместить у входа в порт, что создаст риски для безопасности других крупных контейнерных судов и вызовет задержку в обслуживании других судов.</p> <p>План порта Пусан truck-to-ship => ship-to-ship</p> <p>Преимущество порта Пусан в качестве бункеровочного порта СПГ:</p> <ul style="list-style-type: none"> • используется как стратегический порт тремя ведущими контейнерными альянсами • отправная точка для тихоокеанских маршрутов • достаточный спрос мега контейнеровозов на бункеровку [57177]
Ульсан	<p>В 2019 г., запустится первое судно, работающее на СПГ «Chunghang».</p> <p>В городе «Ульсан» находятся крупнейшие судостроительные компании в мире, 2 промышленные зоны национального значения и крупные нефтеперерабатывающие и нефтехимические заводы. Проект для строительства инфраструктуры для бункеровки СПГ на базе ship-to-ship. Планируется, что порт будет обслуживать 1 СПГ танкер (210 000 м³) и 2 бункеровщика (9000 м³). Ожидается, что инвестиции в этот проект составят \$500 млн. Правительство не планирует финансировать этот проект и строить его частным капиталом. Строительство начнется в 2020 г. и планируется запуск в эксплуатацию в 2023 г. с 2 резервуарами для хранения СПГ объемом 200 000 м³.</p> <p>Порт Ульсан подписал Меморандум о взаимопонимании и сотрудничестве с местными компаниями и организациями по развитию инфраструктуры бункеровки СПГ. Пользуясь своим расположением и существующими крупными судостроительными верфями, а также хранилищами нефти и танкерами, порт планирует стать восточноазиатским логистическим центром, покрывающим морское сообщение из Японии, России и Китая. Поддержка со стороны местных органов власти</p> <p>Truck-to-ship (в коротко-срочной перспективе) Ship-to-ship (в среднесрочной перспективе) Внутренняя база для бункеровки СПГ в долгосрочной перспективе</p>

Другие порты в «дорожной карте»: Инчхон, Пхентайк, Тонггюнг

Источники: *Weekly report, Korea Maritime Institute, volume 19, 2017, Yonhapnews, 2018 [54], Todayenergy, 2018 [55], KyungSang Ilbo, 2017 [56].*

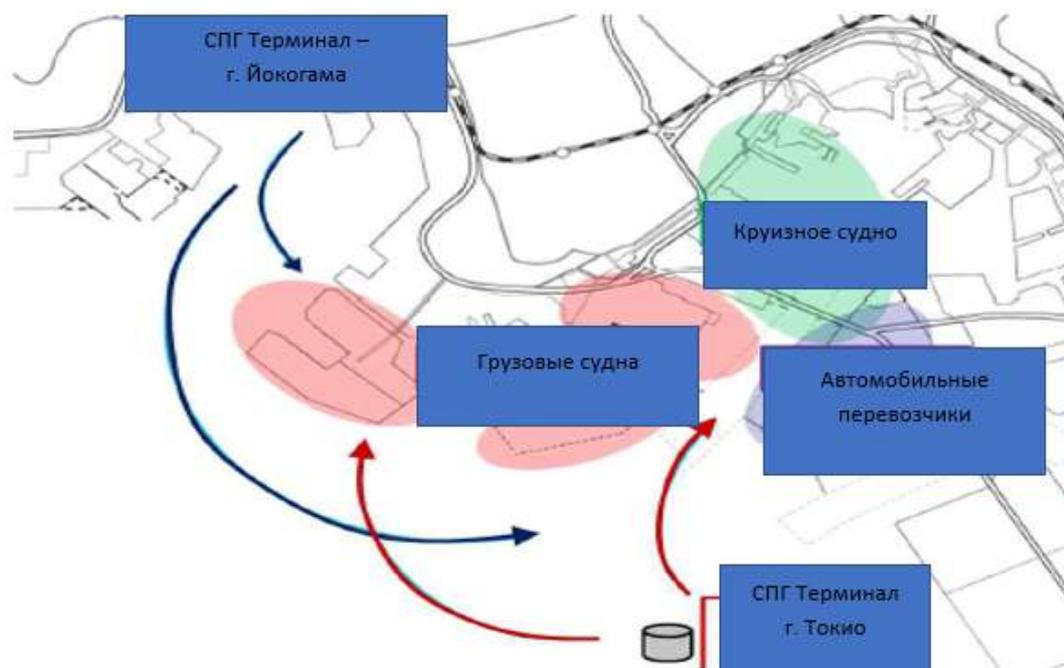
В то время как китайские, сингапурские и японские власти и порты действуют весьма активно, Корея остается пассивной. Правительственная «дорожная карта» пока находится в стадии разработки. Также власти не планируют оказывать государственную поддержку в строительстве инфраструктуры для бункеровки СПГ, тогда как в других странах Азиатско-Тихоокеанского региона, таких как Япония, Сингапур и Китай, правительство оказывает финансовую поддержку не только для строительства инфраструктуры, но и для строительства судов работающее на СПГ. Корейские власти планируют предоставить только нормативную поддержку и субсидию на топливо, а дело строительства инфраструктуры ляжет на плечи частных инвесторов. Правительство Кореи разрабатывает план о развитии технологии и промышленности для строительства судов работающее на СПГ.

Бункеровка в Японии

С 2016 года японское министерство национального транспорта разрабатывает «road-map», чтобы запустить СПГ бункеровку в

порту Йокогама. В разработке «дорожной карты» принимают участие японские местные и центральные власти. У порта Йокогама есть потенциал стать центром бункеровки СПГ для кораблей, следующих по маршруту Азия – США. В порту Йокогама регулярно останавливаются контейнерные суда, танкеры и круизные лайнеры. Также существует терминал регазификации СПГ, что позволяет удешевить строительство инфраструктуру для бункеровки СПГ (Рисунок 27). Поэтому он считается лучшим вариантом для бункеровки СПГ в Японии. Как показано на Рисунок 28, японские порты будут конкурировать с портами в Восточной Азии, (Китай, Корея) для судов, следующих по маршруту Азия США.

Рисунок 27. Бункеровка СПГ в порту Йокогама

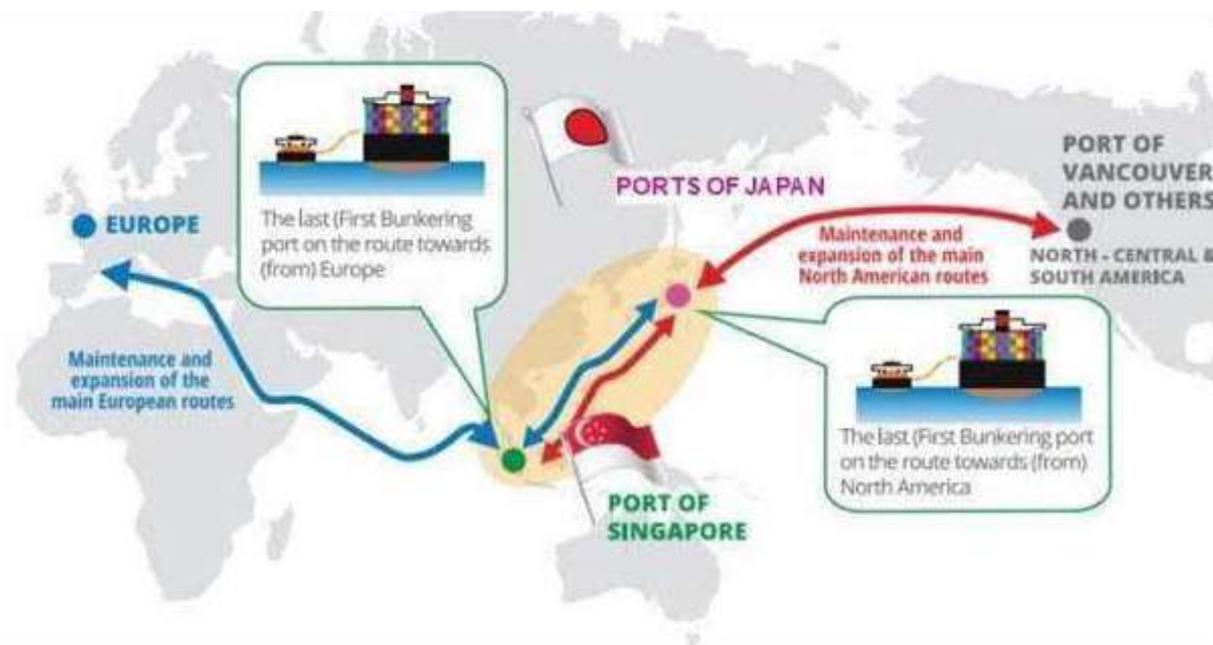


Источник: *Weekly report, Korea Maritime Institute, volume 19, 2017, Министерство Территории и Транспорта Японии*

В мае 2018 года K Line, Chubu Electric Power, Toyota Tsusho Corp и NYK Line создали два совместных предприятия по бункеровке СПГ для создания инфраструктуры, необходимой для заправки судов СПГ в районе Чубу. Central LNG Marine Fuel Corp будет отвечать за координацию деятельности по бункеровке СПГ, а Central LNG Shipping Japan Corp будет являться владельцем бункеровочного судна для СПГ, которое позволит осуществлять дозаправку топливом с судна на судно (ship-to-ship – STS). Инициатива K Line / Chubu Electric / Toyota Tsusho / NYK Line – это последняя разработка в сфере бункеровки СПГ, концепция, получающая все большую приверженность в Японии. В январе этого года Mitsui OSK Lines заказала буксир с СПГ-приводом, который будет спущен на воду в 2019 году. В Японии уже есть один действующий буксировщик сжиженного природного газа. Он принадлежит компании NYK Sakigake и работает в порту Йокогама. Это относительно небольшое судно. Совсем недавно, в марте 2018 года,

Uyeno Transtech, Sumitomo Corp и Yokip-Kokasaki International Port Corp (YKIP) подписали меморандум о взаимопонимании, согласно которому стороны будут изучать варианты проведения бункеровки СПГ по технологии ship-to-ship в Токийском заливе [58].

Рисунок 28. Сотрудничество Японии и Сингапура для сети азиатской СПГ бункеровки



Источник: MLIT (2016)

Таблица 19. «Дорожная карта» по бункеровке СПГ для порта Йокогама

1-й этап до 2020 г.	рост объемов услуги бункеровки truck-to-ship
2-ой этап после 2020 г.	Введение услуги ship-to-ship для больших судов, круизных лайнеров и т.д. Бюджет 6 млрд йен
3-й этап	В случае роста спроса на бункеровку СПГ, планируется обновление и развитие инфраструктуры на дополнительную сумму в 10 млрд йен

Источник: Weekly report, Korea Maritime Institute, volume 19, 2017

Бункеровка как фактор развития газовых хабов в Азии

Ряд азиатских стран соперничают друг с другом за звание регионального СПГ-хаба. Однако пока достижение этой цели 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, чтобы оставаться конкурентоспособными. 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 имеет серьезные намерения подключиться этой гонке. ИМО (Международная морская организация) рассматривает решение о снижении предельно допустимого содержания 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. Есть ожидания, что к 2020 году ИМО введет ограничение даже на содержание углекислого газа. Существует несколько способов для сокращения выбросов парниковых газов с тем, чтобы соответствовать стандартам ИМО. 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. Таким образом, подготовка инфраструктуры для бункеровки СПГ может быть косвенной экономической субсидией, чтобы помочь судостроительной промышленности. 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 «road-map» правительств для развития инфраструктуры бункеровки СПГ в каждой из упомянутых стран, в начале основной будет услуга truck-to-ship, а с 2025 года, могу обеспечивать услуги ship-to-ship. Пока многие судовладельцы не решаются строить новые бункеровочные суда для СПГ и сохраняют выжидательную позицию в отношении стандарта ИМО. Вероятно, бункеровка СПГ будет набирать обороты только после 2025 года по мере развития соответствующей инфраструктуры.

Россия может подключиться и поддержать использование СПГ для бункеровки. Вкладом России могут быть поставки СПГ для бункеровки судов с проектируемого завода Владивосток СПГ или терминала на Камчатке, который строит НОВАТЭК. Российская верфь Звезда имеет потенциал в т.ч. для производства газозовов и судов, работающих на СПГ. Наличие собственного СПГ и верфи может стать основой для совместного продвижения судов на СПГ и продаж СПГ для бункеровки.

Расширение сахалинских СПГ проектов и подготовка Владивосток СПГ, строительство терминала на Камчатке, развивающаяся газотранспортная система позволяют России задуматься над

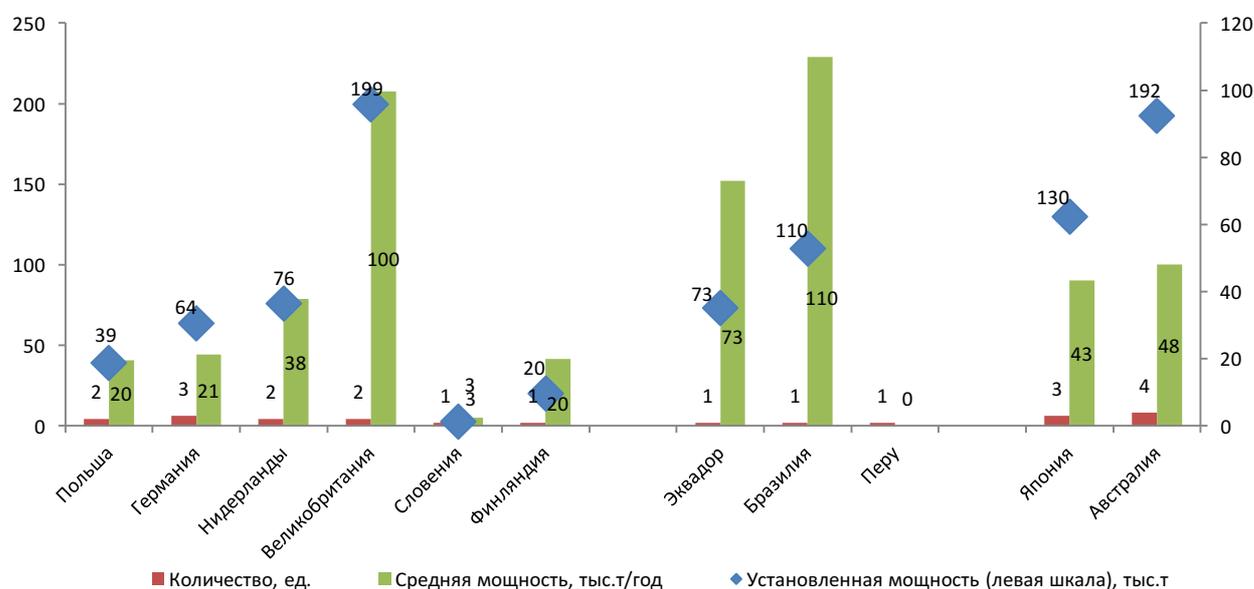
созданием газового хаба для АТР и вмешаться в спор между Сингапуром, Японией и Китаем.

Прочие страны

Совокупная производственная мощность малотоннажных заводов СПГ заводов в прочих странах мира приближается к 1 млн т/год.

В Европе (Германия, Нидерланды, Великобритания) малотоннажные заводы выполняют функции сглаживания пиков потребления. В Польше один из СПГ заводов использует в качестве сырья шахтный метан. Современные заводы в Финляндии, Словении ориентируются на использование газа в качестве ГМТ. Австралия и Латинская Америка могут стать новыми центрами развития малотоннажного СПГ.

Рисунок 29. Установки малотоннажного СПГ по прочим странам



Источник: оценки Александра Климентьева

Таблица 20. Установленная мощность малотоннажных заводов СПГ по странам мира

	Установленная мощность, тыс. т	Количество, ед.	Средняя мощность, тыс. т/год
Европа			
Польша	39	2	20
Германия	64	3	21
Нидерланды	76	2	38
Великобритания	199	2	100
Словения	3	1	3
Финляндия	20	1	20
Америка			
Эквадор	73	1	73
Бразилия	110	1	110
Перу		1	0
Азия			
Япония	130	3	43
Австралия	192	4	48

Источник: оценки Александра Климентьева

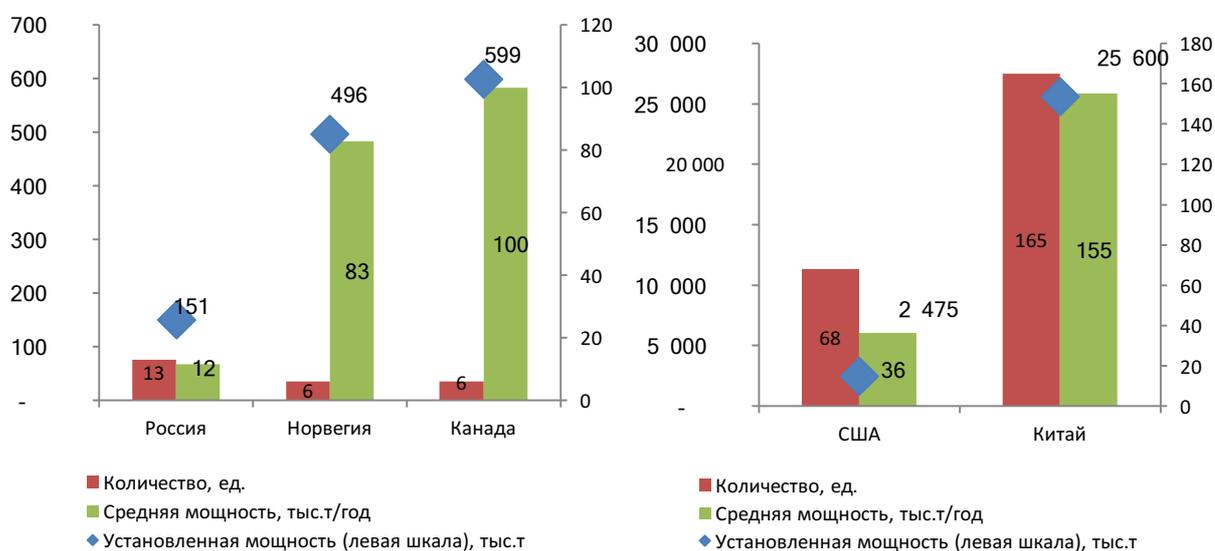
Отдельно стоит упомянуть об определенном потенциале производства СПГ на основе биогаза. Нами зафиксировано два завода по производству СПГ из биогаза: в Норвегии и в Нидерландах.

Резюме по мировому рынку производства и использования малотоннажного СПГ

Начало развития малотоннажного СПГ связано с покрытием пиков потребления газа в условиях ограничения возможностей пиковых поставок газа по газовым трубопроводам. Впоследствии малотоннажный СПГ начал использоваться для энергоснабжения отдельных потребителей и в качестве газомоторного топлива.

Пример Китая демонстрирует, что для создания мощной отрасли производства СПГ не является обязательным наличие на территории страны крупных запасов газа. Источниками сырья для малотоннажных производств могут выступать импортируемый газ, традиционный газ, сланцевый газ и газ угольных пластов, биогаз, газы, образуемые на химических и металлургических производствах. Сектор малотоннажных производств может стать драйвером развития национального машиностроения.

Рисунок 30. Сравнение малотоннажных производств России, Норвегии, Канады, США и Китая



Источник: оценки Александра Климентьева

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.

Импульс развитию малотоннажного СПГ дает рост экологических требований к двигателям внутреннего сгорания. Большие ожидания с ростом потребления СПГ в качестве моторного топлива связаны с постоянным ужесточением требований к судовым топливам. По оценке DNV к 2050 году СПГ будет занимать долю в 32 % как в прибрежных перевозках, так и на магистральных маршрутах. СПГ также активно может использоваться на крупных реках, решая попутную задачу дешевой и надежной транспортировки газа потребителям.

В отдельных случаях малотоннажные производства могут работать на экспортные рынки, в т.ч. и с использованием морской транспортировки в цистернах-контейнерах ISO.

Правительства Канады и США создают льготные условия для экспорта СПГ с малотоннажных производств, расширяя географию продаж и обеспечивая занятость.

Государственная поддержка использования СПГ на флоте в Норвегии может быть примером долгосрочного планирования и перераспределения платежей за выбросы загрязняющих веществ для перевода флота на СПГ и снижения объемов выбросов. Использование этого опыта в Китае позволило построить 160 новых судов на СПГ и перевести в битопливный режим еще 95 судов.

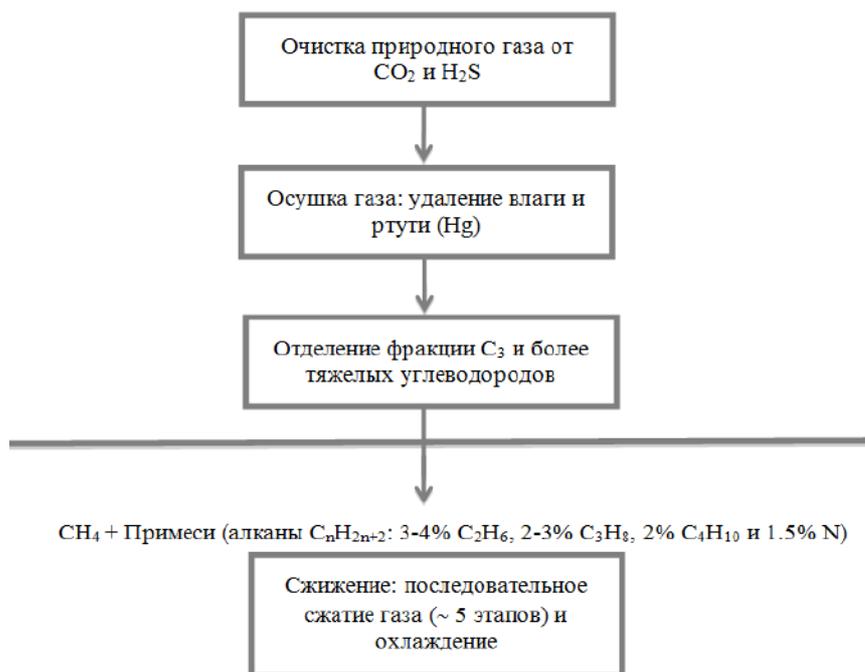
Новые крупнотоннажные терминалы на этапе проектирования предусматривают отгрузку СПГ в малотоннажном объеме, а уже построенные терминалы проводят модернизацию с целью включения малотоннажной отгрузки на малые газовозы, в железнодорожные и автомобильные цистерны для отгрузки потребителю.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ МАЛОТОННАЖНОГО СПГ

Технологии производства СПГ

Как известно, СПГ представляет собой жидкую многокомпонентную смесь легких углеводородов, основу которой составляет метан (CH_4). Логично представить процесс получения СПГ следующим образом.

Рисунок 31. Общая схема производства СПГ



Источник: Борис Марков

Таким образом, если полученную смесь CH_4 с примесями начать охлаждать при атмосферном давлении до температуры примерно $-161\text{ }^\circ\text{C}$, она будет превращаться в жидкость. Сжижение газа является сердцем процесса и представляет наибольший интерес.

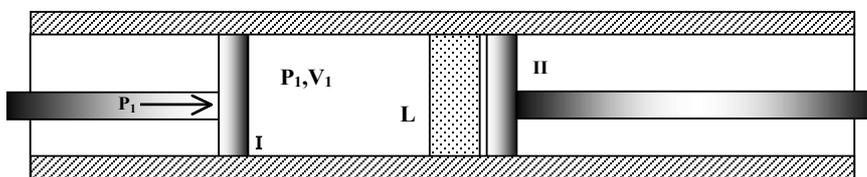
В основе сжижения лежат два основных процесса: компримирование (или сжатие) газа и дросселирование газа, подчиняющееся закону Джоуэля-Томсона, на котором остановимся детальнее.

Эффект Джоуля-Томсона (1852-1862 гг.) используется для достижения низких температур. Он основан на адиабатическом (т.е. без обмена теплом с окружающей средой) дросселировании (понижении давления газа при медленном прохождении через сужение (дроссель) или пористую перегородку). В данном случае дроссель – это устройство, представляющее собой сопротивление для протекания газа. В качестве примера использования дросселя в технике являются сопла.

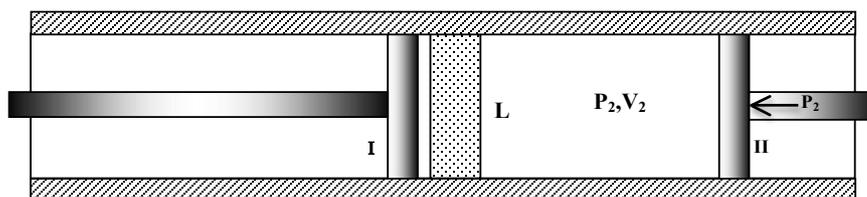
Разберемся, почему при понижении давления газа будет происходить падение температуры и его охлаждение. Схематично изобразим процесс следующим образом.

Рисунок 32: Схема процесса ожизения при движениях поршня

1. Исходное положение поршня I и II:



2. Перемещение поршня I и, как следствие, поршня II:



Источник: Борис Марков

Рассмотрим расширение неидеального газа в цилиндре под действием давления P_1 , оказываемого на поршень I. В неидеальном газе силы межмолекулярного взаимодействия не равны нулю. Эффект Джоуля-Томсона объясняет изменение температуры газа (в частности охлаждение), обусловленное его неидеальностью. Газ при достаточно большом, но постоянном давлении P_1 адиабатически протекает через теплоизолированную пористую перегородку L. Гидродинамическое сопротивление перегородки L приводит к тому, что на ней теряется часть давления газа, и газ выходит из перегородки при более низком давлении ($P_2 < P_1$). Газ, следовательно, расширяется (или дросселируется).

Для того, чтобы течение газа было стационарным, т.е. происходило при постоянных значениях давлений по обе стороны дросселя, необходим компрессор, поддерживающий эти давления. Этот компрессор производит внешнюю работу сжатия газа, которая расходуется на преодоление сопротивления дросселя.

Покажем, что для неидеального газа эффект Джоуля-Томсона, (или процесс дросселирования), должен сопровождаться изменением температуры.

Пусть 1 моль газа протекает слева направо через пористую перегородку L, помещенную в теплоизолированный цилиндр, и занимает объем V_1 , а после прохождения перегородки, т.е. после расширения, — объем V_2 . Для наглядности представим поршень I, перемещение которого вправо и вызывает протекание газа через перегородку под постоянным давлением. После прохождения через перегородку этот же газ перемещает воображаемый поршень II, испытывающий противодействие P_2 (тоже постоянное). В

действительности же роль поршней I и II выполняет упомянутый выше компрессор.

При перемещении поршня I слева от перегородки L объем газа изменяется от значения V_1 до нуля, а при перемещении поршня II справа от перегородки объем газа изменяется от нуля до V_2 . Вычислим внешнюю работу, совершенную газом при расширении:

$$\Delta A = P_2 * V_2 - P_1 * V_1$$

В соответствии с первым началом термодинамики, подводимое к малому процессу в закрытой системе тепло извне расходуется на изменение внутренней энергии и совершение работы:

$$Q = \Delta U + \Delta A$$

Поскольку данный процесс адиабатический, $Q = 0$. Тогда закон переписывается в следующем виде:

$$0 = \Delta U + \Delta A, \text{ или } \Delta A = -\Delta U$$

Выразив внешнюю работу через давление и объем, как описано выше, и подставив ее в последнее равенство, получим:

$$P_2 * V_2 - P_1 * V_1 = -\Delta U = U_1 - U_2.$$

Следовательно, $P_2 * V_2 + U_2 = P_1 * V_1 + U_1$

Известно, что функция $U + P * V = H$ называется тепловой функцией или энтальпией газа и равна сумме внутренней энергии газа U и работы, которую необходимо затратить, чтобы тело объемом V ввести в окружающую среду, имеющую давление P и находящуюся с телом в равновесном состоянии. Энтальпия – это термодинамический потенциал или та энергия, которая доступна для преобразования в теплоту при определенном давлении.

Таким образом, получаем, что $H_2 = H_1$. То есть процесс Джоуля-Томсона происходит так, что энтальпия системы остается постоянной по обе стороны перегородки L. С другой стороны, выразим внутреннюю энергию газа как сумму потенциальной и кинетической энергий. Тогда $H = E_{\text{пот.}} + E_{\text{кин.}} = \text{const}$.

Очевидно, что, если энтальпия H при адиабатическом процессе остается постоянной и, если один из членов равенства будет увеличиваться, то другой, естественно, уменьшится. В нашем случае $E_{\text{пот.}}$ будет возрастать, а $E_{\text{кин.}}$ тогда, напротив, уменьшится. Следовательно, будут уменьшаться скорость и среднеквадратичная скорость движения молекул. Иными словами, с уменьшением скорости движения и частоты соударения молекул будет падать температура в объеме V_2 , и газ после перегородки (L) будет охлаждаться.

Количественно эффект Джоуля-Томсона характеризуется дифференциальным коэффициентом μ_{JT} , который определяется отношением изменения температуры газа (ΔT), к вызвавшему его изменению давления (ΔP). Подчеркнем, что эффект Джоуля-Томсона является одним из способов получения низких температур в комбинации с адиабатическим расширением, используемый при сжижении газов. На практике при больших перепадах давления на дросселе температура газа может меняться значительно (интегральный эффект Джоуля-Томсона). Поэтому интегральный эффект применяется для получения низких температур. При вычислении изменения температуры можно рассматривать интегральный эффект как последовательность дифференциальных эффектов. Вывод дифференциального коэффициента μ_{JT} эффекта Джоуля-Томсона приведен в **Ошибка! Источник ссылки не найден..**

Дифференциальный коэффициент μ_{JT} эффекта Джоуля-Томсона равен:

$$\mu_{JT} = dT/dP = 1/C_p * [T * (\partial V/\partial T)_P - V]$$

μ_{JT} – дифференциальный коэффициент эффекта Джоуля-Томсона

dT/dP – отношение изменения температуры газа (Т) к вызвавшему его изменению давлению (Р)

C_p – удельная теплоемкость при постоянном давлении

$(\partial V/\partial T)_p$ – частная производная объема (V) по температуре при постоянном давлении

Заметим, что для идеального газа внутренняя энергия U и энтальпия H зависят только от температуры T. Энтальпия H (T) = U(T)+P*V сохраняется: H₂ (T) = H₁ (T). Следовательно, T₂ = T₁, dT = 0 и $\mu_{JT} = 0$. Для неидеальных газов значения μ_{JT} могут быть различными. Если при протекании газа через пористую перегородку температура возрастает (dT>0, dP=P₂-P₁<0 => μ_{JT} <0), то эффект называют отрицательным, если температура убывает (dT<0, dP=P₂-P₁<0 => μ_{JT} >0), то процесс называют положительным. Температуру, при которой μ_{JT} меняет знак, называют температурой инверсии.

А теперь вернемся к интегральному эффекту Джоуля-Томсона, о котором шла речь выше. Напомним, что он возникает на практике, когда на дросселе поддерживается большой перепад давления, в следствие чего температура газа меняется значительно. Для вычисления изменения температуры реальный процесс будем считать квазистатическим, то есть начальное и конечное состояние газа считаются равновесными и полностью определяются заданием энтальпии и давления. Интегральный эффект можно рассматривать как последовательность дифференциальных эффектов. Таким

образом, получим:

$$dT = T_2 - T_1 = \int_{P_1}^{P_2} \left(\frac{\partial T}{\partial P} \right)_h * dP = \int_{P_1}^{P_2} 1 / C_p * [T * \left(\frac{\partial V}{\partial T} \right)_p - V] * dP$$

Если во всем диапазоне давлений дифференциальный эффект Джоуля-Томсона положителен, то таким же будет и интегральный эффект. Знак dT будет определяться знаком подынтегрального выражения: если он положительный, то $dT < 0$ и газ охлаждается, если же знак подынтегрального выражения меньше нуля, то и $dT > 0$, и, следовательно, газ будет нагреваться.

К примеру, если взять баллон с газообразным CO_2 под давлением 200 атм. и стравить газ через вентиль в атмосферу, то произойдет настолько значительное охлаждение, что углекислота перейдет в твердое состояние. В этом случае температура инверсии CO_2 лежит выше комнатной температуры. Совсем иначе ведет себя H_2 : для него дифференциальный и, следовательно, интегральный эффект Джоуля-Томсона отрицательный, при дросселировании газ нагревается (и даже может воспламениться).

Поскольку интегральный эффект Джоуля-Томсона используется для получения низких температур, наибольший интерес представляет следующий вопрос. Каким же начальным давлением P_1 необходимо задаться, чтобы получить максимальное охлаждение ($T_2 \rightarrow \min$)? Ответ на этот вопрос дает решение приведенного выше уравнения в частных производных и приравнивание экстремума нулю:

$$\left[\frac{\partial T}{\partial P} \right]_H = 0, \text{ при } P = P_1 \text{ и } T = T_1.$$

Но уравнение $\left[\frac{\partial T}{\partial P} \right]_H = 0$ – это уравнение кривой инверсии дифференциального эффекта. Таким образом, чтобы получить максимальное охлаждение, нужно взять начальную точку (T_1, P_1) на кривой инверсии дифференциального эффекта Джоуля-Томсона.

Итак, мы вспомнили основные физические законы, используемые при сжижении газов, подробно рассмотрели эффект Джоуля-Томсона для достижения низких температур, вывели дифференциальный и интегральный коэффициент μ_{JT} эффекта Джоуля-Томсона, анализ которого позволил ответить на вопрос, из-за чего происходит изменение температуры газа при его дросселировании.

Теперь мы имеем полное право перейти к рассмотрению основных технологий МТПСПГ.

Что же такое технология? Среди массы определений этого термина в данной работе предпочтение отдано следующему. Технология – это практическое применение знания и структурированное использование последовательности производственных методов и

процессов в определенной отрасли для решения поставленной задачи, а также научное описание способов производства.

С чем связана себестоимость производства СПГ?

Эффективность цикла зависит от его КПД, который определяется используемым термодинамическим циклом.

Термодинамические циклы

Энергетическая эффективность цикла ожижения зависит от используемой технологии. Снижение операционных затрат на крупнотоннажных заводах достигается путем совершенствования используемого оборудования, снижения потерь и подбором смешанного хладагента. За счет этого снижается работа, требуемая для ожижения природного газа. Графически выигрыш от использования сложных технологий представлен на Тогда энергетические затраты для простых циклов графически будут представлены в виде синей области, а за счет использования смешанных хладагентов достигается выигрыш в виде красной области.

Рисунок 33.

Тогда энергетические затраты для простых циклов графически будут представлены в виде синей области, а за счет использования смешанных хладагентов достигается выигрыш в виде красной области.

Рисунок 33: Графическая схема выигрышей в работе при производстве СПГ



Источник: ООО «Научно-исследовательский проектный институт Сжиженных природных газов», оценки Александра Климентьева

Малотоннажные производства используют более простые, но энергозатратные циклы.

Для повышения собственной эффективности малотоннажного производства используются следующие решения:

1. Производство СПГ с более высокой температурой, т.е. охлаждение газа не до температуры минус 161°C, а, например,

до минус 150°C. Это позволяет снизить энергетические затраты или повысить объем выпуска СПГ (голубая область). При этом требуется хранение газа под давлением, чтобы предотвратить потери СПГ. Хранение СПГ под давлением позволяет увеличить срок хранения и соответствует интересам потребителя. В сегменте малотоннажного СПГ все хранилища газа являются хранилищами под давлением;

2. Размещение производства на ГРС и использование эффекта перепада давления (зеленая область). Для подобного решения требуется доступ к системе как магистрального трубопровода, ГРС и распределительной сети, куда будет направляться часть не сжиженного газа. Программа Газпрома, рассмотренная в соответствующем разделе, ориентирована именно на использование этого преимущества. Аналогичную стратегию планирует реализовать НОВАТЭК.

Обратной стороной повышения температуры является существенное снижение плотности, что снижает объемную энергоемкость СПГ и требует несколько больших объемов хранилищ СПГ.

Рисунок 34. Изменение плотности СПГ в зависимости от температуры

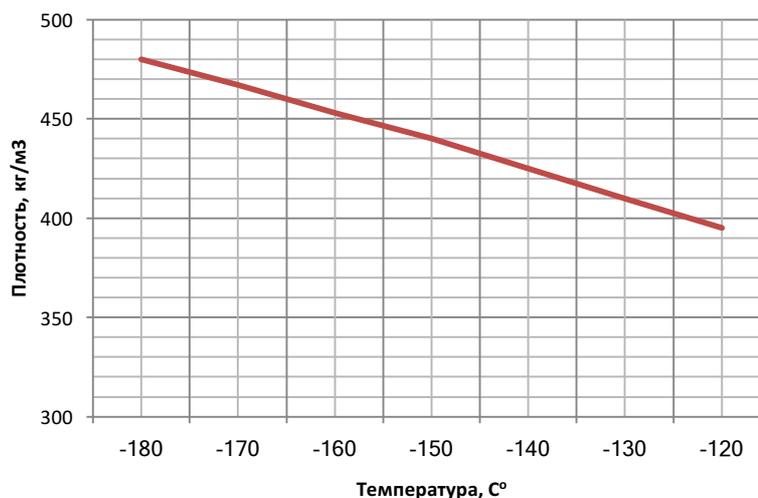


Таблица 21. Примеры СПГ технологий малой производительности, предлагаемые в России

Поставщик	Регион	Производительность, т/ч	Технологический цикл
SIAD	Италия	1,5 - 5	азотный
ООО «ГИК»	Россия (Сахалин)	1,5	дроссельно-эжекторный
ООО «СПГ»	Россия (Якутск)	1	дроссельно-эжекторный
Siemens	Германия	0,5 - 2	дроссельно-детандерный
Криогенмаш	Россия (Москва)	1,5 - 10	дроссельно-эжекторный и азотный
Jereh	Китай	n/a	n/d

Источник: оценки Александра Климентьева

Сравнение технологий по ТКП различных поставщиков приведено в Таблица 25. Сравнение предложений малотоннажных СПГ-установок (по состоянию на октябрь 2017 года).

Безусловно, специальные технологические решения используются для заводов малой производительности.

Комплекс по производству СПГ может быть построен на ГРС или АГНКС. Основными элементами комплекса по производству СПГ являются: завод по сжижению природного газа, резервуары для хранения СПГ и комплекс по отгрузке сжиженного газа.

В состав комплекса СПГ входит следующее технологическое оборудование:

- Блок подготовки газа (система очистки и осушки исходного газа)
- Установка сжижения
- Криогенные насосы
- Система газоподготовки
- Система хранения и выдачи
- Система дренажа и газосброса
- Трубопроводы обвязки (в т.ч. трубопроводы подвода исходного газа от ГРС/АГНКС и возврата несжиженной части газа)
- Компрессор для сжатия паров испарившегося СПГ
- Система контроля, управления и противоаварийной защиты
- Система электроснабжения
- Система штатного и аварийного освещения
- Система связи
- Газоанализаторная.

На мини-заводах СПГ возможно использование двух технологических решений: «технология открытого цикла» и «технология цикла расширения азота».

Технология открытого цикла предполагает использование давления подаваемого газа в качестве источника энергии для его охлаждения. Газ, находящийся под высоким давлением, проходит через дроссель, расширяется, или совершает работу, например, на турбине, охлаждается, и на выходе из системы преобразуется в жидкость.

Технология цикла расширения хладагента (азот, многокомпонентная смесь) построена на циркуляции хладагента в

замкнутом контуре, содержащем компрессоры и турбины. Хладагент охлаждается и подается в теплообменный аппарат, в который также подается метан. Происходит процесс теплообмена, метан охлаждается и сжижается. Далее хладагент вновь подогревается, подается в компрессор, на турбину, снова охлаждается, и процесс повторяется.

