

Китайские перспективы российского газа

УДК:339.146(510+470);
ББК:65.428; JEL:F10
DOI: 10.24412/2072-8042-2023-10-85-111

Дмитрий Игоревич КОНДРАТОВ,
кандидат экономических наук,
Институт экономики РАН
(117218, Россия, Москва, Нахимовский проспект, 32)
- ведущий научный сотрудник;
Всероссийская академия внешней торговли
(119285, Москва, Воробьевское шоссе, 6А),
Центр экономической интеграции - научный сотрудник,
e-mail: d.kondratov@vavt.ru, ORCID: 0000-0002-7356-0047

Аннотация

В настоящей статье было проведено исследование газового рынка Китая и анализ факторов долгосрочной динамики спроса на данный энергоресурс.

Также автором предпринята попытка провести оценки расширения участия нашей страны на китайском газовом рынке и подготовлены промежуточные рекомендации по использованию потенциала развития энергетического сотрудничества КНР и России.

При этом северо-восточные провинции Китая, находящиеся вблизи российской границы, после запуска газопровода «Сила Сибири» будут насыщены российским газом. В то же время недостаточное развитие газовой инфраструктуры – трубопроводные мощности, газовые хранилища, распределительные сети – в Китае не позволит увеличить экспорт при строительстве Россией дополнительных мощностей. Еще в большей степени это касается проекта газопровода «Сила Сибири-2».

Наиболее перспективным направлением увеличения экспорта российского газа в КНР является организация поставок российского СПГ в приморские районы Китая, в которых прогнозируется устойчивый рост спроса на газ.

Ключевые слова: Китай, газ, российско-китайское энергетическое сотрудничество, топливно-энергетический сектор КНР, прогнозы долгосрочного развития.

Prospects for Russian gas in China

Dmitrij Igorevich KONDRATOV,
Candidate of Economic Sciences, Institute of Economics RAS (32 Nakhimovskiy Prospect, Moscow,
Russia, 117218) - Leading Researcher; Russian Foreign Trade Academy
(119285, Moscow, Vorob'evskoe shosse, 6A), Center for Economic Integration - Researcher,
E-mail: d.kondratov@vavt.ru, ORCID: 0000-0002-7356-0047

Abstract

The article examines China's gas market and analyzes the factors influencing the long-term changes in demand for this energy resource.



The author also attempts to assess the expansion of Russia's participation in the Chinese gas market, and presents interim recommendations on how to utilize the potential for developing energy cooperation between China and Russia.

In this case, the northeastern provinces of China, located near the Russian border, after the launch of the Power of Siberia gas pipeline, will be saturated with Russian gas. At the same time, the insufficient development of gas infrastructure - pipeline capacities, gas storage facilities, distribution networks - in China will not allow increasing exports if Russia builds additional capacities. To an even greater extent, this applies to the Power of Siberia-2 gas pipeline project.

The most promising way to increase Russian gas exports to China is the organization of Russian LNG supplies to China's coastal regions, where the demand for gas is expected to grow steadily.

Keywords: China, gas, Russian-Chinese energy cooperation, Chinese energy sector, long-term development forecasts.

В настоящее время энергетика КНР находится в состоянии трансформации. Данный факт объясняется последовательным переходом экономики к постиндустриальной модели роста: увеличением доли сферы услуг в ВВП при одновременном уменьшении удельного веса промышленности, а также ростом потребности в экологически чистых технологиях и изменением потребительских предпочтений.

Международные эксперты также отмечают переход китайской энергетики к более экологичной, диверсифицированной и менее энергоемкой модели развития. Тем не менее, скорость указанных изменений пока не определена.

