Сравнительная эффективность экспортных направлений российского сжиженного природного газа в условиях санкционных и логистических ограничений

Сладиков Владимир Николаевич
аспирант, Экономический факультет, кафедра Международных экономических отношений (МЭО), Российский университет дружбы народов имени Патриса Лумумбы (РУДН), vova_sladikov_777@mail.ru, 1042250423@pfur.ru

Мировой рынок сжиженного природного газа (СПГ) переживает структурную трансформацию, в ходе которой перед российскими экспортёрами встаёт задача выбора приоритетного направления сбыта. В научной и отраслевой литературе широко представлен тезис о состоявшейся переориентации российского СПГ с европейского рынка на азиатский, который принимается преимущественно как констатация, без количественной проверки. Целью настоящей статьи выступает количественная оценка сравнительной эффективности экспортных направлений российского СПГ на основе показателя нетбэка с учётом фактических ставок фрахта, протяжённости маршрутов и санкционных ограничений. Информационную базу составили помесячные котировки природного газа по трём региональным рынкам за 2019–2026 годы и массив из 78 еженедельных оценок ставок фрахта газовозов за 2025–2026 годы. Сопоставлению подлежали четыре экспортных маршрута с расчётом нетбэка и последующим анализом чувствительности к ключевым допущениям. Установлено, что азиатская ценовая премия, составлявшая в 2023–2026 годах от 0,18 до 1,06 долл./MMBtu, устойчиво уступает приросту логистических издержек при переориентации арктических мощностей, достигавшему 0,98–1,89 долл./MMBtu, вследствие чего нетбэк проекта «Ямал СПГ» при поставках в Азию оказывается на 24–43 долл./т ниже европейского во всех рассмотренных годах. Результат сохраняет устойчивость при вариации себестоимости добычи и при полном отказе от премии за ледовый класс судна.

Ключевые слова: сжиженный природный газ, нетбэк, экспортные направления, ставки фрахта, Северный морской путь, азиатская премия, санкционные ограничения, конкурентоспособность.

Введение

Мировая энергетика последних двух десятилетий развивается под воздействием процесса, который принято обозначать как глобализацию газового рынка: природный газ, исторически привязанный к трубопроводным маршрутам и потому «обречённый» на региональную сегментацию, постепенно приобретает свойства мобильного биржевого товара – ведь, по наблюдению Д. Ю. Голыжниковой, «СПГ не ограничен фиксированными маршрутами, жёстко привязанными к одной местности, что даёт ему значительные преимущества в условиях постоянно меняющегося спроса на энергоресурсы», позволяя доставлять газ морем практически в любую точку, где имеется регазификационный терминал [1]. Н. В. Попадько и А. С. Харитонов констатируют, что «три последовательных шока 2020–2022 годов – спад спроса во время пандемии, инвестиционная пауза и геополитический перелом – коренным образом изменили архитектуру рынка»: по их оценке, «инвестиционные решения 2022–2025 годов формируют к 2030 году эшелон новых мощностей СПГ объёмом около 300 млрд м³/год», что при прогнозируемом спросе на уровне 550 млн тонн генерирует структурный профицит в 130–150 млрд м³/год и создаёт угрозу рентабельности большинства проектов [2]. Для России последствия оказались двойственными: трубопроводный экспорт в Европейский союз сократился радикально, тогда как поставки сжиженного природного газа (СПГ) сохранились, а европейское направление вплоть до середины 2020-х годов оставалось основным рынком сбыта российского СПГ, на который в 2024 году пришлось около 52 % совокупного экспорта [3]. Тем не менее М. С. Гайворонская и В. В. Семикашев констатируют, что «традиционная модель роста, основанная на высокомаржинальном экспорте в Европу, более не работает, а будущая устойчивость отрасли будет зависеть от её способности освоить новые, хотя и менее доходные, экспортные направления» [4]. В отраслевой и научной литературе при этом закрепился тезис о состоявшейся переориентации российского СПГ на азиатские рынки: в частности, Н. Ю. Дурнев и П. Б. Катюха констатируют, что «использование Северного морского пути способно обеспечить сокращение транспортного плеча и снижение логистических издержек, что повышает ценовую конкурентоспособность российских энергоресурсов на азиатских рынках», – однако те же авторы оговаривают, что ««Ямал СПГ» сравнивает свою экономику сугубо с европейским рынком и вынужден подстраиваться под текущие реалии рынка», а «очевидное увеличение операционных издержек из-за изменения логистики увеличит и отпускную цену производителя» [5], – то есть данный тезис принимается преимущественно как констатация, без количественной проверки. Между тем перенос логики, справедливой для трубопроводного сегмента, на сегмент, где сохраняется возможность выбора, требует отдельного обоснования. Отсюда вытекает исследовательская проблема, которая, в нашем представлении, до сих пор не получила количественного разрешения: обладает ли восточный разворот экономическим смыслом применительно к СПГ или же для арктических мощностей он оборачивается потерей маржинальности, компенсируемой лишь внеэкономическими соображениями? Цель настоящей статьи – количественная оценка сравнительной эффективности экспортных направлений российского СПГ на основе показателя нетбэка с учётом фактических ставок фрахта, протяжённости маршрутов и санкционных ограничений, а также определение условий, при которых переориентация на азиатский рынок сохраняет экономический смысл.