Таблица 22. Сравнение технологий производства СПГ открытого и закрытого циклов

Технология	Достоинства	Недостатки
Технология открытого цикла	Низкое потребление электроэнергии Низкие эксплуатационные расходы	Небольшой объем сжижения подаваемого газа (до 15%) Высокие капитальные затраты Использование газовых турбин с высокими требованиями по обеспечению безопасности (для холодильной камеры и системы предварительной подготовки газа)
Технология цикла расширения азота	Максимальный объем сжижения подаваемого газа (до 100%) Низкие капитальные затраты (использование небольшой холодильной установки и системы предварительной подготовки газа) Минимальные требования по безопасности Простота технологии Надежность Быстрый ввод в эксплуатацию и простота использования Минимальные площади	Высокое потребление электроэнергии

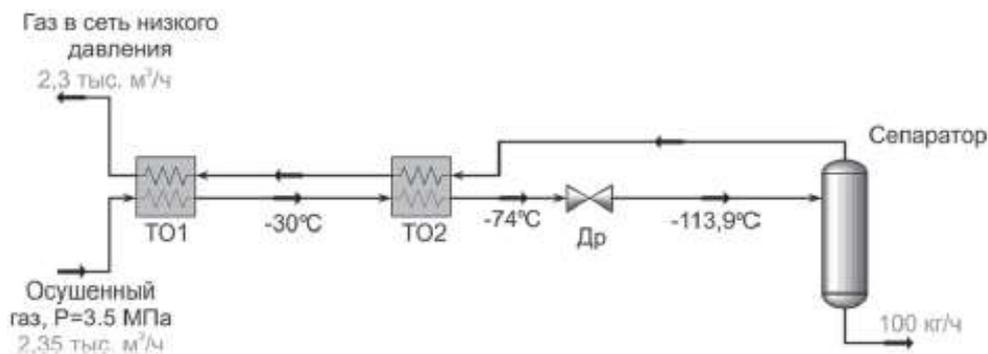
Источник: Борис Марков

Рассмотрим примеры технологий МТПСПГ более подробно. Начнем с технологий открытого цикла.

Дроссельный цикл

Эти установки используются для сжижения природного газа на ГРС магистральных газопроводов (давление 3-4 МПа). В открытых циклах газ из газопровода сжимается в компрессоре, охлаждается в регенеративных ТО, дросселируется, частично сжижается и обратным потоком выводится из цикла в газопровод низкого давления.

Рисунок 35. Технологическая схема дроссельного цикла (ГРС «Никольская»)



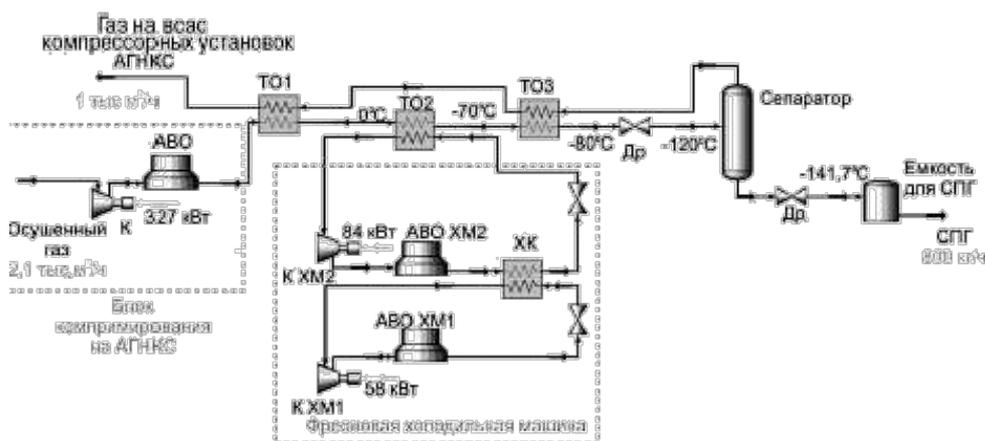
Источник: Мещерин И.В, «Российские малотоннажные производства по сжижению природного газа» // Химические технологии и продукты, Москва, 2016, www.neftegazohimiya.ru

Природный газ, проходя через теплообменники ТО1 и ТО2 охлаждается, после чего подвергается дросселированию и поступает в сепаратор, где происходит отделение СПГ. Основное преимущество такой установки – низкие энергозатраты, простота и надежность, а принципиальный недостаток – низкая производительность и простои. Такая установка сжижения спроектирована для ГРС «Никольская» в Ленинградской области. Производительность завода – 0,1 т/час, коэффициент ожижения – 2%.

Дроссельный цикл высокого давления и предварительным фреоновым охлаждением на АНКС

Природный газ после компрессорных установок АНКС с давлением 25 МПа поступает в блок установки сжижения для дополнительной очистки от механических примесей и измерения расхода. Далее газ поступает в блок теплообменников (ТО1, ТО2, ТО3), где последовательно охлаждается до температуры $-80\text{ }^{\circ}\text{C}$: в ТО1 и ТО3 охлаждение проводится обратным потоком паров СПГ, а в ТО2 – жидким фреоном от холодильной машины. После чего ПГ дросселируется до давления 1,2 МПа и охлаждается до температуры $-120\text{ }^{\circ}\text{C}$. Далее газ поступает в блок сепаратора для обеспечения качественного отделения жидкой фазы (СПГ) от газообразной, а из сепаратора с рабочим давлением 1,2 МПа направляется через дроссельный блок, где давление СПГ снижается до 0,4 МПа, в емкость – хранилище СПГ объемом 44 м³ с рабочим давлением 0,5 МПа и температурой $-141,7\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Рисунок 36. Технологическая схема дроссельного цикла высокого давления на АНКС (Первоуральск)



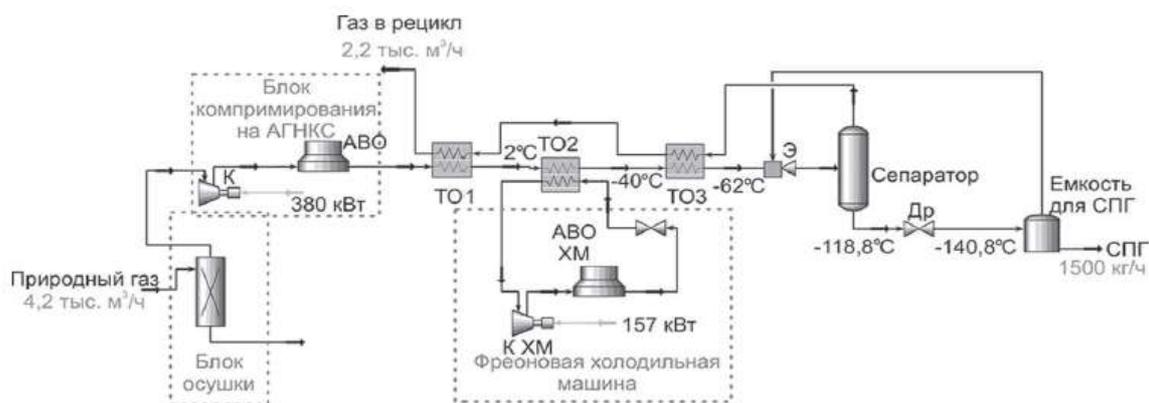
Источник: Мещерин И.В., «Российские малотоннажные производства по сжижению природного газа» // Химические технологии и продукты, Москва, 2016, www.neftegazohimiya.ru

Газообразная составляющая с давлением 1,2 МПа из сепаратора направляется через теплообменники, где нагревается до температуры +10 °С. Используемая холодильная машина имеет два фреоновых контура: первый служит для охлаждения фреона второго контура, а фреон из второго контура подается в теплообменник для охлаждения прямого потока ПГ. Пример установки сжижения на АГНКС – в г. Первоуральске, на ГРС-1 – в Калининграде (производительность завода – 2х1,5 т/час, капитальные затраты – 670 млн. руб., коэффициент ожижения – 47%).

Дроссельно-эжекторный цикл с предварительным охлаждением (ООО «СПГ», ООО «ГИК», Криогенмаш)

Газ, находящийся под высоким давлением, пропускается через специальные устройства (дроссели, эжекторы, турбины), в которых происходит его расширение или газ осуществляет работу, за счет чего охлаждается, и, как следствие, на выходе из системы образуется жидкость. Данный комплекс производства СПГ функционирует на АГНКС-500 «Развилка», производительность завода – 1,5 т/час.

Рисунок 37. Технологическая схема дроссельно-эжекторного цикла с предварительным охлаждением (АГНКС-500 Развилка)



Источник: Мещерин И.В, «Российские малотоннажные производства по сжижению природного газа» // Химические технологии и продукты, Москва, 2016, www.neftegazohimiya.ru

Однако при использовании этой технологии сжижается только часть газа, а оставшийся объем находится под низким давлением газа. При наличии находящихся поблизости потребителей этот газ поставляется в газопровод для поставки традиционному потребителю газа. Повторное компримирование оставшегося газа влечет за собой дополнительные расходы, но за счет этого достигается 100 % ожижение природного газа и возможность размещения мини-завода СПГ в необходимом месте. Коэффициент ожижения природного газа в дроссельно-эжекторном цикле составляет 40-44 % за один проход. С целью снижения затрат на ожижение газа в состав завода включаются собственные энергетические мощности, которые также частично используют оборотный газ пониженного давления.

Подобную технологию используют малотоннажные СПГ установки на Сахалине и в Якутске.

Капитальные затраты проекта на Сахалине составили 850 млн. руб. (в ценах 2017 года) или 1 000 \$ за 1 тонну установленной мощности. Для проекта в Якутске с производительностью 1 т/ч капитальные затраты на условиях brown field составили 300 млн. руб. (в ценах 2016 года) или 600 \$ за 1 тонну установленной мощности. В основе технологии производства СПГ лежит модифицированный дроссельно-эжекторный цикл высокого давления с предварительным охлаждением с помощью фреоновой холодильной машины (Цикл Линде – Хэмпсона). Технология обеспечивает сжижение 40 – 44 % объема газа, поступающего в установку².

Территория комплекса СПГ занимает до 1 Га и разделяется на зоны:

² фактические данные ПСК «Сахалин»

- производственную;
- хранения СПГ;
- выдачи СПГ потребителю;
- газосброса.

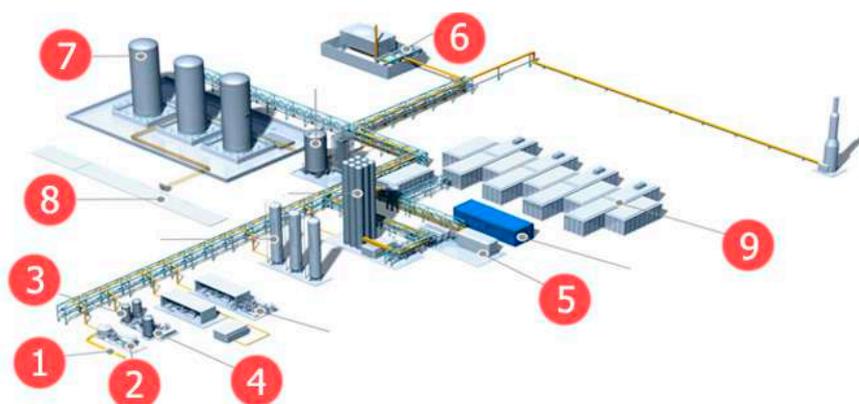
Производство оснащается контрольно-измерительными приборами и производственный цикл находится под управлением системы контроля и управления (АСКУ).

На территории производства СПГ осуществляется его хранение (в объеме 2-х суточного максимального зимнего производства) и разлив в транспортные емкости, которые автомобильным или железнодорожным транспортом поставляются потребителям.

Как правило, газ поступает с распределительного газопровода на мини-завод по производству СПГ с давлением 0,6-1,2 МПа. Производство СПГ является производством с непрерывным циклом работы. Режим работы производственного комплекса составляет не менее 8000 часов в год с целевым уровнем 8400 часов в год.

Природный газ проходит серьезную подготовку, осушку и очистку перед тем, как поступить в криогенный блок, где происходит его ожижение. Ожижение природного газа осуществляется путем понижения его температуры минус 161°С (при атмосферном давлении). Температура ожижения может быть повышена за счет производства СПГ под избыточным давлением.

Рисунок 38. Схема мини-завода СПГ и описание основных технологических блоков



Номер блока	Описание
1	для производства СПГ можно использовать газ, поставляемый по трубопроводу. Также СПГ является и привлекательным вариантом для переработки газа непосредственно на месторождении.
2	на первом этапе природный газ сжимается до больших давлений - более 250 атм. Энергия сжатого газа потом используется для охлаждения.
3	перед производством СПГ газ необходимо избавить от влаги. Это повышает энергетическую емкость СПГ и предотвращает образование льда в оборудовании
4	СПГ - чистая энергия. Высокие требования к примесям в СПГ являются гарантией для потребителя, что он получает энергоноситель высшего качества. Для достижения этой цели газ перед сжижением максимально очищается от механических примесей и негорючего CO ₂ .
5	Блок охлаждения является основным производственным блоком. В нем сжатый газ подвергается постепенному охлаждению до температуры минус 80 °С и затем за счет использования собственной энергии сжатого газа в эжекторе и дросселе газ охлаждается до криогенной температуры ниже минус 130 °С и переходит в жидкое состояние. Если после сжатия объем газа уменьшается в объеме в 250 раз, то после сжижения полученный СПГ имеет меньший объем в 600 раз. Дроссельно-эжекторный цикл охлаждения обеспечивает высокую надежность, а оборудование просто обслуживается. Это позволяет получать СПГ с небольшими капитальными затратами.
6	после сжатия и осушки газа газ уменьшается в объеме в 250 раз. А это как раз давление для работы АГНКС. Установка колонки КПП на заводе СПГ позволит получить дополнительный доход и привлечь покупателей КПП. АГНКС используется не только для заправки автотранспорта, но и для заправки ПАГЗ для поставки компримированного газа на удаленную АГНКС или потребителю.
7	после охлаждения СПГ поставляется в заводское хранилище СПГ, из которого осуществляется отгрузка газа потребителю. Современные системы хранения позволяют хранить СПГ без потерь до 6 месяцев. Из хранилища СПГ газ отгружается в криоцистерны или танк-контейнеры для отгрузки потребителю
8	Для заправки автомобилей, использующих СПГ, на заводе устанавливается криоколонка. На использование СПГ может быть переведена и техника собственника завода, что обеспечит топливную экономию и особую экологическую эффективность производства
9	производство СПГ обладает высокой энергоемкостью и требует большого количества электрической энергии. Собственная автономная генерация позволяет разместить производство в удобном месте, получить существенную экономию, отказавшись от покупки энергии у сетевой компании. Автономное энергоснабжение существенно повышает надежность работы всего комплекса, что дает потребителям надежные поставки и уверенность в постоянном газоснабжении КПП и СПГ.

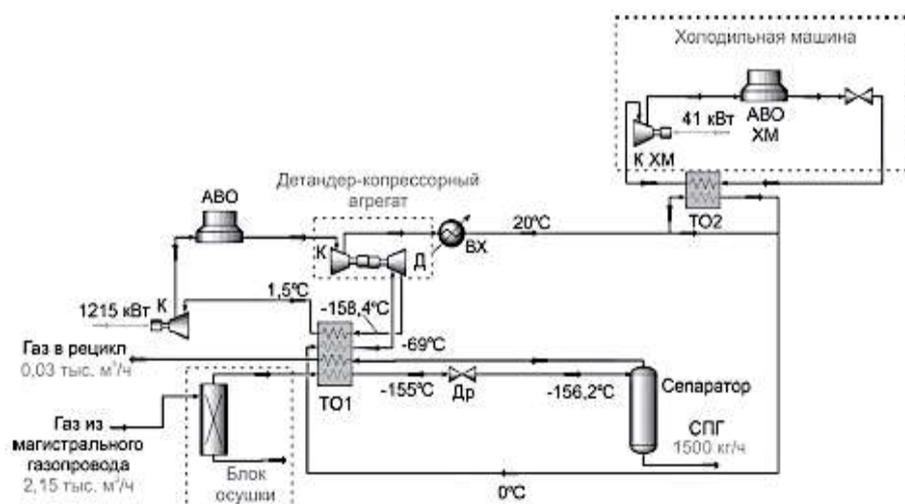
Источник: оценки Александра Климентьева

Типовая единичная производительность по дроссельно-эжекторному типу составляет 1,5 т/ч. Нарращивание мощности производства осуществляется путем добавления новых типовых производственных линий. При строительстве 6 линий мини-завод может выйти на мощность 9 тонн СПГ в час (более 72 тыс. т/год).

Азотный цикл (SIAD, Криогенмаш)

Природный газ, пройдя через блок очистки и осушки, с давлением 3,4 МПа проходит через ТО1, где охлаждается хладагентом (жидким азотом), после чего дросселируется и поступает в сепаратор, где от СПГ отделяется паровая фаза. Азот же, охладив поток природного газа в ТО1, ступенчато сжимается до 2 МПа, охлаждаясь после каждой ступени. После этого часть азота поступает в испаритель ТО2, где охлаждается в холодильной машине, затем потоки объединяются. Далее азот проходит через ТО1, где охлаждается и поступает в детандер, получаемая энергия в котором используется для сжатия на одной из ступеней. Из детандера жидкий азот поступает в теплообменник для охлаждения потока природного газа. Проект реализован в Пермском крае в конце 2014 года на заводе ООО «Газэнергосеть». Производительность завода – 1,5 т/час, капитальные затраты – 1,25 млрд. руб., коэффициент ожижения – 99%. Эти установки являются наиболее перспективными.

Рисунок 39. Технологическая схема азотного цикла (Канюсята)

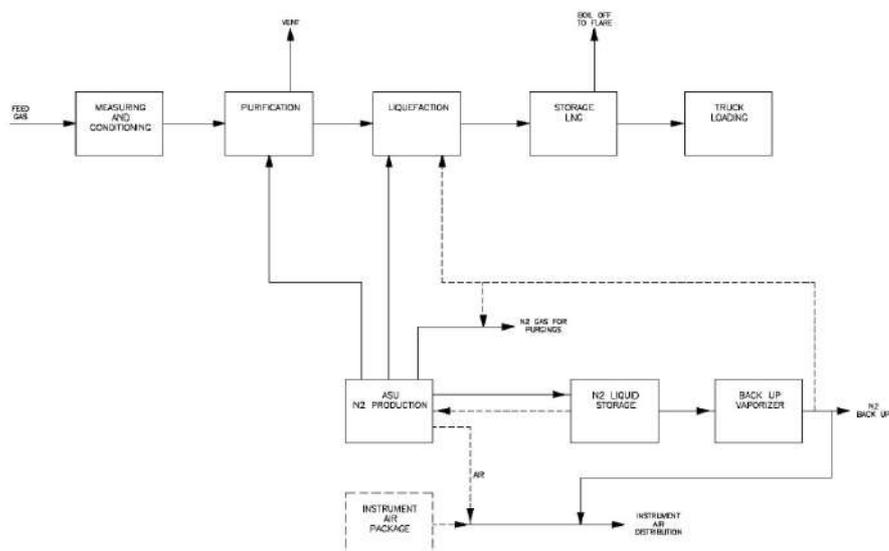


Источник: Мещерин И.В., «Российские малотоннажные производства по сжижению природного газа» // Химические технологии и продукты, Москва, 2016, www.neftegazohimiya.ru

Технология SIAD MACCHINE IMPIANTI представлена для установок производительностью 1,5 и 8 т/час для ожижения природного газа, поступающего из газораспределительной сети. Природный газ сжижается в процессе циркуляции азота с использованием циркуляционного компрессора и двух турбин/дожимных компрессоров.

Предварительная очистка сырьевого газа для удаления компонентов, застывающих при криогенных температурах, предусматривается для очистки воды, двуокиси углерода и тяжелых углеводородов. После прохождения через блок очистки природный газ подается на блок ожижения.

Рисунок 40. Схема Lingo-LP и описание основных технологических блоков



Источник: SIAD

Комплектация холодного блока включает все оборудование, необходимое для ожижения природного газа в замкнутом контуре циркуляции азота при криогенной температуре, где азот используется в качестве хладагента.

Поток азота сжимается в циркуляционном компрессоре до среднего давления. Нагнетаемый поток из циркуляционного компрессора дополнительно сжимается в двух дожимных компрессорах, которые приводятся в действие двумя турбинами. Кожухотрубный концевой холодильник удаляет остаточное тепло от процесса сжатия ниже нагнетания каждого компрессора. Азот высокого давления, выходящий из дожимного компрессора, направляется на теплообменник ожижителя.

Азот высокого давления и природный газ охлаждаются за счет контакта с обратными потоками азота, выходящего из турбины. Азот высокого давления извлекается из цикла до достижения холодной стороны теплообменника ожижителя и расширяется в турбине.

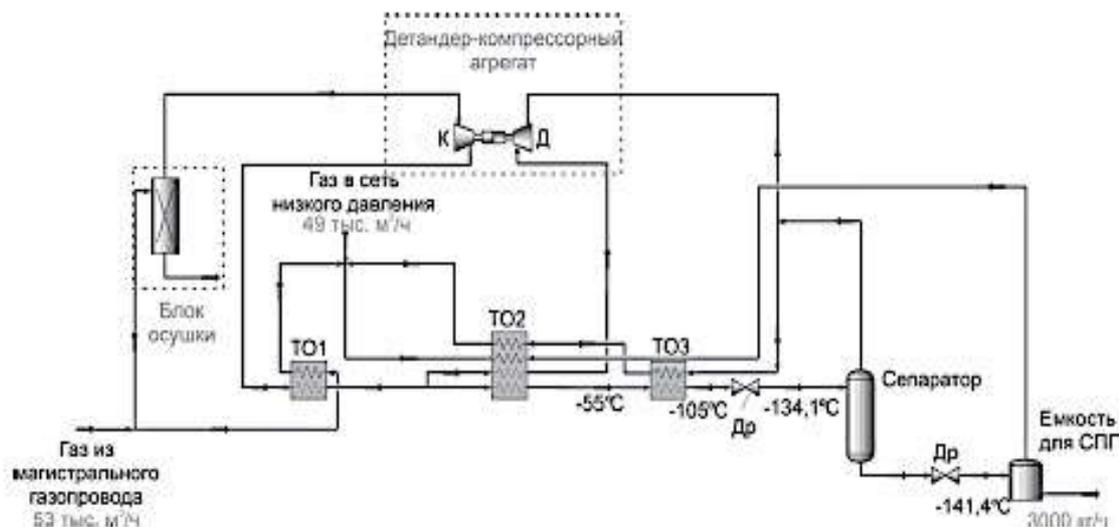
Холодный газ, выходящий из турбины, нагревается в теплообменнике ожижителя и возвращается на всасывание циркуляционного компрессора для повторения цикла.

Дроссельно-детандерный цикл

Природный газ высокого давления, поступающий из ГРС, разделяют на два потока. Первый поток пропускают на блок очистки и осушки, второй служит для утилизации тепла от агрегатов комплекса. Осушенный и очищенный газ подвергают сжатию с помощью компрессора, который приводится в действие крутящим моментом, полученным в турбодетандере. Связанные единым валом и размещенные в одном корпусе, компрессор и

детандер образуют детандер-компрессорный агрегат. Далее сжатый газ охлаждают в ТО1, нагревая газ линии утилизации тепла. После ТО1 газ разделяют на две линии: технологический поток (для выработки холода) и производственный поток (для сжижения природного газа). Технологический поток через ТО2 направляется в детандер, приводит во вращение турбину детандера. Далее холодный поток с выхода детандера добавляют в обратный поток паров из сепаратора.

Рисунок 41. Технологическая схема ожижения дроссельно-детандерного цикла (ГРС-4 Екатеринбург)



Источник: Мещерин И.В., «Российские малотоннажные производства по сжижению природного газа» // Химические технологии и продукты, Москва, 2016, www.neftegazohimiya.ru

Полученную смесь подают противотоком в основной теплообменник ТО2 для охлаждения производственного потока. Очищенный производственный поток пропускают через теплообменники, где сжатый газ охлаждается обратным потоком несжиженной части газа производственного потока из сепаратора, смешанного с холодным потоком из детандера. Затем производственный поток пропускают через дроссель, после которого продукт попадает в емкость в виде парожидкостной смеси. Здесь СПГ отделяют от холодных паров, которые сбрасывают через теплообменники в распределительный трубопровод. Основным недостатком данной схемы является расположение детандера в прямом потоке газа, что влечет за собой ограничение по степени ожижения. Данный комплекс производства СПГ функционирует на ГРС-4 г. Екатеринбурга. Производительность завода – 3 т/час, капитальные затраты – 330 млн. руб., коэффициент ожижения – 11%.

Компания Simens предлагает на основе детандерного цикла два варианта установок по ожижению газа: для сырьевого газа низкого и высокого давления.

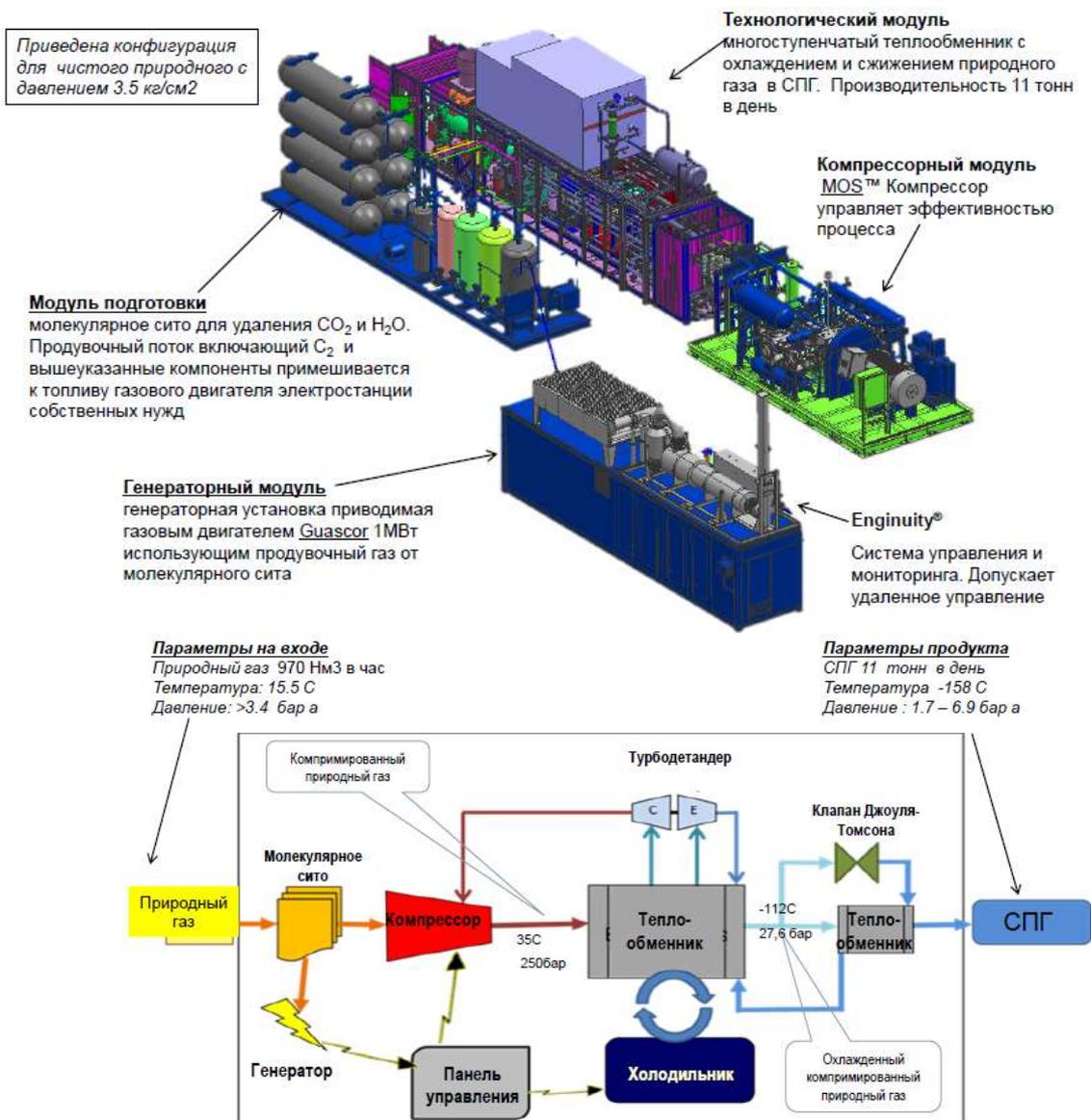
- LNGo-LP: 11 тонн (7,000 галлонов) в сутки (низкое давление)

- LNGo-HP: 48 тонн в день (30,000 галлонов) в сутки (высокое давление)

Оба варианта представляют собой блочную конструкцию с малой площадью размещения, что позволяет осуществлять релокацию производства. Применяются выверенные технологии от Dresser-Rand, Siemens, имеющие индустриально проверенные решения. Сырьевой газ используется в качестве топлива, хладагента и продукта.

В состав установки входит электростанция собственного назначения, предназначенная для обеспечения установки собственными решениями. Наличие некоторых сборочных узлов для LNGo-LP на складе обеспечивает быстрые сроки строительства.

Рисунок 42. Схема LNGo-LP и описание основных технологических блоков



Источник: Siemens

Всего построено и эксплуатируется 9 установок LNGo в США и

Канаде.

Таблица 23. Сравнение циклов высокого и низкого давления LNGo

		LNGo-LP	LNGo-HP
Условия на входе			
Давление	Фунтов/дюйм ² (изб.)	35 - 50	615-1 200
	Бар (изб.)	2,4 - 3,4	42,4-82,7
Поток газа	Млн ст. фут ³ /час	0,781	2.500
	нм ³ /ч	970	3 104
Параметры производства			
Производительность	Галлонов / день	7 000	30 000
	Литров / день	26 498	113 562
	Тонн / день	11	48
Параметры продукта			
Давление	Фунтов/дюйм ² (абс)	≈30	≈30
	Бар (абс.)	2,07	2,07
Температура	°F	-253	-253
	°C	-158	-158
Энергоснабжение			
Энергопотребление	Лошадиных сил	≈1 341,02	≈2 682,044
	кВт	≈1 000	≈2 000
Источник электроснабжения	Сеть	По умолчанию	По умолчанию
	Электростанция собственных нужд	Опционально	Опционально

Источник: Siemens

Сравнительный анализ циклов ожижения и рекомендации

Производство сжиженного природного газа (СПГ) основано на изменении агрегатного состояния природного газа и переходе из газа в жидкость, что приводит к значительному (примерно в 600 раз) уменьшению занимаемого этим газом объема.

Производительность крупнотоннажных заводов СПГ может достигать десятков миллионов тонн в год. Капитальные вложения в подобные проекты превышают десятки миллиардов долларов. Для обеспечения крупных заводов производства СПГ необходимы поставки газа в больших объемах. Как правило, подобные производства размещаются на побережье и используют газ месторождений, расположенных на шельфе или на побережье.

Проекты малотоннажного производства значительно менее требовательны к объектам инфраструктуры, а оборудование для производства СПГ может быть доставлено практически в любое место. Капитальные вложения в малотоннажное производство СПГ в абсолютном выражении значительно меньше, чем для крупнотоннажного завода. Строительство малотоннажной установки на Сахалине в условиях greenfield показало более низкие значение удельных капитальных затрат: 1000 долл./т установленной мощности СПГ в год, по сравнению с 1500 долл./т СПГ в год для типичного крупнотоннажного завода. Аналогичная установка в Якутии на условиях brownfield была построена с удельными капитальными затратами около 600 \$/тонна. Кроме того, срок строительства малотоннажного завода составляет от одного до трех лет, в то время как средний срок строительства для крупнотоннажных заводов составляет пять лет.

Важнейшим показателем термодинамического совершенства цикла является величина удельного энергопотребления. От нее напрямую зависят расходуемая и установленная мощность компрессорного оборудования, масса и габариты теплообменных аппаратов, а, следовательно, капиталовложения и эксплуатационные затраты в эти установки.

В современных установках сжижения природного газа применяются технологические схемы, основанные на следующих основных циклах:

- холодильные циклы с дросселированием различных модификаций
- детандерные холодильные циклы
- каскадные холодильные циклы с чистыми хладагентами (классические каскадные циклы)
- однопоточные каскадные циклы с хладагентом, представляющим собой многокомпонентную смесь углеводородов и азота.

Часто в схемах сжижения используются различные комбинации, включающие элементы перечисленных выше циклов.

Дроссельно-эжекторный цикл отличается простотой и надежностью, большинство оборудования может производиться в России.

Строительство на площадке мини заводов по производству СПГ АГНКС и криоАЗС позволяет создавать инфраструктуру, которая обеспечит использование газа в качестве ГМТ. При этом потребитель мог бы получать природный газ в наиболее удобном для себя виде:

- компримированный природный газ (КППГ);
- СПГ для заправки автотранспорта;
- СПГ для отгрузки в транспортные цистерны и доставки его на энергетические объекты для последующего использования в качестве энергоносителя и для коммунально-бытового потребления.

Обобщенные данные по заводам мини-СПГ, построенных в последние годы, приведены в Таблица 24.

Таблица 24. Основные параметры мини-заводов производства СПГ, используемых в России

Цикл сжижения	Владелец месторасположение	Год начала производства	Производитель ность, тыс. т/год (т/ч)	Коэффициент ожижения	Величина удельных энергозатрат, кВт ч/кг СПГ	CAPEX, млн ₽	Удельные капитальные затраты, ₽/т
Цикл полного сжижения внутреннего охлаждения высокого давления простого дросселирования с эжекторами с предварительным охлаждением до -75 °С	ООО «ГИК», Южно-Сахалинск	2018	12,7 (1,5)	100 %	0,7	850	67 000
Цикл полного сжижения внутреннего охлаждения высокого давления простого дросселирования с эжекторами с предварительным охлаждением до -75 °С	ООО «СПГ», Якутск	2016	8 (1)	100 %	0,8	300	37 500
Цикл полного сжижения с внешним азотным охлаждением на базе цикла с двумя и более детандерами, 1,5 т/ч	ООО «Газэнергосеть» Канюсята, Пермский край	2014	12,7 (1,5)	100 %	0,84	1250	98 500
Цикл частичного сжижения внутреннего охлаждения высокого давления простого дросселирования с предварительным охлаждением	ООО «Криогаз», Псков Калининград	2016	24 (2 x 1,5)	48 %	0,87	670	28 000
Цикл полного сжижения с внешним холодильным циклом с МКРТ и предварительным пропановым охлаждением	ООО «Криогаз», порт Высоцк	2018	660 (82,5)	100 %	> 0,3	50 000	75 800
Цикл частичного сжижения среднего давления с детандером на ГРС	ООО «Газпромтрансгаз Екатеринбург», Екатеринбург	2013	24 (3)	10 %	0,0	330	13 750
Цикл полного сжижения на смешанном хладагенте	ООО «Сибирь-Энергия», Новокузнецк	2017	12,7 (1,5)	100 %	н/д	1 000	78 740

Источник: оценки Александра Климентьева на основании данных ООО «Газпром ВНИИГАЗ», открытых источников

Таблица 25. Сравнение предложений малотоннажных СПГ-установок (по состоянию на октябрь 2017 года)

	Поставщик 1		Поставщик 2		Поставщик 3 - 1,5 т/ч			Поставщик 4		Поставщик 5
	1,85 т/ч	0,5 т/ч	1,5 т/ч	5 т/ч	1-ая очередь	2-ая очередь	1+2 очередь	1.5 т/ч	5 т/ч	
Производительность, @95 %										
т/ч	1,85	0,46	1,20	5,00	1,50	1,50	3,00	1,50	5,00	1,52
т/сут	44,50	11,10	28,80	120,00	36,00	36,00	72,00	36,00	120,00	36,48
т/год	14 908	3 719	9 648	40 200	12 060	12 060	24 120	12 060	40 200	12 221
Входное давление										
бар, мин	42,4	2,4	4	3	6	6	6			
Потребление сырьевого газа,										
м ³ /ч	2 950	885	1 610	6 758	2 500	2 500	5 000	2006	6687	2 013
м ³ /сут	70 792	21 238	38 640	162 192	60 000	60 000	120 000	48 144	160 488	
млн м ³ /год	24	7	13	54	20	20	40	16	54	
Норматив работы, сут										
сут	335	335	335	335	335	335	335	335	335	335
час в год	8040	8040	8040	8040	8040	8040	8040	8040	8040	8040
Параметры продукта										
температура	-158	-158	-152	-158	-158	-158	-158	-146	-146	-142
давление, бар	2,07	2,07	18,5	4	6	6	6	5-8	5-8	3
Склад хранения										
количество			2	12	да	да	да			
давление работы, бар			4	10	уточ.	уточ.	уточ.			
емкость геометрическая, м ³			160	850	200	200	400			
максимальное давление, бар			10	10	уточ.	уточ.	уточ.			
расположение			вертикальная							
пост отгрузки производительность насоса, т/ч			12,6	12,6	да	да	да			
Стоимость оборудования										
млн Euro			3,7	12,2				14,5	27,1	
млн \$	13,5	6			7,2	5,4	12,6			
млн Р	783	348	254	830	418	313	731	983	1846	
Стоимость СМР (60 % от стоимости оборудования)										
млн Euro			2,2	7,3						
млн \$	8,1	3,6			4,4	0,8	5,2			
млн Р	470	209	152	498	255,2	46,4	301,6			

	Поставщик 1		Поставщик 2		Поставщик 3 - 1,5 т/ч			Поставщик 4		Поставщик 5
	1,85 т/ч	0,5 т/ч	1,5 т/ч	5 т/ч	1-ая очередь	2-ая очередь	1+2 очередь	1.5 т/ч	5 т/ч	
ВСЕГО CAPEX, млн ₽	1 253	557	406	1 328	673	360	1 032	983	1 846	
<i>удельные капитальные затраты ₽/т</i>	<i>84 038</i>	<i>149 738</i>	<i>42 081</i>	<i>33 023</i>	<i>55 788</i>	<i>29 818</i>	<i>42 803</i>	<i>81 524</i>	<i>45 913</i>	
Стоимость обслуживания										
среднее годовое обслуживание, тыс.\$	324,4	193,9	119,4	390,5	232	124	356	289,2	636	16,8
удельная стоимость обслуживания, \$/кг	0,022	0,052	0,012	0,010	0,019	0,010	0,015	0,024	0,016	0,001
Установленная мощность, кВт	1415	867	963	3755	1700	1700	3400	1770	5600	
Расходы на энергопотребление										
потребляемая энергия, кВт ч/кг	0,80	1,97	0,80	0,75	1,13	1,13	1,13	1,18	1,12	0,63
стоимость, \$/кВт ч	0,085	0,085	0,085	0,085	0,085	0,085	0,085	0,085	0,085	0,085
OPEX @ 95 %, \$/кг	0,068	0,167	0,068	0,064	0,096	0,096	0,096	0,100	0,095	0,054
O&M + энергия, \$/кг	0,090	0,220	0,081	0,074	0,116	0,107	0,111	0,124	0,111	0,055
O&M + энергия ₽/кг	5,22	12,73	4,67	4,27	6,70	6,18	6,44	7,21	6,44	3,20
Сроки поставки, 89есс.	12	6	13	16	18	18	24			

Источник: оценки Александра Климентьева на основании данных поставщиков

Технологии транспортировки, хранения и распределения СПГ

Доставка сжиженного природного газа осуществляется с использованием криогенных резервуаров, которые поддерживают низкую температуру СПГ во время транспортировки. Поставка осуществляется автомобильным, водным и железнодорожным транспортом. Криогенные резервуары для перевозки СПГ могут быть в виде полуприцепа на шасси или в виде танк-контейнера. Крупные партии СПГ транспортируются на специальных судах-газовозах. Криогенные емкости предназначены для транспортировки газа с завода и слив СПГ в емкость потребителя для последующего хранения и использования.

Автомобильный транспорт

Поставка СПГ осуществляется в специализированных сосудах. Российские и зарубежные производители предлагают проверенные решения для транспортировки СПГ автомобильным транспортом объемом от нескольких десятков литров, достаточных для газоснабжения частного домохозяйства, до криоцистерн емкостью 50 м³ СПГ.