В настоящий момент развитие энергетики Китая определяется следующими факторами:

➤ Китай – самая густонаселенная страна в мире, крупнейшая экономика, как по номинальному ВВП, так и по паритету покупательной способности и, как следствие, крупнейший потребитель первичных источников энергии. Быстро увеличивающееся потребление всех основных видов энергии сделало Китай одним из ключевых участников международной торговли невозобновляемыми источниками энергии, такими как нефть, газ и уголь;

➤ Китай – второй по величине мировой потребитель жидких углеводородов после США, а начиная с 2017 г., также и крупнейший импортер сырой нефти;

➤ действующие нефтяные месторождения в стране вступили в зрелую фазу своего развития, пик добычи на них пройден. Ведущие компании страны фокусируют свое внимание на геологоразведке внутренних областей Западного Китая и шельфа, а также на разработке сланцевых месторождений;

➤ несмотря на увеличение потребления газа, его доля в 2022 году составила лишь 8,4% от общего объема потребления первичной энергии;

➤ Китай обладает крупными ресурсами нетрадиционных углеводородов, освоение которых может повлиять на долгосрочные перспективы импорта нефти и газа;

➤ Китай – крупнейший производитель и потребитель угля в мире. По оценкам Международного энергетического агентства, в 2022 году на страну приходилось 50,9% добычи и 53,0% мирового потребления угля;

➤ для КНР характерна относительно невысокая доля традиционной биомассы и отходов в первичном потреблении энергии. По оценкам Национального бюро статистики КНР на 2022 г., она составляла 3,5%, или 124,8 млн т н.э., что отличает энергобаланс КНР от многих стран Азиатско-тихоокеанского региона, в частности Мьянмы (доля биомассы и отходов в ее потреблении ПЭР – 71,4%, данные за 2020 год), Вьетнама (25,4%), Индии (18,5%) и Индонезии (12,7%);

➤ Китай – один из ключевых игроков в сфере развития возобновляемой энергетики и низкоуглеродных технологий. Китай – крупнейший экспортер оборудования для солнечной энергетики;

➤ Китай активно участвует в зарубежных энергетических проектах для целей получения новых технологий, для повышения своей энергетической безопасности, для создания производственных цепочек и т.д.;

➤ Китай лидирует по выбросам CO₂ от энергетических источников (31,8% от мировой эмиссии), что негативно сказывается на окружающей среде, международном положении страны и отчасти на социально-политической обстановке. Власти Китая пытаются ограничить рост выбросов CO₂ за счет развития ВИЭ, газовой генерации и других видов низкоуглеродной энергетики.

Таблица 1

Основные макроэкономические и энергетические показатели Китая

Показатель	2010	2022
ВВП, по ППС в постоянных ценах 2015 года, трлн долл. США	13,81	30,67
<i>Доля в мировом ВВП, %</i>	14,0	21,4
Добыча ЖУВ, млн барр./сут.	4,1	4,2
<i>Доля в мировой добыче ЖУВ, %</i>	4,7	4,1
Потребление ЖУВ, млн барр./сут.	9,07	15,01
<i>Доля в мировом потреблении ЖУВ, %</i>	10,3	15,0
Импорт нефти, млн барр./сут.	4,77	10,15
<i>Доля в мировом импорте нефти, %</i>	11,2	24,1*
Добыча газа, млрд куб. м	91,5	212,5
<i>Доля в мировой добыче газа, %</i>	2,9	5,2
Потребление газа, млрд куб. м	107,9	366,3
<i>Доля в мировом потреблении газа, %</i>	3,4	9,1
Импорт СПГ, млн т	9,6	63,4
<i>Доля в мировом импорте СПГ, %</i>	4,3	15,8
Добыча угля, млн т	3140	4237
<i>Доля в мировой добыче угля, %</i>	47,0	50,9
Потребление угля, млн т	3183	4250
<i>Доля в мировом потреблении угля, %</i>	45,0	53,0
*-данные за 2021 год		
Источники: ОПЕК, ОЭСР, IHS, МЭА и Форум стран-экспортеров газа		



При этом энергетика является одной из приоритетных сфер сотрудничества России и Китая. Возможность расширения энергетического сотрудничества России и Китая определяется несколькими факторами. Как крупнейший производитель энергоресурсов, наша страна заинтересована в бесперебойных поставках и стабильных ценах, а Китай может выступать платформой для разработки единых принципов торгово-экономической политики. Воздействие на рынки энергоресурсов может осуществляться за счет общей скоординированной политики Россия-КНР, которые в совокупности имеют значимую долю на мировых рынках.

В связи с западными санкциями по отношению к российским нефтегазовым предприятиям и проектам, а также давлением властей США на Евросоюз на расширение экспорта своего СПГ, Россия заинтересована в развитии альтернативных европейскому направлению поставок энергоресурсов. В этих условиях Китай, где недостаточно собственных энергоресурсов, является перспективным рынком для России.