Материалы и методы

Информационную базу исследования составили четыре группы источников. Ценовые ряды представлены помесячными котировками природного газа по трём региональным рынкам в долларах за миллион британских тепловых единиц (MMBtu – стандартная энергетическая единица газовой отрасли, эквивалентная примерно 1055 МДж): азиатский рынок [6], европейский рынок [7] и североамериканский рынок Henry Hub [8], привлечённый в качестве референсного индикатора издержек конкурирующих поставщиков. Глубина рядов охватывает период с 2019 года по июнь 2026 года. Ставки фрахта газовозов взяты по индексам Spark30S (Атлантический бассейн) и Spark25S (Тихоокеанский бассейн) – эталонным оценкам суточной стоимости кругового рейса, публикуемым агентством Spark Commodities и используемым при расчёте фьючерсных контрактов ICE; массив включает 78 еженедельных наблюдений за период с 31 января 2025 года по 10 июля 2026 года [9]. Параметры маршрутов и независимая оценка стоимости доставки арктического СПГ в Азию заимствованы из расчётов ЦНИИМФ [10]. Оценка себестоимости добычи и сжижения принята нами по экспертным данным [11], поскольку прямое извлечение этого показателя из корпоративной отчётности невозможно: раскрываемая консолидированная отчётность ПАО «НОВАТЭК» за 2025 год содержит расходы в агрегированном виде, а проект «Ямал СПГ» учитывается как совместное предприятие и в консолидацию не входит [12].

Методологической основой расчёта послужил показатель нетбэка (netback) – чистой выручки производителя, остающейся после вычета из цены на рынке сбыта всех издержек доставки, производства и фискальной нагрузки. Выбор данного показателя опирается на подход О. В. Сениной и соавторов, при котором удельные затраты на транспортировку СПГ формируются амортизационными, операционными и рейсовыми составляющими, а при аренде судна вместо амортизации и операционных расходов используется ставка чартера [13]; именно этой логикой мы руководствовались, принимая ставку тайм-чартера в качестве базы расчёта транспортной составляющей. Соответственно, нетбэк рассчитывался по формуле: цена на региональном хабе за вычетом стоимости фрахта, прочих расходов маршрута, себестоимости добычи и сжижения, а также фискальной нагрузки. Стоимость фрахта в удельном выражении определялась как произведение суточной ставки, длительности кругового рейса и коэффициента ледового класса, отнесённое к вместимости судна и энергетическому эквиваленту тонны СПГ. Обоснованность использования хабовых котировок в качестве ценовой базы связана с переходом азиатских покупателей от контрактных формул, привязанных к нефтяным индексам, к рыночным ценам газовых хабов [14].

В расчёт заложены следующие допущения:

1. Энергетический эквивалент одной тонны СПГ – 52 MMBtu.

2. Вместимость типового газовоза – 80 тыс. тонн (соответствует судну на 174 тыс. куб. м).

3. Премия к ставке фрахта для судов ледового класса Arc7 – коэффициент 1,5 (открытые котировки для таких судов отсутствуют).

4. Себестоимость добычи и сжижения – 2,5 долл./MMBtu; фискальная нагрузка принята нулевой ввиду действующих льгот по налогу на добычу полезных ископаемых для арктических проектов. Получаемый при данных параметрах диапазон удельных фрахтовых затрат согласуется с отраслевыми данными: для газовозов ледового класса Arc7 стоимость транспортировки СПГ составляет, по оценке Д. Ю. Голыжниковой, от 1 до 2 долл./MMBtu [1].

Сопоставлению подлежали четыре маршрута: «Ямал СПГ» – Европа (круговой рейс 19 суток), «Ямал СПГ» – Азия через Северный морской путь (58 суток), «Ямал СПГ» – Азия вокруг мыса Доброй Надежды (75 суток) и «Сахалин-2» – Азия (10 суток). Расчёты выполнены за 2023–2026 годы; для 2023 и 2024 годов ставки фрахта приняты на уровне 60 тыс. и 55 тыс. долл./сут. соответственно, поскольку систематический ряд наблюдений начинается с 2025 года, что составляет отдельное ограничение работы.