Рисунок 43. Автомобильные полуприцепы для перевозки СПГ



	СПГ ППЦТ-60	ППЦТ-50	ППЦТ-48
Соответствие нормам весового контроля	нет	соответствует нормам дорог I и II категории	
Возможность установки насоса и счетчика		нет	да
Рабочая среда	СПГ	СПГ	СПГ
Вместимость геометрическая, м ³	60	49,25	48,00
Вместимость полезная, м ³	54	44,32	43,20
Давление рабочее, Мпа	0,7	0,7	0,7
Давление расчетное, Мпа	0,78	0,78	0,78
Давление в вакуумной полости, Па	0,1	0,1	0,1
Тип изоляции	экранно-вакуумная	экранно-вакуумная	экранно-вакуумная
Время бездренажного хранения, дней	13	13	13
Минимальная температура стенки сосуда, °С	- 162	- 162	- 162
Температура рабочая, °С	от -40 до +45	от -40 до +45	от -40 до +45
Масса снаряженная полуприцеп-цистерны, кг, не более	27 610	15 000	14 520 / 15 000
Масса транспортируемого газа, кг, не более	22 680	18 600	18 144
Масса полная полуприцеп-цистерны, кг, не более	40 290	33 600	32 664 / 33 600
Нагрузка на седельно-сцепное устройство тягача, кг, не более	11 800	11 100	11 100
Нагрузка на дорогу, передаваемая тележкой	28 490	22 500	21 564 / 22 500

полуприцепа, кг, не более			
Высота седельно-сцепного устройства, мм	1 150 - 1 350	1 150 - 1 350	1 150 - 1 350
Количество осей/колес + запасное колесо	3/12 + 1	3/6 + 1	3/6 + 1
Расстояние между осями, мм	1 360	1 360	1 360
Габаритные размеры, мм, не более			
- длина	17 200	12 500	12 500
- ширина	2 520	2 520	2 520
- высота	3 990	3 990	3 990
Расстояние от шкворня до опорного устройства п/п, не менее, мм	2 400	2 400	2 400
Срок службы сосуда, лет	20	20	20

Источник: GT7

В России имеется несколько производителей автомобильных цистерн для перевозки СПГ. Точной статистики количества цистерн и кто может оказывать услуги по транспортировке СПГ нет. По данным компаний и по данным, представленным в проекте программы развития газомоторного топлива в России, указано наличие 28 единиц мобильных криоАЗС, что можно идентифицировать, как полуприцепы с узлами учета и криогенными насосами.

Таблица 26. Общий парк автомобильных цистерн для СПГ

Эксплуатант	Производитель	Количество
НОВАТЭК	Chart	2
н/д	Криогенмаш	2
Криогаз	Криогенмаш	5-6
ООО «Сибирь-Энергия»	СИМС	3
Прочие	н/д	15
Итого		28
Целевое количество 2020 года		119

Источник: оценки Александра Климентьева

По действующей редакции программы по стимулированию производства оборудования, предназначенного для производства, хранения и использования газомоторного топлива, в Российской Федерации, разработанной во исполнение пункта 3.1 комплексного плана мероприятий по расширению использования природного газа в качестве моторного топлива от 14 ноября 2013 года № 6819п-П9, флот криоавтоцистерн в 2020 году должен достичь 119 единиц.

Транспортировка СПГ в танк-контейнерах

Танк-контейнеры могут перевозиться на автомобилях и на железнодорожных платформах, сухогрузах, возможно накопление танк-контейнеров на специализированных площадках хранения. Погрузка и разгрузка танк-контейнеров с СПГ осуществляется при помощи подъемного крана или ричстакера. Танк-контейнер может выступать в качестве емкости хранения СПГ, из которой газ поставляется потребителю.

АО «Уралкриомаш» разработал контейнер-цистерны КЦМ-40/0,7 для хранения и транспортировки (автомобильным транспортом) сжиженного природного газа и этилена. В октябре 2016 года на

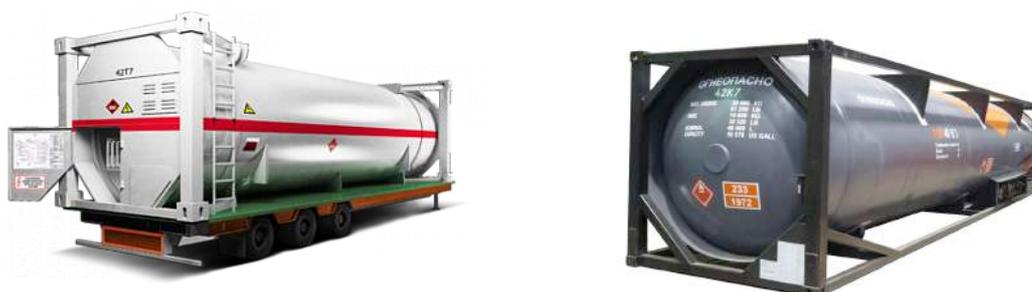
контейнер выдано свидетельство ФАУ «Российский Морской Регистр Судоходства», дающее право на серийное производство контейнеров-цистерн и допуск на транспортировку грузов в данном типе контейнера-цистерны автомобильным, железнодорожным и водным видами транспорта.

Контейнер-цистерна модели КЦМ-40/0,7 предназначен для приема, хранения, выдачи СПГ и служит, как тара для транспортировки автомобильным, железнодорожным и морским транспортом, обеспечивая при этом полную сохранность и кондиционность продукта.

КЦМ-40/0,7 состоит из криогенной емкости, закрепленной на торцевых рамах, криогенной запорной, предохранительной арматуры и КИП, размещенных в арматурном отсеке, и безопасного дренажного устройства.

Фланцы устройства слива-налива расположены в арматурном отсеке, который расположен в нижней части цилиндрической поверхности цистерны, что в свою очередь облегчает процесс слива-налива СПГ.

Рисунок 44. Танк-контейнер на полуприцепе и танк-контейнер



Источник: АО «Уралкриомаш» [59]

Танк-контейнера для перевозки СПГ являются изотермическими сосудами, обеспечивающие надежное и безопасное хранение СПГ без потерь. Танк-контейнера изготавливаются в России, возможно приобретение танк-контейнеров за рубежом.

Таблица 27. Технические характеристики цистерны-контейнера КЦМ-40/0,7

Типоразмер по ИСО	1АА
Тип по ООН	UN T75
Общая вместимость, м ³	40
Максимальная масса брутто, кг (не более)	30 480
Масса транспортируемого продукта, кг	14 280
Рабочее давление в цистерне, МПа	0,7
Габаритные размеры, мм	12192x2438x2591
Контрольное время удержания, суток (не менее)	54
Подъем, крепление контейнер-цистерны	с помощью фитингов
Допустимая масса при штабелировании, кг	192 000
Температурный диапазон эксплуатации, °С	От минус 40 до плюс 50
Температурный диапазон перевозимых продуктов, °С	От минус 161 до минус 103
Назначенный срок службы, лет	20

Источник: АО «Уралкриомаш» [59]

Кроме АО «Уралкриомаш» других национальных производителей вагонов-цистерн нет. Стоимость танк-контейнера производства АО «Уралкриомаш» составляет 7,5-8 млн рублей без НДС. Имеющиеся доступные данные позволяют оценить общее количество контейнеров-цистерн в России в 17 единиц.

Таблица 28. Общий парк контейнеров-цистерн в России

Эксплуатант	Производитель	Количество
ЖДЯ, Россия	китайское производство 20 фут	6
ЖДЯ, Россия	Уралкриомаш КТЦ-40	2+4 в заказе
н/д, поставки СПГ в Казахстан	Уралкриомаш КТЦ-35	2
н/д, поставки СПГ в Казахстан	Chart	1
Химическая компания, Россия	Chart	2
Итого		13 + 4 в заказе

Источники: оценки Александра Климентьева и ООО «ВОСТОКГАЗ»

Транспортировка железнодорожным транспортом

Железнодорожный вагон-цистерна модель 15-5106 для транспортировки сжиженного природного газа и этилена создана АО «Уралкриомаш». Модель в ноябре 2016 года получила сертификат Регистра сертификации на федеральном железнодорожном транспорте № ТС RU C-RU.ЖТ02.В.01104. о соответствии требованиям ТР ТС 001/2011 «О безопасности железнодорожного подвижного состава».

Таблица 29. Технические характеристики вагона-цистерны 15-5106 СПГ



Вместимость цистерны, м ³	65,4
Масса заливаемого продукта (т)	
Сжиженного природного газа/Этилена	23,56/31,66
Рабочее давление в сосуде, МПа	0,5
Температурный диапазон эксплуатации, °С	От минус 40 до плюс 50
Температурный диапазон перевозимых продуктов, °С	От минус 161 до минус 103
Время бездренажной транспортировки, сутки СПГ/Этилен	42/85
Вид теплоизоляции	волокнисто-вакуумная
Назначенный срок службы, лет	20

Источник: АО «Уралкриомаш»

Кроме АО «Уралкриомаш» других национальных производителей вагонов-цистерн нет. Стоимость вагона-цистерны производства АО «Уралкриомаш» составляет 15 млн ₽ без НДС.

Всего выпущено 6 цистерн, которые эксплуатируются компанией Сибур и используются для перевозки этилена.

Таблица 30. Общий парк вагонов-цистерн для СПГ

Эксплуатант	Производитель	Количество
Сибур, Россия	АО «Уралкриомаш»	6
Химическая компания, Россия	Chart	2
Итого		8

Источники: оценки Александра Климентьева и ООО «ВОСТОКГАЗ»

Транспортировка водным транспортом

Поставка СПГ водным транспортом может осуществляться в танк-контейнерах и специализированных судах-газовозах. Для этого необходимы возможности для погрузки портовым краном или краном на сухогрузе контейнера с берега на судно или при больших поставках СПГ загрузка специализированного судна-газовоза с берегового комплекса хранения и отгрузки СПГ.

Реализуемые российскими компаниями проекты малотоннажных газовозов предусматривают строительство небольших судов, прежде всего, для бункеровки. Тем не менее, они же могут быть использованы для поставки СПГ потребителю.

Типовой объем перевозки СПГ составляет 3000 – 7000 м³ СПГ. При этом суда имеют следующие параметры:

Таблица 31. Параметры газовозов, проектируемых для перевозки газа и бункеровки российскими компаниями

	Вариант 1 Газпромнефть марина бункер	Вариант 2 Онежская верфь	Вариант 3 СПГ Горская ОСК	Вариант 4 Костромская судоверфь	Вариант 5 ОАО «Северное ПКБ»
Объем СПГ, м ³	3000	3000-5000	7380	3500	3000
Емкости для хранения					
тип	С	н/д	А (мембрана GTT)	С	С
количество	2	н/д	4	1	
Дедвейт (море/река), т	2100	7000/4611 (RST22)	3140	2200	2100
Габариты судна, м					
- длина	97	139,95	140	79,9	109,5
- ширина	17	16,83	17,3	16,8	16
- осадка (море/река)	4,5	4,6/3,6	4	4,5	4,2
Двигательная установка					
- мощность		2x1200 кВт 230 кВт	2x1400 кВт 250 кВт	2x1100 кВт	3363
- тип		Wartsilla 6L32 + 2xWartsillf 4L20			
Крионасосы	2x200 м ³ /ч			2x400 м ³ /ч	

	Вариант 1 Газпромнефть марина бункер	Вариант 2 Онежская верфь	Вариант 3 СПГ Горская ОСК	Вариант 4 Костромская судоверфь	Вариант 5 ОАО «Северное ПКБ»
Скорость, узлов	13		12	13	13,5
Дальность плавания, миль		4000	5000	3000	3500
Ледовый класс	1В (КМ Ice3)	КМ Ice2	КМ Arc 4	Ice 3	
Экипаж		10	12		16

Источник: данные компании, оценки Александра Климентьева

Для поставки СПГ по рекам и каналам в России потребуется проектирование специальной серии газозовов, так, например, для газозова на Беломоро-Балтийском канале должен быть шириной менее 14,3 м и длиной до 135 м. Для обеспечения стабильной поставки СПГ потребителям на морских побережьях страны необходимы газозовы высокого ледового класса или ледокольная проводка.

Таблица 32. Перечень действующих малотоннажных судов СПГ и этанозов

Тип	Имя	Вместимость, м ³	Флаг	Год постройки	Владелец
LNG Bunkering	Seagas	170	Швеция	1974	Aga Gas AB
LNG/Eth/LPG	Kayoh Maru	1 517	Япония	1988	Daiichi Tanker Co.
LNG	Aman Bintulu	18 928	Малайзия	1993	MISC
LNG	Surya Aki	19 474	Багамы	1996	P.T. Humpuss
LNG	Aman Sendai	18 928	Малайзия	1997	MISC
LNG	Aman Hakata	18 800	Малайзия	1998	MISC
LNG	Troputra (Surya Satsuma)	23 096	Япония	2000	Mitsui O.S.K. Lines
LNG	Shinju Maru No. 1	2 513	Япония	2003	NS United K.K.
LNG	Pioneer Knutsen	1 100	Норвегия	2004	Knutsen OAS Shipping
LNG	North Pioneer	2 512		2005	Japan Liquid Gas
LNG	Sun Arrows	19 100	Багамы	2007	Mitsui O.S.K. Lines
LNG	Kakurei Maru	2 536	Япония	2008	Tsurumi Sunmarine
LNG	Shinju Maru No. 2	2 536	Япония	2008	NS United K.K.
LNG/Eth/LPG	Coral Methane	7 500	Нидерланды	2009	Anthony Veder
LPG/Eth	Norgas Pan	5 820		2009	
LPG/Eth	Norgas Cahinka	5 820		2009	
LPG/Eth	Norgas Camilla	5 820		2010	
LNG/Eth/LPG	Norgas Creation	10 030	Сингапур	2010	I.M. Skaugen
LNG/Eth/LPG	Norgas Innovation	10 030	Сингапур	2010	I.M. Skaugen
LNG	Akebono Maru	3 556	Япония	2011	NS United K.K.
LNG/Eth/LPG	Norgas Conception	10 030	Сингапур	2011	I.M. Skaugen
LNG/Eth/LPG	Norgas Invention	10 030	Сингапур	2011	I.M. Skaugen
LNG/Eth/LPG	Norgas Unikum	12 000	Сингапур	2011	Teekay Corporation
LNG/Eth/LPG	Bahrain Vision	12 022	Сингапур	2011	Teekay Corporation
LNG	Coral Energy	15 600	Нидерланды	2012	Anthony Veder
LNG	Kakuyu Maru	2 538	Япония	2013	Tsurumi Sunmarine
LNG/Eth/LPG	Coral Anthelia	6 500	Нидерланды	2013	Anthony Veder
LNG	Hai Yang Shi You 301	31 043		2015	Tsurumi Sunmarine
LNG	JS Ineos Ingenuity	27 566		2015	CNOOC
LNG	JS Ineos Insight	27 566		2015	Thome Shipmngt.
LNG	JS Ineos Intrepid	27 566		2015	Thome Shipmngt.
LNG	HuaXiang8	14 000		2016	Thome Shipmngt.
LNG	JS Ineos Innovation	27 566		2016	Zhejiang Huaxiang
LNG	JS Ineos Inspiration	27 566		2016	Evergas
LNG	Cardissa	6 500	Нидерланды	2017	Shell
LNG	Coralius	5 737	Нидерланды	2017	Anthony Veder
LNG	EngieZeebrugge	5 100		2017	NYK

LNG	JS Ineos Independence	27 566	2017	Evergas
LNG	JS Ineos Intuition	27 500	2017	Evergas
LNG	JS Ineos Invention	27 500	2017	Evergas
LNG	Coral Energy ICE	18 000	2018	Anthony Veder

Источник: ODENSE MARITIME TECHNOLOGY, GIIGNL 2017

Развитие рынка СПГ в Азии приводит к тому, что большое количество газозов малой емкости строятся для операций на побережье Китая и Южной Кореи.

Объем газозова до 12 тыс. м³ для транспортировки газа является широко распространенным при перевозке СПГ. Как правило, эти же суда могут использоваться для транспортировки этана, этилена и СУГ, что может повысить ликвидность таких судов и привлечь дополнительные инвестиции в индустрию.

В мире достаточно бурный рост количества малотоннажных газозов начался с 2009 года и отражает растущий интерес к развитию малотоннажного СПГ.

Таблица 33. Малотоннажные газозовы в стадии строительства

Номер	Собственник	Емкость, м ³	Поставка	Оператор	Тип емкости	Класс	Двигательная установка	Примечание
Samsung Heavy Industries (SHI), Geoje								
2233	Korea Line	7 500	2019	Kogas	KC-1	KRS	DFDE	побережье Южной Кореи
2234	Korea Line	7 500	2019	Kogas	KC-1	KRS	DFDE	побережье Южной Кореи
Hyundai Mipo Dockyard, Ulsan								
-	Bernhard Schulte	7 500	2018	Nauticor/SGD	Type C	LR	DFDE	бункеровка на Балтике
Hudong-Zhonghua Shipbuilding, Shanghai								
-	Total/MOL	18 600	2020	Total	GTT MkIII	-	TBC	бункеровщик
Ningbo Xinle Shipbuilding, Ningbo								
XL-157	PetroChina	30 000	2017	CNPC Kunlun	Type C	CCS	DFDE	побережье Китая
Cosco Dalian Shipyard, Dalian								
N588	Dalian Inteh	28 000	2017	CNPC Kunlun	Type C	CCS	DFDE	побережье Китая
Wison Offshore & Marine, Nantong								
-	VGS	n/a	2018	VGS	TBC	-	n/a	LNG FRU
China Merchant Heavy Industry, Nantong								
188	Landmark Capital	45 000	2018	Saga LNG Shipping	LNT A-Box	ABS	DFDE	побережье Китая
Keppel Singmarine, Nantong								
-	Stolt-Nielsen	7 500	2018	TBC	Type C	-	DFDE	прибрежная Европа
-	Stolt-Nielsen	7 500	2018	TBC	Type C	-	DFDE	прибрежная Европа

Двигательные установки

DFDE – битопливная дизель-электрическая;

ST – паровая турбина;

UST – турбина с перегретым паром;

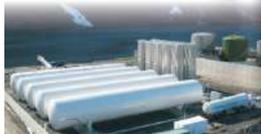
StaGE – паровая турбина и газовый двигатель;
 LSDF (HP) – битопливная с малыми оборотами (высокого давления);
 LSDF (LP) – битопливная с малыми оборотами (низкого давления)
 Источник: *LNG World Shipping | March/April 2018*

Береговые системы хранения

Береговые системы хранения могут быть трех типов по геометрической форме, в которых СПГ хранится либо под избыточным давлением (1-2) или под атмосферным давлением (3):

- цилиндрические С-тип, которые могут быть установлены горизонтально и вертикально;
- сферические;
- с плоским дном и наружной бетонной стенкой.

Таблица 34. Типы береговых систем хранения СПГ

			
С-тип до 1200 м ³	сферические 1 000-8 000 м ³	с плоским дном и наружной бетонной стенкой 15 000-160 000 м ³	

Источник: *Sofregaz*

Емкости типа С могут быть в вертикальном и горизонтальном исполнении. Хранилища газа может иметь функции перегрузки СПГ на криогенные автоцистерны для поставки береговым потребителям и бункеровки судов.

Таблица 35. Технологические операции с момента поставки газа с газозавода

Слив в хранилище	Хранилище СПГ	Отгрузка газа	Перегрузка на автоцистерну	Бункеровка
стендеры СПГ 	хранилища под атмосферным давлением одностенные двустенные 	отпарные газы, которые образуются при хранении, должны использоваться	жесткий трубопровод СПГ 	стендеры СПГ 
гибкие трубопроводы СПГ 	хранилища под давлением вертикальные  горизонтальные	локальные потребители	гибкие трубопроводы СПГ 	гибкие трубопроводы СПГ 

Слив в хранилище	Хранилище СПГ	Отгрузка газа	Перегрузка на автоцистерну	Бункеровка
	 сферические 			
беспричальные системы слива СПГ 		электростанция		
возможность прямой бункеровки STS (корабль-корабль)		электростанция		
Аспекты, которые надо принимать во внимание				
воздействие на окружающую среду	различные диапазоны капитальных затрат	давление газа и необходимость дополнительного компрессора	емкость цистерны / скорость залива	воздействие на окружающую среду
мощность насосов, скорость потока СПГ	общая емкость	непрерывность производства и тип испарителя	доступность автомобиля / условия дорожного движения / зона ожидания	мощность насосов, скорость потока СПГ
операционные условия	внешний вид	измерение расхода газа	гибкость в инвестициях	операционные условия (уровень моря)
продолжительность загрузки	сроки строительства, место сборки на площадке или на заводе, временной график	воздействие на окружающую среду	воздействие на окружающую среду	продолжительность загрузки (мобилизация кораблей)
давление			внешний вид	давление и управление отпарными газами
операционные затраты			подключение к цистерне (боковой, верхнее, заднее)	налоговый учет
			весовые ограничения	тип бака на судне мембранный С-тип
			налоговый учет	

Источник: Chart, Sofregaz, оценки Александра Климентьева

Плавающие хранилища газа

Плавающие хранилища газа (FSU), в т.ч. с регазификатором на борту (FSRU), являются одним из важнейших факторов развития рынка СПГ в мире. По состоянию на октябрь 2017 года эксплуатировалось 24 установки, на 15 единиц были размещены заказы, а заказы на новые плавающие хранилища в ближайшие 5 лет составят 30-50 единиц. Общая мощность плавучих установок достигла 83 млн т в

год. Как правило, эти установки являются мощными и имеют целью энергообеспечение крупных потребителей. Тем не менее в мире уже действуют 3 малотоннажных плавучих хранилища (Карибский регион, Индокитай) и 5 единиц находятся в стадии строительства.

В соответствии с отчетом World LNG Report-2017 от IGU, на FSRU приходится 18% от общего количества терминалов по регазификации и 11% мощности в 2016 году. FSRU являются наиболее простым способом для новых рынков получить доступ к СПГ (Литва 2014 год, Египет, Иордания, Пакистан 2015 год и ОАЭ в 2016 году). FSRU действуют в большинстве случаев на развивающихся рынках, которые требуют быстрой поставки СПГ до тех пор, пока не разовьется собственное производство или ВИЭ. FSRU требуют намного меньше времени для размещения, чем регазификационные мощности на берегу (около 18 месяцев для FSRU и около 5 лет для наземных мощностей).

Количество FSRU будет расти более высокими темпами, чем наземные мощности. Они могут быть как в собственности, так и в аренде у лица, которое хочет получить доступ к СПГ. Аренда FSRU существенно снижает общий размер капитальных затрат проекта. FSRU в сегменте малотоннажного СПГ являются катализатором роста новых сегментов рынка:

- благодаря малым размерам являются доступным для потребителя решением для энергообеспечения;
- могут быть объединены с генерацией электроэнергии
- основные игроки рынка стимулируют развитие спроса через инвестиции в сегменты инфраструктуры рынка.

Рисунок 45. FSRU Wison



Источник: Wison

Размещаются в течение 18 месяцев
Требуют минимальной инфраструктуры
Компактные размеры
Легко перемещается
Поставляет газ на побережье
Бункеровочный терминал

FSRU могут быть построены на основе переоборудованных старых судов, с ограниченной подвижностью, которые швартуются и действуют, как постоянный долгосрочный регазификационный терминал. Плавучие терминалы являются мобильными судами, которые могут контрактоваться на короткое время, использоваться как обычный СПГ газовоз.

Регазификационные мощности могут размещаться на одном судне с хранилищем газа, а также на отдельном судне. Подобный проект реализуется компанией Dreifa Energy в Юго-Восточной Азии.

Рисунок 46. FRU Dreifa Energy



Класс судна	1A OSV REGAS GAS FULLED
Мощности по регазификации, млн м ³	3 x 2,15
Давление поставки газа, bar	50 - 100
Двигательная установка	битопливная
Тип регазификации	регазификатор с подогретым гликолем, с теплообменом в морской воде - открытый цикл
Управление отпарными газами	нулевой выброс, система приема и управления отпарными газами
Специальная подготовка	увеличенный период технического обслуживания в доках, специальная обработка судна

Источник: Dreifa Energy

Примером использования малотоннажного FSRU является контракт Южной-Корейской компании Gas Entec на строительство FSRU емкостью 26 000 м³ для размещения на Бали в Индонезии, который будет частью проекта Venoa LNG [60].

Venoa LNG начал операции в апреле 2016 года. FSRU построено на основе четырех емкостей СПГ типа C. JSK планирует разместить заказ на еще один малотоннажный FSRU.

В свою очередь подрядчик энергетической компании Perusahaan Listrik Negara оценивает возможность заказа на FSRU емкостью 15 000 м³, который будет использоваться для поставки газа на битопливную электростанцию в Gorontalo на индонезийском острове Сулавеси.

Таблица 36. Основные функции FSRU

Основные функции	Дополнительные функции	Прочие услуги
безопасное деятельность хранение СПГ	поставка газа в сеть поставка топливного газа локальным потребителям	криоАЗС производство электроэнергии для порта и судов в порту
погрузка СПГ в береговое хранилище управление отпарными газами учет газа	заправка СПГ цистерн бункеровка судов заправка промежуточных хранилищ СПГ	захолаживание емкостей производство холода прочие нужды промышленных потребителей
швартовка газозовозов		

Источник: Sofregaz, оценки Александра Климентьева

Малотоннажные терминалы имеют те же компоненты, что и крупные терминалы (водоподготовка, азот, очистка воздуха, пожарная безопасность, система управления, склады запчастей). Дополнительные функции развиваются на основе рыночных исследований и рентабельности операций. При этом малотоннажные терминалы могут быть более сложными сооружениями из-за того, что несколько операций должны осуществляться параллельно, необходимо обеспечить операционную гибкость (большой диапазон поставки газа по давлению и расходу), принимать во внимание ограничения по пропускной способности порта (глубины, интенсивность судоходства), близкое расположение к общественным местам, которые должны быть учтены при оценке рисков.

Для решения системной задачи использования FSRU важно оценить емкость хранилищ для СПГ для каждого случая для унификации газозовозов, для оптимизации логистики поставки СПГ и строительства FSRU на основе типового оборудования.

КриоАЗС и комбинированные системы регазификации, в т.ч. мобильные

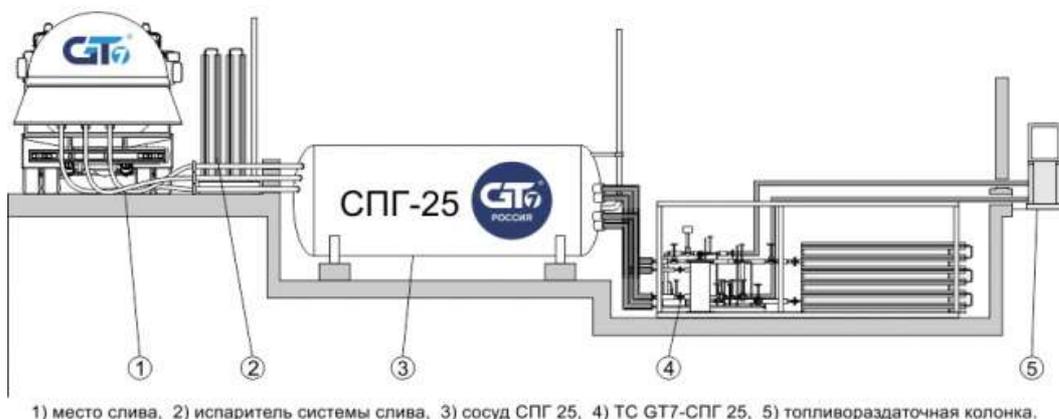
Для снабжения потребителя газом в области СПГ имеются небольшие по производительности системы, в т.ч. контейнерного исполнения, которые в течение короткого времени позволяют организовать пункт заправки СПГ или обеспечить газом объекты потребителя. Такие решения предлагают компании GT7 и Криогенмаш.

Технологическая система GT7-СПГ25 предназначена для приема, хранения и выдачи сжиженного природного газа потребителям на АЗС СПГ.

Технологическая система GT7-СПГ25 представляет собой готовый блок контейнерного типа, который изготовлен в заводских условиях и испытан на аттестованных испытательных стендах лаборатории НПО «Нефтегазовое машиностроение и специальное автомобилестроение». Все холодные технологические коммуникации технологической системы (за исключением линии сброса паров) являются двустенными с экранно-вакуумной изоляцией, обеспечивающей минимальные потери сжиженного газа при его выдаче и хранении. GT7-СПГ25 оснащена системами

контроля, автоматического регулирования, автоматизированного управления противоаварийной защиты, связи и оповещения об аварийных ситуациях.

Рисунок 47. Схема криоАЗС с системой хранения 10 тонн СПГ



Источник: GT7

Базовая комплектация криоАЗС имеет стоимость около 11 млн рублей. На криоАЗС может устанавливаться оборудование для заправки автомобилей компримированным природным газом.

При оснащении автомобильной транспортной цистерны соответствующим узлом учета и криогенным насосом она может выполнять функции передвижного заправщика СПГ для автомобильного транспорта.

СПГ позволяет обеспечить энергией потребителя с практически любым потреблением газом.

Малые системы хранения СПГ и регазификации могут быть развернуты в короткие сроки и требуют ограниченных работ по подготовке площадки. Цена системы, вмещающей 10 тонн СПГ, составляет около 6,3 млн рублей.

Рисунок 48. Система хранения и регазификации СПГ РНГ-30 малой мощности



Источник: GT7

Стационарные СПГ резервуары эксплуатируются в составе систем:

- сжижения природного газа и других промышленных газов;
- хранилищ СПГ и иных криогенных газов; - резервуаров хранения и выдачи СПГ в составе АЗС СПГ;
- систем автономного и резервного теплоэнергообеспечения с использованием СПГ;

Достаточно редко можно обнаружить сухопутные мобильные решения по газоснабжению потребителей. Например, мобильный пункт по регазификации СПГ предназначен для решения оперативных или аварийных задач газоснабжения жилых или производственных объектов. Выполнен на раме или в корпусе стандартного 40-футового контейнера и может транспортироваться любым ТС-контейнеровозом. В состав входит:

- устройство слива СПГ;
- горизонтально расположенная емкость хранения СПГ, объем 16м³ (9120 нм³ природного газа);
- атмосферный испаритель производительностью до 300 — 500 нм³/час;
- блок газорегулирующий.

Рисунок 49. Мобильная система хранения и регазификации



Источник: Ros Roca, INDOX

Плавающие электростанции

Еще в 1960-х годах в СССР был разработан проект строительства первых плавающих газотурбинных электростанций (ПЛЭС) типа «Северное сияние». ПЛЭС «Северное сияние» — серия советских передвижных тепловых электростанций проекта 1527, установленных на буксируемых плавающих средствах для

обеспечения электрической и тепловой энергией в виде пара или горячей воды промышленных труднодоступных районов севера и востока СССР. ПЛЭС доставлялась к месту базирования по водным путям, что позволяло обеспечить их быстрое подключение к потребителям.

Разработчиком совершенно проекта ПЛЭС стало КБ НПП «Машпроект». В 1969 году на Тюменском судостроительном заводе была спущена первая плавающая генераторная электростанция на основе газотурбинной силовой установки, состоявшей из двух газотурбогенераторов. На ПЛЭС «Северное сияние» — 1, 2 и 3 были установлены два газотурбинных двигателя ГТГ-1 по 10000 кВт. На все последующие устанавливались по 12000 кВт. Газотурбинные агрегаты могут работать на дизельном, моторном, а также газообразном топливе. Всего было построено шесть ПЛЭС типа «Северное сияние». Последняя из них, «Северное сияние-6», была построена в 1983 году.

Таблица 37. Построенные ПЛЭС «Северное сияние»

Название ПЛЭС	Дата постройки	Место установки	Современное состояние
«Северное сияние-1»	июнь 1969	Зелёный Мыс	в 2005 г. выведена из эксплуатации
«Северное сияние-2»	июнь 1971	Печора	не эксплуатируется, как минимум с 2013 г. на стоянке во Владивостоке
«Северное сияние-3»	5 июля 1973	Эльдикан	с 2008 г. на ремонте в Жатае, частично разукomплектована; является предметом спора в суде [61]
«Северное сияние-4»	1975	Мыс Шмидта	в 1999 г. перемещена в Надым [62]
«Северное сияние-5»	1978	Надым	н.д.
«Северное сияние-6»	1983	Надым	предположительно сгорела в 2011 г.

Источник: данные авторов

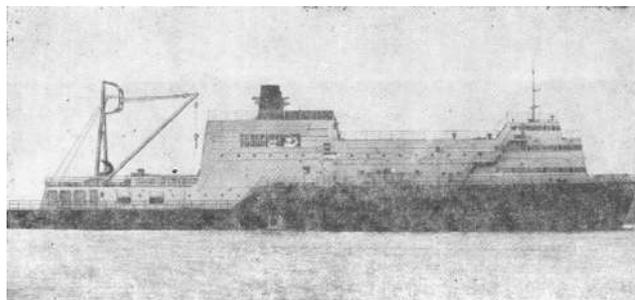
ПЛЭС являлось однопалубной тентовой несамоходной плавучей электростанцией с размещением энергетической установки в корпусе на втором дне, с развитой производственной и жилой надстройкой.

Предназначалось для энергоснабжения северо-восточных промышленных районов страны.

Судно проектировалось с учетом условий проводки Северным морским путем.

До введения в строй в 2011 году плавучей электростанции с двухтопливными двигателями Wartsila DF в Доминиканской республике они оставались фактически единственными двухтопливными плавучими электростанциями в мире.

Рисунок 50. ПЛЭС «Северное сияние – 4»



Источник: fleetfoto.ru

ПЛЭС являлось однопалубной тентовой несамоходной плавучей электростанцией с размещением энергетической установки в корпусе на втором дне, с развитой производственной и жилой надстройкой.

Таблица 38. Параметры ПЛЭС «Северное сияние»

Класс морского регистра	К(*)ЛЗ III плавучая электростанция
Экипаж, чел	26
Длина наибольшая	74,8 м
Длина расчетная	72,0 м
Ширина наибольшая	16,78 м
Ширина расчетная	16,3 м
Высота борта	3,7 м
Габаритная высота (от основной до несъемных частей)	15,9 м
Водоизмещение порожнем	1472 т
при этом	
осадка средняя	1,43 м
осадка носом	1,44 м
осадка кормой	1,43 м
Водоизмещение в рабочем состоянии	2165 т
при этом	
осадка средняя	2,07 м
осадка носом	2,08 м
осадка кормой	2,06 м
Количество и мощность главной энергетической установки, кВт	2×12000
Утилизационный котлоагрегат, кг/час	2×18.0
Тип вспомогательной энергетической установки	дизель-генератор
Количество и мощность вспомогательной энергетической установки, кВт	2×320
Котлоагрегат, кг/час	2×6.0
Электростанция, напряжение, кВ	
– главная:	6.3
– вспомогательная:	0.4

Источник: Филиал РГАНТД. Ф.Р-50. Оп. 2-2. Д. 431. Л. 13 [63]

ПЛЭС доставлялась к месту базирования по водным путям, что позволяло обеспечить их быстрое подключение к потребителям. Судно проектировалось с учетом условий проводки Северным морским путем.

Рисунок 51. Схема маршрута проводки перегона ПЛЭС «Северное сияние» в 1967 году



Источник: Филиал РАНТД. Ф.Р-50. Оп. 2-2. Д. 431. Л. 13 [63]

В 2011 году КБ «Вымпел» представило проекты универсальной плавучей газотурбинной станции мощностью 20 МВт и мобильной станции на воздушной подушке.

Плавучая электростанция ориентирована на энергоснабжения труднодоступных районов Севера, Северо-Востока и Дальнего Востока России. Она может базироваться в защищенных морских бухтах, а также в бассейнах рек, глубины которых позволяют произвести проводку ПЭС до места эксплуатации.

Таблица 39. Проекты ПЛЭС КБ «Вымпел»

Основные параметры ПЛЭС		Отличительные особенности	Варианты эксплуатации
Электрическая мощность, МВт	2 x 10	газотурбинные двигатели приспособлены для работы на дизельном топливе и природном газе; станция имеет собственную установку, позволяющую принимать газ непосредственно с газовых месторождений и подготавливать его для использования в качестве топлива газотурбинных двигателей; станция имеет собственный запас дизельного топлива для обеспечения автономной работы в течение 6 суток.	электростанция работает на собственном запасе дизельного топлива. Пополнение запасов топлива осуществляется судами-снабженцами раз в пять суток; электростанция работает на дизельном топливе, получая его из берегового резервуарного парка; электростанция работает на природном газе, принимая его непосредственно с газового месторождения или с хранилища СПГ.
Длина, м	71,6		
Ширина, м	12,6		
Высота борта, м	4,8		
Осадка, м	3,0		
Автономность по запасам топлива, сут.	6		
Экипаж, чел.	8	газотурбинные двигатели приспособлены для работы на дизельном топливе и подготовленном природном газе; возможен вариант электростанции, оснащенной оборудованием для самостоятельной подготовки газа, принимаемого с месторождения; для обеспечения энергией собственных воздушных нагнетателей в режиме перехода имеется необходимый запас дизельного топлива.	Электростанция может быть доставлена практически в любой пункт по морю, по судоходным внутренним водным путям, по предельному мелководью и заболоченным участкам и даже по суше по предварительно подготовленной трассе. По прибытии на место базирования станция, после подачи топлива, может сразу же приступить к выработке электроэнергии.
Электрическая мощность, МВт	2 x 6		
Длина, м	32,0		
Ширина, м	20,0		
Высота борта, м	2,7		
Осадка, м	3,0		
Запас топлива, т	80		
Экипаж, чел.	8		

Источник: КБ «Вымпел»

Другим примером плавучей электростанции, которая совмещена с

плавучим хранилищем СПГ, является проект, разработанный компанией Technolog, имеющей партнерские отношения с Костромской судовой верфью.

Таблица 40. Проект компании Technolog

	Величина
Длина, м	70,9
Ширина, м	12,5
Высота, м	2,5
Осадка, м	1,15
Скорость, км/ч	12,5
Энергоблок	4x1840 кВт
Количество и размер	8x40 ft
Грузовместимость СПГ, т	120

Источник: Technolog

Вопросы качества СПГ

Основные параметры, характеризующие качество газа, в т.ч. СПГ:

- теплотворная способность – энергетическая ценность;
- содержание регулируемых примесей (CO₂, силоксаны, сероводород);
- число Воббе;
- метановое число.

Национальные стандарты несколько отличаются в зависимости от страны. Требования к качеству СПГ в разных странах определяются давно сложившимися условиями эксплуатации национальных газовых сетей и настройкой горелок у потребителей газа. Теплотворная способность СПГ, импортированного из разных источников, может быть различной. Это может привести к финансовым потерям поставщиков и претензиям к качеству газа со стороны потребителей. Поскольку СПГ обладает различными свойствами (в том числе и разной теплотой сгорания), то большое значение имеет взаимозаменяемость СПГ и трубопроводного природного газа. По определению ISO (европейский стандарт EN 12838:2000), взаимозаменяемость природного газа (мера качества СПГ) - близкая теплотворная способность трубопроводного газа и газа, получаемого при регазификации СПГ. Газы являются взаимозаменяемыми, когда их можно применять при тех же условиях сгорания, не перенастраивая принятые параметры газовой горелки. По теплотворной способности газораспределительные сети делятся на три основные группы:

- Азия - теплотворная способность свыше 43 млн Дж/м³;
- Великобритания и США - теплотворная способность менее 42 млн Дж/м³;

- Континентальная Европа, где диапазон теплотворной способности около 39-46 млн Дж/м³.

Чтобы установить стандарт, напрямую связанный с эффективностью газовой горелки, необходима корректировка теплотворной способности газа с поправкой на его относительную плотность. Индекс Воббе оценивает теплотворную способность газа с поправкой на его относительную плотность и тем самым решает вопрос горелочной эффективности. Это наиболее широко принятый международный способ определения взаимозаменяемости. Для того, чтобы корректировать сорта газа на приемных терминалах СПГ, теплотворную способность иногда уменьшают путем закачки азота или воздуха, однако это применяется только для незначительных корректировок. Исходя из особенностей производства биометана и наличия в нем разнообразных примесей органического происхождения, способных оказать влияние на работоспособность двигателей для биометана в сжиженном виде могут устанавливаться дополнительные требования.

На мировой рынок поставляется достаточно большое количество СПГ разнообразного качества.

Если для целей энергоснабжения основными показателями являлись число Воббе и теплотворная способность газа, то в связи с растущим спросом на СПГ, как моторное топливо, все большее значение приобретает показатель метановое число.

Метановое число (MN) описывает детонационную стойкость газа, т.е. возможность сжатия в двигательной установке без детонации.