Среди основных направлений – наращивание поставок газа в Китай, а также привлечение инвестиций в российский ТЭК. Далее рассмотрим газовую отрасль КНР и сотрудничество между нашими странами в данной сфере.

ГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ КНР

Одна из общих черт в стратегиях перехода на низкоуглеродные технологии у всех китайских нефтегазовых компаний заключается в том, что они уделяют все больше внимания природному газу. Все они объявили о планах по увеличению доли природного газа в своих портфелях, как внутри страны, так и за рубежом.

Структура отрасли

Тремя основными добывающими компаниями Китая (CNPC, Sinopec и CNOOC) в 2022 году было добыто 85,6% сырья в стране. Крупнейшей нефтедобывающей компанией Китая является CNPC: 126,6 млрд куб. м, или 59,6% добычи газа в стране. К началу 2022 года реализовывалось 29 СП CNPC с зарубежными компаниями по добыче нефти и газа в КНР. В 2022 году добыча газа Sinopec в Китае составила 35,4 млрд куб. м (16,6% добычи газа в стране), CNOOC – 20,1 млрд куб. м (9,4%).

К 2025 году CNPC планирует довести долю природного газа (в добыче ископаемого топлива) до 48,6%, что на 1,9 п.п. выше уровня 2022 года. Sinopec наметила ежегодное наращивание добычи природного газа в среднем более чем на 10% в течение следующих трех лет. CNOOC обязалась нарастить объемы природного газа до 33% от общего объема добычи к 2025 году.

Переход от жидких углеводородов к природному газу видится как тенденция, которая проявилась в стратегиях нефтяных корпораций еще до того, как Китай поставил новые климатические цели. Как отмечалось ранее в работах автора, природный газ считается наиболее эффективным, практичным и доступным сред-

ством достижения поставленных целей; добыча его растет быстрее, нежели нефти. Кроме того, при текущих ценах на природный газ на газораспределительных станциях, устанавливаемых государством, традиционная добыча природного газа на внутреннем рынке является прибыльной. Сланцевый природный газ на китайском рынке также может оказаться на уровне безубыточности при продолжении выделения субсидий и налоговых льгот со стороны центрального правительства.

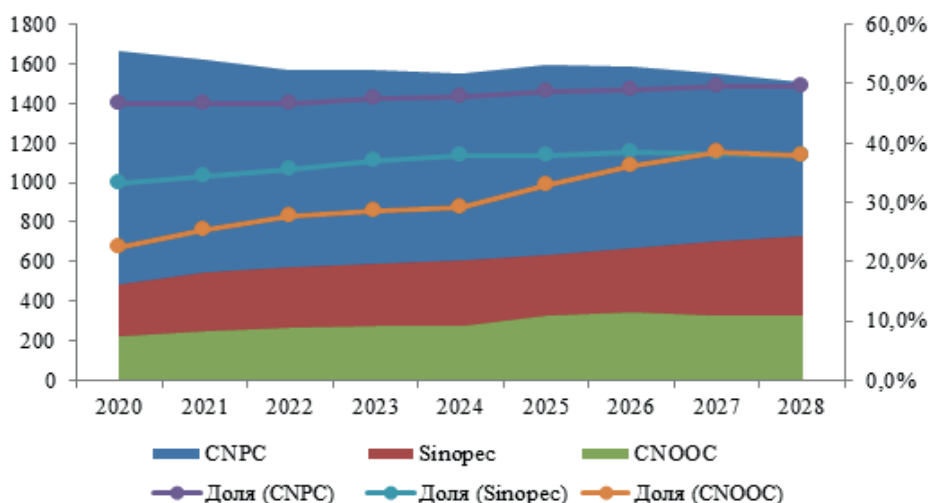


Рис. 1. Добыча газа по крупнейшим компаниям КНР (тыс. барр. н.э./сут.) и его доля в производственном балансе (%)

Fig. 1. Gas production by the largest companies in China (thousand barrels of oil/day) and its share in the production balance (%)

Источник: расчеты автора

Китайские ННК в настоящее время представляют собой высокоразвитые мирового масштаба «гибридные» производственно-технологические комплексы, нечто среднее между привычными международными мейджарами (такими как BP, ExxonMobil, Shell и Chevron), и принадлежащими государству национальными нефтяными, нефтеперерабатывающими и нефтехимическими компаниями. Можно сказать, что они уже стали ярким примером новой категории игроков на мировом рынке ТЭК – международными национальными топливно-энергетическими корпорациями.