Результаты и обсуждение

Первичным этапом исследования выступила проверка ценовой предпосылки, лежащей в основе гипотезы о выгодности азиатского направления. Общепринятое обоснование переориентации опирается на существование азиатской премии – устойчивого превышения котировок азиатского рынка над европейскими. Помесячная динамика котировок за 2019–2026 годы приведена на рисунке 1.

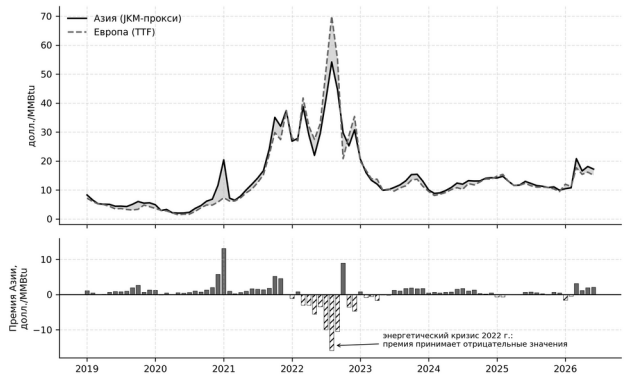


Рисунок 1 – Помесячная динамика котировок природного газа и азиатской премии, 2019–2026 гг. Составлено по данным [6,7]

Из представленной динамики вытекает первое существенное наблюдение. Азиатская премия сохраняется как явление, однако её характер претерпел изменение. В период энергетического кризиса 2022 года премия принимала отрицательные значения, достигая −4,22 долл./MMBtu в среднегодовом выражении, поскольку европейские котировки превышали азиатские при конкуренции за физические объёмы; в отдельные месяцы разрыв был значительно глубже, а минимум пришёлся на август 2022 года, когда премия опустилась до −15,82 долл./MMBtu. После стабилизации рынка премия восстановила положительный знак, однако её величина находится в диапазоне 0,18–1,06 долл./MMBtu, что кратно ниже как докризисного уровня 2021 года (2,69 долл./MMBtu), так и прогнозных ориентиров: в базовом сценарии развития мирового рынка на горизонте 2050 года азиатская премия оценивается в 2–4 долл./MMBtu для базового года и 1–3 долл./MMBtu на последующих интервалах [2]. Значения 2023–2025 годов располагаются ниже нижней границы данного прогноза. Ценовой стимул к переориентации, таким образом, существенно слабее, чем предполагается в сценарных построениях. Структурный характер данного сжатия обусловлен в том числе тем, что США и Катар обеспечивают более 70 % совокупного прироста мировых СПГ-мощностей [2], формируя конкурентное предложение, которое системно ограничивает восстановление азиатской ценовой премии.

Второй компонент сравнения – стоимость фрахта газовозов, динамика которой за период систематического наблюдения приведена на рисунке 2.

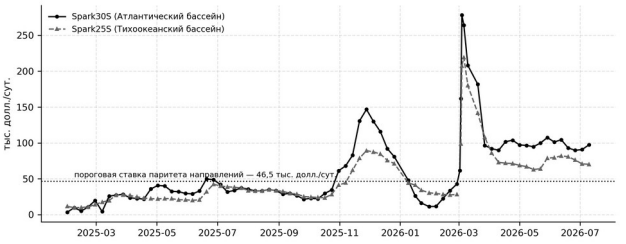


Рисунок 2 – Ставки фрахта газовозов, еженедельные оценки, 31.01.2025 – 10.07.2026 (78 наблюдений). Составлено по данным [9]

Фрахтовый рынок за рассматриваемый период претерпел кратный рост: среднее значение индекса Spark30S возросло с 41,9 тыс. долл./сут. в 2025 году до 97,5 тыс. долл./сут. в первом полугодии 2026 года, а в марте 2026 года суточная ставка достигала 278,3 тыс. долл. Существенно, что удорожание фрахта воздействует на маршруты асимметрично: при длительности кругового рейса 58 суток каждый доллар прироста суточной ставки транслируется в удельные издержки втрое сильнее, чем при рейсе в 19 суток. Конъюнктура фрахтового рынка, следовательно, систематически работает против дальних направлений. Нанесённая на график горизонтальная линия соответствует пороговому уровню ставки, при котором европейское и азиатское направления уравниваются по эффективности; фактические значения располагаются выше этого порога на протяжении практически всего периода наблюдения.