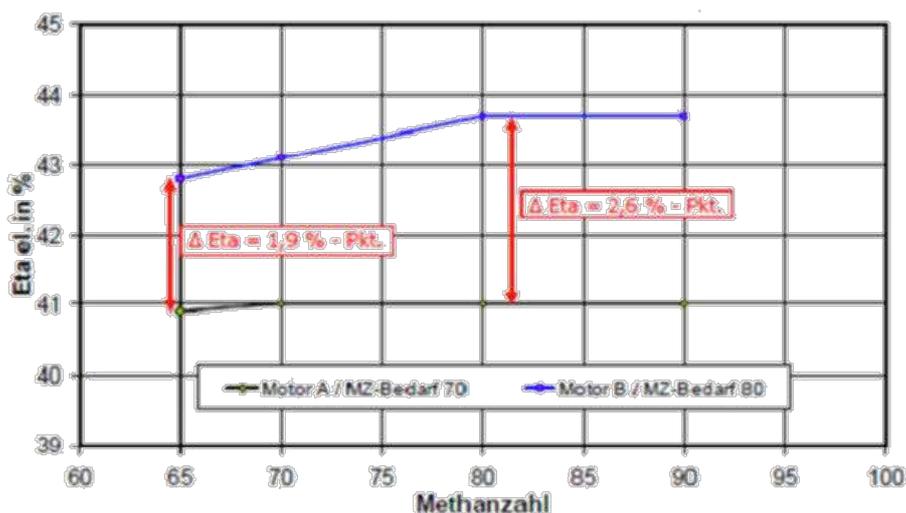
Для СПГ, используемого в качестве моторного топлива, Euromot предлагает установить пределы MN 80 – 100, но пока существующие требования значительно ниже MN > 65.

Малотоннажный СПГ претендует на особую роль в качестве моторного топлива.

Чем выше MN, тем больше степень сжатия, тем меньше расход топлива и выше экологические показатели двигателя.

- для Euro 6 (искровое зажигание) минимальный уровень MN 70
- для Euro 5 (битопливный режим) MN 85-90

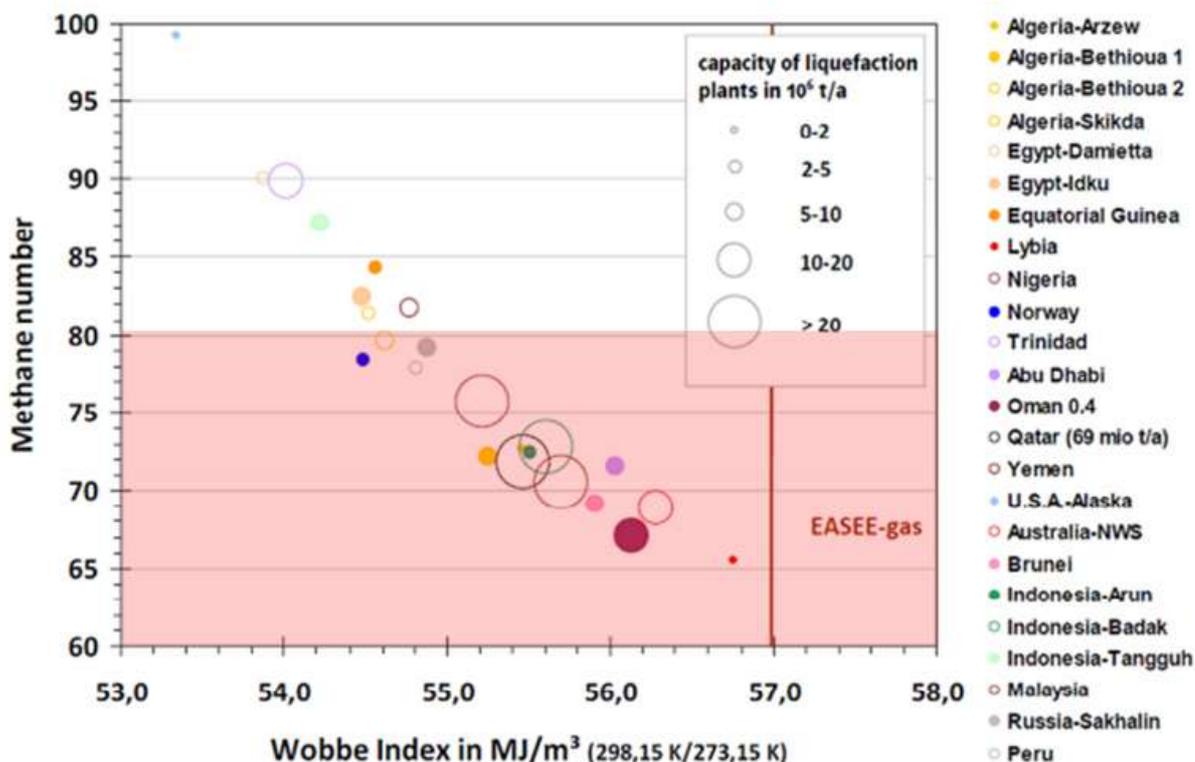
Рисунок 52. Зависимость эффективности ДВС в зависимости от метанового числа



Источник: E-on Ruhrgas

При этом подавляющее большинство СПГ, поставляемого в Европу, имеет метановое число ниже 80. В настоящее время это не создает дефицита в сегменте моторного топлива, но с учетом больших ожиданий роста спроса в сегменте моторных топлив, спрос на СПГ с высоким метановым числом может столкнуться с определенными ограничениями.

Рисунок 53. Метановое число СПГ различных производителей в мире



Источник: GIIGNL Report 2010

Таблица 41. Компонентный состав и показатели СПГ различных производителей

Производитель	N ₂	CH ₄	C ₂	C ₃	C ₄₊	ИТОГО	Плотность СПГ кг/м ³	Теплотворная способность газа, МДж/м ³	Воббе индекс МДж/м ³	Марка СПГ	ISO TR 22302 2014	American gas research institute	Коэфф 134,915
Australia - NWS	0,04	87,33	8,33	3,33	0,97	100	467,3 ₅	45,32	56,33	Б	71,07	76,76	72,70
Australia - Darwin	0,1	87,64	9,97	1,96	0,33	100	461,0 ₅	44,39	56,01	Б	74,33	80,42	76,34
Algeria-Skikda	0,63	91,4	7,35	0,57	0,05	100	446,6 ₅	42,3	54,62	Б	81,93	88,96	84,71
Algeria - Bethioua	0,64	89,55	8,2	1,3	0,31	100	454,5	43,22	55,12	Б	77,80	84,32	80,15
Algeria - Arzew	0,71	88,93	8,42	1,59	0,37	100	457,1	43,48	55,23	Б	76,46	82,82	78,68
Brunei	0,04	90,12	5,34	3,02	1,48	100	461,6 ₃	44,68	56,18	Б	74,18	80,25	76,06
Egypt - Idku	0,02	95,31	3,58	0,74	0,34	100	437,3 ₈	41,76	54,61	Б	87,10	94,77	90,33
Egypt - Damietta	0,02	97,25	2,49	0,12	0,12	100	429,3 ₅	40,87	54,12	Б	91,18	99,36	94,84
Equatorial Guinea	0	93,41	6,52	0,07	0	100	439,6 ₄	41,95	54,73	Б	85,58	93,06	88,71
Indonesia - Arun	0,08	91,86	5,66	1,6	0,79	100	450,9 ₆	43,29	55,42	Б	79,84	86,61	82,34
Indonesia - Badak	0,01	90,14	5,46	2,98	1,4	100	461,0 ₇	44,63	56,17	Б	74,47	80,57	76,38
Indonesia - Tanggub	0,13	96,91	2,37	0,44	0,15	100	431,2 ₂	41	54,14	Б	90,34	98,41	93,90
Libya	0,59	82,57	12,62	3,56	0,65	100	478,7 ₂	46,24	56,77	Б	64,38	69,24	65,39
Malaysia	0,14	91,69	4,64	2,6	0,93	100	454,1 ₉	43,67	55,59	Б	78,48	85,09	80,82
Nigeria	0,03	91,7	5,52	2,17	0,58	100	451,6 ₆	43,41	55,5	Б	79,80	86,57	82,30
Norway	0,46	92,03	5,75	1,31	0,45	100	448,3 ₉	42,69	54,91	Б	81,26	88,21	83,93
Oman	0,2	90,68	5,75	2,12	1,24	100	457,2 ₇	43,99	55,73	Б	76,35	82,69	78,48
Peru	0,57	89,07	10,26	0,1	0,01	100	451,8	42,9	55	Б	78,74	85,38	81,24
Qatar	0,27	90,91	6,43	1,66	0,74	100	453,4 ₆	43,43	55,4	Б	78,46	85,06	80,83
Russia - Sakhalin	0,07	92,53	4,47	1,97	0,95	100	450,6 ₇	43,3	55,43	Б	80,17	86,99	82,68
Tnnldad	0,01	96,78	2,78	0,37	0,06	100	431,0 ₃	41,05	54,23	Б	90,45	98,53	94,03
USA - Alaska	0,17	99,71	0,09	0,03	0,01	100	421,3 ₉	39,91	53,51	А	95,39	104,0 ₉	99,45
Yemen	0,02	93,27	5,93	0,77	0,12	100	442,4 ₂	42,29	54,91	Б	84,58	91,94	87,60
LBG Lidkoping Biogas (SE)	1,2	98,5						13,5		Б	93,37	101,8 ₂	97,24
LBG Gasrec (GB)	3	97								Б	91,09	99,26	94,74
Пример из ГОСТ	4,34 ₆	90,4	1,8	0,6	0,2	2,1				Б	84,11	91,42	81,03

Источник: GIIGNL, материалы автора

В случае энергетического использования СПГ такой показатель, как метановое число не имеет большого значения, однако при развитии сегментов малотоннажного СПГ, таких как бункерное топливо, ГМТ и топливо для газопоршневых энергетических установок этот показатель будет определяющим для топливной эффективности и надежности работы двигательной установки.

Например, разница в качестве СПГ с установок в Екатеринбурге и Перми была отмечена при тестовых испытаниях КАМАЗов на СПГ.

Российский ГОСТ 56021-2014 принимает во внимание повышенные требования к качеству СПГ, как топливу, и вводит несколько марок СПГ:

- марка А – высокой чистоты с постоянной теплотой сгорания, используется в качестве топлива для двигателей внутреннего сгорания и энергетических установок с узкими пределами регулирования;
- марка Б – для использования в качестве топлива для двигателей внутреннего сгорания;
- марка В – используется в качестве топлива для энергетических установок.

Таблица 42. Основные параметры СПГ по ГОСТ 56021-2014

Параметр	Значение для марки			Требования качества Китай
	А	Б	В	
Компонентный состав, молярная доля, %	определение обязательно			
Область значений числа Воббе (высшего) при стандартных условиях, МДж/м ³	47.2 - 49.2	не нормируется	41.2 - 54.5	
Низшая теплота сгорания при стандартных условиях, МДж/м ³	не нормируется	31.8 - 36.8	≥ 31.8	
Молярная доля метана, % не менее	99.0	80.0	75.0	75.0
Молярная доля азота, % не более	не нормируется	5.0	5.0	5.0
Молярная доля диоксида углерода, % не более	0.005	0.015	0.030	
Молярная доля кислорода, % не более		0.020		
Массовая концентрация сероводорода, г/м ³ не более		0.020		
Массовая концентрация меркаптановой серы, г/м ³ не более		0.036		
Расчетное октановое число (MON), не менее	не нормируется	105	не нормируется	
Требования по качеству после регазификации		ГОСТ 27577	ГОСТ 5542	плотность 430 - 470 кг/м ³ (максимум 520 кг/м ³) температура минус 166 - минус 157 °С

Источник: ГОСТ 56021-2014

Для производства СПГ с высоким метановым числом могут использоваться отдельные технологические решения, как отвод тяжелых фракций Сз+, снижающих метановое число, после стадии предварительного охлаждения (ООО «СПГ», Якутия) и возможность их использования для внутреннего энергоснабжения установки по производству СПГ (Siemens LNGo).

Малотоннажное vs крупнотоннажное производство СПГ

На первый взгляд малотоннажное и крупнотоннажное производства СПГ ориентированы на различные сегменты рынка и не пересекаются. Так было достаточно длительное время, пока не начался бурный рост малотоннажного СПГ. Внимание крупных операторов рынка СПГ обратилось не только на большие проекты, но и на создание инфраструктуры и логистики в области малотоннажных проектов.

Трансформация крупнотоннажных проектов

Практически на каждом крупнотоннажном терминале СПГ вводятся дополнительные функции и услуги, как:

1. перевалка на малые газовозы;
2. бункеровка;
3. заправка автомобильных цистерн для поставки СПГ удаленным потребителям автомобильным транспортом;
4. заправка железнодорожных цистерн для поставки СПГ по железной дороге;
5. заправка контейнеров-цистерн ISO.

Общее количество подобных операций в Испании превышает 40 тыс. единиц в год. Включение функций распределения и перевалки СПГ в малотоннажных объемах становится стандартом при строительстве новых терминалов. По всему миру уже построенные терминалы модернизируются для выполнения малотоннажных операций. В разделе международного опыта упоминались работы по модернизации терминала Grain LNG для перевалки на малые газовозы, модернизация терминала Andres в Доминиканской республике и терминала Reñuelas в Пуэрто Рико для заправки автомобильных цистерн и контейнеров-цистерн. Перевалка СПГ для автомобильного транспорта реализовано и на плавучем FSRU в Клайпеде.

В мире в 2017 году грузовики использовались для поставки потребителям около 13,8 млн т СПГ.

Таблица 43. Количество перегрузок СПГ с терминалов для перевозки

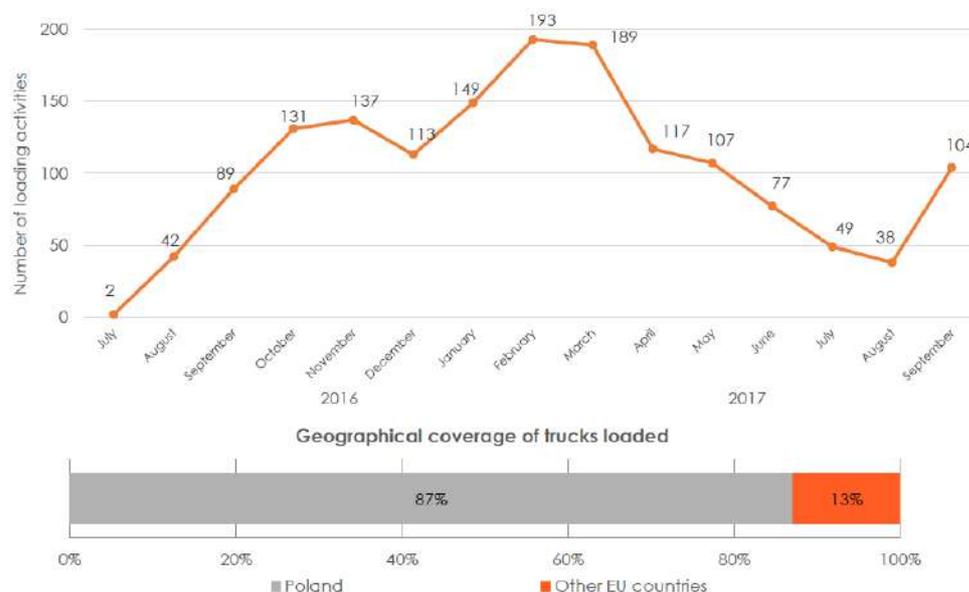
грузовиками, тыс. т

Америка	
Америка	375,1
Чили	218,9
Доминиканская республика	98,8
США	57,4
Азия	
Азия	11 918,50
Китай	10 194,9
Индия	44,0
Индонезия	1,1
Япония	1 500,4
Южная Корея	178,1
Европа	
Европа	1 544,6
Бельгия	25,0
Франция	76,5
Литва	0,2
Нидерланды	29,5
Польша	27,6
Португалия	99,0
Испания	758,4
Турция	490,8
Великобритания	37,6

Источник: GIIGNL 2017

Участие в поставках СПГ с крупнотоннажных терминалов малым потребителям является условием развития бизнеса. Для примера можно привести малотоннажные операции терминала Свиноустье, с которого поставки СПГ осуществляются, как в Польшу, так и в другие страны Европы.

Рисунок 54. Количество операций перевалки СПГ для транспортировки автотранспортом на терминале Свиноустье



Источник: Gas system

История индийского СПГ терминала Kochi показывает, что услуги по малотоннажному СПГ могут предоставляться с относительно небольшими изменениями в течение сжатых сроков. На этапе строительства была добавлена возможность бункеровки малых газозовов, а потом и добавлены возможности бункеровки PTS. Строительство терминала Kochi началось в 2009 году, он был

запущен в эксплуатацию в сентябре 2013 года. Проектная производительность терминала – 5 млн тонн. Причальная стенка позволяет обслуживать танкера вместимостью 65-216 тыс. м³ с расширением для малых газовозов и судов. На терминале размещено две емкости вместимостью 155 тыс. м³ каждая. Терминал Kochi, принадлежащий Petronet LNG, оказывает следующие услуги:

- регазификация;
- хранение и перевалка СПГ;
- бункеровка СПГ PTS (port to ship) с 2015 года, оценивается возможность STS;
- перевалка СПГ на грузовики.

Во время строительства в проект были внесены изменения, позволяющие осуществлять перевалку СПГ на баржи емкостью 5-10 тыс. м³ для поставки на местные электрические станции.

Первая операция бункеровки была осуществлена весной 2015 года. Petronet – владелец терминала согласился на бункеровку судна 120 м длиной, 5 тыс.т дедвейт Ro-Ro MV Kvitjorn, которое следовало из Китая (места постройки) в Норвегию.

Для этого были произведены определенные изменения в стендере 16” для возможности заправки судна. Эти изменения представляли собой переходник от стендера к гибкому рукаву. Первая заправка была в объеме 127 тонн в марте 2015 года и была заправкой первого судна на СПГ, проследовавшего по маршруту Азия – Европа.

Несколькими месяцами позже проведена вторая бункеровка судна Nor Lines Ro-Ro MV Kvitnos в объеме 173 тонны.

Для развития бункеровки подписано соглашение с регулирующими органами Индии и ассоциацией портов Индии по развитию инфраструктуры бункеровки СПГ на реке Ганг и в основных морских портах Индии.

Ценовая конкурентоспособность

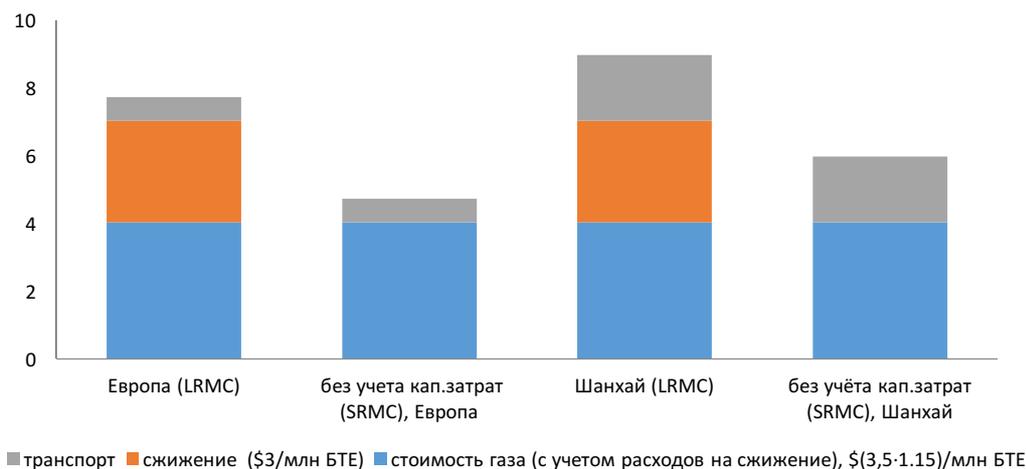
Крупнотоннажные производства в полной мере могут использовать эффект масштаба при производстве СПГ. До последнего времени такие проекты были интегрированы с крупным месторождением природного газа, что обеспечивало гарантированные затраты на природный газ и позволяло распределять затраты по всей цепочки от сжижения до добычи.

С началом сланцевой революции в США получила развитие альтернативная модель производства СПГ, в которой завод разделен с проектами добычи газа и поставка осуществляется с национальной газотранспортной системы. Это позволяет

владельцам заводов перенести технологические риски освоения месторождений на добывающие компании и, пользуясь возможностью приобретения газа на бирже или предоставления услуг по сжижению сторонним компаниям, сократить сроки реализации проектов и снизить совокупные капитальные затраты.

По оценке Энергетического центра Московской школы управления СКОЛКОВО, в 2020 году цена американского СПГ составит до 8 долл./млн БТЕ в Европе и до 9 долл./млн БТЕ в Китае.

Рисунок 55. Структура затрат СПГ из США, долл. / млн БТЕ



Источник: Центр энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО

Модель развития американской отрасли производства СПГ очень близка к модели малотоннажного СПГ, в которой значительная часть проектов производства СПГ использует сетевой газ.

При этом в условиях России факторами, определяющими развитие СПГ, станут:

1. в зоне действия ЕСГ – поставки сетевого газа;
2. на Востоке страны – использование газа изолированных систем газоснабжения или монетизация газа изолированных месторождений.

Относительная технологическая простота малотоннажных заводов обеспечивает пониженные удельные капитальные затраты, но при этом оборачивается повышенными энергетическими затратами и операционными издержками.

Для восточных проектов происходит увеличение капитальных затрат за счет роста затрат на логистику оборудования и строительно-монтажных работ.

Для примера можно привести сравнение структуры затрат малотоннажных проектов в Архангельской области с поставкой газа из распределительной сети и проекта в Байкальском регионе с использованием газа Братского ГКМ.

Рисунок 56. Структура затрат СПГ в Архангельской области и Байкальском регионе, руб./т



Источник: оценки Александра Климентьева

Помимо вышеупомянутых капитальных затрат, на итоговую стоимость СПГ для потребителя оказывают влияние стоимость исходного газа и транспортные расходы. При этом для каждого из рассмотренных случаев себестоимость СПГ на условиях отгрузки с завода (ExW) превышает 16 тыс. руб./т или около 7-8 долл./млн БТЕ.

Во многих случаях за счет близкого расположения к потребителю малотоннажный СПГ может быть конкурентоспособным по сравнению с крупнотоннажным производством.

Резюме по разделу технологии

В отличие от рынка технологий для крупнотоннажных проектов, который представлен только несколькими крупными мировыми компаниями, на рынке малотоннажного производства большая конкуренция. Предлагаются различные технологии по сжижению, как по техническим принципам, так и аппаратному исполнению. В Российской Федерации действуют несколько компаний, предлагающих собственные разработки, в т.ч. оборудование, для производства, хранения, распределения и использования СПГ. При этом российская машиностроительная компания ПАО «Криогенмаш» поставляет холодные блоки на экспорт в Китай. Мелкая серия холодильных блоков по дроссельно-эжектронной технологии производится компанией ООО «НТЛ». Российские машиностроительные компании уже предлагают модели грузовиков, использующих СПГ в качестве моторного топлива.

Производство «теплого СПГ», размещение производств СПГ на ГРС, транспортировка и хранение СПГ под давлением, позволяют снизить себестоимость СПГ, повысить сроки его хранения у потребителя, что повышает конкурентоспособность СПГ.

В России практически отсутствует инфраструктура по транспортировке, распределению и использованию СПГ. Формирование флота криогенных транспортных емкостей является такой же важной задачей, как и строительство малотоннажных СПГ заводов и перевода потребителей на использование СПГ.

Российское нормативное регулирование и ГОСТы предъявляют пониженные требования к малотоннажным производствам и системам хранения СПГ, что позволяет сократить сроки строительства и снизить капитальные издержки.

РЫНКИ СБЫТА И ЭТАПЫ РАЗВИТИЯ РЫНКА МАЛОТОННАЖНОГО СПГ

Малотоннажный СПГ, прежде всего, используется в следующих рыночных сегментах:

- газомоторное топливо – в этом сегменте СПГ не только имеет высокую экономическую привлекательность, поскольку он ощутимо дешевле дизельного топлива или бензинов, но и привлекательнее по своим экологическим характеристикам, так как обеспечивает снижение выбросов CO₂, NOx, твердых частиц. Большие перспективы СПГ имеет как топливо для горной техники при добыче полезных ископаемых и в качестве бункерного топлива для морских и речных судов;
- газоснабжение удаленных потребителей - в тех случаях, когда строительство трубопроводов ограничено технически и/или неэффективно экономически;
- в генерации электроэнергии и тепла при замещении более дорогостоящих жидких углеводородных топлив (бензин, керосин, газойль, мазут) - чаще всего в удаленных и изолированных территориях;
- для оперативного удовлетворения пиковых всплесков потребления в локальных трубопроводных системах – это активно применяется в Канаде и США.

Газомоторное топливо и транспортные коридоры

Основными драйверами роста потребления газа в качестве топлива в мире являются экономические, экологические, логистические и даже политические факторы.

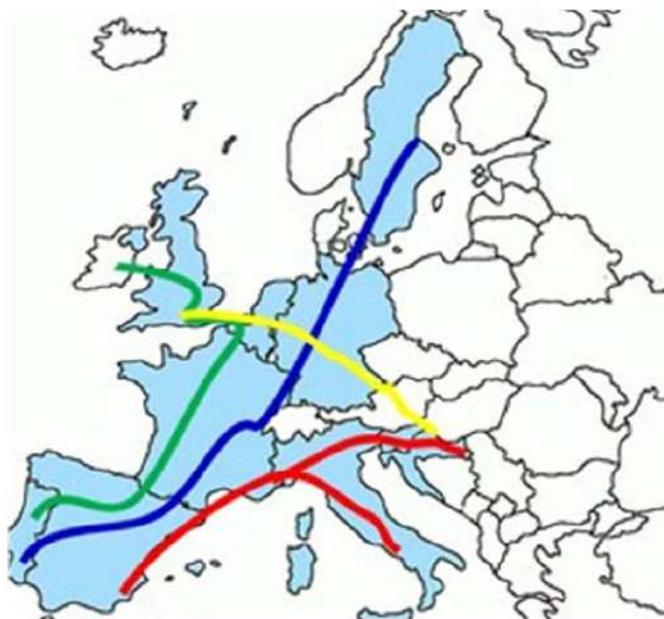
Сухопутный транспорт

В качестве моторного топлива СПГ может использоваться в различных сегментах автомобильного транспорта:

- грузовой магистральный транспорт;
- железнодорожный транспорт;
- сельскохозяйственная техника;
- карьерная техника.

СПГ чрезвычайно эффективен для использования на грузовиках, обеспечивая топливную экономию, снижение выбросов. Для реализации этих преимуществ, как правило, создаются различные транспортные коридоры и магистрали.

Рисунок 57. Схема LNG Blue Corridors в Европе



Источник: EUROPEAN COMMISSION DG MOVE SEVENTH FRAMEWORK PROGRAMME GC.SST.2012.2-3 GA No. 321592 LNG Blue Corridors position paper

Для исполнения установленных показателей в Европе по переводу транспорта на СПГ ряд заправочных пунктов СПГ должны быть размещены вдоль четырех коридоров, охватывающих Атлантическую зону (зеленая линия), Средиземноморскую зону (красная линия) и соединяющих Юг и Север (голубая линия), Восток и Запад (желтая линия). Для создания устойчивой транспортной сети для Европы проект включает строительство 14 новых СПГ станций, как стационарных, так и мобильных на ключевых точках вдоль «Голубых коридоров» и необходим флот на 100 тяжелых грузовиков на СПГ. Специальная Директива Европейского Союза 2014/94/EU [64] предусматривает расположение заправочных станций СПГ через 400 км, а станций КПГ через 150 км пути.

Государствам-членам ЕС необходимо разработать национальные планы действий, чтобы обеспечить соответствующую инфраструктуру заправки КПГ и СПГ (автомобильную и морскую) в соответствии со следующими положениями:

- Цель 2020 г. касательно КПГ: возможность заправки в городских агломерациях и густонаселенных районах.
- Цель 2025 г. касательно КПГ / СПГ (на дорогах): минимальное количество автозаправочных станций вдоль основной Трансевропейской транспортной сети (на каждые 150 км КПГ и на каждые 400 км СПГ упоминаются как ориентировочные максимальные расстояния).

- Цель 2025 г. касательно СПГ (в судоходстве): достаточное количество бункеровочных станций в морских портах Трансевропейской транспортной сети.
- Цель 2030 г. касательно СПГ (в судоходстве): достаточное количество бункеровочных станций во внутренних портах Трансевропейской транспортной сети.

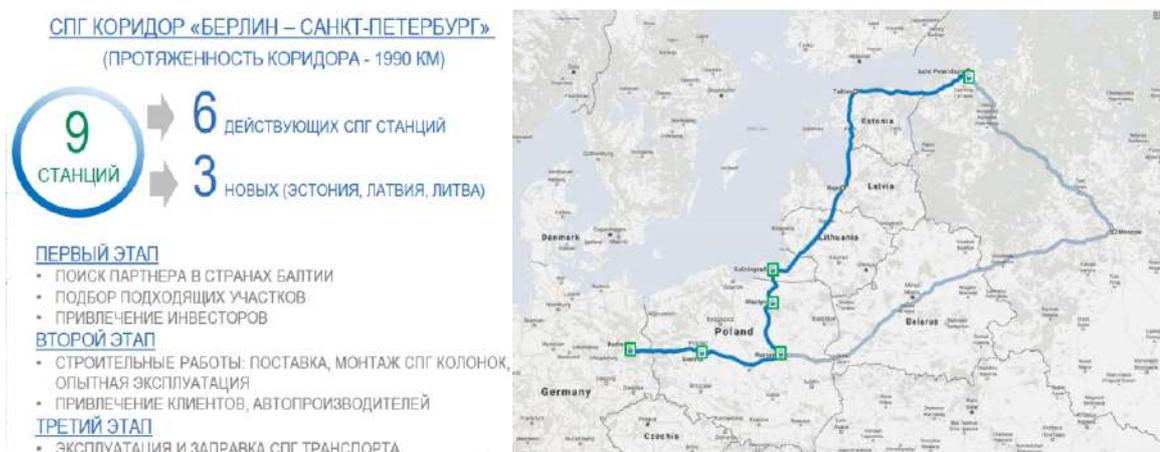
Директива предусматривает оценку рынка и возможный пересмотр инициативы в 2027 году.

Аналогичная стратегия реализуется в США через создание коридора, соединяющего Тихоокеанское и Атлантическое побережья (см. Рисунок 12. Карта размещения криоАЗС в США). Транспортный коридор на СПГ создан в Китае и простирается от континентальной части Китая к побережью.

Транспортные коридоры должны стать хребтом для распространения использования СПГ вдоль них.

В России есть несколько подобных проектов, некоторые из которых предполагают соединение с транспортными коридорами, создаваемыми в Европе.

Рисунок 58. Транспортный коридор СПГ «Берлин-Санкт-Петербург»



Источник: ООО «Газпром газомоторное топливо»

Более амбициозным проектом является создание СПГ коридора, соединяющего Европу и Китай. Подобный маршрут позволит осуществлять перевозки грузов, используя только СПГ в качестве топлива. При этом отдельные элементы этого коридора могут быть созданы заранее, как элементы национальных транспортных коридоров на СПГ.

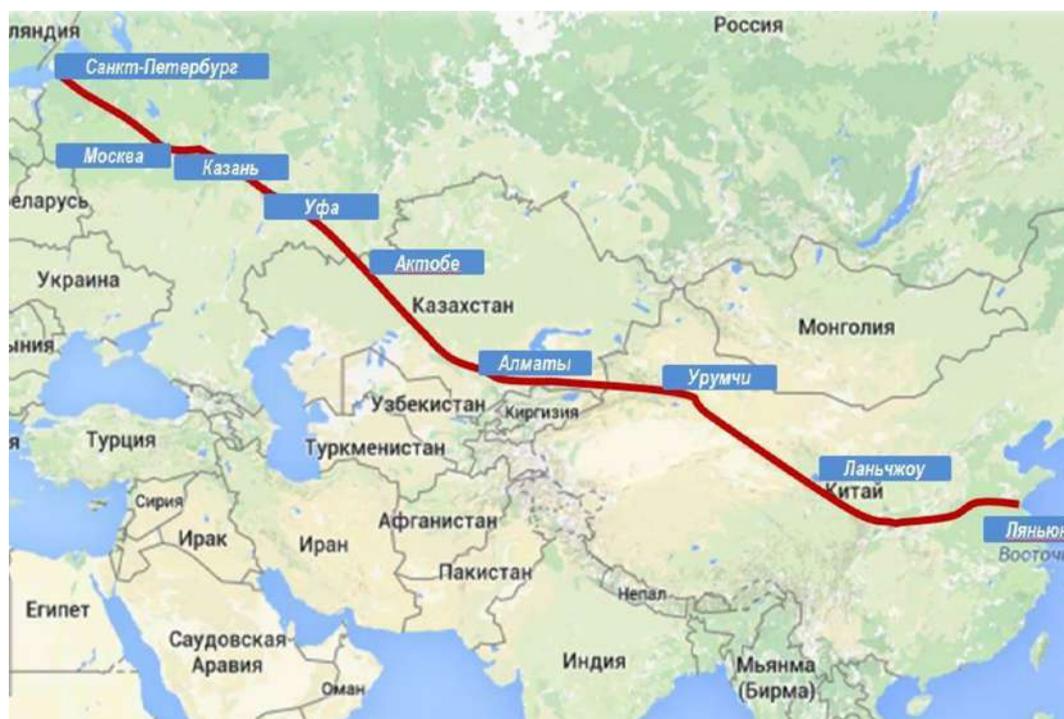
Подобный коридор может выступить, как в качестве маршрута экспорта СПГ, так и крупным потребителем СПГ для транспортных средств на СПГ. Значительную помощь в развитии этого транспортного коридора окажет достигнутая в 2018 году договоренность между Россией и Китаем о взаимном свободном

доступе автомобильных грузоперевозчиков на свою территорию.

В проекте «Международный транспортный коридор «Европа – Западный Китай» участвуют крупнейшие национальные компании России, Казахстана и Китая – ГК Автодор, Газпром, КазМунайГаз, CNPC и Китайская компания коммуникаций и строительства (CCCC). Нефтегазовые компании, участвующие в проекте, совместно исследуют возможности развития потребления СПГ на данном маршруте.

Сегодня вдоль уже построенной китайской части маршрута функционирует сеть заправок станций СПГ и КПП, в Казахстане почти построена дорога с действующими АГНКС и планируются станции СПГ. Российская часть маршрута находится в стадии трассировки дороги и планирования станций СПГ и КПП.

Рисунок 59. Международный транспортный коридор «Европа - Западный Китай»



Источник: ГК Автодор

В рамках проекта планируется строительство нескольких производств СПГ суммарной мощностью более 200 тысяч тонн СПГ в год:

- 1) Республика Татарстан, Казань N5 31,5 тыс. т/год
- 2) Ленинградская область, Ново-Северная ТЭЦ - 24,5 тыс. т/год
- 3) Ленинградская область, Восточная 70,1 тыс. т/год
- 4) Тверская область, Конаково 70,1 тыс. т/год
- 5) Республика Башкортостан, Мелеуз 10 тыс. т/год

б) Республика Башкортостан, Стерлитамак 17,5 тыс. т/год

В полном развитии на российской части транспортного коридора «Европа – Западный Китай» будет действовать 33 сбытовых объекта и общий объем потребления СПГ достигнет 435 тыс. т к 2030 году.

НОВАТЭК и Газпром имеют проекты в промышленно развитых регионах европейской части РФ, в основном в сегменте газомоторного топлива. Объясняется это объемом спроса, плотностью населения и государственным регулированием цены регазифицированного газа, которое делает бессмысленным использование СПГ для газоснабжения.

Рисунок 60. Развитие СПГ сети компании НОВАТЭК



Источник: ООО «Газпром ВНИИГАЗ» - О корректировке генеральной схемы развития газовой отрасли на период до 2030 года

Источник: НОВАТЭК

Природный газ рассматривается в качестве перспективного топлива для использования не только для пассажирского транспорта, но и для тяжелой карьерной техники.

В Российской Федерации несколько крупных горнодобывающих компаний проводят подготовительные работы или заявили о готовности использования СПГ при добыче полезных ископаемых, такие как:

- «Кузбассразрезуголь»;
- «Мечел Майнинг Южный Кузбасс»;
- группа предприятий «Стройсервис»;
- АК «АЛРОСА».

В области железнодорожного транспорта реализуется сотрудничество между Газпром и РЖД, предполагающее

использование магистральных и маневровых газозовов. Для поставки СПГ Газпром построит два миниСПГ завода [65].

Основной импульс развитию в России инфраструктуры и широкому использованию природного газа в качестве моторного топлива дали соответствующие Поручения Президента и Распоряжения Председателя Правительства РФ в 2013-2018 годах:

1. Распоряжение Правительства N 767-р «О расширении использования природного газа в качестве моторного топлива» от 13.05.2013г [66].
2. «Перечень поручений по итогам совещания о перспективах использования газомоторного топлива», который подписал Президент РФ В.В. Путин по итогам совещания по вопросу расширения использования газа в качестве моторного топлива, состоявшегося 14 мая 2013 года [67].
3. Перечень поручений Президента РФ по итогам совещания по вопросу расширения использования газа в качестве моторного топлива 18.04.2018 г [68].

Государственная поддержка использования газа на автомобильном транспорте начинает в России приносить ощутимые результаты.

Таблица 44. Динамика продаж газа в качестве моторного топлива в России

	Продажи КПП млн м ³			Количество АГНКС				Количество ТС			
	Всего	Газпро ом	Проч ие	Всего	Газпро м	Росне фть	Прочи е	Всего	Легковы е	Грузовы е	Автобус ы
2011	361			0							
2012	390			246	210		36	86 000			
2013	404,7			230							
2014	410			235				119000			
2015	487,4	436	51,4	269	217		52	144 715	76 609	57 545	10 561
2016	535,1			314				149 039	80 067	56 191	12 781
2017	600	526	74	356	283	1	72	211 616	127 160	67 490	16 966

Источник: ООО «Газпром газомоторное топливо», оценки Александра Климентьева, материалы открытых источников

Со временем владельцы корпоративных парков техники и автовладельцы всё выше оценивают выгоду при использовании КПП и СПГ в качестве моторного топлива, особенно при значительном пробеге своего транспорта, и учитывая рост цен в 2018 году на традиционные виды топлива в России.

Ускорению развития газомоторного направления значительно способствуют меры господдержки производителей и покупателей техники и оборудования на КПП и СПГ, а также реализуемые частными и государственными компаниями программы по строительству сети заправочных станций КПП/СПГ и

малотоннажных заводов СПГ, что позволило одновременно увеличивать количество заправочных станций и техники. Очень важно преодолеть эффект при котором топливные компании ожидают появления большего числа газомоторного транспорта, владельцы транспорта ожидают появления большего числа заправок, а производители большего числа заказов на такую технику, прежде чем начать строить станции, покупать транспорт и производить технику, соответственно [69].

Но, с другой стороны, именно государственное регулирование порой не позволяет построить заправочные модули КПП/СПГ на существующих АЗС и малотоннажные заводы СПГ на экономически привлекательных участках. Иногда непреодолимым препятствием становится условие по расстоянию 150 метров до строения или длительные сроки согласований на земельный участок.

Разработка тепловозов на СПГ началась еще в СССР с проекта магистрального тепловоза 2ТЭ10 Г в 1987 году. В последние 10 лет РЖД эксплуатировало в тестовом режиме магистральные газотурбовозы ГТ1h-001, ГТh-002 и маневровый тепловоз ТЭМ19.