За счет целенаправленной государственной политики Китаю удалось за 20 с небольшим лет реализовать то, что задумывалось в СССР при организации межотраслевых научно-технических комплексов, таких как МНТК «Нефтеотдача»,



«Союзнефтепромхим», «Порошковая металлургия», «Микрохирургия глаза» и др., целью которых было «проведение всего цикла работ по созданию и освоению производства высокоэффективных видов техники, технологий и материалов новых поколений» (Постановление ЦК КПСС и СМ СССР от 12 декабря 1985 г. N 1230).

Запасы

По данным ВР, на конец 2020 года доказанные запасы газа в Китае составляли 8,4 трлн куб. м (4,5% мировых запасов). По запасам газа Китай занимает первое место в Азиатско-тихоокеанском регионе.

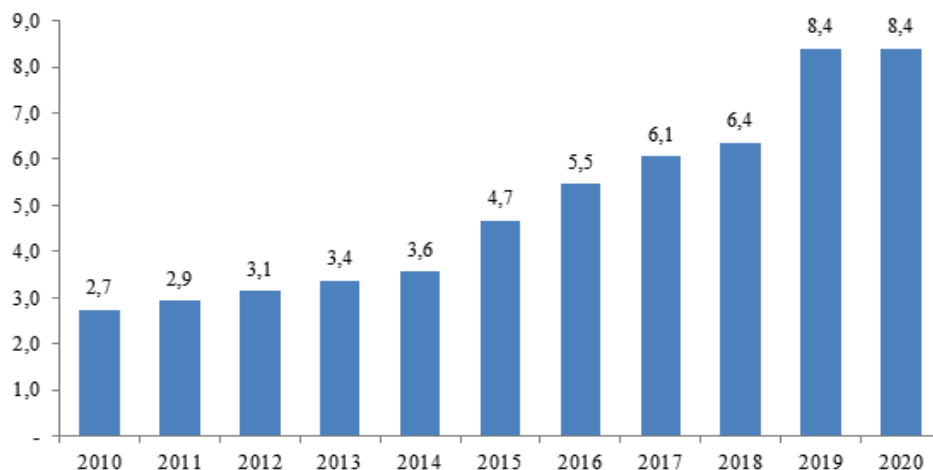


Рис. 2. Доказанные запасы газа в Китае, трлн куб. м
 Fig. 2. Proven gas reserves in China, trillion cubic meters

Источник: ВР

Отметим, что за период с 1998 по настоящее время объем доказанных запасов газа в Китае увеличился в 6,1 раза, что отражает интенсивность проводимых в стране геологоразведочных работ. В перспективе также следует ожидать дальнейшего прироста доказанных запасов.

Запасы природного газа в КНР сосредоточены в следующих районах: провинция Сычуань – Сычуанский бассейн, провинция Шэньси – бассейн Ордос, провинция Цинхай – бассейн Кайдам и Синьцзян-Уйгурский автономный район – Таримский и Джунгарский бассейны. Запасы на старейших газовых месторождениях в Сычуанском бассейне составляют около 1-1,5 трлн куб. м. Освоение нефтегазовых запасов региона связано с техническими трудностями, поскольку газ частично залегает в плотных (труднопроницаемых) коллекторах.

Запасы природного газа в пределах Таримского бассейна оцениваются в 1 трлн куб. м; крупные месторождения – Кела, Дина и Дабэй, что говорит о колоссальных перспективах еще практически не изученного с геологической точки зрения региона. В настоящее время степень геологической изученности бассейна не превышает 12%. Однако сложные геологические условия и удаленность бассейна от основных потребляющих регионов делает его освоение слишком дорогим.