Совмещение ценовых и логистических параметров позволяет перейти к расчёту нетбэка. Структура показателя по четырём маршрутам за 2026 год представлена в таблице 1.

Таблица 1
Структура нетбэка по экспортным направлениям, 2026 г., долл./MMBtu

Маршрут	Цена хаба	Фрахт	Прочие расходы	Себесто-имость	Нетбэк	Нетбэк, долл./т
«Ямал СПГ» – Европа	14,58	0,45	0,30	2,50	11,33	589
«Ямал СПГ» – Азия (СМП)	15,64	2,04	0,60	2,50	10,50	546
«Ямал СПГ» – Азия (м. Доброй Надежды)	15,64	1,76	0,35	2,50	11,03	574
«Сахалин-2» – Азия	15,64	0,19	0,10	2,50	12,85	668

Рассчитано автором по данным [6,7,9,10,11]

При переориентации поставок с европейского рынка на азиатский удельные фрахтовые затраты возрастают с 0,45 до 2,04 долл./MMBtu. Столь значительный прирост (более чем в четыре раза) обусловлен тем, что протяжённость кругового рейса при доставке в Азию втрое превышает европейское плечо, а использование специализированных судов ледового класса влечёт дополнительную надбавку к ставке фрахта. Суммарное увеличение транспортной нагрузки полностью поглощает ценовое преимущество азиатских котировок, в результате чего нетбэк арктического проекта при сбыте в Азию оказывается ниже европейского на 43 долл./т при следовании через СМП; для маршрута вокруг мыса Доброй Надежды этот разрыв составляет 15 долл./т. Описанная закономерность устойчиво воспроизводится на четырёхлетнем горизонте наблюдения (табл. 2).

Устойчивость данного соотношения во времени подтверждается расчётом за четырёхлетний период, результаты которого приведены в таблице 2.

Таблица 2
Нетбэк по экспортным направлениям российского СПГ, долл./т

Маршрут	2023	2024	2025	2026
«Ямал СПГ» – Европа	510	406	464	589
«Ямал СПГ» – Азия (СМП)	473	382	422	546
«Ямал СПГ» – Азия (м. Доброй Надежды)	495	404	441	574
«Сахалин-2» – Азия	558	467	489	668

Рассчитано автором

Во всех четырёх рассмотренных годах нетбэк «Ямал СПГ» при поставке в Европу превышает нетбэк при поставке в Азию по любому из двух морских маршрутов: для арктического коридора разрыв составляет от 24 до 43 долл./т, для маршрута вокруг мыса Доброй Надежды – от 2 до 23 долл./т. Экономический смысл этого результата состоит в том, что переориентация арктических партий на азиатский рынок в наблюдаемых рыночных условиях сопряжена не с приобретением, а с потерей выручки. Мы также произвели разложение эффекта переориентации на два противоборствующих компонента – ценовой выигрыш и логистический проигрыш, – оно приведено ниже (рис. 3).

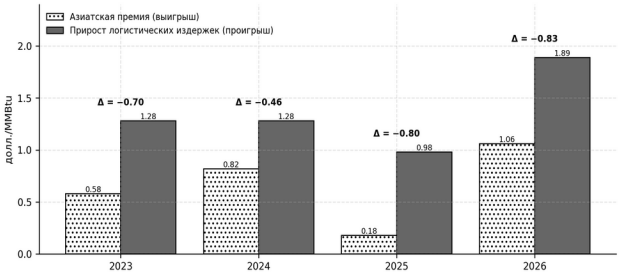


Рисунок 3 – Разложение эффекта переориентации «Ямал СПГ» с европейского на азиатское направление (СМП). Рассчитано автором

В каждом из рассмотренных временных периодов прирост логистических издержек превышает величину азиатской премии, вследствие чего итоговая дельта нетбэка сохраняет отрицательный знак. Примечательна динамика 2026 года: рост азиатской премии до 1,06 долл./MMBtu сопровождался опережающим удорожанием фрахта, поэтому разрыв между направлениями не сократился, а достиг максимума за период наблюдения и составил −0,83 долл./MMBtu.

Существенным элементом верификации результата выступает проверка его устойчивости к двум наиболее спорным допущениям. Первым из них является коэффициент премии за ледовый класс Arc7, принятый на уровне 1,5 при отсутствии публикуемых котировок для таких судов. Результаты вариации данного коэффициента приведены на рисунке 4.