Таблица 45. Результаты эксплуатации газотурбовозов

ГТ1h-001							
	2013	2014	2015	2016	2017	апрель 2018	ВСЕГО
Кол-во поездов	96	86	160	103	32	14	491
Работа, млн.тнкм.бр	101,134	32,38	103,78	110,6	25,03	2,27	375,3
Пробег в голове поезда	17137	6817	20118	20430	5366	705	7 0573
Расход СПГ на тягу поездов, тонн	413,4	152,2	490,48	497,04	133,3	22,69	1 705,8
Средний вес поезда, тонн	5771	4054	4252	4770	4665	1984	4 685
МАХ вес поезда, тонн	8927	6258	8242	8836	8921	4958	8 927
ГТ1h-002							
	2013	2014	2015	2016	2017	апрель 2018	ВСЕГО
Кол-во поездов	-	-	32	61	98	27	218
Работа, млн.тнкм.бр	-	-	28,4	84,07	171,31	17,32	301,2
Пробег в голове поезда	-	-	5 127	13 538	24 872	3340	46 577
Расход СПГ на тягу поездов, тонн	-	-	116,3	344,77	637,3	82,7	1 159,2
Средний вес поезда, тонн	-	-	4700	6210	6 888	2225,3	6 172
МАХ вес поезда, тонн	-	-	7963	8937	9 093	7518	9 093

Источник: РЖД

В результате эксплуатации подтверждена возможность вождения

газотурбовозами типа ГТ1h тяжеловесных поездов массой 9000 тонн по участку Войновка–Тобольск–Сургут протяженностью 694км без дозаправки СПГ.

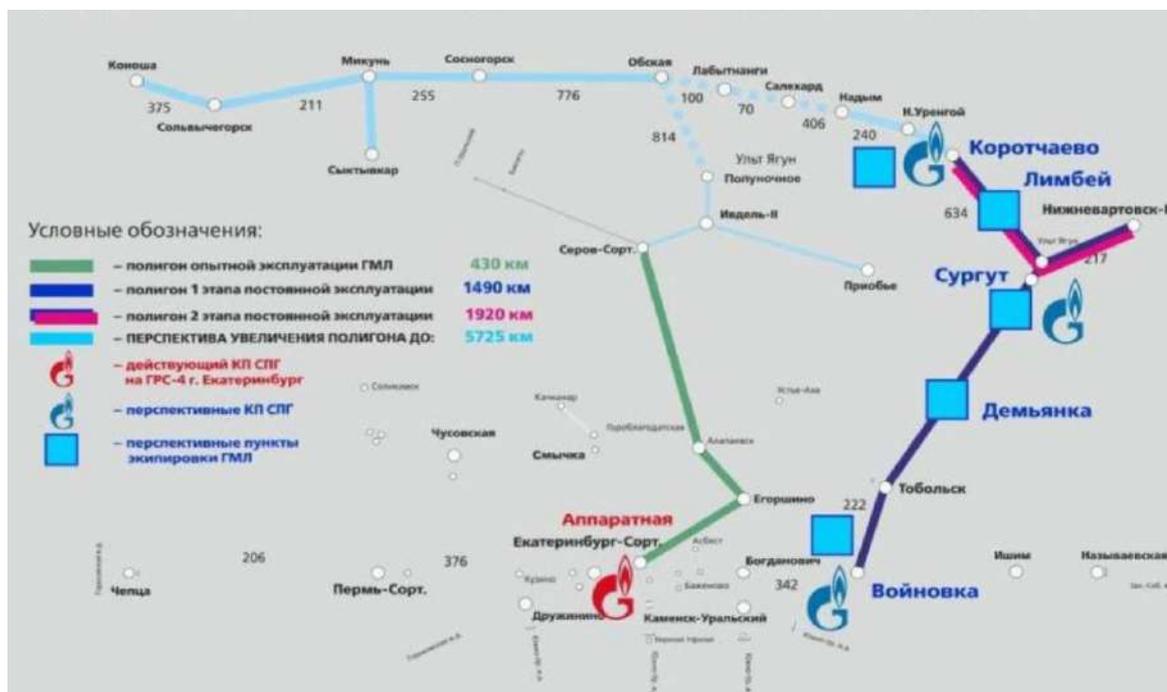
Преимуществами этих локомотивов являются снижение затрат на ГСМ на 30-40%, сниженный уровень выбросов вредных веществ, продление сроков эксплуатации силовой установки, увеличение срока службы масла. Кроме того, новые локомотивы способны перевозить грузы максимальной массой до 9 тысяч тонн.

Эффективность использования этого вида топлива, особенно на отдаленных и неэлектрифицированных участках железной дороги, уже оценили российские компании и начинают заказывать газовую технику.

Так, например, компании «Газпромтранс» и «Синара-Транспортные Машины» в мае 2018 года уже подписали договор на поставку 24 маневровых газотепловозов (восьмиосные тепловозы мощностью 1860 кВт и четырехосные тепловозы мощностью 856 кВт). Срок эксплуатации локомотивов составит 50 лет.

Созданием железнодорожного транспорта, работающего на сжиженном природном газе (СПГ), занимались конструкторы Центра инновационного развития СТМ. Производство новых локомотивов будет организовано на Людиновском тепловозостроительном заводе (ЛТЗ, входит в СТМ).

Рисунок 61. Использование СПГ на железнодорожных полигонах и перспективы их развития



Источник: РЖД

Газотепловозы будут эксплуатироваться на железнодорожной линии Обская-Бованенково, принадлежащей ПАО «Газпром».

Для заправки тепловозов планируется дополнительно построить три установки по производству СПГ.

Речные маршруты

Самый масштабный проект использования СПГ на речных магистралях реализуется в Китае, и он был описан ранее.

Пример Китая активно начинает использовать Индия [70]. Терминал Kochi спроектирован и имеет возможности перевалки СПГ на малотоннажные газовозы для поставки СПГ по рекам.

В Европе наиболее обсуждаемым проектом является использование СПГ на Рейне и в Дунайском регионе. Рейн – самая судоходная река Европы, которая соединяет промышленные центры Швейцарии, Франции и Германии с портами Нидерландов и Бельгии, что обуславливает очень большой грузооборот. По состоянию на 2016 г. по данному речному маршруту транспортировку грузов осуществляли 12 тыс. судов, грузооборот составил около 187 млн т. При этом 71% грузооборота пришлось на «Нижний Рейн»: Нидерланды и Германию.

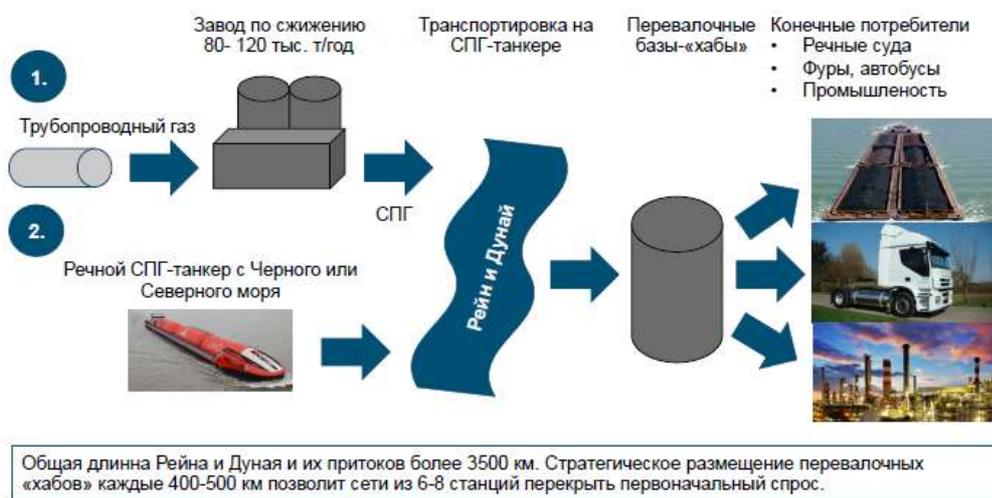
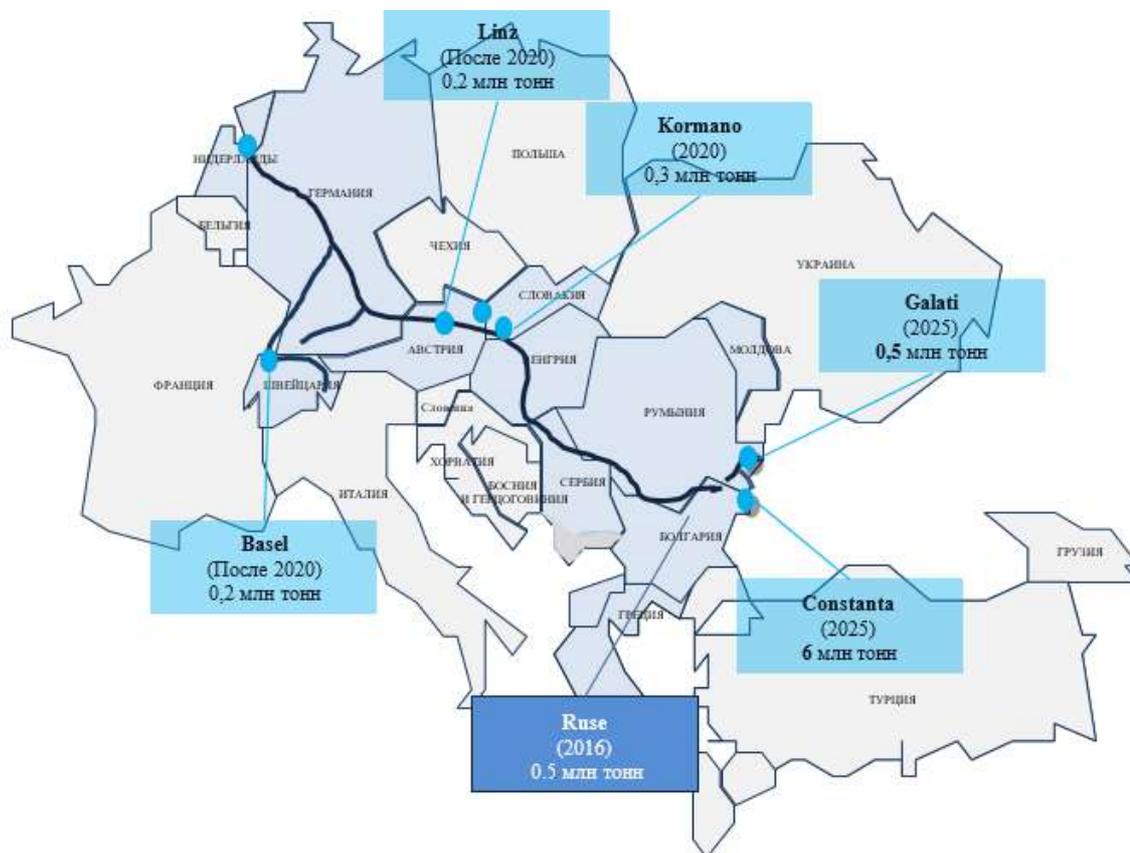
В настоящее время в устье Рейна существуют два крупных импортных терминала СПГ: Роттердам и Зебрюгге. Эти терминалы уже инвестировали в перегрузку СПГ на малые суда с целью развития СПГ-бункеровки. Поэтому имеется теоретическая возможность загрузки речных судов и доставки сжиженного газа вверх по реке. В 2017 году оборот СПГ-бункеровки в Роттердаме составил всего 1500 тонн, но ближайшие годы ожидается ввод в эксплуатацию нескольких бункеровочных судов и барж в портах Северо-Западной Европы. Как минимум одно из них, заказанное компанией Shell, по своим габаритам сможет ходить вверх по Рейну.

Речные перевозки на Дунае в 2012 году составили 51 млн тонн, и их объем продолжает расти. Экономика придунайских стран имеет в среднем лучшие макроэкономические перспективы, чем в Западной Европе (частично это связано с эффектом низкой базы), в них реализуется активная инвестиционная деятельность Китая и Арабских стран.

Объемы рынка речных перевозок по Дунаю имеют более активные темпы роста по сравнению с Западной Европой, в Венгрии и Болгарии темпы роста имеют двухзначные значения. Речной флот включает в себя большое количество тягачей, доля которых достигает 75 % среди всех судов. Это является положительным фактором, так как тягачи имеют большее количество мотор-часов, чем обычные речные суда. Судоходство по Дунаю стабильное,

грузопотоки достаточно равномерно распределены вниз и вверх по течению и осуществляется круглогодично.

Рисунок 62. Использование СПГ в Дунайском регионе



Источники: Danube LNG, оценки Алисы Сергаевой

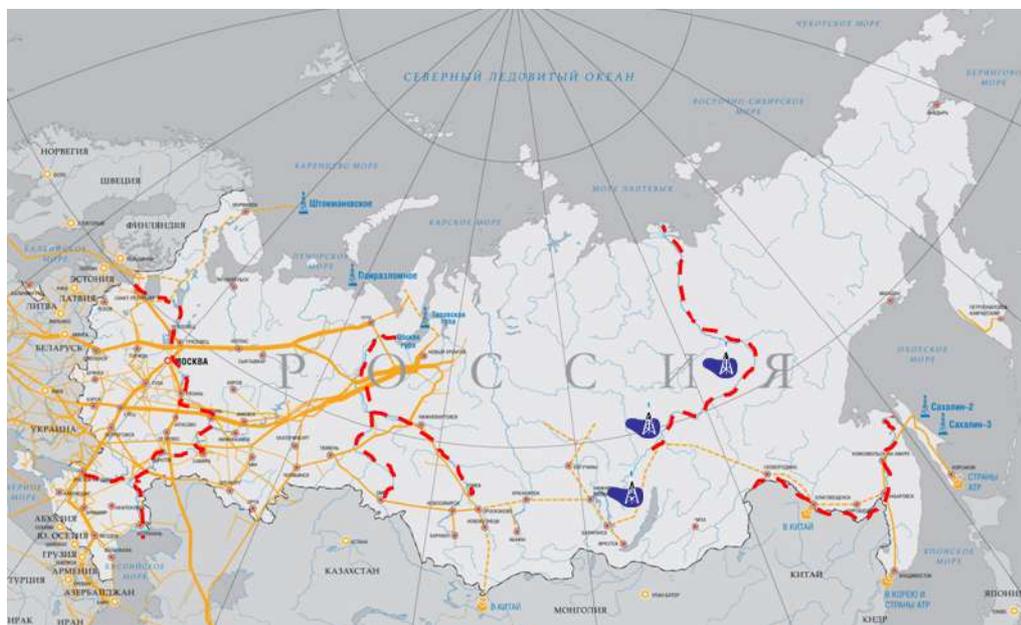
Европейская комиссия инициировала рассмотрение вопроса о строительстве СПГ-терминалов вдоль речного маршрута Рейн – Майн – Дунай. Это позволит обеспечить удобный доступ к сжиженному газу в центральных районах Европы, отдалённых от импортных терминалов на морском побережье.

В 2013 г. страны Евросоюза приняли экономическую транспортную стратегию TEN-T, в рамках которой Еврокомиссия предоставляет финансовую поддержку строительству инфраструктуры альтернативных видов топлива, в перечень которых входит природный газ/СПГ, в том числе в коридоре Рейн – Майн – Дунай.

Реализацию программы TEN-T правительство Европейского Союза поручило ассоциации «Pro Danube» из Вены. Она объединяет региональные правительственные структуры и частные компании. На выделенные деньги ею был разработан проект по комплексному развитию СПГ-инфраструктуры на Рейне и Дунае – LNG Masterplan. Он включает в себя исследования по инновационным техническим решениям по портам и судам в этой области. Masterplan LNG был представлен общественности в 2015 г. Однако пока введён в эксплуатацию только один объект, в г. Рузе, Болгария. Завершение сооружения остальных приёмочных терминалов было отложено и теперь намечено на 2020-2025 годы. На данный момент конечные потребители и поставщики СПГ не определены.

Речное судоходство в России носит ярковыраженный сезонный характер. В конце 2017 года Министерство промышленности и торговли России провело аукцион на проведение работ по переводу одного судна на СПГ, строительство СПГ бункеровщика и проведение исследовательских работ по использованию СПГ для бункеровки судов.

Рисунок 63. Использование СПГ на реках России (красный пунктир)



Источник: оценки Александра Климентьева

Исследовательские работы направлены на создание технологии для решения задач логистической поддержки сервиса бункеровки судов ГМТ и определения необходимого состава бункеровочной инфраструктуры на внутренних водных путях РФ и включают в себя не только потенциал бункеровки на море, но и бассейны рек

Енисея, Иртыша и Оби.

Наиболее привлекательными реками для использования СПГ являются Волга с каналами, Обь и Амур, на которых речные суда могут заправляться СПГ с заводов, расположенных на магистральных газопроводах. На реке Лена поставки СПГ для речного флота могут осуществляться непосредственно с газовых месторождений, лежащих вдоль реки.

Чёрное море

Строительство малотоннажного или среднетоннажного завода по сжижению природного газа на побережье Черного моря может открыть новые рынки сбыта для природного газа из Российской Федерации, как в Черноморском бассейне, так и по реке Дунай.

На сегодняшний день, в отличие от Северного и Балтийского морей, Чёрное море не имеет доступа к СПГ. На это есть ряд причин.

Во-первых, причерноморские страны были исторически ориентированы на трубные поставки природного газа из Советского Союза, а также на разработку собственных месторождений, последнее главным образом относится к Румынии.

Во-вторых, Турция не пропускает СПГ-суда через пролив Босфор, официально руководствуясь опасениями за безопасность многомиллионного мегаполиса Стамбула в случае аварии или террористического акта на подобном корабле. Фактически абсолютно неверная, но «медийно-действенная» «страшилка» для обывателей звучит так: объём энергии в одном СПГ-танкере равен нескольким ядерным зарядам [71]. Недавние заявления турецких дипломатов ещё раз подтвердило позицию Турции по полному запрету прохода СПГ-танкеров через пролив Босфор [72]. Будет ли запрет прохода пересмотрен для небольших СПГ-судов пока остаётся предметом спекуляций. Кроме опасений за безопасность, подобную позицию Турции можно объяснить заинтересованностью направления потоков на собственные СПГ-терминалы в Мраморном море и на Эгейском побережье.

Даже в случае одобрения со стороны Турции возможности прохода судов размера крупного СПГ-танкера длиной более 300 м через Босфор необходимо будет учитывать ряд условий: для столь крупных судов разрешается проход только в дневное время и при благоприятных погодных условиях, а также необходимо сопровождение катеров-лоцманов. Кроме того, возникает необходимость перекрывать встречное движение в проливе. Таким образом, выполнение требований с большой вероятностью может привести к простоям в несколько дней и более при проходе, особенно при плохих погодных условиях осенне-зимнего периода.

Появления новых приёмных терминалов СПГ на Черном море в ближайшее время не ожидается. Украина разрабатывала проект импортного СПГ-терминала в порту «Южный», вблизи Одессы для уменьшения зависимости от поставок природного газа из России. Резкое ухудшение экономической ситуации в стране, уменьшение потребления природного газа и девальвация национальной валюты похоронили этот проект на длительное время [73].

Второй рассматриваемый порт для размещения СПГ-терминала - город Констанца в Румынии. Были проведены предварительные исследования по подобному объекту, частично профинансированные Европейским Союзом. Источником СПГ предусматривался азербайджанский газ, сжиженный на Грузинском берегу Чёрного моря (проект Azerbaijan-Georgia-Romania Interconnector, AGRI). Высокие затраты на инфраструктуру, небольшое расстояние морской транспортировки и конкуренция с наземными трубопроводами TANAP и TAP изначально ставили целесообразность проекта под вопрос. Хотя один из ключевых инвесторов, государственная азербайджанская нефтегазовая компания SOCAR заявляет, что проект находится дальше на рассмотрении, его воплощения в обозримом будущем ожидать не стоит [74].

Исходя из вышесказанного можно сделать вывод, что завод по сжижению природного газа на российском черноморском побережье не имел бы в обозримом будущем конкуренции в виде других заводов или импортных терминалов СПГ. Ещё одним преимуществом России в осуществлении данного проекта является наличие уже проложенных крупных магистральных газопроводов в рамках расширения единой системы газоснабжения для обеспечения подачи газа в газопровод Южный/Турецкий поток (Проект «Южный коридор»).

В 2017 году на VII Петербургском международном газовом форуме австрийская компания OMV и «Газпром» заключили меморандум о взаимопонимании и взаимодействии. В документе в частности предусматривается координация усилий в области развития газотранспортной инфраструктуры для обеспечения поставок газа в Центральную и Юго-Восточную Европу. Также было подписано рамочное соглашение по сотрудничеству в области малотоннажного СПГ. Согласно документу, стороны собирались рассмотреть возможность строительства в районе российского побережья Чёрного моря терминала по производству и транспортировке СПГ мощностью от 0,5 до 1 млн т в год (0,7-1,4 млрд м³ природного газа) [75]. Потенциальными рынками для проекта были названы страны Черного моря, ближнего к нему Средиземноморья и бассейна реки Дунай. В перспективе могли рассматриваться поставки на Дон и оттуда вплоть до Волги и Каспийского моря. Однако в марте 2018 г. OMV и «Газпром» решили отложить дальнейшую работу над

проектом завода, пока до 2019 г.

Осторожность компаний понятна: в отличие от Балтики на Чёрном море и впадающем в него Дунае пока существуют только зачатки потребления СПГ. Сильным стимулом для строительства завода может стать распространение на Чёрное море зоны ограничения выбросов по оксидам азота и серы для морского транспорта. В настоящее время в ИМО наряду с всемирным ограничением до 0,5% серы в судовом топливе обсуждается определение новых особо охраняемых зон, где ограничение будет на уровне 0,1%. В планах в том числе и части Средиземного моря, так что включение Чёрного моря вполне также может быть рассмотрено. Как показывает пример Балтийского судоходства, использование СПГ-топлива - это один из экономически-эффективных вариантов выполнения новых требований по выбросам. Логическими первыми клиентами, регулярно потребляющие значительные объёмы СПГ являются паромы и рейсовые грузовые суда (фидеры). Бункеровка судов СПГ в крупных морских портах региона (первая тройка это Новороссийск, Констанца и Одесса/Южный) тоже имеет определённую перспективу в будущем, вместе с обеспечением топливом судов класса река-море на Дону, Волге и Дунае.

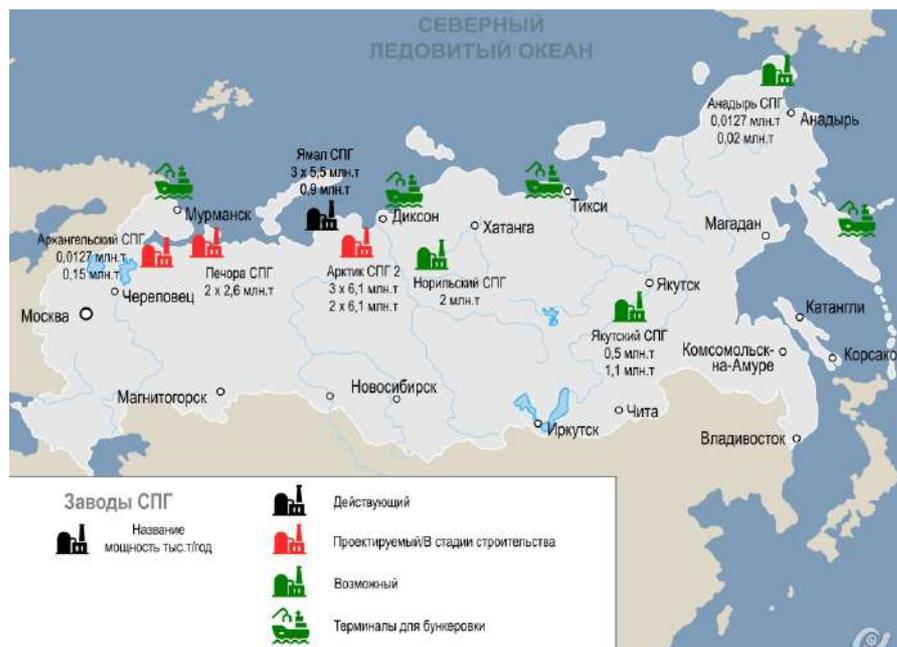
Строительство завода по сжижению и СПГ-инфраструктуры на основе мощностей «Южного коридора» было бы способно обслуживать бункеровку черноморского флота, а также причерноморские города и промышленные центры. Наличие СПГ в черноморском бассейне позволит осуществлять поставки природного газа вверх по реке Дунай, что откроет новые рынки сбыта для российского газа и приведёт к углублению торговых отношений с восточноевропейскими странами.

Северный морской путь

В 2017 году официально озвучена позиция МПР России по поддержке использования СПГ для целей бункеровки – гриншипинг. [76]. В рамках Арктического совета МПР России намеревается реализовать проект перехода судов на газовое топливо.

Российская Федерация усиливает свой контроль над Арктикой и реализуемым в этом регионе проектам промышленного развития. С этой целью законодательно с 2017 года установлено, что нефть и газ, уголь по СМП могут перевозить только суда под российским флагом [77]. Национальная юрисдикция над перевозками углеводородов может существенно облегчить введение нормативных требований по используемым топливам в Арктике, что усилит контроль над экологической обстановкой и позволит активнее использовать СПГ.

Рисунок 64. Схема размещения объектов СПГ в российской зоне Арктики



Источник: «Потенциал газификации Арктической зоны Российской Федерации сжиженным природным газом (СПГ)», А.Ю. Климентьев, А.Ю. Книжников, WWF, 2018

Реализация проекта Ямал СПГ в срок и в рамках бюджета, синхронизированное с этим развитие инфраструктуры судоходства по СМП, строительство новых ледоколов снижают риски судоходства в долгосрочном периоде и повышается оптимизм в ожиданиях экономических субъектов и доверие к СМП.

В результате на СМП приходят новые грузы и прогноз общего грузопотока постоянно увеличивается. Так в 2017 году заявлено о поставке через порт Хатанга на СМП концентратов редкоземельных металлов с месторождения Томтор в объеме 150 тыс. т в год и дополнительно около 960 тыс. т концентрата золотомедных концентратов Баимской площади. Помимо грузопотоков новых горных проектов в Арктике ожидается существенный рост производства СПГ к 2030 году. Вполне вероятно, что он произойдет в рамках проекта Арктик СПГ 2 в виде дополнительных 4 и 5 очередей. В итоге ожидаемый объем перевозок в Арктике может достичь 122 млн т.

СПГ может поставляться с различных проектов СПГ в российской арктической зоне. Дополнительные возможности бункеровки возникают при международном сотрудничестве и использования норвежских СПГ терминалов и бункеровочных центров, а также при СПГ производимого на проекте Аляска СПГ.

Развитие бункеровки СПГ создают условия для газоснабжения населения и промышленных проектов.

Основное препятствие для развития Арктики — отсутствие инфраструктуры, но не меньшей проблемой является отсутствие технических стандартов и нормативной документации. И в данном

вопросе большую роль будет играть ПАО «Газпром», по заказу которого ведется разработка национальных стандартов бункеровки судов СПГ.³

Без сомнения, СПГ в качестве топлива оказывает гораздо меньшее воздействие на окружающую среду особенно в части CO_x, NO_x, SO_x. При этом экологические эффекты использования СПГ достаточно резко проявляются при интенсивном транзите и большом грузопотоке.

Судоходство на СМП потребует значительно меньшего количества топлива (по сравнению с Суэцким каналом) за счет существенного сокращения маршрута между Европой и Азией, что позволяет получать дополнительные доходы. Использование СПГ позволит получить еще больший экономический эффект.

Использование судов на СПГ для перевозки угля, нефти и металлов позволяет окупить затраты на

Интенсивное развитие Арктики потребует поставок судового топлива в объеме до 6 млн т в год, создание инфраструктуры для перевалки, хранения и бункеровки для нужд транзита и вывоза нефти, угля и газа. В условиях, когда подобную инфраструктуру надо создавать практически с нуля, Российскому государству следует с особым вниманием рассмотреть активное замещение нефтяных топлив на СПГ, что приведет к снижению затрат на транспортировку и транзит, обеспечит защиту хрупкой арктической экосистемы от выбросов загрязняющих веществ и от последствий разливов нефти и нефтепродуктов.

Бункеровка

Использование СПГ в качестве бункерного топлива распространяется по всему миру. Оценивается, что в 2017 году объем потребления СПГ составил 500 тыс. т.

Лидером в использовании СПГ остается Норвегия и, хотя доля судов, эксплуатируемых в Норвегии снизилось с 68 до 50 %, но общее количество судов на СПГ увеличилось с 77 (март 2016) до 119 единиц (январь 2018).

Наибольший прирост судов на СПГ происходит в Европе. Большую роль в этом играет международное регулирование и введение зоны ЕСА Балтийского и Северного морей.

³ Открытый запрос предложений № 0001/16/7/0002861/ПАО Газпром/ЗП/ГОС/Э/22.09.2016 «Разработка нормативных документов в области бункеровки судов сжиженным природным газом для нужд ПАО «Газпром»

Анализ структуры судов, использующих СПГ, показывает, что в сегменте автопаромов и пассажирских задействовано наибольшее количество судов и в ближайшее время такая ситуация сохранится.

Наиболее стремительный рост ожидается в сегменте танкерных перевозок нефти и химических продуктов. При этом в общем приросте в 36 танкеров, заказы на которые размещены, 11 единиц приходится на российских заказчиков – Роснефть и Совкомфлот.

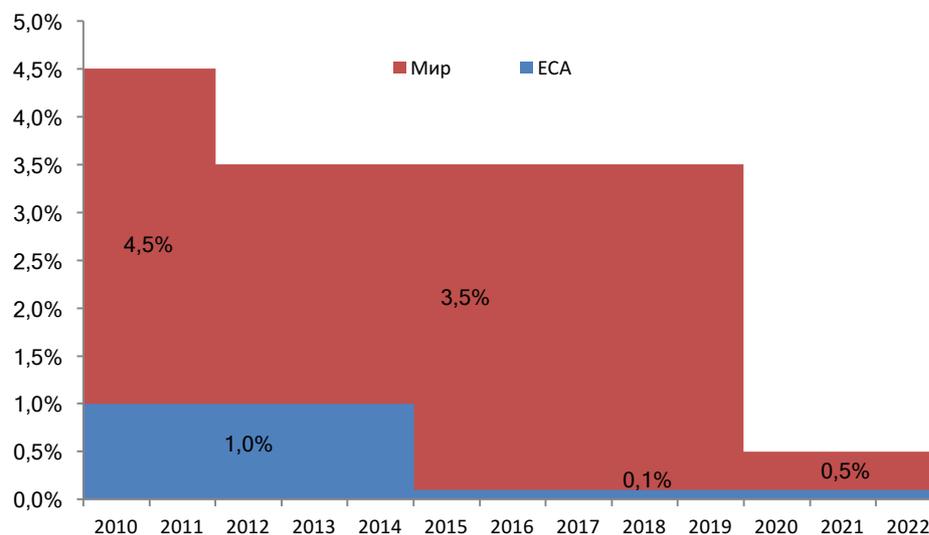
По данным DNV в 2018 году Совкомфлот получит 2 танкера на СПГ, в 2019 году - плюс 4. В 2021 году ожидается, что Роснефть начнет эксплуатацию 5 танкеров.

Сохраняющееся различие в стоимости СПГ и нефтяных топлив, последовательная политика по стимулированию использования СПГ для бункеровки и ужесточение экологических требований, поддерживают стабильно высокий уровень ожиданий в отношении перспектив СПГ на глобальном рынке судоходства.

Тем не менее, скорость проникновения СПГ на рынок несколько замедлилась, что связано со снижением цены на нефть и последующим сокращением ценовой разницы между СПГ и низкосернистыми нефтяными топливами.

Одно время предполагалось, что ИМО может перенести сроки введения ограничений содержания серы в топливах, но в срок введения остался прежним с 2020 года.

Рисунок 65. Требования ИМО к содержанию серы в судовом топливе

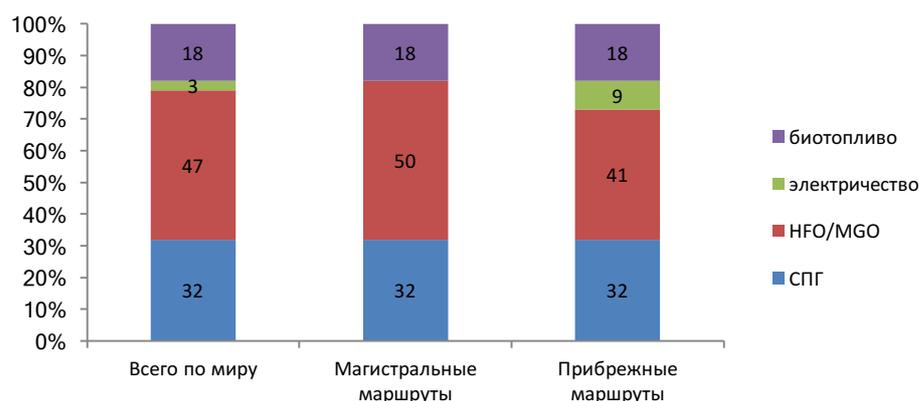


Источник: ИМО

СПГ прогнозируют высокую конкурентоспособность для судоходства на короткие и длинные расстояния.

При этом доля СПГ достигнет 32 % от мирового потребления энергии, используемой для судоходства.

Рисунок 66. Роль СПГ в энергическом балансе мирового судоходства в 2050 году



Источник: DNV-GL

С бункеровкой связываются большие ожидания со стороны производителей СПГ. Общий объем потребления может достичь 40 млн т к 2030 году.

В Российской Федерации действует один проект (Псков), который обеспечивает СПГ паромы в Балтийском море. В стадии строительства находится проект в Высоцке – первый российский проект, в котором уже на стадии замысла бункеровка была ключевым сегментом рынка СПГ. И заявлено еще четыре проекта для бункеровки судов, которые находятся в стадии подготовки к реализации.

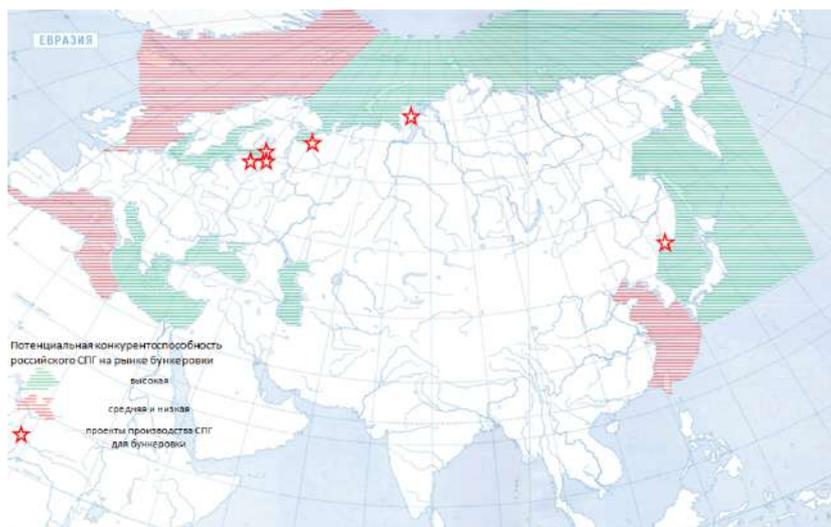
Таблица 46. Проекты производства СПГ в России для бункеровки

Регион	Производитель ность, тыс. т/год	Оператор	Статус	Дата начала поставк и	Рынок сбыта	Технология ожидания
Ямал	900	Новатэк	проектирован ие	2019	Арктика	Арктически й каскад
Владивосток, Приморье	1000	Газпром	замысел	н/д	Японское, Желтое, Охотское моря	нет данных
Ленинградская область Высоцк	660	Криогаз Новатэк	строительство	2018	Балтийск ое море	Air Liquide
Санкт- Петербург	1260	СПГ-Горская	проектирован ие	2020	Балтийск ое море	собственная разработка
Псков	21 (3 т/ч)	Криогаз	действующий	2016	паромы на Балтике	дрессельно- эжекторная ООО НТЛ
Архангельская область	до 150	Ассоциация Созвездие Оборонлогис тика	замысел	нет данных	Белое и Карское моря	нет данных

Источник: оценки Александра Климентьева

Проекты производства СПГ планируются к реализации в бассейнах Северного ледовитого, Тихого океанов, в Балтийском море. Возможность производства СПГ существует и на Черном море. Низкие внутренние цены на газ обеспечивают высокую конкурентоспособность СПГ российского производства в приграничных морях.

Рисунок 67. Карта размещения российских проектов производства СПГ для бункеровки и районов потенциальной конкурентоспособности российского СПГ в акваториях приграничных морей



Источник: оценки Александра Климентьева

Российские компании не остаются в стороне от развития рынка СПГ и имеют планы по строительству судов на СПГ в различных сегментах.

Таблица 47. Проекты использование судов на СПГ в России

	Суда-газовозы класса Arc 7 для перевозки СПГ проекта «Ямал СПГ» являются пионерным проектом в области перевозки газа в арктических широтах
	ФГУП «Атомфлот» прорабатывает варианты по строительству четырех ледоколов для СПГ-проектов НОВАТЭКа в районе Карского моря. Рассматривается строительство либо атомных ледоколов на Балтзаводе, либо ледоколов на СПГ и дизтопливе на Выборгском судостроительном заводе
	Компания «Совкомфлот» в партнерстве с Shell инициировала перевод целого сегмента танкерного рынка на более эффективные, «зеленые» технологии. В 2018 году СКФ начнет эксплуатацию танкеров типоразмера «Афрамакс», работающих на сжиженном природном газе (СПГ). К 2021 году флот танкеров на СПГ составит 6 единиц
	В сентябре 2017 года «Совкомфлот» подписала контракт на строительство на верфи Звезда пяти танкеров на СПГ ледового класса 1А/1В в интересах «Роснефти»
	Компания Росморпорт планирует построить бункеровщик СПГ 3000-5000 тыс.м ³ к 2021 году на Онежской верфи на основе проекта RST22
	Проект «Аврора» переоборудование 2 газовозов СУГ в бункеровщики СПГ
	пилотный бункеровщик СПГ для работы в российских портах Балтийского моря Грузовместимость - 3000 м ³ СПГ
	Минприроды России в рамках реализации проектов Арктического совета участвует в создании трех речных танкеров на СПГ для компании Волготранс [78]
	Костромская верфь имеет два проекта с транспортом на СПГ: <ul style="list-style-type: none"> - бункеровщик 3500 м³ - плавучая электростанция 6 МВт



Проведение НИОКР в области использования газа:

1. создание опытного образца судна-бункеровщика;
2. разработка технологии бункеровки судов СПГ;
3. перевод на СПГ НИС «Профессор Павловский» и опытная эксплуатация судна в прибрежных водах и на внутренних водных путях [79].

Источник: оценки Александра Климентьева

Загрузка СПГ в газозов или заправка судна, использующего СПГ, может осуществляться следующими способами:

- корабль-корабль (STS) – основной методу бункеровки, при котором заправляемое судно имеет объем баков более 100 м³;
- автоцистерна-корабль (TTS) – решение для терминалов любого размера и позволяет заправлять суда с объемом баков от нескольких м³ и до 200 м³;
- береговой пункт-корабль (PTS) – бункеровка через трубопровод осуществляется через специальные устройства для бункеровки большими объемами.

Рисунок 68. Способы бункеровки судов СПГ



Источник: Использование сжиженного природного газа на водном транспорте, Е.Н. Пронин Санкт-Петербург май 2016

Для определения параметров берегового хранилища и организации бункеровки можно воспользоваться рекомендациями, сформированными в North European LNG Infrastructure Project. A feasibility study for an LNG filling station infrastructure and test of recommendations. Danish Maritime Authority. 2013.