Другими крупными газовыми месторождениями северо-запада Китая могут стать недавно открытые залежи в бассейне Юнгар (Junggar) в Синьцзян-Уйгурском АР и бассейне Кайдам (Qaidam) в провинции Цинхай.

Ключевые запасы бассейна Ордос сосредоточены в пределах месторождений Чанцин, крупнейшее – Сулидж, запасы которой достигают около 0,5 трлн куб. м.

Запасы природного газа в бассейне Кайдам превышают 0,2 трлн куб. м. Их основная часть приходится на крупнейшее месторождение региона – Сабей. Запасы попутного нефтяного газа в бассейне Сунляо, на северо-востоке Китая, составляют 0,4 трлн куб. м.

Запасы газа на шельфе Южно-Китайского моря (бассейн Йингхай, комплекс Панью) оцениваются в 1-2 трлн куб. м, на шельфе Восточно-Китайского моря (блоки Бокси и Бонан) – свыше 150 млрд куб. м. До настоящего времени остаются неурегулированными территориальные споры в акватории Южно-Китайского моря с Вьетнамом, Индонезией, Малайзией, Филиппинами и Брунеем, а также в акватории Восточно-Китайского моря с Японией.

Запасы метана угольных пластов бассейнов Циньшуй и Ордос (восточная часть), контролируемые CNPC, по итогам проведенных в 2012 г. геологоразведочных работ превысили 200 млрд куб. метров. В этой области на территории страны работает ряд совместных предприятий с зарубежными нефтегазовыми компаниями. Кроме того, «CNPC» изучает запасы сланцевого газа в провинциях Сычуань (в т.ч. в рамках СПП с «BP» по блокам Neijiang-Dazu и Rongchangbei) и Юннань, а Sinopet – в муниципалитете Чунцин. По оценкам Управления энергетической информации США, извлекаемые запасы сланцевого газа Китая составляют 31,2 трлн куб. м, что ставит страну на первое место по данному показателю в мире (доказанные запасы, по состоянию на начало 2017 года – 544 млрд куб. м).

Большая часть доказанных запасов сланцевого газа в Китае находится в Сычуани и Таримском бассейне в южных и западных регионах страны, а также в бассейнах на севере и северо-востоке КНР. По данным Министерства земельных ресурсов Китая, ресурсы сланцевого газа оцениваются на уровне 24,7 трлн куб. м, доказанные запасы сланцевого газа в стране по состоянию на конец апреля 2018 г. составляли более 1 трлн куб. м, в т.ч. более 600 млрд куб. м – запасы крупнейшего месторождения сланцевого газа в стране Chongqing Fuling. Оператором месторождения является Sinopet.



Добыча природного газа

По данным Национального бюро статистики КНР, в 2022 году, несмотря на введение антиковидных мероприятий и замедление экономической активности, на территории КНР было добыто 212,5 млрд куб. м природного газа, что на 3,7% выше уровня 2021 года. С 2010 года объемы газодобычи в стране увеличились в 2,35 раза, главным образом, за счет освоения месторождений газа из плотных пород и сланцевого газа. Так, по данным Форума стран-экспортеров газа, с 2010 по 2022 год добыча на труднопроницаемых месторождениях составила 50,3 млрд куб. м, что в 3,0 раза выше уровня 2010 года.