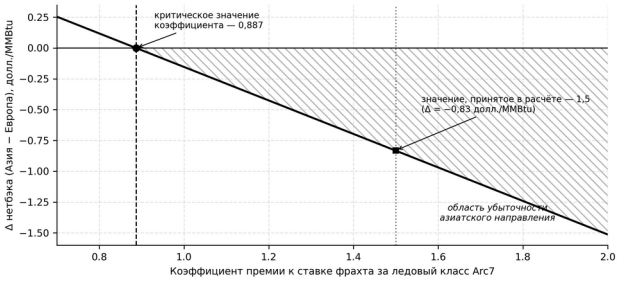


Рисунок 4 – Чувствительность разности нетбэков к премии за ледовый класс судна, 2026 г. Рассчитано автором

Критическое значение коэффициента, при котором достигается паритет направлений, составляет 0,89. Данная величина меньше единицы, что означает следующее: даже при фрахтовании газовозов ледового класса по обычной ставке, без какой-либо надбавки, азиатское направление сохраняет отрицательную дельту в размере −0,15 долл./MMBtu. Допущение о премии Arc7 тем самым утрачивает статус критической уязвимости расчёта, поскольку его снятие результата не отменяет.

Вторым спорным параметром выступает себестоимость добычи и сжижения, точное значение которой недоступно вследствие агрегированного характера корпоративного раскрытия [12]. Данный параметр входит в расчёт нетбэка как константа, одинаковая для всех направлений, вследствие чего его вариация в диапазоне 1,5–4,5 долл./MMBtu смещает абсолютный уровень показателя (от 12,33 до 9,33 долл./MMBtu для европейского направления), оставляя разность между направлениями неизменной на отметке −0,83 долл./MMBtu. Отсюда вытекает методологически важное следствие: неопределённость в оценке себестоимости не подрывает основной результат работы, поскольку предметом сравнения выступает соотношение направлений, а не абсолютная рентабельность проекта.

Полученные соотношения допускают выражение через пороговые величины, приведённые в таблице 3, что переводит вывод из констатирующей формы в условную.

Рассчитано автором

Условия рентабельности переориентации можно сформулировать следующим образом:

Таблица 3
Пороговые условия паритета европейского и азиатского направлений, 2026 г.

Показатель	Значение
Пороговая ставка фрахта для паритета, долл./сут.	46 494
Фактическая ставка Spark30S, долл./сут.	97 458
Кратность превышения фактической ставки над пороговой	2,10
Пороговая цена в Азии для паритета, долл./MMBtu	16,47
Фактическая цена в Азии, долл./MMBtu	15,64
Требуемая азиатская премия при фактическом фрахте, долл./MMBtu	1,89
Фактическая азиатская премия, долл./MMBtu	1,06

1. Снижение ставок фрахта в Атлантическом бассейне более чем вдвое относительно уровня первого полугодия 2026 года.

2. Рост азиатской премии до уровня свыше 1,89 долл./MMBtu, что соответствует достижению котировок азиатского рынка отметки 16,47 долл./MMBtu при неизменных европейских ценах.

3. Комбинация частичного снижения фрахта и частичного роста премии, обеспечивающая совокупный эффект указанной величины.

Дополнительным аргументом в пользу надёжности расчёта служит его консервативность. Удельная стоимость фрахта по маршруту «Ямал СПГ» – Азия через СМП в настоящей работе составила 106 долл./т, тогда как по независимой оценке ЦНИИМФ полная стоимость доставки арктического СПГ в индийский порт судами класса Arc7 превышает 187 долл./т, что эквивалентно примерно 3,8 долл./MMBtu [10]. Расхождение объясняется составом учитываемых статей: в настоящем расчёте отражена исключительно ставка тайм-чартера, тогда как перевалка на рейдовых комплексах, портовые и канальные сборы, а также ледокольная проводка вынесены в агрегированную статью прочих расходов и оценены консервативно. Схожий диапазон удельных транспортных затрат для судов ледового класса – 1–2 долл./MMBtu – приводится и в отраслевых оценках [1].

Масштаб экономического эффекта поддаётся агрегированию. При производственных показателях проекта «Ямал СПГ», составивших в 2024 году более 21 млн т (что на 5 % превышает уровень 2023 года) [5], и удельной дельте нетбэка в −0,83 долл./MMBtu полная переориентация проекта на азиатский рынок через СМП соответствует сокращению экспортной выручки приблизительно на 910 млн долл. в год в ценовых условиях 2026 года; для условий 2025 года соответствующая величина составляет около 879 млн долл. Порядок этих величин сопоставим с годовыми операционными расходами крупного инфраструктурного объекта, что придаёт различию между направлениями практическую значимость. Примечательно, что «Ямал СПГ» формирует свыше 60 % совокупного российского производства СПГ: в 2024 году Росстат зафиксировал общий объём в 34,7 млн т [5], из которых проект обеспечил более 21 млн т.