Инвесторы в терминалы и администрация портов вместе с поставщиками должны принимать индивидуальные решения по использованию СПГ на основании следующих рекомендаций:

- STS бункеровка рекомендуется, как основной метод бункеровки, когда объем бункеровки превышает 100 м³. Один бункеровщик допустим, если он обеспечивает клиентам короткое время заправки. Обычная емкость бункеровщика может быть от 1000 до 10000 м³ (рекомендация № 1а)

- TTS бункеровка рекомендуется для терминалов любого размера, когда заправляемое судно имеет объем топливных баков от нескольких м³ до 200 м³ (рекомендация № 1b)
- PTS бункеровка с СПГ терминала через трубопровод является бункеровочным решением для любого объема и подходит для постоянных клиентов, для этого типа бункеровки необходимо обеспечить необходимое пространство для размещения бункеровочных мощностей (рекомендация № 1c)

Таблица 48. Основные характеристики портовых операций в области СПГ бункеровки

Параметры	Масштаб	Крупный	Средний	Малый
Береговые хранилища СПГ		терминал для импорта ≥100 тыс.м ³	Промежуточный терминал 10-100 тыс.м ³	Промежуточный терминал < 10 тыс.м ³
Размер хранилища для бункеровки, м ³		нет отдельных емкостей для бункеровки	20 000	2 700
Размер заправляемого судна, его ёмкость		Газовозы 100-270 тыс.м ³	СПГ заправщики 10-100 тыс.м ³	СПГ бункеровщики 1-10 тыс. м ³ СПГ бункеровщики/баржи 0,2-1 тыс.м ³
Ёмкости на грузовиках				40-80 м ³
Оборачиваемость хранилища		n/a	20	44
Оборудование для импорта, бункеровки и других способов передачи СПГ потребителю		один бункеровочный причал, включая одно устройство слива и соответствующее оборудование один малоразмерный бункеровщик 4000 м ³ две ёмкости для автомобильной перевозки СПГ 50 м ³ каждая одна криостанция для заправки	один бункеровочный причал, включая одно устройство слива и соответствующее оборудование два малоразмерных бункеровщика 3000 и 4000 м ³ одна ёмкость для автомобильной перевозки СПГ 50 м ³ одна криостанция для заправки	один бункеровочный причал и соответствующее оборудование одна ёмкость для автомобильной перевозки СПГ 50 м ³ одна криостанция для заправки
Общие капитальные затраты, млн Euro		69	137	15
<i>в т.ч. в бункеровщики</i>		32	60	-
Общие операционные расходы, млн Euro		10	17	3
<i>в т.ч. постоянные расходы на бункеровщики</i>		2	4	-
<i>топливо для бункеровщиков</i>		0,5	1	-

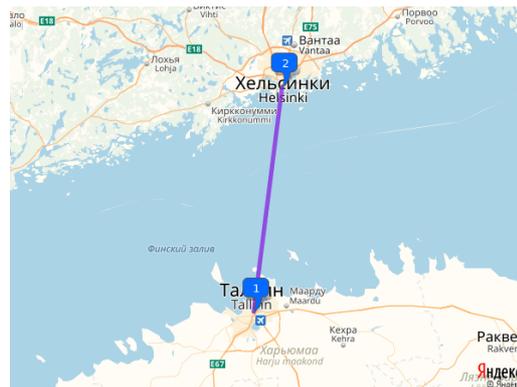
Источник: North European LNG Infrastructure Project. A feasibility study for an LNG filling station infrastructure and test of recommendations. Danish Maritime Authority. 2013

Наибольший опыт бункеровки СПГ на территории стран бывшего СССР имеет компания Eesti Gaas, которая поставляет СПГ для парома Мегастар с производства с Пскова. Перевозка СПГ осуществляется за 24 часа при протяженности сухопутного участка 700 км.

Для поставки СПГ используются грузовики с цистернами объемом

40 м³. Температура газа минус 145 °С, давление 2,5 бар. Грузовики имеют насосы производительностью 1000 л/мин. В первый год поставлено 730 цистерн, в которых было поставлено 13 300 тонн СПГ. СПГ для заправки поставлялись с Пскова, Пори, Свиноустье, Клайпеда. Привязка цены СПГ осуществляется к ТТФ. Эффективность использования СПГ превысила проектные показатели. При плане потребления 24 тыс. т в год достигнут показатель 18 тыс. т. Единственным потребителем СПГ является паром Megastar.

Рисунок 69. Паром Megastar на СПГ



Источник: открытые источники

Мегастар имеет длину 212 метров и может перевозить 2800 пассажиров. Скорость передвижения 27 узлов.

Маршрут Хельсинки – Таллин.

Таблица 49. Параметры парома Megastar на СПГ

дедвейт	49 тыс.т
скорость	27 узлов
стоимость	230 млн евро
топливная система	2 x 300 м ³

Источник: Eesti Gaas

Морской и речной транспорт является одним из самых перспективных сегментов для малотоннажных производителей СПГ, так как объемы годового потребления топлива только одного или нескольких судов могут быть равны мощности завода от 10 до 83 тыс.т/год. Современные технологии позволяют бункеровать суда в портах из автоцистерн и для этого не требуется создавать заправочную инфраструктуру на причале.

В том числе по этой причине очень важно малотоннажным заводам СПГ иметь возможность экспорта продукции и бункеровки иностранных судов в российских портах.

Эволюция производственных цепочек

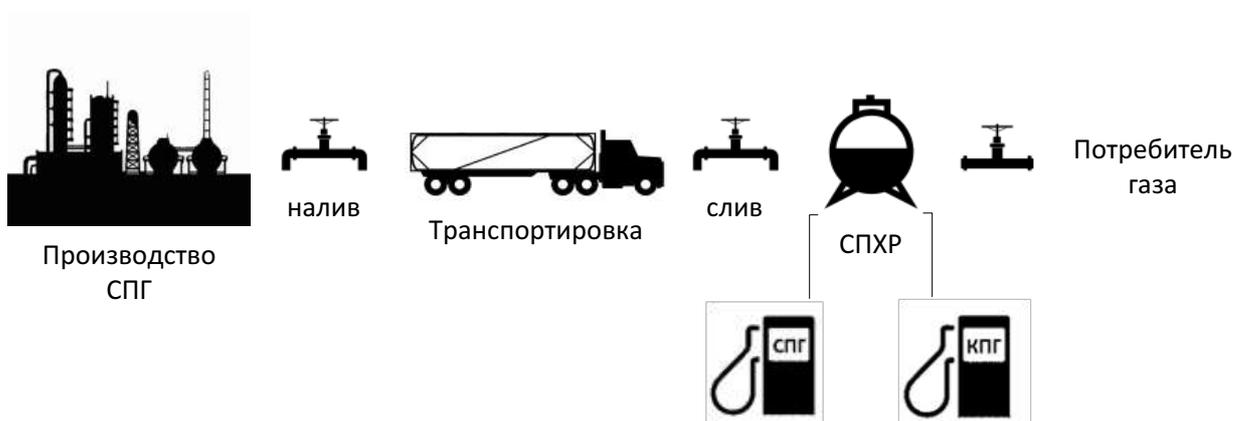
На первоначальном этапе в связи с ограниченностью предложения и спроса на СПГ цепочка стоимости будет, скорее всего, включать одного производителя и несколько крупных потребителей.

Это связано с исключительностью СПГ, как энергоносителя, его поставка, хранение и распределение возможно только для ограниченного числа потребителей.

В связи с незначительным количеством цистерн для перевозки СПГ транспортировка СПГ осуществляется с использованием цистерн производителя СПГ или потребителя.

Ценообразование осуществляется либо с привязкой к субституту (цена ДТ или СУГ с использованием коэффициентов), либо на основе долгосрочных контрактов поставки СПГ.

Рисунок 70. Технологическая цепочка малотоннажного СПГ (первый этап)



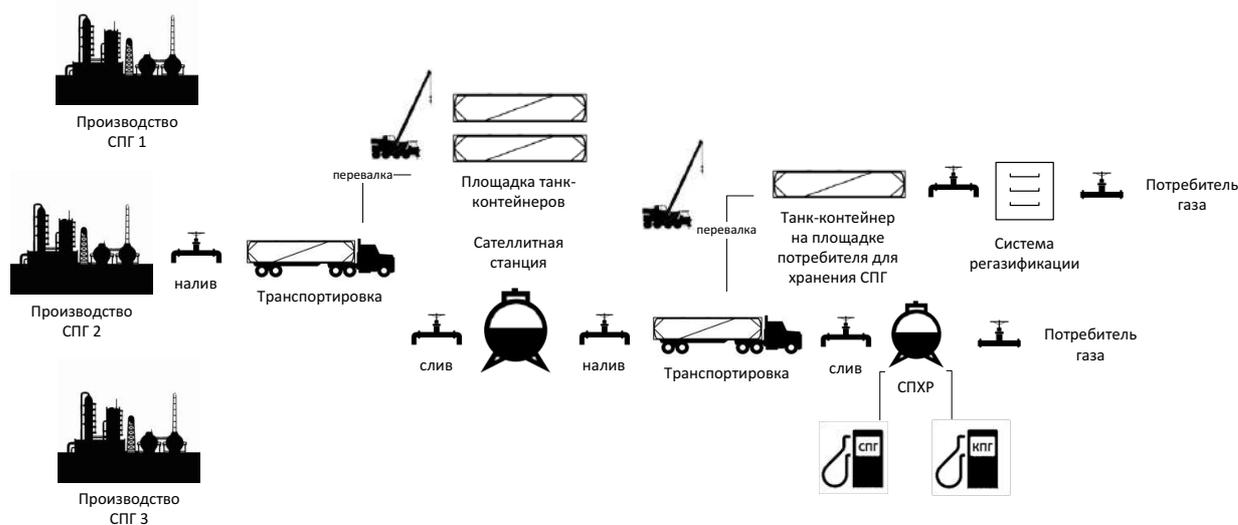
Источник оценки Александра Климентьева

На этапе развития рынка появляются несколько производителей газа, рынок потребителя развивается в различных сегментах, в т.ч. в области транспорта, газоснабжения.

Количество потребителей существенно вырастает.

Для транспортировки СПГ, обслуживания спутниковых станций создаются независимые компании, которые конкурируют в области транспорта с транспортными услугами производителей и покупателей СПГ.

Рисунок 71. Технологическая цепочка малотоннажного СПГ (второй этап)



Источник оценки Александра Климентьева

Автономное энергоснабжение

СПГ-газификация открывает большое количество дополнительных возможностей для инвесторов и владельцев газовых ресурсов, обеспечивая не только выход на платежеспособные и высокомаржинальные сегменты топливного рынка, на которых ценообразование будет определяться привязкой к нефтяным топливам, но и возможностью участия в полной цепочке по транспорту и распределению газа.

В качестве сегментов рынка сбыта СПГ для автономного энергоснабжения можно рассматривать:

1. строительство/перевод котельных на угле, мазуте и торфе на использование газа;
2. газификация населенных пунктов;
3. перевод газовых сетей с СУГ на использование газа.

СПГ помогает решать главную задачу – надежное газоснабжение удаленных потребителей. Сжиженный природный газ является эффективным способом хранения, распределения и использования природного газа. За счет глубокой подготовки газа перед его сжижением СПГ становится энергоносителем с наибольшей энергетической эффективностью. А, благодаря уменьшению объема газа в 600 раз, СПГ можно транспортировать на большие расстояния для дальнейшего использования и хранить в течение длительного времени.

Хранение СПГ осуществляется в изотермических резервуарах, из которых СПГ поступает в регазификаторы, нагревается, переходит в

газообразную форму удобную для поставки газа потребителю по распределительной газовой сети.

Возможности и ниши для автономного энергоснабжения существуют даже в регионах России с высоким уровнем газификации. Например, в соответствии с программой газификации Московской области предполагается комплекс мероприятий по расширению использования природного газа. Программа предполагает перевод более 164 котельных на газ, газификацию 723 населенных пунктов со средней численностью населения 3 тыс. человек в каждом и замену использования СУГ в 43 населенных пунктах области.

В стратегии ООО «Газпром ГМТ» по использованию СПГ ниши для газификации населенных пунктов не рассматривались в качестве рынка сбыта для СПГ-проектов, но на примере Московской области можно оценить большой потенциал и масштаб использования СПГ и КПГ вне сегмента ГМТ.

Таблица 50. Перечень объектов для газификации в Московской области до 2025 года

Категория	Котельные	Населенные пункты	Населенные пункты	Газификация коттеджных поселков / промышленных парков
Количество	164	723	43	
Характеристики потребителя	520 Гкал/ч	253,6 тыс. чел		
Мероприятие по газификации	перевод на газ	газификация	перевод на природный газ с СУГ	
Потенциал СПГ	45 т/ч (225 тыс. т/г ⁴)	уточн.	уточн.	уточн.

Источник: оценки Александра Климентьева на основании Программы газификации Московской области

При этом по данным 2014 года в сфере ЖКХ Московской области работает 376 котельных [80], где в основном используют мазут и уголь. При этом лишь 42 % котельных могут быть переведены на сетевой газ.

Модернизация угольных, дизельных, мазутных котельных с переводом основного топлива на газ представляется весьма перспективной в теплоснабжении Подмосквья. Особенно это актуально для небольших котельных мощностью до 1 - 2 МВт.

В России пока известен один случай автономной газификации населенного пункта в Свердловской области – поселок Староуткинск [81]. Поставка СПГ осуществляется с малотоннажного завода в Екатеринбурге. Газификация Староуткинска позволила

⁴ при режиме 5000 часов в год

обеспечить теплом, подключенные к центральной системе теплоснабжения 17 многоквартирных домов и все учреждения соцкультбыта.

Краткая техническая характеристика объекта:

- максимальное давление выдачи производственного газа потребителю 0,6 МПа (6,0 кгс/см²);
- максимальный расход производственного СПГ 2000 нм³/ч;
- суммарный объем хранения СПГ 150 м³ (72 тонны);
- объём единичного резервуара 50 м³;
- площадь участка в границах ограждения 1,33 Га.

В стадии реализации находится проект перевода котельных города Макаров на Сахалине. Поставка СПГ будет осуществляться с малотоннажного производства ПСК «Сахалин» в городе Южно-Сахалинск. СПГ будет замещать уголь на котельных и СПГ будет использоваться для газоснабжения потребителей Сахалинской области и объектов ЖКХ, эксплуатируемых МУП «Смирныховское ЖКХ», АО «Сахалинская Коммунальная компания» и ЦУП «Центральная районная котельная города Корсакова».

Примером использования СПГ для распределенной энергетике может выступить проект ООО «СПГ» в Якутии. Основным потребителем СПГ является инфраструктура АО АК «ЖДЯ» с целью генерации электрической и тепловой энергии:

- 8 разъездов на участке железнодорожной линии Томмот – Нижний Бестях;
- жд станция Нерюнгри-Грузовая, получающая электроэнергию и теплоснабжение методом когенерации от газотурбинных установок;
- объекты ЖКХ в городах Алдан, Томмот (котельные).

На железнодорожной станции Чульбас в эксплуатации находится комплекс хранения и регазификации сжиженного природного газа, позволяющего осуществлять операции по выгрузке СПГ с транспортных танк-контейнеров в криогенные емкости хранения и с помощью испарителей выдавать природный газ давлением 5,0 атм. потребителю на газотурбинные установки.

Рисунок 72. Схема размещения объектов распределенной энергетики на железной дороге в Якутии



Источник: ООО «СПГ»

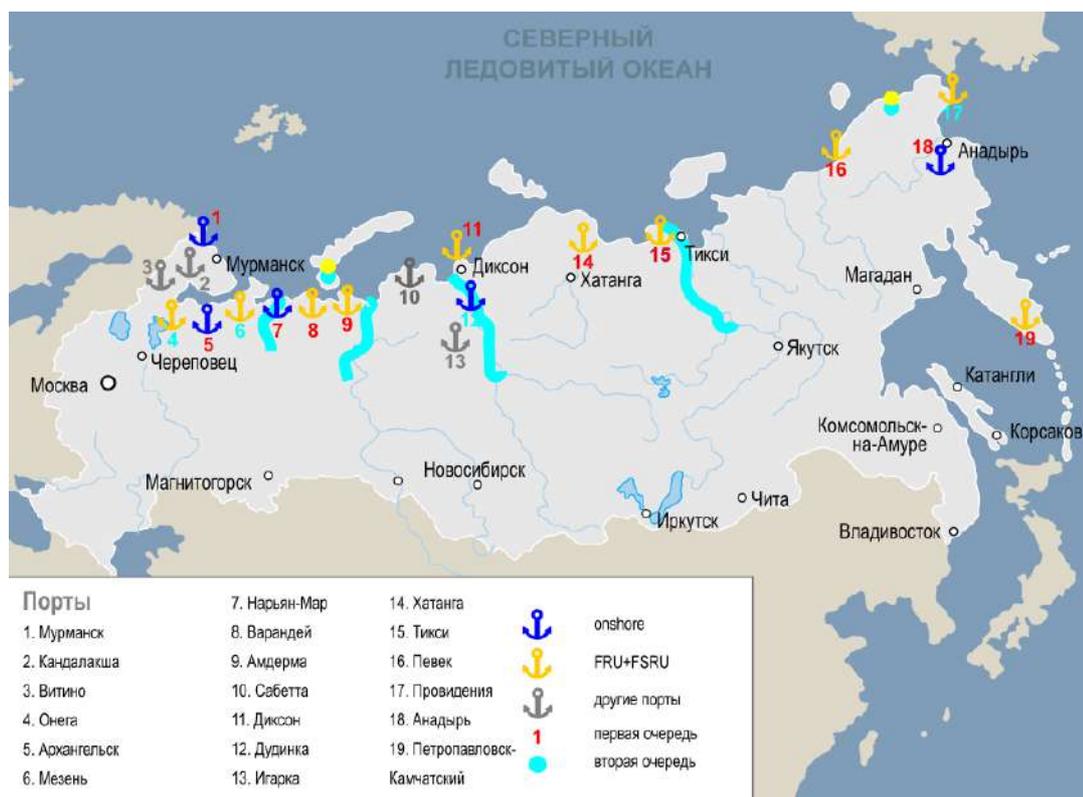
Большой потенциал СПГ для автономной газификации и распределенного энергоснабжения имеется в Арктической зоне Российской Федерации. Кроме большого потенциала бункеровки, сегменты и перспективы использования СПГ в качестве бункерного топлива сильно зависят от потенциальной географии использования судов. Это связано с тем, что невозможно быстро создать надежную инфраструктуру по бункеровке СПГ на протяжении всего СМП.

При этом при следовании судов в западном направлении СПГ-бункеровка возможна в Норвегии и в ближайшее время станет

широко доступна в Европейской зоне ЕСА.

Предполагаемые бункеровочные центры приближены к портам, населенным пунктам и промышленным районам. Как правило, они совпадают с внутренними водными путями, такие как реки и Беломоро-Балтийский канал, что создает предпосылки для совместного использования инфраструктуры СПГ для бункеровки и для энергоснабжения береговых потребителей.

Рисунок 73. Карта СПГ объектов в Арктической зоне Российской Федерации



Источник: «Потенциал газификации Арктической зоны Российской Федерации сжиженным природным газом (СПГ)», А.Ю. Климентьев, А.Ю. Книжников, WWF, 2018

Потребителями СПГ в арктической зоне могут быть:

- объекты теплоэнергоснабжения;
- газификация населенных пунктов;
- промышленные проекты;
- газомоторное топливо.

Использование СПГ связано со следующим потребителями, расположенными:

- в непосредственной близости от системы производства или хранения СПГ;
- в речных акваториях и в районах с транспортной доступностью.

Подобное сочетание позволяет создавать единую инфраструктуру по хранению СПГ для бункеровки и для поставки газа потребителями на суше. Единенная инфраструктура для бункеровки и поставки газа на побережье является основой для снижения капитальных и операционных затрат, что повышает доступность СПГ для потребителей любой категории.

При этом хранилища СПГ могут быть как в плавучем, так и наземном исполнении.

Природный газ в Арктике фактически является местным ресурсом, короткое транспортное плечо по сравнению с поставками нефтепродуктов, действующее производство СПГ и несколько производственных центров СПГ на этапе строительства, позволяют высоко оценить перспективы использования СПГ для береговых потребителей в Арктической зоне.

Важным преимуществом СПГ является его доступность в долгосрочной перспективе (около 70 млн.т производственные мощности) и соответствие современным и будущим экологическим требованиям. Именно в надежности поставки топлива и в ценовой конкурентоспособности заключаются экономические преимущества СПГ. Дополнительным плюсом является сохранность СПГ и отсутствие даже на теоретическом уровне воровства топлива.

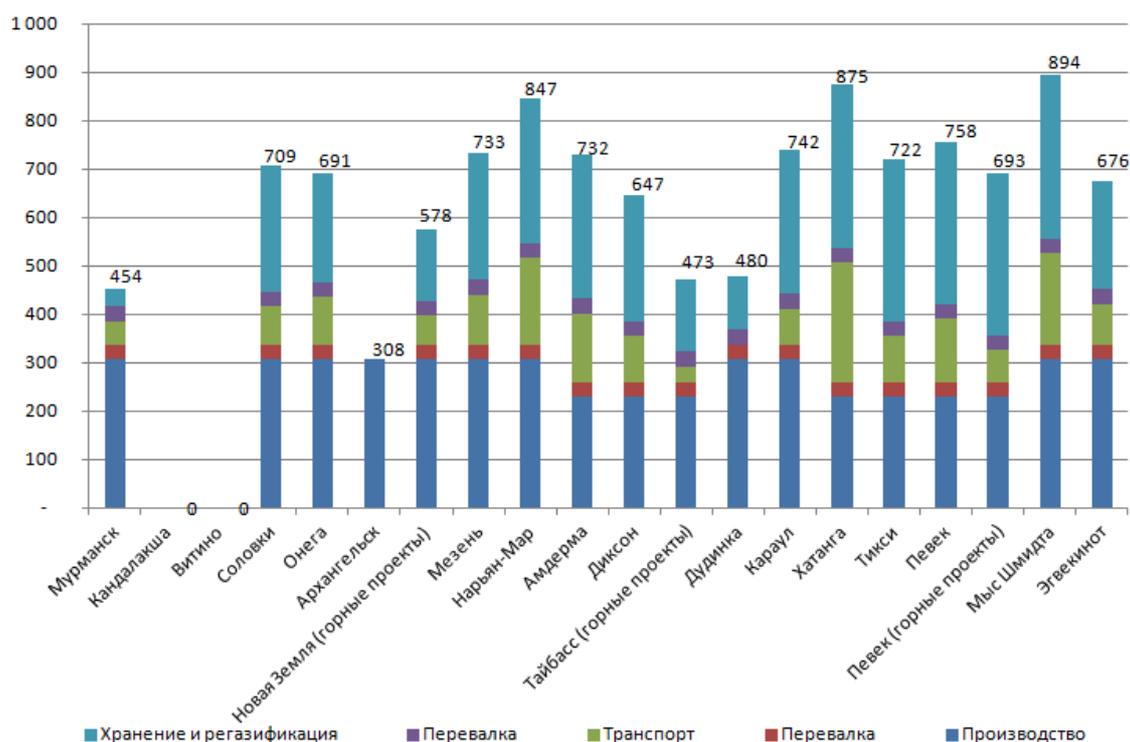
Для фактического использования топлив в Арктике по рассмотренным объектам на побережье за счет СПГ возможно замещение более 380 тыс.т топлива, используемого в настоящее время угля, нефтепродуктов и дров, с учетом новых горных промышленных проектов потенциальный общий объем потребления СПГ для энергоснабжения проектов в Арктике превысит 581 тыс.т СПГ.

Решения по FSRU, основанные на переоборудовании старых судов, позволят снизить CAPEX в 2-3 раза по сравнению с новыми судами. В то же время при переоборудовании не всегда можно осуществить размещение необходимых емкостей и производственного оборудования, в т.ч. регазификаторы и энергетические установки.

Для транспортировки СПГ потребуется флот газозовозов, состоящий из 2 газозовозов вместимостью 3000 м³ и 2-3 газозовозов вместимостью 15000 м³, для обеспечения горных проектов на Чукотке потребуется дополнительно один газозовоз вместимостью 60000 м³.

В течение длительного времени СПГ имеет достаточно ощутимые ценовые преимущества в мире и в нашей стране по сравнению с нефтяными топливами. При этом СПГ является достаточно стандартизированным продуктом и позволяет потребителю гарантированно получать энергоноситель требуемого качества.

Рисунок 74. Оценка стоимости СПГ в основных арктических центрах потребления (долл./т)



Источник: Потенциал газификации Арктической зоны Российской Федерации сжиженным природным газом (СПГ)», А.Ю. Климентьев, А.Ю. Книжников, WWF, 2018

Наибольшую неопределенность в состав эксплуатационных затрат вносят ожидаемые цены на СПГ для поставки на внутренний рынок.

Критическую роль в структуре себестоимости СПГ играют затраты на хранение, что достаточно характерно для потребителей с продолжительным сроком хранения и ограниченным периодом поставки топлива.

На стоимость СПГ влияет и эффект масштаба. При реализации крупных горных проектов необходимо строительство больших хранилищ СПГ и за счет эффекта масштаба будет снижаться себестоимость СПГ для потребителя: для условий Таймыра с 647 долл./т до 478 долл./т, а для Чукотки с 758 долл./т до 693 долл./т.

Проведенный анализ показывает высокую конкурентоспособность СПГ для энергообеспечения потребителей, в среднем цена уже регазифицированного СПГ ниже цены дизельного топлива на 20-35 %.

В зависимости от места расположения, объема потребления, для поставки топлива могут использоваться наземные или плавучие решения по хранению, регазификации и производству электрической энергии.

Современные решения FSRU предлагает быстрые, эффективные по затратам и гибкие поставки СПГ на рынок.

Важным проектом по внедрению СПГ на рынок может быть проект энергообеспечения острова Соловки с полным отказом от использования нефтяных топлив в этом паломническом и туристическом центре.

Таблица 51. Оценка емкости береговых и плавучих терминалов СПГ в Арктике

	Источник СПГ	Итого потребление, т	Объем хранилища, м3	Размещение хранилища	FPGU	Бункеровочный центр	Площадка криоцистерн
Мурманск	Архангельск		10 000	on shore	нет	да	да
Кандалакша		-		н/п	н/п	н/п	н/п
Витино		-		н/п	н/п	н/п	н/п
Соловки	Архангельск	2 234	2 800	FSRU	да	нет	нет
Онега	Архангельск	8 384	8 755	FSRU	нет	да	нет
Архангельск		88 000	3 500	on shore	нет	да	да
Новая Земля (горные проекты)	Архангельск	51 415	32 215	FSRU	да	нет	да
Мезень	Архангельск	4 678	5 862	FSRU	да	нет	нет
Нарьян-Мар	Архангельск	20 000	15 000	FSRU	нет	да	нет
Амдерма	Ямал	772	1 128	FSRU	да	нет	нет
Диксон	Ямал	4 968	6 225	FSRU	да	да	нет
Тайбасс (горные проекты)	Ямал	150 000	93 985	on shore	да	да	да
Дудинка	Норильск	-	-	on shore	нет	нет	да
Караул	Норильск	3 763	5 501	FSRU	да	нет	нет
Хатанга	Ямал	15 232	28 631	FSRU	да	нет	нет
Тикси	Ямал	20 471	38 479	FSRU	да	да	нет
Певек	Ямал	32 128	53 681	FSRU	да	да	нет
Певек (горные проекты)	Ямал	156 522	261 523	on shore	да	да	да
Мыс Шмидта	Анадырь	284	474	FSRU	да	нет	нет
Эгвекинот	Анадырь	22 975	23 992	FSRU	да	нет	нет

Источник: Потенциал газификации Арктической зоны Российской Федерации сжиженным природным газом (СПГ)», А.Ю. Климентьев, А.Ю. Книжников, WWF, 2018

Исходя из отсутствия необходимого опыта и компетенций использования СПГ, для проекта энергообеспечения Арктики

целесообразно следующая практическая последовательность реализации:

1. пилотный проект вне зоны СМП – Белое, Баренцево моря;
2. газификация портов в районе СМП;
3. газификация припортовых районов;
4. проникновение в континентальную часть, в т.ч. с использованием внутренних водных путей.

Размещение объектов хранения, регазификации и энергогенерации на судах, в т.ч. несамоходных, позволяет избежать длительных подготовительных процедур для строительства в условиях сокращенного светового дня, на многолетнемерзлых почвах, избежать необходимости масштабных дноуглубительных работ.

Рост конкуренции и давление на производителей на мировом рынке приводит к необходимости поиска новых сегментов рынка СПГ, и внутренний рынок России в виде промышленных потребителей и бункеровки судов может стать эффективным решением для российского СПГ.

Экспорт

В настоящее время много говорят о перспективах расширения присутствия российского газа в Европе. Причины очевидны: падение внутренней добычи в ЕС (на голландском Гронингене, на месторождениях Северного моря) и расширение спроса в электроэнергетике за счет закрытия угольных станций и АЭС, что ведет к росту спроса на газ. Нарастание экспортных поставок трубопроводного газа в Европу будет идти и уже идет в глобальной конкуренции с крупнотоннажным СПГ, который поставляется в Европу из различных районов земного шара. Поэтому неизбежно образование и усиление конкуренции по линии «газ-газ», а именно российского трубопроводного газа с крупнотоннажным СПГ.

В этом смысле малотоннажный СПГ играет иную, комплиментарную роль по отношению к российским поставкам трубопроводного газа и/или крупнотоннажного СПГ, а не их конкурента. Он претендует на другие рыночные ниши. Нарастание его поставок будет расширять сферу присутствия российского газа в Европе за счет конкурентного проникновения в другие сектора экономики, в другие бизнес-сферы стран импортеров газа.

Более того, малотоннажный СПГ может стать своего рода “game changer” (наряду с FSRU - плавучими заводами по регазификации и хранению СПГ) и запустить «эффекты домино»

по аналогии с тем, как это произошло с американской сланцевой революцией и ее последствиями.

Российский экспорт газа можно разделить на три составляющих: (1) исторически сложившийся и насчитывающий уже 50-летнюю историю поставок в Европу трубопроводный, (2) формирующийся крупнотоннажный СПГ и (3) уже являющийся важным элементом на отдельных локальных рынках малотоннажный СПГ. Первые два нацелены на поставку на оптовый рынок газа, на котором после регазификации СПГ поступает в газовые сети, как и трубопроводный газ. Сферой его потребления является традиционное сетевое, стационарное энергохозяйство: промышленность, электроэнергетика, коммунально-бытовой сектор. В этих секторах трубопроводный газ и крупнотоннажный СПГ вступают в конкуренцию друг с другом, а также с углем и первичной электроэнергией, то есть ВИЭ.

Рисунок 75. Перспективы экспорта российского газа и рыночные ниши СПГ



Источник: Андрей Конопляник

В этом случае СПГ - это «виртуальный трубопровод» в традиционной производственно-сбытовой газовой цепочке (формирования стоимости).

Поставка малотоннажного СПГ происходит с малотоннажного завода СПГ или после перегрузки на приемных терминалах СПГ с крупнотоннажных на малотоннажные танкеры-метановозы или в цистерны для транспортировки сухопутным транспортом. Малотоннажный СПГ может поставляться на внутренний, либо

на внешний рынок. Принципиальное отличие малотоннажного СПГ от крупнотоннажного заключается в том, что малотоннажный выходит не на оптовый, а сразу на розничный рынок, ибо выступает (может выступать) в качестве подведенной энергии для конечных потребителей. А на этом рынке, по определению, цены выше, чем на оптовом. Возможность прямого выхода на конечных потребителей (на розничный рынок) стала возможной в Европе с принятием в 2009 г. Третьего энергетического пакета ЕС.

И в этом своем качестве малотоннажный СПГ обладает абсолютными конкурентными преимуществами и закрывает те рыночные ниши, которые ни крупнотоннажный СПГ, ни сетевой газ закрыть не могут:

1. автономное, децентрализованное энерго/газоснабжение;
2. во-вторых, мобильная энергетика: относится транспорт, как наземный (грузовые перевозки, коммунальный сектор – автобусное хозяйство, уборочная техника, в первую очередь в крупных городах, для реализации «эффекта масштаба»), так и морской (бункеровка). В этой сфере малотоннажный СПГ конкурирует с нефтепродуктами (бензиновые и дизельные авто) и электроэнергией (электромобили), причем как от ВИЭ, так и полученной от использования ископаемого топлива.

Итак, разные сферы применения СПГ приводят к конкуренции с разными (замещающими) энергоресурсами, и к разным механизмам/формулам ценообразования.

СПГ обеспечивает большую гибкость поставок в сравнении с сетевым газом. Но следует понимать (и различать), что крупнотоннажный СПГ и малотоннажный СПГ предлагают (обеспечивают) разные виды/типы «гибкости» за счет разного характера диверсификации поставок:

- крупнотоннажный СПГ обеспечивает «гибкость N1» за счет диверсификации региональных экспортных поставок трубопроводного газа и обеспечивает доступ к традиционным сферам потребления газа на оптовых рынках. СПГ дает возможность выйти на новые региональные рынки, в частности на те, к которым у производителей/поставщиков трубопроводного газа нет доступа по техническим причинам (скажем, поставщик и потенциальный потребитель разделены непреодолимыми сегодня морскими глубинами) или превышен экономически обоснованный предел дальности поставок по трубе. «Гибкость» крупнотоннажного СПГ обеспечивается «экономикой масштаба», ибо только в этом случае проект крупнотоннажного СПГ может быть реализован и выиграть конкуренцию у других поставщиков крупнотоннажного СПГ или сетевого газа. Но выполняя функцию «виртуального трубопровода», крупнотоннажный СПГ тем самым удлинняет, а значит, удорожает, традиционную цепочку создания стоимости газа;

- малотоннажный СПГ обеспечивает «гибкость N2» за счет диверсификации между традиционными и новыми сферами использования газа. Тем самым мтСПГ расширяет число цепочек создания стоимости газа, не удлинняя каждую из них. Важным элементом «гибкости» малотоннажного СПГ является его «мелкотоварная гибкость» (свойственная любому мелкому и среднему бизнесу, являющаяся залогом его выживаемости, работая «бок о бок» с бизнесом крупным). Она обеспечивает ему возможность проникновения к новым региональным рынкам и в те рыночные ниши, куда крупнотоннажному СПГ или сетевому газу путь заказан из-за низкого уровня и/или нерегулярного (дискретного) характера спроса, препятствующего окупаемости крупномасштабных капиталовложений в инфраструктуру сетевого газа или в проекты крупнотоннажного СПГ.

Несмотря на единый товар – СПГ, поставки крупнотоннажного и малотоннажного СПГ различаются довольно существенно. Во-первых, различаются принципиальные направления поставок: крупнотоннажный СПГ – это исключительно экспорт, в то время как перспективы малотоннажного СПГ – это и экспорт, и поставки на внутренний российский рынок.

Уровень газификации внутреннего российского рынка на основе трубопроводного газа достиг 68-69%. В этих условиях продолжение газификации на основе сетевого газа будет становиться все более дорогим. Поэтому дальнейшая газификация, особенно на удаленных и мало- и/или менее населенных территориях, связана, в первую очередь, с развитием автономного (внесетевого, децентрализованного) энерго/газоснабжения на основе малотоннажного СПГ.

Понятно также, что проекты разной крупности предопределяют разный круг их участников, разный тип вовлеченных в этот бизнес компаний:

- крупнотоннажный СПГ – это зона для крупных, интегрированных компаний федерального значения/уровня, а
- малотоннажный СПГ – это зона для мелких и средних, неинтегрированных компаний регионального и/или местного уровня.

Поскольку конкурентные сферы применения крупнотоннажного и малотоннажного СПГ разные, то крупнотоннажный СПГ формирует конкуренцию «газ-газ» в традиционных отраслях газового бизнеса, а малотоннажный СПГ формирует новые сферы для газового бизнеса, таким образом, расширяя сферу взаимодополняемости «газ-газ».

Итак, можно говорить о трех этапах развития газового экспорта в России:

- (i) *Прошлое*: трубопроводный газ;
- (ii) *Настоящее*: развитый широкомасштабный экспорт

трубопроводного газа и формируемый экспорт крупнотоннажного СПГ (в дополнение к первому заводу СПГ в рамках проекта «Сахалин-2»);

(iii) *Будущее*: трубопроводный газ, крупнотоннажный СПГ, малотоннажный СПГ.

Потенциальными рынками для экспорта российского малотоннажного СПГ являются страны Северного и Балтийского морей, акватория Дуная и Черного моря (если рассматривать направление поставок в Европу). В этом случае потенциальными рынками (бизнес-сферами) являются рынок бункеровки и каботажного плавания в акваториях указанных морей, а также коммунальный и грузовой транспортный сектор прибрежных и дунайских городов. На внутреннем российском рынке перспективные первоочередные районы поставок малотоннажного СПГ – города в акватории Волги, т.е. недостаточно газифицированные регионы.

Рекомендации по регулированию экспорта малотоннажного СПГ из России

Для небольших проектов отводится ниша газификации внутри страны и использование газа в качестве моторного топлива. Данные сегменты фактически не сформированы, не имеют постоянных потребителей, отсутствует необходимая инфраструктура для надежного и стабильного обеспечения СПГ. Для газификации населенных пунктов система ценообразования на регазифицированный СПГ фактически полностью передает на откуп этот сегмент рынка в сторону Газпрома. Однако, на внешних рынках миниСПГ позволяют занять территориальную или рыночную нишу в приграничных территориях к России.

За счет ценовых преимуществ внутреннего рынка, приближенности к рынку сбыта создаются естественные долгосрочные конкурентные преимущества для российских производителей СПГ. Может быть создана зона исключительных российских газовых интересов вдоль сухопутной и морской границы России. Создается зона, в которой доминирование российского газа в сжатом, сжиженном или трубопроводном виде не будет подвергнуто сомнению.

Существенным ограничением развития отрасли на экспорт является монополия Газпрома на поставки газа в сжиженном и даже компримированном виде. Как только была отменена монополия для месторождений, появился один проект Ямал-СПГ. При снятии ограничения на экспорт с миниСПГ следует ожидать появления десятков проектов.

Малотоннажные проекты (мощность до 10 т/ч) должны иметь право свободного экспорта в силу следующих причин:

1. малые объемы не повлияют на рыночные позиции Газпрома на региональных рынках газа;

2. но при этом позволят обеспечить продажи российского газа в небольших рыночных и/или территориальных нишах: трансграничное газоснабжение, моторное топливо для транспорта, в т.ч. речной транспорт;
3. не требуют существенных инвестиций в газотранспортную или газораспределительную системы, а опираются на точки, в которых уже имеются возможности поставки газа, но нет потребителей с постоянным отбором газа. Таким способом повышается эффективность газовой системы России;
4. имеются отечественные технологии мини и микро СПГ, что позволит обеспечить работой российские производственные и инжиниринговые компании;
5. инвестиции могут быть привлечены без участия государственных компаний, в т.ч. иностранные инвестиции без санкционных рисков;
6. будет создан флот криоцистерн и танк-контейнеров для перевозки СПГ, что повысит мобильность и сделает доступным СПГ для внутреннего потребления;
7. будут созданы новые высококвалифицированные рабочие места.

Поставки СПГ открывают большие возможности для участия в полной цепочке от добычи газа и его переработки до поставки конечному потребителю. При этом производство СПГ позволяет создать условия для полноценной переработки ценных компонентов в природном и попутном газе.

Таблица 52. Сравнение поставок газа по магистральному газопроводу и в виде СПГ на Востоке

	Сила Сибири	СПГ
Сравнение		
Точки экспорта	Благовещенск, Амурская область	Забайкальск, Забайкальский край
Поставщики газа	монополия на транспорт и доступ в трубу со стороны Газпрома	1. несколько независимых газовых компаний 2. ОАО «Газпром»
Время реализации	2020	2018
Объемы поставок	до 60 млрд м ³ (объем определяется по соглашению с ОАО «Газпром»)	до 5 млн тонн в год (7 млрд м ³)
Транспортное плечо, км	≈ 2 500	≈ 1 400 - 2 000
Качество сырья	в соответствии с составом газа на месторождении	ГОСТ 56021-2014
Возможности		
владения сырьевой базой для экспортных поставок	нет	да
участия в переработке газа	нет	да
продаж на внутреннем рынке	сильно ограничено	да
продажи на экспорт	нет	ограничено
участия в транспорте газа	нет	да

Оценка себестоимости	долл./ 1000 м3	долл./ 1 тонна (1000 м3)
выкуп со стороны ОАО «Газпром» до поставки в магистральный газопровод	80	нет возможности
экспортная цена	380	500 (360)

Источник: оценка Министерства природных ресурсов и промышленной политики Забайкальского края

Российскому правительству стоит активно использовать американский и канадский опыт создания условий для экспорта малотоннажного СПГ и упростить экспорт СПГ с малотоннажных установок (производительностью до 80 тыс. т в год). Это может выражаться как в исключении их из-под действия закона «Об экспорте газа», так и в выдаче специальных разрешений на экспорт газа от Правительства России, например, путём создания реестра малотоннажных производств. Экспорт СПГ является, чуть ли не единственно реализуемой стратегией для освоения газовых месторождений Восточной Сибири, которые остались без доступа к газопроводу Сила Сибири. Как было описано ранее, поставки СПГ на экспорт с малотоннажных производств привлекательны в черноморском бассейне, включая поставки по реке Дунай в Центральную Европу, как и в АТР.

При этом понятно, что объемы производства малотоннажного СПГ в России даже в самом оптимистичном сценарии не смогут оказать влияние на рыночные позиции крупных российских компаний – таких как Газпром и НОВАТЭК - в силу своей малой мощности, ограниченности радиуса транспортировки и рынков сбыта. В выигрыше, в конечном счёте, окажутся все, начиная от малого и среднего бизнеса и заканчивая Газпромом и газораспределительными компаниями (за счёт роста загрузки газотранспортной и газораспределительной систем) и бюджетом России за счёт мультипликативного эффекта от всех вышеперечисленных мер. Развитие малотоннажных производств ведёт к привлечению инвестиций, развитию инфраструктуры СПГ (флот цистерн и складов хранения и распределения СПГ), созданию новых квалифицированных рабочих мест, рациональному недропользованию и промышленному развитию, особенно на Востоке страны.

Действующие малотоннажные производства СПГ в России, ориентированные на экспортные рынки, такие как заводы СПГ в Калининграде и Пскове, имеют максимальный уровень загрузки. Установки, которые строились для поставки СПГ на внутренний рынок, как правило, умеет уровень загрузки до 30%. Возможность поставки на экспорт приведет к росту загрузки и снижению себестоимости производства СПГ, что позволит предложить СПГ на внутренний рынок по более конкурентным ценам.

Развитие конкуренции

СПГ являются на энергетическом рынке России альтернативным видом энергоносителей. Рынок энергоносителей достаточно развитой и конкурентный.

В рыночных сегментах использования СПГ основными конкурентами являются нефтяные топлива, уголь и сжиженные углеводородные газы. СПГ обеспечивает пониженную топливную составляющую в тарифе даже при использовании современных образцов котельного оборудования с высоким КПД.

Для условий Центральной России оценки конкурентоспособности СПГ по сравнению с другими видами приведена в следующей таблице.

Таблица 53. Стоимость выработки тепловой энергии на различных видах топлива на современных котельных

Величина	Размерность	Природный газ	Сжиженный углеводородный газ (СУГ)	Сжиженный природный газ (СПГ)	Дизельное топливо	Мазут	Уголь
Удельная теплота сгорания	МДж/кг	43,56	45,58	43,56	43,00	40,60	21,70
Плотность при нормальных условиях	кг/м ³	0,73	540	420	843	950	1500
КПД котельного оборудования	%	92	92	92	90	90	85
Для выработки 1 Гкал необходимо сжечь нормального топлива	кг	104,48	99,84	104,48	108,19	114,59	226,99
Количество нормального топлива, эквивалентного 1 т.у.т.	кг	731,36	698,88	731,36	757,33	802,13	1 588,93
Стоимость 1 т.у.т. полученной из нормального топлива	₽/т.у.т.	2 998,58	11 685,27	10 970,40	15 108,73	8 823,43	2 033,83
Стоимость нормального топлива	₽/кг	4,10	16,72	15,00	19,95	15,00	2,58
Топливная составляющая в тарифе на тепло	₽/Гкал	428,37	1 669,32	1 567,20	2 158,39	1 718,85	585,63

Источник: ООО «Газэнергосеть»

Цены на все виды энергоносителей имеют достаточно высокую волатильность. И, если на стоимость дизельного топлива и мазута в большей степени влияет международная цена на нефть, то на стоимость СУГ дополнительное влияние оказывает сезонность. Цена на СУГ сильно отличается в каждом регионе страны. Наиболее

стабильной является цена на природный газ, которая регулируется ФАС и устанавливается на один год.

Наиболее близким энергоносителем к СПГ является СУГ, который достаточно широко используется в России. СПГ может выступить в качестве заместителя СУГ для поставок газ с точек размещения групповых резервуарных установок, обеспечивая существенное снижение затрат потребителя на энергию.

Важнейшей составляющей при использовании СПГ в широком масштабе является надежность поставок газа, особенно в зимнее время. Надежность может быть обеспечена двумя независимыми способами поставки СПГ, несколькими центрами производства СПГ, а также достаточно большим объемом хранения СПГ на площадке потребителя.

Таблица 54. Сравнение СУГ и СПГ газификации

	СУГ	СПГ
Цена	высокая	средняя
Системы хранения	доступные, традиционно используются	требуется внедрение нового оборудования
Доступность	ограничена	несколько новых производителей газа
Рынок сбыта	централизованные системы газоснабжения газ в баллонах ГМТ с бензиновыми ДВС	централизованные системы промышленные потребители ГМТ для общественного транспорта, специальной, дорожной и карьерной техники бункерное топливо
Возможность масштабного использования	ограничено до 100 тыс. тонн	до 1 000 тыс. тонн
Стабильность поставок	под угрозой в долгосрочной перспективе: транспортное плечо более 4 000 км производители вовлекают СУГ в газохимическую переработку	безусловна в долгосрочной перспективе модель конкуренции на рынке близкое расположение производства к потребителю
Модель поставок	краткосрочные договора лимиты поставок	долгосрочные договора
Стоимость с НДС, ₽/т	24000	21000
Стоимость с НДС, ₽/Ккал	2086	1822

Источник: оценки Александра Климентьева

Замещение СУГ на СПГ может быть осуществлено путем замены хранилища СУГ на криогенное хранилище и СПХР, при этом могут использоваться газораспределительные сети без какой-либо реконструкции, так согласно требованиям СП 40-101-2003, «*В тех случаях, когда газоснабжение СУГ является временным (с последующим переводом на снабжение природным газом), газопроводы проектируются из условий возможности их использования в будущем на природном газе.*»

Предложение рынку доступного и конкурентоспособного энергоносителя служит интересам потребителей, как в части надежности энергоснабжения, так и в части снижения затрат на топливо, позволяет улучшить экологическое состояние.

Рыночное ценообразование

Несмотря на то, что в России производится около 80 тыс.тт СПГ на малотоннажных установках, информации по ценам на СПГ в свободном доступе отсутствует. Каждый завод устанавливает свои ценовые правила.

В условиях, когда выбор поставщиков ограничен, покупатель осознает риск своей зависимости от поведения производителя СПГ. Для снижения этих рисков целесообразно использовать механизмы долгосрочных контрактов с привязкой к субституту. Общая зависимость конкурентной цены будет описываться следующей зависимостью:

$$p_{\text{газ}} = f(Q_{\text{ниж}}, OPEX, CAPEX, \text{надежность поставок})$$

где

$Q_{\text{ниж}}$ – низшая теплота сгорания

OPEX – операционные затраты

CAPEX – капитальные затраты

Для СПГ практически невозможно передать проданный газ от одного потребителя к другому. В этом случае возможно установление существенно различающихся цен для разных категорий потребителей без угрозы вторичного обращения.

Важным является создание инструмента получения рыночной информации о ценах и объемах продаж СПГ с малотоннажных заводов СПГ на внутренний рынок. Подобные функции выполняют аналитические и информационные агентства – PRE (price return entities). По мере увеличения количества производителей СПГ, биржевая торговля СПГ на уровнях регионов России станет основным способом продаж и источником информации о ценах.

Резюме по рынкам сбыта

Есть единичные факты производства и использования СПГ в России. Опыта планомерной масштабной газификации СПГ нет вообще. Достаточно короткий перечень производителей оборудования и систем хранения СПГ, а также отсутствует серийное производство оборудования.

На этапе развития рынка целесообразно реализовать концепцию развития рынка СПГ, заключающуюся в поиске и выборе **гарантированных потребителей**

Характеристики гарантированного потребителя:

1. имеет техническую возможность потреблять СПГ
2. потребление СПГ является экономически целесообразным

Категории гарантированных потребителей:

- сети СУГ для населения
- ДЭС
- потребители мазута для производства тепла

- газомоторное топливо
- бункерное топливо

Внедрение СПГ на транспорте в России предполагается в форме реализации пилотных проектов в различных транспортных сегментах:

- автомобильный транспорт, в т.ч. грузовой, карьерный и сельскохозяйственная техника;
- водный транспорт;
- железнодорожный транспорт.

Рисунок 76. Пилотные проекты использования СПГ на транспорте



Источник: ООО «Газпром газомоторное топливо»

В России уже имеются единичные примеры газификации удаленных населенных пунктов и создание распределенной генерации с использованием СПГ.

Облегчение режима поставки СПГ на экспорт с малотоннажных производств позволит повысить уровень загрузки производственных мощностей и повысить эффективность малотоннажного бизнеса.

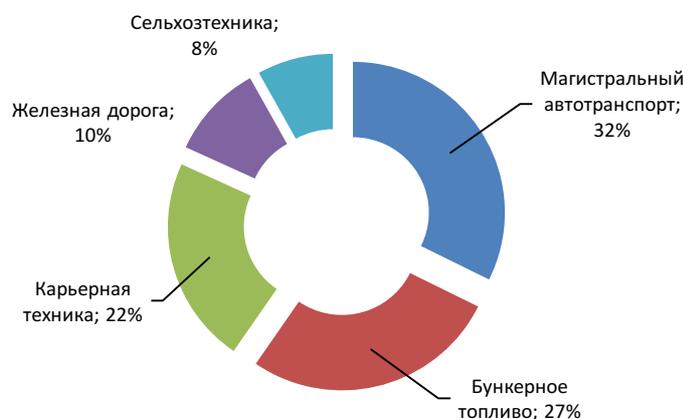
Основными особенностями принципами развития рынка СПГ на этапе до появления реальной конкуренции и биржевой торговли СПГ являются:

- небольшое количество производителей, которые имеют долгосрочные контракты с небольшим количеством потребителей;
- целевое и относительно ограниченное использование СПГ;
- совершенствование технологий производства, транспорта, хранения, распределения СПГ, в т.ч. технологий управления;
- органичное и тесное взаимодействие с реализуемыми государственными программами развития ГМТ, энергоэффективности и речного транспорта;
- виртуальные экспортные трубы в Европу, Турцию и АТР.

Использование СПГ в качестве моторного топлива считается наиболее привлекательным сегментом с большим потенциалом в

магистральном автотранспорте, бункеровке и для карьерной техники.

Рисунок 77. Прогноз структуры потребления СПГ как моторного топлива в России к 2030 году



Источник: Газпром ГМТ

Использование СПГ в качестве моторного топлива возможно при росте требований к качеству газа, в частности, по величине метанового числа. Большое количество традиционных поставщиков СПГ в Европу поставляют СПГ с метановым числом меньше 80, что не соответствует рекомендациям и требованиям производителей газовых двигателей. Технологические возможности производства СПГ на малотоннажных установках с высоким метановым числом создают конкурентные преимущества для малотоннажного СПГ в сегменте газомоторного топлива.

В результате реализации проекта будет создана инфраструктура СПГ, созданы центры подготовки персонала, сформированы центры компетенции по обслуживанию криогенного оборудования, созданы предпосылки для локализации производства криогенного оборудования, подготовлены сети для получения магистрального газа на следующем этапе газификации.

Идеальной точкой развития рынка является ликвидный биржевой рынок, позволяющей покупателю приобретать СПГ по открытым ценам и осуществлять выбор подрядчиков для поставки СПГ на основе конкурентных предложений.

МАЛОТОННАЖНЫЙ СПГ В РОССИИ

В ряде случаев СПГ является приемлемым решением в случае распределенного спроса на газ, для удовлетворения которого нецелесообразно строить трубопроводы. И, конечно, ценовая конкурентоспособность СПГ обеспечивает его распространение на рынке. Примерами могут быть США, Канада и Китай, в которых СПГ позволял потребителю получить энергоноситель дешевле, чем классические нефтяные топлива – ДТ и бензины.

Важным является и способ развития рынка, который позволят решать проблемы синхронизации производства и потребления СПГ, определяет способы ценообразования на СПГ. В Китае эту проблему решали путем государственного регулирования цен и участием государственных компаний в развитии рынка СПГ, как составной части государственной политики экономического развития.

Производство СПГ в России является стратегически важным направлением развития газовой промышленности. Однако отрасль увлечена мега-проектами СПГ с производством несколько миллионов и даже десятки миллионов тонн. Для таких проектов требуется специальный нормативный режим, масштабные государственные вложения (Сахалин-2, Ямал-СПГ).

Таблица 55. Сравнение малотоннажных и крупнотоннажных проектов в России

	Малотоннажный	Среднетоннажный	Крупнотоннажный
Источник сырья	газораспределительные сети месторождение биогаз	газораспределительные сети месторождение	интеграция с проектами добычи национальная газовая сеть
Объем производства	< 80 тыс.т	< 2млн т	> 2 млн т
Технологические решения	детандерные дроссельные азотные	смешанные хладагенты	многокомпонентные смешанные хладагенты
Логистика	до 600 км в отдельных случаях до 2000 км	до 2000 км	без ограничений
Технология транспортировки	автоцистерны такн-цистерны	автоцистерны танк-контейнеры газовозы до 60 тыс.м3	крупные газовозы до 260 тыс.м3 классов Q-Max, Q-Flex, Yamalmax
Потребители	мелкий опт розница	операторы нишевых рынков агрегаторы	национальные газовые и энергетические компании агрегаторы
Каналы сбыта	криоАЗС автономное тепло и энергоснабжение	национальные и региональные приемные терминалы операторы	национальные приемные терминалы операторы малотоннажного СПГ
Масштаб операция	локальный	региональный	глобальный
Пример	СПГ заводы Криогаз СПГ Канюсята (Газэнергосеть) СПГ Екатеринбург (Межрегионгаз) СПГ Нижний Бестях (Ассоциация строителей АЯМ)	Высоцкий СПГ КС Портовая	Сахалин-2 Ямал СПГ
Меры государственной	упрощенное регулирование	???	СПГ

Источник: оценки Александра Климентьева

Нормативное регулирование

Технологическое регулирование

Категория малотоннажного объекта СПГ определяется ГОСТом Р 55892-2013 «Национальный стандарт Российской Федерации. Объекты малотоннажного производства и потребления сжиженного природного газа». Он устанавливает облегченные требования к размещению объектов малотоннажного СПГ.

Сегмент малотоннажного СПГ относится не только к объектам производства СПГ, но и к объектам хранения и распределения СПГ.

К малотоннажным относятся объекты производства и потребления сжиженного природного газа, предназначенные для изменения агрегатного состояния природного газа (сжижение и регазификация) с количеством сжиженного природного газа на объекте, не превышающим 200 тонн, при единичном объеме криогенного резервуара, не превышающим 260 м³, и с избыточным давлением в криогенных резервуарах не более 0,8 МПа.

Требования ГОСТа распространяются:

- на комплексы производства сжиженного природного газа производительностью **до 10 тонн сжиженного природного газа в час**, которые расположены на автомобильных газонаполнительных компрессорных станциях, на газораспределительных и компрессорных станциях магистральных газопроводов;
- на станции производства сжиженного природного газа **производительностью до 10 тонн** сжиженного природного газа в час, расположенные на магистральных газопроводах, а также на промыслах по добыче углеводородов.

Классификация имеет практическое значение при проектировании, строительстве и эксплуатации малотоннажного СПГ и позволяет снизить капитальные и операционные затраты на единицу продукции.

Ценовое регулирование

Особенностью использования СПГ является государственное регулирование цен на регазифицированный газ. Т.е. для потребителей одного региона устанавливается единая цена, вне зависимости от того, получен он по газопроводу или после регазификации СПГ.

Чтобы обеспечить привлекательность проекта производства СПГ целесообразно разработать схему поставки, которая позволит избежать государственного регулирования.

Например, СПГ продается клиенту на заводе, и клиент

осуществляет дальнейшую оплату услуг по транспорту, регазификации и распределению.

Продажа СПГ клиенту также может осуществляться в емкости на СПХР, клиент дополнительно оплачивает услуги по хранению, регазификации и распределению уже собственного газа. При этом достигается следующее:

1. цены на СПГ не попадают под государственное регулирование;
2. услуги по хранению СПГ клиенту, регазификации и поставки регазифицированного газа потребителю являются объектами государственного регулирования.

В России стратегии развития сетей производства малотоннажного СПГ реализуют три компании:

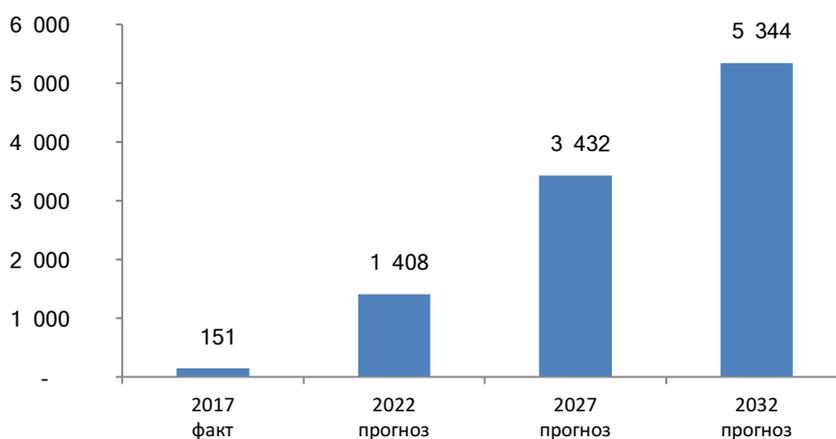
- Газпром;
- НОВАТЭК;
- Криогаз.

Газпром

Малотоннажный СПГ находится в зоне ответственности ООО «Газпром газомоторное топливо». В конце 2017 года было создано специализированное предприятие «Газпром СПГ технология», в котором Газпром-ГМТ получило 51 %, а 49 % отошло компании «Газхолдтехнология» [82].

По оценкам ООО «Газпром газомоторное топливо» в Российской Федерации в течение ближайших 15 лет установленная мощность мини-заводов СПГ превысит 5 млн тонн.

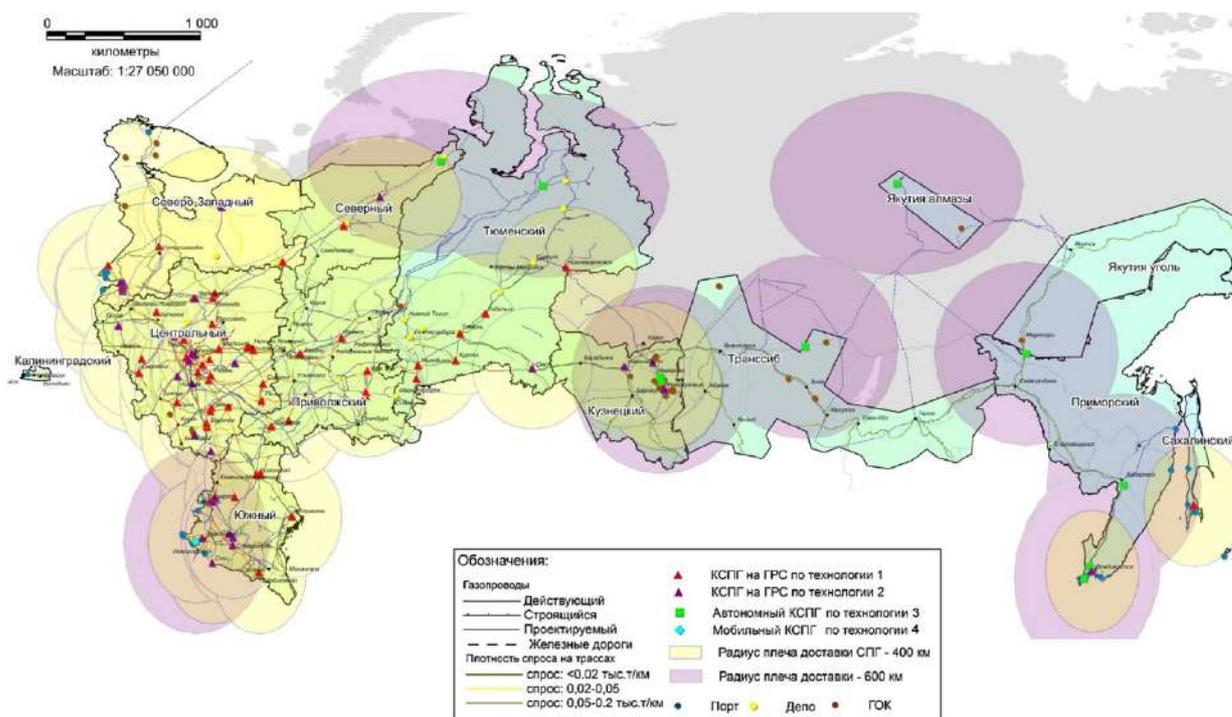
Рисунок 78. Установленная мощность производств СПГ в России (тыс. т)



Источник: ООО «Газпром газомоторное топливо»

Газпром-ГМТ рассматривает строительство СПГ мощностей в связке с трубопроводной системой и ГРС - логичный шаг, позволяющий снизить затраты на сжижение.

Рисунок 79. Размещение малотоннажных производств СПГ по схеме Газпром ГМТ



Источник: ВНИИГаз

Компанией по итогам технологического поиска были определены четыре технологии, которые будут стандартизоваться и за счет этого предполагается снижение удельных капитальных затрат:

1. Производство СПГ на ГРС по циклу среднего давления с использованием турбодетандера;
2. Производство СПГ на комплексах частичного сжижения, расположенных вне ГРС, но технологически с ней связанных;
3. Производство СПГ на автономных комплексах полного сжижения, расположенных на газопроводах-отводах высокого давления;
4. Производство СПГ на мобильных комплексах сжижения, расположенных на АГНКС или на сетях низкого давления.

Реализация таких масштабных планов планируется в три этапа. Самые мощные малотоннажные производства со средней производительностью 10 т/ч, т.е. по максимально допустимой производительности для малотоннажного производства, будут строиться только на третьем этапе.

Таблица 56. Этапы развития сети СПГ-установок Газпром ГМТ

	2016-2022	2023-2027	2028-2032
Производственные мощности	Этап 1	Этап 2	Этап 3
Технология 1	93	203	231
Технология 2	39	140	239
Технология 3	39	79	190
Технология 4	5	7	8
ВСЕГО, т/ч	176	429	668
Количество	41	80	104
Ср.мощность вводимых, т/ч	4,3	6,5	10,0
ВСЕГО производство, тыс.т/год	1 408	3 432	5 344
Загрузка мощностей, %%	45,53%	83,57%	84,75%

Потенциал экспорта, тыс.т	767	564	815
---------------------------	-----	-----	-----

Источник: Газпром ГМТ, оценки Александра Климентьева

По оценке Газпром-ГМТ первый этап характеризуется достаточно низким уровнем загрузки мощностей, что отражает незрелость рынка. После достижения рынком зрелости уровень загрузки мощностей вырастает до 85 %.

Однако подход с опорой на ГРС имеет целый ряд недостатков:

Во-первых, сильная зависимость от режима потребления газа и не будет возможностей по полному использованию потенциала ГРС.

Во-вторых, ГРС расположены в районах с развитой системой газоснабжения и газораспределения. Таким образом, высокий уровень газификации сетевым газом ограничивает рынок сбыта для СПГ. Именно это лежит в основе того, что программой миниСПГ занималась компания Газпром-ГМТ. Т.е. СПГ нацеливался на рынок моторных топлив, на котором СПГ не конкурирует с сетевым газом, но при этом возникает конкуренция с КПП.

В-третьих, подобный подход ограничивает географические зоны развития малотоннажного СПГ и не позволяет использовать доступные, может быть, и лучшие условия для производства СПГ вне ГРС.

Криогаз

Компания Криогаз является одним из пионеров рынка малотоннажного СПГ в России. В настоящее время компания входит в Группу Газпромбанк.

Компания выполняет работы по:

- разработке отечественных технологий производства СПГ, проектированию, строительству и эксплуатации объектов производства и использования СПГ
- производству и реализации СПГ на собственных мощностях
- газификации промышленных объектов и объектов теплоэнергетического комплекса
- техническому обслуживанию и эксплуатации объектов теплоэнергетической и газовой промышленности
- созданию топливной инфраструктуры для обеспечения транспорта
- участию в программах по переводу транспорта на газовое топливо

Рисунок 80. Размещение действующих и планируемых СПГ производств Криогаз



Источник: КриоГаз

Криогаз эксплуатирует две малотоннажные установки в Пскове и Кингисеппе общей мощностью 32 тыс.т/год и реализует проект в Калининграде (150 тыс.т/год) и в порту Высоцк (660 тыс.т/год).

Компания с 2016 года поставляет около 1 тыс.т/год СПГ в Мурманскую область для АО «Апатит» СПГ используется в качестве энергоносителя для получения тепла. Ковдорский ГОК использует СПГ для карьерной техники. Поставки осуществляются автомобильным транспортом на расстояние до 1500 км.

Также Криогаз поставляет СПГ для парома Megastar, который описан ранее.

НОВАТЭК

НОВАТЭК больше известен по арктическим проектам производства СПГ, но сегмент малотоннажного СПГ также входит в контур интересов компании. Первая установка малотоннажного СПГ будет построена для снабжения Магнитогорского металлургического завода. Ожидается запуск первой установки в конце 2019 года. Однако уже сейчас НОВАТЭК поставляет СПГ потребителю.

Для этого СПГ покупается у Газпрома на установках в Екатеринбурге (качество газа по ТУ предприятия) и Перми (ГОСТ марка Б). Для поставки СПГ с заводов приобретены два заправщика производства Chart Ferox.

Цена покупки договорная без привязки к какой-либо базе. В текущий момент на Магнитогорском комбинате эксплуатируются 2 тестовых БелаЗа на СПГ и маневровый тепловоз.

Для стимулирования использования СПГ потребителем цена продажи СПГ устанавливается с дисконтом 50 % к субституту – дизельному топливу.

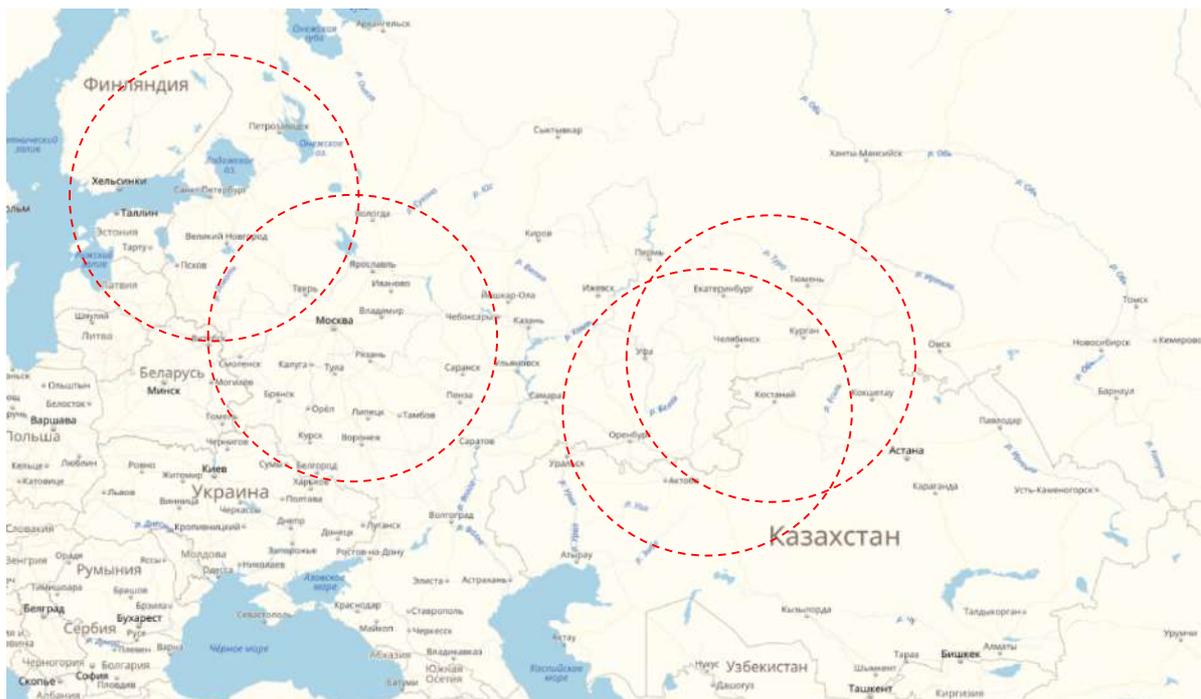
НОВАТЭК планирует построить сеть малотоннажных СПГ установок в Челябинске (5 установок), Магнитогорске, Московской

области + связь с заводом СПГ в Высоцке.

Подобная география позволяет создавать транспортные коридоры:

- по Волге
- Челябинск-Москва
- Москва-Санкт-Петербург
- Москва-Новороссийск (для этого потребуется ещё одна малотоннажная СПГ установка ориентировочно в Волгограде).

Рисунок 81. Размещение планируемых СПГ производств НОВАТЭК



Источник: оценки Александра Климентьева

Как и у Газпрома, производства СПГ будут размещаться на ГРС с использованием детандерных технологий. Также НОВАТЭК стандартизирует технологию для всех СПГ установок, в т.ч. и производительность, которая составит 5 т/ч.

Восток - территория независимых производителей СПГ

В России возникает устойчивая тенденция вхождения в сегмент СПГ непрофильных инвесторов, т.е. не имеющих активов в добыче или переработки нефти и газа. Практически все малотоннажные заводы в России в азиатской части принадлежат таким инвесторам:

- угледобывающая компания в Новокузнецке;
- ассоциация строителей железной дороги АЯМ в Нижнем Бестяхе;
- рыболовецкая компания в Южно-Сахалинске.

Можно ожидать появления новых крупных проектов в Восточной Сибири.

В момент разработки Восточной газовой программы большинство месторождений находились в нераспределенном фонде. После принятия программы активность при приобретении лицензий на

газовые месторождения вдоль предполагаемого маршрута газопровода существенно возросла.

В план первоочередных мероприятий по снижению уровня рисков и формированию условий для реализации Восточной газовой программы были включены важные системные мероприятия по обеспечению доступа владельцев газовых месторождений к создаваемой газотранспортной системе.

Таблица 57. Мероприятия по обеспечению доступа независимых производителей газа (Восточная газовая программа)

№ п/п	Программные мероприятия (программный документ)	Результаты (параметры) мероприятия	Срок исполнения	Ответственные исполнители
3.1	Создание нормативно-правовой базы формирования газотранспортной системы на Востоке России (включая порядок участия независимых производителей газа в развитии ГТС) (Постановление Правительства Российской Федерации)	Правовое обеспечение газотранспортной деятельности в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке. Участие независимых производителей газа в развитии ГТС, гарантии газотранспортным компаниям, обеспечивающие возврат вложенных средств и разумную норму прибыли	2008	Минпромэнерго России, Минэкономразвития России, ФСТ России, ФАС России, ОАО «Газпром», недропользователи
3.2	Создание нормативно-правовой базы функционирования газотранспортной системы на Востоке России (включая вопросы механизмов взаимодействия Организации - собственника ЕСГ с организациями — недропользователями; порядка доступа к ГТС, в том числе порядка заключения договоров на приобретение/транспортировку газа на условиях «транспортируй или плати», а также обязательств недропользователей по гарантированному обеспечению заявленных объемов газа в договорные сроки) (Постановление Правительства Российской Федерации)	Правовое обеспечение газотранспортной деятельности в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке. Синхронизация сроков разработки месторождений и этапов формирования газотранспортной сети с потребностями рынка	2008	ФАС России, ФСТ России, Минэкономразвития России, Минпромэнерго России, МПР России, ОАО «Газпром», недропользователи

Источник: «Программа создания в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке единой системы добычи, транспортировки газа и газоснабжения с учетом возможного экспорта газа на рынки Китая и других стран Азиатско-Тихоокеанского региона»

Тем не менее, после того, как Газпром получил без аукциона месторождения в Якутии и в порядке банкротства приобрел лицензию на Ковыктинское месторождение, вопрос о доступе независимых производителей к поставкам газа в Силу Сибири так и не решился.

В результате десятки газовых месторождений с разведанными запасами выпадают из проектов освоения. Это - не созданные рабочие места, замороженные вложения в геологоразведку и в итоге низкая эффективность развития отрасли.

Таблица 58. Месторождения газа в Якутии и Иркутской области

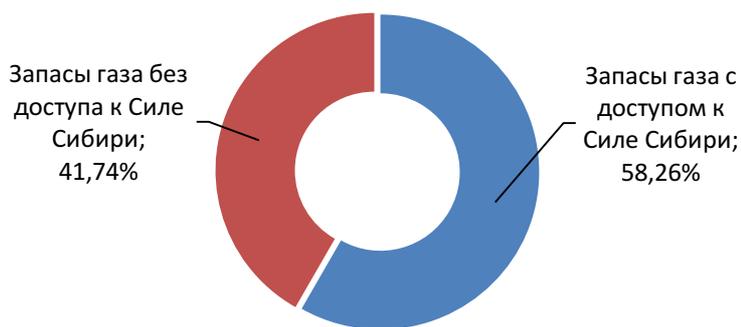
Название	Запасы АВС1С2			Доступ к Силе Сибири
	нефть, млн т	конденсат	газ, млрд м ³	
Талаканское	122,6	0,55	63,1	
Среднеботуобинское	66	2,86	174,2	
Иреляхское	10	0,1	5,5	
Средневилюйское		5,5	124,7	
Мастахское		0,7	24,7	
Чаяндинское	50	18,4	1200	да
Среднетюнгское		8,8	165,4	
Отрадинское			25	
Алинское	5,1		2,4	
Верхнепеледуйское		3,13	93,78	
Станаское	5,9		20	
Маччобинское	5,1		5,8	
Мирнинское	0,7		1,4	
Тымпучиканское	20,6		13,4	
Хотого-Мурбайское			10,6	
Верхневилючанское	33,8	4	211,5	да
Таас-Юряхское	7,35	1,9	114,4	да
Соболох-Неджелинское		3	64,8	
ВСЕГО Якутия	327,15	48,94	2320,68	
Аянское	-	-	10,2	
Абайское			9,1	
Атовское		1,3	25,3	
Заславское			23,9	
Саянское			14,9	
Ковыктинское	-	83,8	1 978,60	да
Ангаро-Ленское	-	62,8	1 336,60	
Левобережное	-	20,3	51,7	
Чиканское	-	4,9	98,3	да
Братское	-	0,8	10,7	
Верхнечонское	201,6	3,3	129,7	
Дулисьминское	2,3	5,1	68,4	
Ярактинское	11,3	4,8	40	
Вакунайское	3,3	0,2	37,4	
Марковское	1,8	2,5	17,2	
Даниловское	11,4	-	11	
Пилюдинское	0,5	-	-	
Всего Иркутская область	232,2	189,8	3863	

Источник: Экономическая лаборатория Александра Климентьева

Запасы газа, которые имеют полный доступ к Силе Сибири составляют более 3,7 трлн.м3, что составляет 61 % от общих суммарных запасов газа Якутии и Иркутской области. 40 % запасов двух регионов имеют системные ограничения и фактически изолируются.

СПГ является единственным вариантом монетизации газа для месторождений Восточной Сибири – Якутия, Иркутская область. На территории Восточной Сибири осуществляют деятельность по добыче газа независимые компании (ОАО «Братскэкогаз», ООО «Када-Нефтегаз», ООО «Иркутская нефтяная компания») на месторождениях со значительными запасами природного газа, совокупно превышающими 200 млрд куб. м. Отсутствие возможностей поставок газа в магистральные газопроводы с этих месторождений, а также с ряда месторождений ОАО «Газпром» в Якутии (Соболохнеджелинское, Среднетюнгское газоконденсатные месторождения) ограничивает развитие газовой отрасли.

Рисунок 82. Структура месторождений по доступу к Силе Сибири



Источник: Экономическая лаборатория Александра Климентьева

Наиболее эффективным вариантом развития газовых компаний в регионе может стать производство сжиженного природного газа с поставками в Забайкальский край, Республику Бурятия и Амурскую область, а также в континентальные районы Китая.

Преимущества СПГ на внутреннем рынке

Снижение затрат на топливо

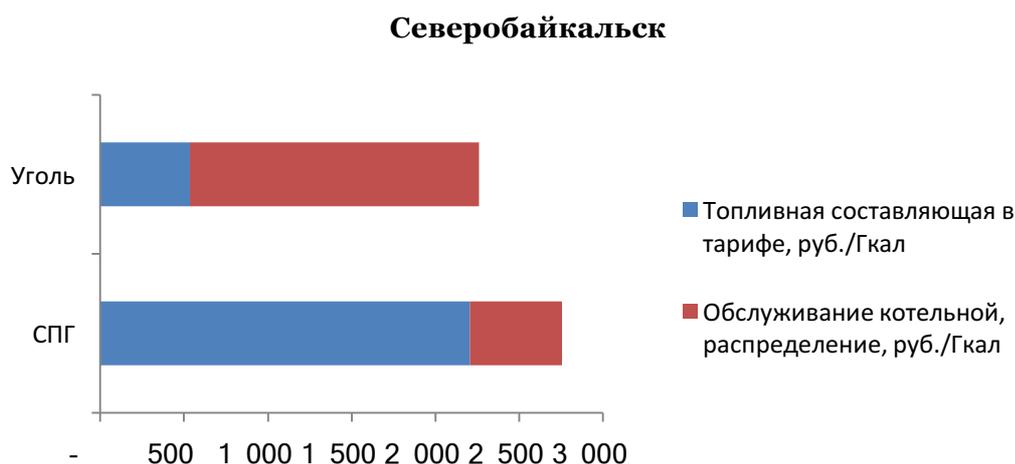
Растущая популярность СПГ, прежде всего, связана с его ценовой конкурентоспособностью. Исторически СПГ имеет ценовой дисконт к дизельному топливу. Игроки рынка используют это преимущество для продвижения СПГ в сегмент моторных топлив. С целью привлечения клиентов часто цена на СПГ устанавливается с дисконтом к дизельному топливу.

На рынке энергоносителей для тепло и энергоснабжения СПГ конкурирует с традиционными энергоносителями: углем, дизельным топливом, СУГ. Как было упомянуто выше, СПГ однозначно выигрывает по цене у дизельного топлива, в большинстве случаев СПГ дешевле СУГ, а в отдельных случаях СПГ может составить конкуренции даже углю.

Рисунок 83. Топливная конкурентоспособность СПГ на примере Московской области и Северобайкальска



Источник: оценки Александра Климентьева



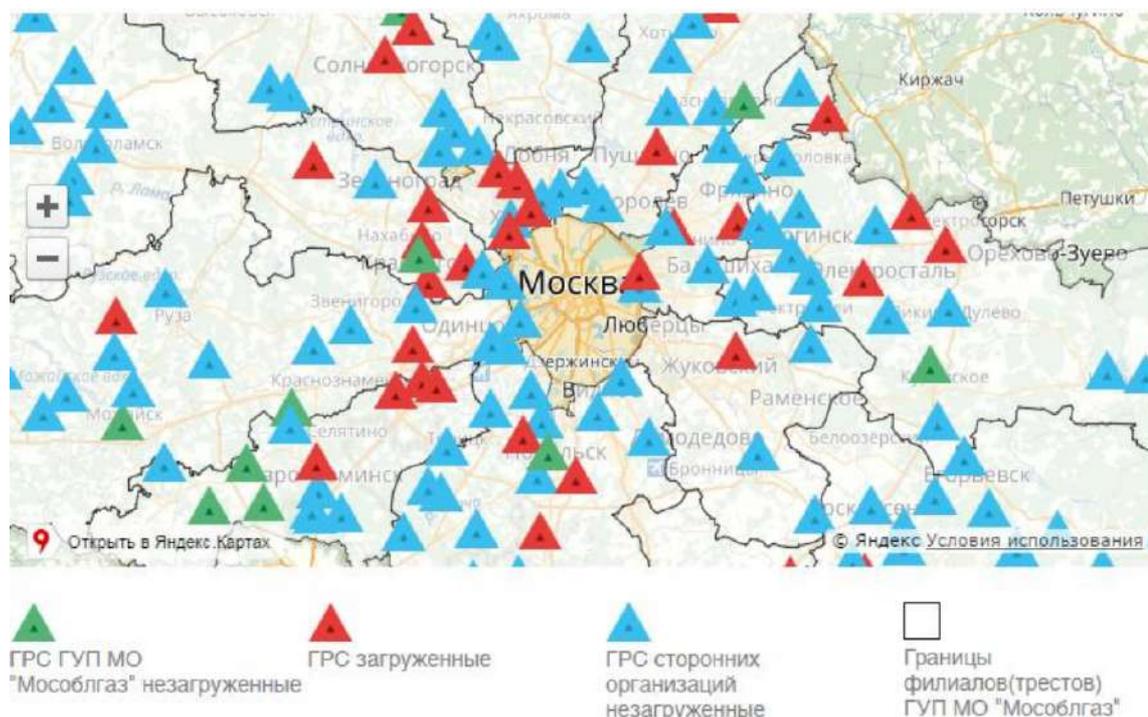
Источник: оценки ООО «Регионгазсистем»

Синергетические эффекты развития газораспределительной сети

Производство СПГ является производством с непрерывным циклом работы. Такие потребители очень положительно влияют на эффективность работы газотранспортной и газораспределительных сетей, сглаживая суточные и сезонные пики потребления. Аналогичный эффект будет и при развитии распределенной энергетики.