Отдельного внимания заслуживает асимметрия между двумя действующими российскими проектами. Нетбэк проекта «Сахалин-2» при поставках на тот же азиатский рынок составляет 668 долл./т, превосходя все прочие рассмотренные варианты, включая европейское направление арктического проекта. Причина заключается в протяжённости плеча: круговой рейс до потребителей Северо-Восточной Азии занимает около 10 суток, вследствие чего удельная стоимость фрахта не превышает 0,19 долл./MMBtu. Из данного сопоставления вытекает уточнение постановки проблемы: ограничением выступает география арктических проектов, а не ёмкость или ценовые параметры азиатского рынка как такового. Азиатское направление остаётся высокорентабельным для дальневосточных мощностей и одновременно убыточным относительно европейской альтернативы для арктических. Данное наблюдение согласуется с выводом Д. Ю. Голыжниковой, согласно которому «трубопроводные поставки демонстрируют более низкие операционные издержки на дистанциях до 4000 км» [1], тогда как преимущество морской перевозки реализуется за пределами этого порога.

Полученные нами результаты вступают в видимое противоречие с распространённой в литературе позицией, согласно которой использование Северного морского пути сокращает транспортное плечо, снижает логистические издержки и тем самым повышает ценовую конкурентоспособность российских энергоресурсов на азиатских рынках [5]. Данное противоречие разрешается уточнением базы сравнения. Северный морской путь действительно короче альтернативных морских маршрутов в Азию: круговой рейс занимает 58 суток против 75 суток при следовании вокруг мыса Доброй Надежды, что соответствует расчётной разнице нетбэков в пользу арктического коридора при поставках именно в Азию. Однако релевантной базой сравнения для проекта «Ямал СПГ» выступает не альтернативный азиатский маршрут, а европейское направление с его 19-суточным рейсом. Показательно, что данное уточнение содержится и в самой цитируемой работе: её авторы констатируют, что проект «Ямал СПГ» «сравнивает свою экономику сугубо с Европейским рынком и вынужден подстраиваться под текущие реалии рынка» [5], и признают, что изменение логистики влечёт увеличение операционных издержек производителя. Немаловажно при этом, что переориентация через СМП носит сезонный, а не круглогодичный характер: в навигационный период 2025 года по данному маршруту с «Ямал СПГ» в Азию отправлено 28 партий СПГ суммарным объёмом 1,96 млн т [5], что

составляет около 9 % годового производства проекта. Расхождение, таким образом, носит терминологический, а не содержательный характер, и выполненный нами расчёт придаёт приведённому положению количественное выражение: преимущество СМП перед южными маршрутами составляет 28 долл./т, тогда как отставание от европейского направления – 43 долл./т.

Итак, сохранение европейского направления в качестве основного рынка сбыта российского СПГ вплоть до середины 2020-х годов [3] представляет собой рациональный экономический выбор. Переориентация арктических проектов на Азию в наблюдаемых ценовых и фрахтовых условиях сопряжена с потерей маржинальности, вследствие чего она реализуется преимущественно там, где европейское направление недоступно по внеэкономическим причинам – в отношении подсанкционных проектов, лишённых возможности поставок в Европейский союз. Данная логика позволяет, на наш взгляд, корректно интерпретировать характер будущего сдвига: полный отказ Европейского союза от импорта российского СПГ, предусмотренный к 2027 году, приведёт к переориентации вынужденного, а не оптимизационного характера, при которой экспортёр примет отрицательную дельту нетбэка как издержку сохранения объёмов сбыта. В рамках сценарного прогнозирования Н. В. Попадько и А. С. Харитонова такой исход соответствует позиционированию России в качестве дисконтного поставщика при конкурентной конфигурации рынка [2]: именно конкурентный сценарий авторы оценивают как наиболее вероятный на горизонте 2025–2035 годов с вероятностью 40 %, а в его условиях «цена СПГ определяется краткосрочными издержками в размере 5–9 долл./млн БТЕ, а не долгосрочными издержками на уровне 8–10 долл.» [2] – то есть вынужденная переориентация сопровождается не только транспортным проигрышем, но и структурным сжатием самой цены реализации.