Даже в промышленно развитом регионе – Московская область, могут быть найдены большие резервы в работе ГРС и газораспределительной сети.

Рисунок 84. Схема размещения и загрузки ГРС Московской области



Источник: ГУП МО «Мособлгаз»

Сглаживание пиков использования газа положительно влияет не только на технологические режимы эксплуатации сети, но в результате снижаются операционные затраты, таким образом вся газораспределительная система работает более эффективно. Принимая во внимание, масштабные планы по строительству малотоннажных установок по всей территории России можно ожидать достаточно ощутимый совокупный эффект от развития отрасли малотоннажного СПГ для газотранспортной отрасли.

Улучшение экологической обстановки

СПГ является наиболее экологически чистым топливом среди ископаемых топлив. Существенно более низкие выбросы кислотных оксидов, сажи позволят улучшить экологическую обстановку в районах использования СПГ.

Резюме по разделу «Россия»

Хорошо развитая система магистральных газопроводов, конкурентоспособность СПГ по сравнению с нефтяными топливами и СУГ на транспорте и при генерации тепла и энергии, привлекают внимание частных компаний, зачастую не из нефтегазовой отрасли, в сегмент миниСПГ.

Технологии производства СПГ любой производительности позволяют получить товарный продукт по качеству, соответствующий ГОСТ 56021-2014, вне зависимости от места расположения производства или источника сырья. Высокая стандартизация и соответствие стандартам позволяют миниСПГ иметь высокую популярность и новые проекты регулярно появляются в стране, а потребитель получает энергоноситель с

гарантированным качеством.

На территории России производителей оборудования и систем хранения СПГ незначительное количество, также отсутствует серийное производство оборудования. При газификации СПГ возникают риски технического характера и остро будет стоять проблема подготовки кадров для работ на заводах и терминалах по перевалке, хранилищах СПГ.

Для небольших проектов отводится ниша газификации внутри страны и использование газа в качестве моторного топлива. Данные сегменты фактически не сформированы, не имеют постоянных потребителей, отсутствует необходимая инфраструктура для надежного и стабильного обеспечения СПГ. Для газификации населенных пунктов система ценообразования на регазифицированный СПГ фактически полностью передает на откуп этот сегмент рынка в сторону Газпрома.

Однако на внешних рынках миниСПГ позволяют занять территориальную или рыночную нишу в приграничных территориях к России. Для этого, безусловно, необходима отмена монополии Газпрома на экспорт СПГ для малотоннажных производств.

В России три компании планируют развитие сети производств СПГ, общая установленная мощность которых превысит 10 млн т.

Таблица 59. Программы развития СПГ-проектов в России

	Газпром ГМТ	Криогаз	НОВАТЭК
Количество установок			
действующие	0	3	0
планируемые	104	2	более 7
Объем производства, тыс. т	8 300	655	1 487
действующие		32 (+23 Псков +9 Кингиссеп)	
планируемые	5 300 + 1 500 (КС Портовая) + 1 500 (Владивосток СПГ)	150 Калининград + 150 Петрозаводск + 323 (49 % Высоцк)	250 + 337 (51 % Высоцк) + 900 (Ямал СПГ – 4)
Средняя мощность, т/ч	6,5		5
География размещения	по объектам ГРС, Балтийский регион, Дальний Восток	Балтийский регион	1. Челябинск 2. Московская область 3. Магнитогорск 4. Высоцк
Транспортные коридоры			
сухопутные	Москва-Санкт-Петербург Санкт-Петербург-Берлин Москва-Берлин		Москва-Санкт-Петербург Челябинск-Москва Москва-Новороссийск
речные			Волга

Источник: оценки Александра Климентьева

На востоке страны основными инвесторами являются потребители СПГ, которые рассчитывают за счет использования СПГ снизить затраты на топливо в своей основной деятельности. Большой потенциал скрывается на Востоке по причине фактического запрета поставок газа для независимых производителей в магистральный газопровод «Сила Сибири».

Основными причинами привлекательности проектов малотоннажного СПГ в России являются:

- низкие капитальные затраты;

- возможность широкой географии реализации проекта на основе поставок сетевого газа или газа собственных месторождений;
- короткие сроки реализации;
- стандартизация продукции и возможность розничных продаж СПГ с завода;
- ценообразование в привязке к нефтепродуктам, таким как дизельное топливо, с высокими темпами роста стоимости.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Перечень поручений по итогам совещания о развитии проектов производства сжиженного природного газа, состоявшегося 8 декабря 2017 года. <http://kremlin.ru/acts/assignments/orders/56501>
2. Small Scale LNG Terminals Market by Technology (Liquefaction and Regasification) and by Type (Onshore and Offshore) - Global Industry Analysis and Forecast 2016 – 2022. Market Research Engine. URL: <https://www.marketresearchengine.com/reportdetails/small-scale-lng-terminals-market>
3. Leading standardised small- to mid-scale LNG plants. StarLNG™
4. «Развитие малотоннажных заводов по производству СПГ в Китае» Аналитические обзоры института энергетики НИУ ВШЭ ноябрь 2017
5. «Mini / Micro LNG for commercialization of small volumes of associated gas» World Bank Group. GGFR.
6. «Outlook on LNG infrastructure and bunkering facilities in China Inland Waterways and Ports» DNV GL Report January 2016
7. China's LNG-powered shipping fleet reaches 275. Hellenic Shipping News Worldwide. URL: <https://www.hellenicshippingnews.com/chinas-lng-powered-shipping-fleet-reaches-275/>
8. Natural gas domestic consumption. Global Energy Statistical Yearbook 2018. URL: <https://yearbook.enerdata.net/natural-gas/gas-consumption-data.html>
9. Alternative Fuels Data Center. URL: <https://www.afdc.energy.gov>
10. North American LNG Import/Export Terminals Approved. FERC. URL: <https://www.ferc.gov/industries/gas/indus-act/lng/lng-approved.pdf>
11. The Jones Act. Maritime Law Center. URL: http://www.maritimelawcenter.com/html/the_jones_act.html
12. Crowley doubles its LNG tank container fleet. LNG World Shipping. URL: http://www.lngworldshipping.com/news/view,crowley-doubles-its-lng-tank-container-fleet_52201.htm
13. LNG World Shipping. May/June 2016
14. LNG Map. Gas Infrastructure Europe. URL: http://www.gie.eu/maps_data/lng.asp
15. LNG Plants – Mini- and Small-Scale Liquefaction Technology. Wartsila. URL: <http://cdn.wartsila.com/docs/default-source/product-files/ogi/lng-solutions/brochure-o-ogi-lng-liquefaction.pdf?sfvrsn=6>
16. Resources. Tjeldbergodden Utvikling AS (TBU). URL: <http://www.tbu.no/en/ressurser/>
17. Skangas Makes UK SSLNG Breakthrough. Tradewings. URL: http://www.tradewindsnews.com/gas/1397076/skangas-makes-uk-sslng-breakthrough?utm_medium=email&utm_source=free_article_access&utm_content=178941460
18. LNG regulatory update “Best fuel of the future”, conference & study tour. DNV GL. URL: www.golng.eu/files/Main/20180417/2.%20Ole%20Vidar%20Nilsen%20-%20DNV%20GL.pdf
19. Natural gas-fuelled ferry GLUTRA. Wärtsilä. URL: <https://www.wartsila.com/encyclopedia/term/natural-gas-fuelled-ferry-glutra>
20. Skangas Terminal, Øra. SkanGas. URL: <https://www.skangas.com/supply-chain/terminals--plants/skangas-terminal-ora/>
21. The NOx Fund. NOx-fondet. URL: <https://www.nho.no/Prosjekter-og-programmer/NOx-fondet/The-NOx-fund/>

22. Final Draft. NHO. URL: https://www.nho.no/siteassets/nhos-filer-og-bilder/filer-og-dokumenter/nox-fondet/the-nox-fund---engelsk-forside/affiliation/en_nox-avtale-2018-final-draft.pdf
23. OPEC. URL: <http://www.opec.org/>
24. ASB 2018
25. Canada's Role in the Global LNG Market – Energy Market Assessment. National Energy Board. URL: <https://www.neb-one.gc.ca/nrg/sttstc/ntrlgs/rprt/2017lngmrkt/cndslnglndscp-eng.html>
26. Natural Gas in Canada: what are the options going forward? Oxford Institute for Energy Studies. URL: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2015/05/NG-98.pdf>
27. Транспортировка. ПАО «Газпром». URL: <http://www.gazprom.ru/about/production/transportation/>
28. Who we are. Energir. URL: <https://www.energir.com/en/about/the-company/who-we-are/gaz-metro-becomes-energir/>
29. Gaz Métro LNG triples capacity of Montréal LNG plant. LNG Industry. URL: <https://www.lngindustry.com/liquefaction/24042017/gaz-mtro-lng-triples-capacity-of-montral-lng-plant/>
30. Marine Bunkering. Fortis BC. URL: <https://www.fortisbc.com/NaturalGas/Business/NaturalGasVehicles/Pages/Marine-bunkering.aspx>
31. Tilbury LNG expansion project. Fortis BC. URL: <https://talkingenergy.ca/project/tilbury-LNG-expansion-project>
32. Encana Commissions Cavalier LNG Facility, Canada. LNG World News. URL: <https://www.lngworldnews.com/encana-commissions-cavalier-lng-facility-canada/>
33. Production and Delivery. UnionGas. URL: <https://www.uniongas.com/business/alternative-energy-solutions/liquified-natural-gas/production-and-delivery>
34. Ferus plans small-scale British Columbia LNG facility to serve Yukon, NW Territories. S&P Global Platts. URL: <https://www.platts.ru/latest-news/natural-gas/calgary/ferus-plans-small-scale-british-columbia-lng-21211716>
35. Regional LNG. AltaGas. URL: <https://www.altagas.ca/our-infrastructure/projects/regional-lng>
36. Projects. Northeast Midstrim. URL: <http://northeastmidstream.com/projects.php>
37. Stolt LNGaz plant approved. LNG Industry. URL: <https://www.lngindustry.com/liquefaction/25082015/stolt-lngaz-plant-approved-1191/amp/>
38. New Joint Venture Advances Natural Gas Fueling Market in Canada. ENN. URL: <http://www.enncanada.com/full-news/109-new-joint-venture-advances-natural-gas-fueling-market-in-canad>
39. Ferus Natural Gas Fuels Signs MOU for LNG Supply With Casino and Selwyn Chihong. Ferus. URL: <http://www.ferus.com/ferus-natural-gas-fuels-signs-mou-for-lng-supply-with-casino-and-selwyn-chihong/>
40. LNG storage and regasification site in Bécancour. Energir. URL: <https://www.energir.com/en/lng-becancour/>
41. Small-Scale Liquefied Natural Gas: An Emerging Demand Trend. National Energy Board. URL: <http://www.neb-one.gc.ca/nrg/ntgrtd/mrkt/dnmc/2014/index-eng.html#s9>
42. Market Snapshot: Small-Scale LNG Plants Strategically Located to Meet Emerging Domestic LNG Demand. National Energy Board. URL: <http://www.neb-one.gc.ca/nrg/ntgrtd/mrkt/snpsht/2015/02-03lng-eng.html>
43. Small-Scale LNG. IGU. URL: <http://www.igu.org/sites/default/files/node-page->

field_file/SmallScaleLNG.pdf

44. The Growth and Opportunity for Small Scale LNG. DNV GL. URL: http://www.igu.org/sites/default/files/IGU_Small_Scale_LNG_Layfield.pdf
45. RETAIL LNG HANDBOOK. GIIGNL. URL: http://www.giignl.org/sites/default/files/PUBLIC_AREA/Publications/giignl_retail_lng_handbook.pdf
46. 2017 World LNG Report. IGU. URL: http://www.igu.org/sites/default/files/103419-World_IGU_Report_no%20crops.pdf
47. Mini / Micro LNG for commercialization of small volumes of associated gas. World Bank Group. Energy & Extractives. URL: <https://openknowledge.worldbank.org/bitstream/handle/10986/25919/112131sum.pdf?sequence=5>
48. Канадский СПГ: от моря до моря? URL: <http://darovskih.ru/kanadskij-spg-ot-morya-do-morya/>
49. ПЕРВАЯ ПАРТИЯ СЖИЖЕННОГО ГАЗА ДОСТАВЛЕНА В КИТАЙ ИЗ КАНАДЫ. Crewman. URL: <http://crew-man.com/news/pervaya-partiya-szhizhennogo-gaza-dostavlena-v-kitaj-iz-kanady.html>
50. Канада решила освоить китайский газовый рынок. FortisBC направила в Китай пробную партию СПГ в танк-контейнерах. NEFTEGAZ.RU. URL: <https://neftegaz.ru/news/view/167084-Kanada-reshila-osvoit-kitayskiy-gazovuj-rynok.-FortisBC-napravila-v-Kitay-probnuyu-partiyu-SPG-v-tank-konteynerah>
51. Maritime Port Authority Singapore
52. S.Lee, D.Chang: Design of Pile-Guide Mooring System for Offshore LNG Bunkering Terminal: A Case Study for Singapore Port, Journal of Ocean Engineering and Technology 31(6), 2017
53. Gas Infrastructure Europe 2015. URL: http://www.gie.eu/download/maps/2015/GIE_SSLNG_Map_2015.pdf
54. Yonhap News Agency. 2018. URL: <http://www.yonhapnews.co.kr/bulletin/2018/04/11/0200000000AKR20180411094100051.HTML>
55. Today Energy. 2018. URL: <http://www.todayenergy.kr/news/articleView.html?idxno=202962>
56. Kyungsang Ilbo, 2017. URL: <http://www.ksilbo.co.kr/news/articleView.html?idxno=616906>
57. Weekly report, Korea Maritime Institute, volume 19, 2017
58. Quartet joins push to establish Japan as LNG bunkering hub. LNG World Shipping. URL: http://www.lngworldshipping.com/news/view,quartet-joins-push-to-establish-japan-as-lng-bunkering-hub_51755.htm&source=gmail&ust=1530292095110000&usg=AFQjCNFzWRf-QEdz-bOQyqcHDk1FPogmIQ
59. АО «Уралкриомаш». URL: <http://www.cryont.ru/production/>
60. Maritime News. URL: <https://news.hsdhw.com/426334>
61. Пиратство по-якутски: у предпринимателя «отжали» плавучую электростанцию. Якутия.инфо. URL: <http://yakutia.info/article/165298>
62. ПЛЭС - 04 "Северное сияние" электростанция. Youtube. URL: <https://www.youtube.com/watch?v=bIGcZ6EsOTE>
63. Филиал РГАНТД. Ф.Р-50. Оп. 2-2. Д. 431. Л. 13. URL: <http://fleetphoto.ru/projects/1163>
64. EUR-Lex - 32014L0094 - EN. EUR-Lex. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=celex%3A32014L0094>
65. «Газпром» обеспечит заправку новых газомоторных локомотивов на Свердловской железной дороге. ПАО «Газпром». URL: <http://www.gazprom.ru/press/news/2018/february/article405224/>

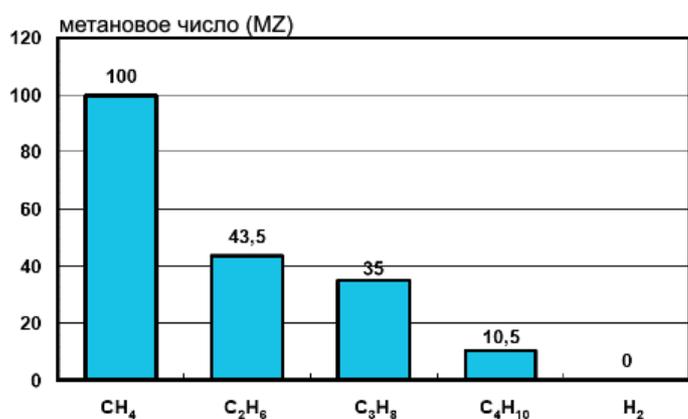
66. О расширении использования природного газа в качестве моторного топлива. Правительство России. URL: <http://government.ru/docs/1839/>
67. Перечень поручений по итогам совещания о перспективах использования газомоторного топлива. Президент России. URL: <http://www.kremlin.ru/acts/assignments/orders/18345>
68. Перечень поручений по итогам совещания по вопросу расширения использования газа в качестве моторного топлива. Президент России. URL: <http://www.kremlin.ru/acts/assignments/orders/57402>
69. Постановление от 08.10.2014 года №1027. В рамках государственной программы «Развитие промышленности и повышение её конкурентоспособности». URL: <http://government.ru/docs/15189/>
70. Индия вслед за Китаем переводит речной флот на СПГ-топливо. Newsland. URL: <https://newsland.com/user/4297655705/content/india-vsled-za-kitaem-perevodit-rechnoi-flot-na-spg-toplivo/5518124>
71. «Exploding the myth», Hazardous Cargo Bulletin, Ноябрь 2006
72. Turkey Says No to LNG Tankers in the Bosphorus Strait, Cuts off Black Sea Shipping. Oil and Gas 360. URL: <https://www.oilandgas360.com/turkey-says-no-to-lng-tankers-in-the-bosphorus-strait-cuts-off-black-sea-shipping/>
73. Почему LNG-терминала в Украине не будет. Insider. URL: <http://www.theinsider.ua/business/533abdb521733/>
74. SOCAR: AGRI Project Needs More Time. Georgia Today. URL: <http://georgiatoday.ge/news/5189/SOCAR%3A-AGRI-Project-Needs-More-Time>
75. Завод СПГ мощностью 0,5-1 млн тонн могут построить «Газпром» и OMV в Черном море. Нефть и капитал. URL: <https://oilcapital.ru/news/upstream/10-11-2017/zavod-spg-moschnostyu-0-5-1-mln-tonn-mogut-postroit-gazprom-i-omv-v-chernom-more>
76. Морская коллегия при Правительстве Российской Федерации. URL: <https://marine.gov.ru/events/morskaya-kollegiya/1185/>
77. Госдума запретила иностранным судам перевозить нефть и газ по Севморпути. Коммерсант. 2017. URL: <https://www.kommersant.ru/doc/3502835>
78. Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации. URL: <http://www.mnr.gov.ru/news/detail.php?ID=343639>
79. Извещение о проведении открытого конкурса от 28.09.2017 №0173100009517000196. Официальный сайт Единой информационной системы в сфере закупок. URL: <http://zakupki.gov.ru/epz/order/notice/ok44/view/common-info.html?regNumber=0173100009517000196>
80. В МОСКОВСКОЙ ОБЛАСТИ ПРИНЯТО РЕШЕНИЕ О ПЕРЕВОДЕ ШЕСТИ КОТЕЛЬНЫХ НА ДРЕВЕСНЫЕ ПЕЛЛЕТЫ. Информационно аналитическое агентство «ИНФОБИО». URL: <http://www.infobio.ru/news/2731.html>
81. На Урале реализован уникальный проект беструбопроводной газификации. GasWorld. URL: <https://gasworld.ru/ru/news/russia/na-urale-realizovan-unikalnyy-proekt-bestruboprovodnoy-gazifikacii/>
82. Спецкомпанию для строительства и эксплуатации мини-заводов СПГ создал «Газпром». Нефть и капитал. URL: <https://oilcapital.ru/news/companies/28-09-2017/spetskompaniyu-dlya-stroitelstva-i-ekspluatatsii-mini-zavodov-spg-sozdal-gazprom>
83. Создание СПГ-установки для «Газпрома» будет стоить около 1 млрд рублей Об этом сообщает Рамблер. Rambler. URL: <https://news.rambler.ru/business/38497415-sozдание-spg-ustanovki-dlya-gazproma-budet-stoit-okolo-1-mlrd-rublej/?updated>

84. В Зеленчукском районе построят современный завод по сжижению природного газа. Зеленчукская правда. URL: <http://www.zelpravda.ru/vlast/v-zelenchukskom-rajone-postrojat-sovremennyj-zavod-po-szhizheniju-prirodnogo-gaza.html>
85. MAPPING BC'S LNG PROPOSALS. Sightline. URL: http://www.sightline.org/research_item/maps-british-columbia-lng-proposals/
86. B.C. LNG Projects. British Columbia. URL: <https://lnginbc.gov.bc.ca/categories/bc-lng-projects/>
87. Bear Head LNG. LNG Limited. URL: <http://www.lnglimited.com.au/irm/content/bear-head-lng.aspx?RID=331&RedirectCount=1>
88. LNG Limited: Termpol review of Bear Head LNG completed. LNG World News. URL: <https://www.lngworldnews.com/lng-limited-termpol-review-of-bear-head-lng-completed/>
89. Project Overview. Goldboro LNG. URL: <http://goldborolng.com/project/project-overview/>
90. AC LNG Canada. Project Overview. H Energy. URL: <http://www.henergy.com/ac-lng-canada-project/>
91. Project Summary. ÉNERGIE SAGUENAY. URL: <http://energiesaguenay.com/en/project/project-summary>
92. Canada's Canaport LNG import terminal keeps re-export option open. S&P Global Platts. URL: <https://www.platts.ru/latest-news/natural-gas/calgary/canadas-canaport-lng-import-terminal-keeps-re-27681324>
93. Canada's Role in the Global LNG Market – Energy Market Assessment. National Energy Board. URL: <https://www.neb-one.gc.ca/nrg/sttstc/ntrlgs/rprt/2017lngmrkt/ppndcs-eng.html>

Приложение 1. Расчет метанового числа газового топлива

Метановое число — показатель, характеризующий детонационную стойкость газообразного топлива. Метановое число аналогично октановому числу для бензина, и равно процентному отношению метана в метано-водородной смеси, которая имеет такую же детонационную стойкость в тестовом двигателе, как и испытуемый газ. Например, если природный газ имеет метановое число 90, это означает, что он имеет такую же детонационную стойкость, как и смесь из 90% метана и 10% водорода. Метановое число 100 соответствует метану (детонационно стойкий). Метановое число 0 соответствует водороду (нестойкий). На Рисунок 85 показано метановое число для различных газов, используемых в качестве топлива для газопоршневых двигателей.

Рисунок 85. Метановое число некоторых газов



Задачей подготовки газа, в исходном виде представляющего собой многокомпонентную смесь, является снижение концентрации тяжелых углеводородов и воды в конечном продукте до необходимого минимума.

Для практических целей значение метанового числа можно вычислить с помощью следующих корреляционных зависимостей, предложенных Американским исследовательским институтом газа (American Gas Research Institute):

$$MON = 137,78 MCH_4 + 29,948 MC_2H_6 - 18,193 MC_3H_8 - 167,062 MC_{4+} + 181,233 MCO_2 + 26,994 MN; (1)$$

$$MI = 1,624 MON - 119,1 \quad (\text{American Gas Research Institute}) \quad (2)$$

$$MN = 1,445 MON - 103,42 - \text{формула ISO/TR 22302:2014(E)}$$

где:

MON - октановое число газа;

MI - метановое число (индекс);

MCH₄- мольный объем метана;

MC₂H₆- мольный объем этана;

MC_3H_8 - мольный объем пропана;

MC_{4+} - суммарный мольный объем «тяжелых» фракций от C_4 и выше;

MSO_2 - мольный объем углекислого газа;

MN - мольный объем азота.

Анализ выражений (1) и (2) показывает, что наиболее «весомое» влияние на значение метанового числа газа оказывает наличие в нем «тяжелых» компонентов - от бутана и выше.

Приложение 2. Перечень СПГ проектов на территории России

Таблица 60. Перечень крупно- средне- и малотоннажных СПГ проектов на территории России

Регион	Объем производства, тыс. т/год	Оператор	Статус	Дата начала поставки	Рынок сбыта
Крупные проекты					
Сахалин	10000	Газпром	действующий	2009	Экспорт АТР
Ямал	3 x 5500	Ямал-СПГ НОВАТЭК	1-ая линия действующая, строительство	2017- 2019	Экспорт АТР, Европа
Ямал (4-я линия)	1 x 900	НОВАТЭК	проект	2020	бункеровка Северный Ледовитый океан
Гыданский полуостров	3 x 6600 + 2 x 6600	Арктик-СПГ 2 НОВАТЭК	проект	н/д	Экспорт АТР, Европа
Ямало-Ненецкий АО	2 x 2600	Алтек Роснефть	проект	н/д	Экспорт АТР, Европа
Де Кастри, Хабаровский край	6200	Ехон Роснефть	проект	2024	Экспорт АТР
Приморье, Владивосток	10000	Газпром	замысел	н/д	Экспорт АТР
Сахалин-2 (3-я линия)	5000	Газпром Shell	проект	2024	экспорт АТР
Ленинградская область, Усть-Луга	2 x 5000	Газпром Shell	замысел	2023	экспорт Европа
Средние проекты					
Ленинградская область, Высоцк	2 x 330 +	Газпромбанк НОВАТЭК	строительство	2018	экспорт Европа
Ленинградская область, КС Портовая	600 - 800 1500	Газпром	проект	2019	экспорт Европа газоснабжение Калининградской области
Санкт-Петербург	3 x 420	СПГ-Горская	проект	2020	бункеровка Балтика
Приморье Владивосток	1000	Газпром	замысел	2024	бункеровка Тихий океан
Малотоннажные проекты					
Калининград	21 (3 т/ч)	ООО «Газ-Ойл»	действующий	2013	экспорт Европа
Московская область, п. Развилка	1 т/ч	ЭКИП	закрыт		ГМТ (11-й автобусный парк)
ГРС Выборг	4,5 (0,6 т/ч)		закрыт		
Псков	21 (3 т/ч)	Криогаз	вихревая труба действующий с АГНКС	2016	бункеровка паромов на Балтике
Кингисепп	7		действующий на АГНКС	2008	автономная газификация
Петергоф	8,1		действующий	1997 (?)	
Первоуральск	7,4 (5,6)		действующий		автономная газификация
Екатеринбург	21		действующий	2013	ГМТ, экспорт Казахстан
Канюсята, Пермский край	11,1	ООО «Газэнергосет ь»	действующий	2014	ГМТ, автономная газификация
Якутия	8	ООО «СПГ»	действующий	декабрь 2016	железнодорожные станции АЯМ
Сахалин, Южно-Сахалинск	12,75	ПСК «Сахалин»	строительство	август 2017	ГМТ, котельные

Калининград, КСПГ Калининград-2	150 (21 т/ч, 28 млн м ³)	Криогаз	строительство азотный цикл с предварительным охлаждением	апрель 2018 1-а очередь	
Новокузнецк, Кузбасс	12 (1,5 т/ч)	Сибирь- энерго	действующий китайское оборудование	3 кв 2017	ГМТ
ГРС «Каргала», Шегарский район Томской области	56 (6-7 т/ч)	2 млрд Р СПГ завод в ценах 2012	на госэкспертизе	2020	автономная газификация
Архангельская область, Новодвинск	1,5 т/ч с увеличением до 200 тыс. т/год	Ассоциация Созвездие Оборонлогист ика	ТЭО		автономная газификация, карьерная техника, бункеровка
Петрозаводск	150	Криогаз	приостановлен		ГМТ, карьерная техника
Московский НПЗ [83]	0,09 т/ч		м/б для отработки GMR		
Хабаровский край, Чегдомын	40	Проекты в стадии замысла Юггазинжинирин г	замысел	июль 2019	ГМТ, экспорт
Якутия, Нижний Бестях	500 1100	ООО «СПГ»			экспорт
Иркутская область, Усть-Кут	80	ИНК	приостановлен		ГМТ, автономная газификация
Иркутская область, Саянск	80	Када-нефтегаз			ГМТ, автономная газификация, экспорт
Иркутская область, Саянск	24	Петромир			ГМТ, автономная газификация
Саратовская область	3 x 1,5	ООО «УК РосАгро»			газификация
Хабаровский край	12,75	ООО «Дальневосточна я газовая компания»	проектировани е	н/д	
Карачаево- Черкесский, станица Зеленчукская [84]		ООО «Газпром СПГ Технологии»			ГМТ, автономная энергогенерация
Тобольск					ГМТ для ж/д
Сургут					ГМТ для ж/д

Источник: Экономическая лаборатория Александра Климентьева

Приложение 3. Список пилотных и демонстрационных проектов использования СПГ в Китае на водном транспорте

Таблица 61. Перечень пилотных проектов использования СПГ в Китае

Название проекта	Ответственный	Содержание проекта	Период
Интегрированный пилотный проект по использованию СПГ на морском транспорте для основных типов судов в районе Янцзы	China National Foreign Trade Transportation (Group) Corporation	(1) строительство двух речных судов на СПГ; (2) СПГ станция и погрузочно-разгрузочная пирс в Huanggang, Hubei; (3) СПГ станция для заправки судов и поставки береговым потребителям в Yichang, Hubei; (4) Разработка технических стандартов.	2014-2016
Пилотный проект CNOOC по использованию СПГ для прибрежного судоходства	China National Offshore Oil Corporation	(1) строительство пяти судов обеспечения 5000 лс 1800 тонн дедвейт; (2) строительство четырех буксиров на СПГ для прибрежных операций; (3) строительство одного газозова 30 тыс. м ³ для поставки СПГ.	2014-2016
Международный проект СПГ заправочной станции Zhejiang Zhoushan	ENN Energy Holdings Ltd.	(1) строительство береговой и морской СПГ заправочной станции, для разработки независимой технологии; (2) обеспечение применения спецификаций и технических стандартов.	2014-2016
Пилотный проект речного мобильного заправочного судна для СПГ	Xuzhou ENN Clean Energy Co., Ltd. China Yangtze Fuel Oil Corporation Dalian Yuchai Energy Co., Ltd.	(1) НИР по созданию речного судна для заправки СПГ в соответствии с техническими стандартами; (2) обеспечение применения спецификаций и технических стандартов.	2014-2016
Пилотный проект строительства баржи с возможностью поставки СПГ и нефтяных топлив на реке Янцзы	China Yangtze Fuel Oil Corporation	(1) две баржи с возможностью поставки СПГ и нефтяных топлив; (2) обеспечение применения спецификаций и технических стандартов.	2014-2016
Интегрированный пилотный проект использования СПГ на водном транспорте в Dan Jiang Kou Reservoir Zone - Water Head Site компании Kunlun Energy по линии Юг-Север	Kunlun Energy ixM (Wuhan) Natural Gas Co., Ltd.	(1) строительство трех судов на СПГ; (2) два скоростных катера на СПГ; (3) одна береговая станция СПГ.	2014-2016
Береговая заправочная и перевалочная станция СПГ. Проект ENN Energy в нижнем и верхнем течении Янцзы	ENN Energy Holdings Limited	(1) СПГ заправочная станция на реке Янцзы; (2) разработка береговой СПГ станции с функцией заправки СПГ и перевалки СПГ (3) исследование по разработке стандартов использования СПГ на реке Янцзы.	2014-2016

Источник: «Outlook on LNG infrastructure and bunkering facilities in China Inland Waterways and Ports». DNV GL Report. January 2016.

Таблица 62. Перечень проектов демонстрационных проектов использования СПГ в Китае

Название проекта	Ответственный	Содержание проекта	Период
Международный порт Шанхай, демонстрационный проект использования СПГ	Shanghai International Port (Group) Co., Ltd.	(1) одна автозаправочная СПГ станция;	2014-
		(2) использование СПГ для передвижного крана;	2016
Демонстрационный проект использования СПГ в порту Lian Yun Gang Port	Lian Yun Gang Port Co., Ltd.	(3) перевод на СПГ 200 единиц контейнерных грузовиков (50 в подготовительный период)	2014-
		(1) три автозаправочных СПГ станции;	2016
Проект использования СПГ на магистральной линии Xijiang (Guangxi Section)	Guangxi Xijiang Investment Group Co., Ltd.	(2) приобретение 100 единиц техники и оборудования, использующих СПГ;	2014-
		(3) переоборудование и исследование использования СПГ для портовых операций.	
Демонстрационный проект использования СПГ на водном транспорте в охранной зоне «Три Ущелья»	Kunlun Energy Chongqing Chuan Gang Gas Co., Ltd.	(1) строительство 100 грузовых судов;	2014-
		(2) строительство одной морской СПГ станции;	
Демонстрационный проект использования СПГ для водного транспорта в секторе Jiangsu реки Янцзы	Jiangsu Overseas Towngas China Company Limited Jiangsu Runxiang Gaoqiao Port Co.	(3) создание интегрированной информационной системы управления использования СПГ на магистральной линии Xijiang;	2016
		(4) разработка стандартов операций с СПГ на линии;	
Проект CNOOC по использованию СПГ на речном транспорте	CNOOC Gas & Power Group	(5) разработка руководства по безопасности использования СПГ на линии;	2014-
		(6) исследование и оценка прохождения судов на СПГ через шлюзы на линии Xijiang.	
Проект CNOOC по использованию СПГ на речном транспорте	CNOOC Gas & Power Group	(1) строительство судов на СПГ: 5 - речная охрана, 5 – инженерных судов, 45 – сухогрузов, 5 – контейнерных судов, 2 – RO-RO в сотрудничестве с Chongqing Shipping (Group) Co., Ltd. and Minsheng Shipping Co., Ltd. ;	2014-
		(2) строительство одного судна для бункеровки СПГ;	
Проект CNOOC по использованию СПГ на речном транспорте	CNOOC Gas & Power Group	(3) строительство берегового комплекса заправки СПГ;	2016
		(4) разработка интегрированной информационной системы управления использования СПГ в охранной зоне «Три Ущелья»;	
Проект CNOOC по использованию СПГ на речном транспорте	CNOOC Gas & Power Group	(5) исследование и оценка прохождения судов на СПГ через шлюзы «Три Ущелья».	2014-
		(1) строительство мобильной СПГ станции на барже на побережье реки Янцзы;	
Проект CNOOC по использованию СПГ на речном транспорте	CNOOC Gas & Power Group	(2) строительство 100 СПГ судов в сотрудничестве с Nanjing Chunyuan Shipping Limited, Jiangsu Dajin Heavy Industry Limited и муниципальной инспекций по судам Zhenjiang;	2016
		(3) одна береговая СПГ станция, с функциями одновременного проведения нескольких операций, включая перевалку СПГ.	
Проект CNOOC по использованию СПГ на речном транспорте	CNOOC Gas & Power Group	(1) строительство 100 судов на СПГ в сотрудничестве с Zhejiang Ji'an County Yuanya Transportation Limited	2014-
		(2) две береговые заправочные СПГ станции	

Источник: «Outlook on LNG infrastructure and bunkering facilities in China Inland Waterways and Ports» DNV GL Report. January 2016.

Таблица 63. Перечень проектов демонстрационных зон использования СПГ в Китае

Название проекта	Ответственный	Основные участники	Содержание демонстрационной зоны	Период
Объединенная зона использования СПГ в порту Shenzhen	Transport Commission of Shenzhen Municipality	(1) China Merchants International Container Terminal Ltd.	(1) морская СПГ заправочная станция с буксиром на СПГ;	2014-2016
		(2) China Merchants International Chiwan Container Terminal Co., Ltd.	(2) международная заправочная СПГ станция;	
		(3) Yantian International Container Terminals Ltd.	(3) совместное строительство шести автозаправочных станций в портовой зоне с 500 транспортными средствами и портовым оборудованием на СПГ;	
		(4) Shenzhen Dachan Bay Modern Port Development Co., Ltd.	(4) электростанция на СПГ в портовой зоне для энергообеспечения судов в порту;	
		(5) CNOOC YG Energy Co., Ltd.	(5) разработка интегрированной информационной системы управления использования в портовой зоне для энергосбережения и снижения выбросов;	
Объединенная зона использования СПГ для водного транспорта в секции Jiangsu канала Jing Hang	Jiangsu Provincial Communications Department	(1) Local Maritime Bureau of Jiangsu Province	(1) строительство 300 судов на СПГ;	2014-2016
		(2) Jiangsu Hongyun Green Energy Co., Ltd.	(2) строительство двух заправочных станций СПГ;	
		(3) Jiangsu Blue Marine Power Co., Ltd.	(3) интегрированная информационная система управления для использования СПГ на канале Jing Hang;	
Объединенная демонстрационная зона использования СПГ для водного транспорта в Wanjiang и Chaohu в Anhui	Port Management Bureau of Anhui Province	(1) ENN Energy Holdings Limited	(1) строительство 300 судов на СПГ;	2014-2016
		(2) Anhui Jiarun Power Co., Ltd. (3) Huaqiang Natural Gas Development Co., Ltd.	(2) одна заправочная станция в Chaohu;	
		(4) Ma An Shan Hongyun Green Energy Co., Ltd.	(3) строительство объединенного морского сервисного центра для СПГ (заправка, ремонт и обслуживание, центры обучения персонала) в Chaohu;	
			(4) интегрированная информационная система управления для использования СПГ на морском транспорте в Anhui;	
			(5) стандарты заправки СПГ на магистральном маршруте реки Янцзы;	
			(6) разработка руководства безопасности использования СПГ в провинции Anhui	

Источник: «Outlook on LNG infrastructure and bunkering facilities in China Inland Waterways and Ports». DNV GL Report. January 2016.

Приложение 4. Проекты производства СПГ в Канаде

Таблица 64. Перечень проектов производства СПГ в Канаде

Проект	Местоположение	Мощность млн т/год	Компания	Год ввода	Примечание
Kitsault Energy Project	Kitsault, BC [85], [86]	8,000	Kitsault Energy	приостановлен	экспорт
Orca LNG	Prince Rupert, BC	4,000	Orca LNG	приостановлен	
Stewart Energy Project	Stewart, BC	5,000	Stewart Energy Group (Canada+China)	2019	
Woodfibre	Squamish, BC	25,000	Pacific Oil & Gas	2025	
Cedar LNG	Kitimat, BC	2,100		2020	
Discovery LNG	Campbell River, BC	6,400	Golar	приостановлен	
NewTimes Energy	Prince Rupert, BC	20,000	Quicksilver Resources Canada Inc	приостановлен	
Grassy Point	Grassy Point, BC	12,000	NewTimes Energy	приостановлен	
Malahat LNG (Qwispaa LNG)	Vanquover isl, BC	20,000	Woodside Petroleum Ltd	2021	
West Coast Canada LNG	Prince Rupert, BC	6,000	Steelhead LNG	приостановлен	
Pacific Northwest LNG	Prince Rupert, BC	15,000	Imperial Oil & ExxonMobil	2025	
LNG Canada	Kitimat, BC	12,000	Petronas, Sinopec, Japex,	приостановлен	Petronas
Sarita LNG	Kitimat, BC	24,000	Shell, Mitsubishi, Kogas, Petrochina	приостановлен	
Kitimat LNG	Vanquover isl, BC	24,000	Steelhead LNG	остановлен	
Triton LNG	Kitimat, BC	10,000	Chevron	приостановлен	
Prince Rupert LNG	Kitimat, BC	2,300	СП Altagas и Idemitsu	остановлен	
Aurora LNG	Prince Rupert, BC	21,000	Shell	остановлен	
Nisga'a LNG	Grassy Point, BC	24,000	Nexen Energy (CNOOC, China)	остановлен	
Bear Head LNG	Nass River, BC	TBD	Nisga'a Nation LNG Ltd	Нет сведений	
Goldboro LNG	Cape Breton, NS [87], [88]	8,000		2020	
AC LNG	Goldboro, NS [89]	10,000	Pieridae Energy	2022	
Saguenay LNG	Melford, NS [90]	4,500	H-Energy	2023	
Canaport LNG	Saguenay, QC [91]	4,500		2024	
	Saint John, NB [92]	4,500		2025	
		11,000	GNL Quebec Inc	2024	
		5,000	Repsol	приостановлен	

Источник: NEB 2017 [93].