Заключение

Проведённое нами сопоставление экономической эффективности экспортных направлений российского СПГ позволяет сформулировать следующий обобщающий вывод: азиатская премия, составлявшая в 2023–2026 годах от 0,18 до 1,06 долл./MMBtu, устойчиво уступает приросту логистических издержек при переориентации арктических мощностей с европейского рынка на азиатский, который в тех же условиях достигал 0,98–1,89 долл./MMBtu, вследствие чего нетбэк проекта «Ямал СПГ» при поставках в Азию через Северный морской путь оказывается на 24–43 долл./т ниже европейского во всех рассмотренных годах. Устойчивость данного результата подтверждена анализом чувствительности: разность нетбэков между направлениями инвариантна к величине себестоимости добычи и сжижения и сохраняет отрицательный знак даже при полном отказе от премии за ледовый класс судна, а сопоставление с независимой оценкой транспортных затрат ЦНИИМФ указывает на консервативность принятых допущений. Достижение паритета направлений требует либо более чем двукратного снижения ставок фрахта относительно уровня первого полугодия 2026 года, либо роста азиатской премии до 1,89 долл./MMBtu. Совокупность полученных результатов позволяет заключить, что сохранение европейского направления в качестве приоритетного для арктического СПГ до середины 2020-х годов имело рациональное экономическое основание, а предстоящая переориентация на азиатские рынки будет носить скорее вынужденный характер и сопровождаться сокращением экспортной выручки, оцениваемым для проекта «Ямал СПГ» приблизительно в 910 млн долл. в год в ценовых условиях 2026 года.

Литература

1. Голыжникова Д. Ю. Сравнительный экономический анализ добычи и экспорта трубопроводного газа и сжиженного природного газа // Научные труды: Институт народнохозяйственного прогнозирования РАН. 2025. № 2. С. 81–104. DOI: 10.47711/2076-3182-2025-2-81-104.
2. Попадько Н. В., Харитонов А. С. Мировой рынок сжиженного природного газа на горизонте 2050 года: сценарный анализ структурных трансформаций // Экономика строительства. 2026. № 5. С. 31–34. DOI: 10.24412/0131-7768-2026-05-31-34.
3. Экспорт российского СПГ в 2024 году [Электронный ресурс] // РБК. 28.01.2025. URL: https://lix.li/DWtHB (дата обращения: 14.07.2026).
4. Гайворонская М. С., Семикашев В. В. Анализ проектов развития газовой отрасли России и их финансового обеспечения в среднесрочной перспективе // Энергетическая политика. 2026. № 1 (216). С. 18–31. DOI: 10.46920/2409-5516_2026_01216_18.
5. Дурнев Н. Ю., Катюха П. Б. Исследование перспектив развития Северного морского пути в условиях трансформации мировой энергетической логистики // Инновации и инвестиции. 2026. № 4. С. 147–150. DOI: 10.24412/2307-180X-2026-04-147-150.
6. Global Price of LNG, Asia (PNGASJPUSDM) [Электронный ресурс] // Federal Reserve Bank of St. Louis (FRED). URL: https://fred.stlouisfed.org/series/PNGASJPUSDM (дата обращения: 14.07.2026).
7. Global Price of Natural Gas, EU (PNGASEUUSDM) [Электронный ресурс] // Federal Reserve Bank of St. Louis (FRED). URL: https://fred.stlouisfed.org/series/PNGASEUUSDM (дата обращения: 14.07.2026).
8. Global Price of Natural Gas, US Henry Hub (PNGASUSUSDM) [Электронный ресурс] // Federal Reserve Bank of St. Louis (FRED). URL: https://fred.stlouisfed.org/series/PNGASUSUSDM (дата обращения: 14.07.2026).
9. Spark30S, Spark25S: LNG Freight Rate Assessments [Электронный ресурс] : оценки Spark Commodities, опубликованные в еженедельных обзорах LNG Prime : массив из 78 наблюдений за период 31.01.2025 – 10.07.2026 // LNG Prime. URL: https://lix.li/KK0qu (дата обращения: 14.07.2026).
10. Путь российского СПГ к новым рынкам сбыта станет вдвое дороже [Электронный ресурс] // The Moscow Times. 18.05.2026. URL: https://lix.li/lJALWC (дата обращения: 14.07.2026).
11. Себестоимость газа российских экспортёров [Электронный ресурс] // Ведомости. 28.09.2021. URL: https://lix.li/pl2bX (дата обращения: 14.07.2026).
12. Раскрываемая консолидированная финансовая отчётность ПАО «НОВАТЭК» за год, закончившийся 31 декабря 2025 г. [Электронный ресурс] // ПАО «НОВАТЭК». URL: https://lix.li/ySTM (дата обращения: 14.07.2026).
13. Сенина О. В., Кириченко Т. В., Комзолов А. А., Костюк Е. А. Моделирование функционирования и развития глобального рынка СПГ // Экономические системы. 2025. Т. 18, № 1. С. 193–207. DOI: 10.29030/2309-2076-2025-18-1-193-207.
14. Семенович К. С., Гао Юй. Об обеспечении стабильных поставок природного газа в Китае и Японии // Международное право и международные организации. 2022. № 1. С. 34–45.

Comparative efficiency of Russian lng export destinations under sanctions and logistical constraints

Sladikov V.N.

Patrice Lumumba Peoples' Friendship University of Russia (RUDN University)

JEL classification: H87, F02, F15, F29, F40, F42, F49

The global liquefied natural gas (LNG) market is undergoing a structural transformation in which Russian exporters face the task of selecting a priority sales destination. Academic and industry literature widely presents the thesis of an accomplished reorientation of Russian LNG from the European to the Asian market, which is accepted primarily as a statement of fact, without quantitative verification. The purpose of this article is to quantitatively assess the comparative efficiency of Russian LNG export destinations using the netback indicator, taking into account actual freight rates, route lengths and sanctions constraints. The information base comprises monthly natural gas quotations for three regional markets for 2019–2026 and an array of 78 weekly LNG carrier freight rate assessments for 2025–2026. Four export routes were compared through netback calculation followed by sensitivity analysis with respect to key assumptions. It is established that the Asian price premium, which ranged from 0.18 to 1.06 USD/MMBtu in 2023–2026, consistently falls short of the increase in logistics costs arising from the reorientation of Arctic capacities, which reached 0.98–1.89 USD/MMBtu; consequently, the netback of the Yamal LNG project for Asian deliveries is 24–43 USD/t lower than the European one in all years considered. The result remains robust under variation of production costs and under complete removal of the ice-class vessel premium.

Keywords: liquefied natural gas, netback, export destinations, freight rates, Northern Sea Route, Asian premium, sanctions constraints, competitiveness.

References

1. Golyzhnikova D. Yu. Comparative Economic Analysis of Production and Export of Pipeline Gas and Liquefied Natural Gas // Scientific Works: Institute of Economic Forecasting of the Russian Academy of Sciences. 2025. No. 2. Pp. 81–104. DOI: 10.47711/2076-3182-2025-2-81-104. (In Russ.)
2. Popadko N. V., Kharitonov A. S. The global liquefied natural gas market to 2050: a scenario analysis of structural transformations // Economics of Construction. 2026. No. 5. Pp. 31–34. DOI: 10.24412/0131-7768-2026-05-31-34. (In Russ.)
3. Russian LNG exports in 2024 [Electronic resource] // RBC. 28.01.2025. URL: https://lix.li/DWtHB (accessed: 14.07.2026). (In Russ.)
4. Gayvoronskaya M. S., Semikashev V. V. Analysis of Development Projects for the Russian Gas Industry and Their Financial Support in the Medium Term // Energy Policy. 2026. No. 1 (216). Pp. 18–31. DOI: 10.46920/2409-5516_2026_01216_18. (In Russ.)
5. Durnev N. Yu., Katyukha P. B. Prospects of the Northern Sea Route development during transformation of global energy logistics // Innovation and Investment. 2026. No. 4. Pp. 147–150. DOI: 10.24412/2307-180X-2026-04-147-150. (In Russ.)
6. Global Price of LNG, Asia (PNGASJPUSDM) [Electronic resource] // Federal Reserve Bank of St. Louis (FRED). URL: https://fred.stlouisfed.org/series/PNGASJPUSDM (accessed: 14.07.2026).
7. Global Price of Natural Gas, EU (PNGASEUUSDM) [Electronic resource] // Federal Reserve Bank of St. Louis (FRED). URL: https://fred.stlouisfed.org/series/PNGASEUUSDM (accessed: 14.07.2026).
8. Global Price of Natural Gas, US Henry Hub (PNGASUSUSDM) [Electronic resource] // Federal Reserve Bank of St. Louis (FRED). URL: https://fred.stlouisfed.org/series/PNGASUSUSDM (accessed: 14.07.2026).
9. Spark30S, Spark25S: LNG Freight Rate Assessments [Electronic resource] : Spark Commodities assessments published in weekly LNG Prime reviews : 78 observations for the period 31.01.2025 – 10.07.2026 // LNG Prime. URL: https://lix.li/KK0qu (accessed: 14.07.2026).
10. The route of Russian LNG to new markets will become twice as expensive [Electronic resource] // The Moscow Times. 18.05.2026. URL: https://lix.li/xGNUv (accessed: 14.07.2026). (In Russ.)
11. Production cost of gas of Russian exporters [Electronic resource] // Vedomosti. 28.09.2021. URL: https://lix.li/KvC0p1 (accessed: 14.07.2026). (In Russ.)