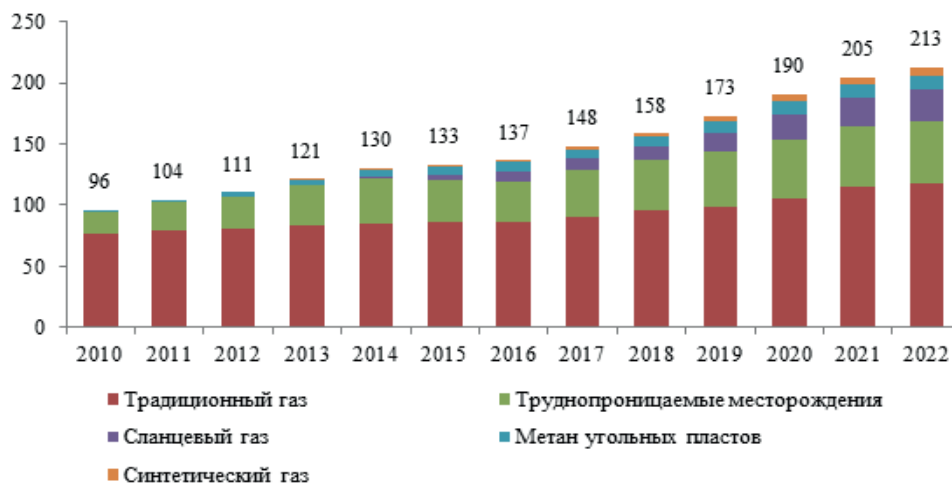


Рис. 3. Добыча газа в Китае, млрд куб. м

Fig. 3. Gas production in China, billion cubic meters

Источники: IHS Markit, JODI, МЭА и Форум стран-экспортеров газа

В 2022 году увеличилась добыча сланцевого газа на 15,8% г/г до 26,4 млрд куб. м. По данным компании Sinopec, в 2021 году добыча газа на крупнейшем сланцевом месторождении Fuling составила 9,98 млрд куб. м, что на 1,53 млрд куб. м выше уровня предыдущего года.

5 сентября 2018 года Государственный совет КНР выпустил программный документ, озаглавленный как «Дополнительные меры по координации и устойчивому развитию газового сектора» (Several Opinions of the State Council on Promoting Coordinated and Stable Development of Natural Gas), в котором говорится о необхо-

димости активизировать внутренние усилия по разведке и разработке и углубить реформу системы управления разведкой и добычей нефти и газа. В соответствии с этим документом, все нефтегазовые предприятия обязаны всесторонне увеличивать инвестиции внутренних фондов разведки и разработки и соответствующие объемы работ, чтобы обеспечить рост собственной добычи природного газа в КНР до 230-250 млрд куб. м в год уже в 2025 году и до 280-330 млрд куб. м – к 2030 году.

Отдельно необходимо отметить добычу газа из сланцевых пород и угольных пластов как фактор изменения китайского газового рынка. Китай располагает значительными запасами сланцевых углеводородов и, в частности, сланцевого газа. Заметны успехи китайской промышленности в процессе разработки чрезвычайно сложных месторождений сланцевого газа, однако геологические условия залегания газа, в частности, в провинции Сычуань, делают добычу достаточно дорогой. Необходимость бурения большего, чем, например, в США, количества скважин на большую глубину для добычи сопоставимого количества газа заметно увеличивает себестоимость добычи газа в Китае, однако, его стоимость на устье скважины остается существенно меньше стоимости импортного СПГ. Таким образом, после решения проблемы транспортной инфраструктуры и проблем, связанных с добычей, сланцевый газ, может начать играть значительную роль на газовом рынке КНР.

В 2022 году добыча метана из угольных пластов составила 11,2 млрд куб. м. Основные регионы – Цинхуа в Синьцзяне, Кэци в Датане, Хуэйинэн и Синьтянь во Внутренней Монголии. Из-за высокой стоимости добычи и недостаточных инвестиций в производство, рост добычи метана угольных пластов происходит медленно. Учитывая масштаб добычи угля в КНР, сопутствующие ей выделения метана из угольных пластов являются ценным ресурсом, который можно использовать в качестве топлива. Тем не менее, несмотря на активную политику правительства КНР по стимулированию установки оборудования для сбора и хранения метана на угольных шахтах этот ресурс пока не используется в должном объеме.

Анализ спутниковых данных [1], проведенный специалистами Национального управления океанических и атмосферных исследований США (NOAA, National Oceanic and Atmospheric Administration) и Института космических исследований Нидерландов (Netherlands Institute for Space Research), показывает, что в 2010-е гг. рост выбросов метана с территории КНР продолжал расти, что, в частности, говорит о том, что в угольной промышленности Китая метан продолжает в значительной мере выбрасываться в атмосферу, а не направляться в локальную газотранспортную систему. Подобная ситуация говорит о том, что на текущий момент, метан из угольных пластов остается в значительной степени невостребованным.



Потребление газа

По оценкам Национального бюро статистики КНР и Форума стран-экспортеров газа, в 2022 году потребление природного газа снизилось на 1,7% (к уровню 2021 года, впервые с 2005 года) до 360,5 млрд куб. м.

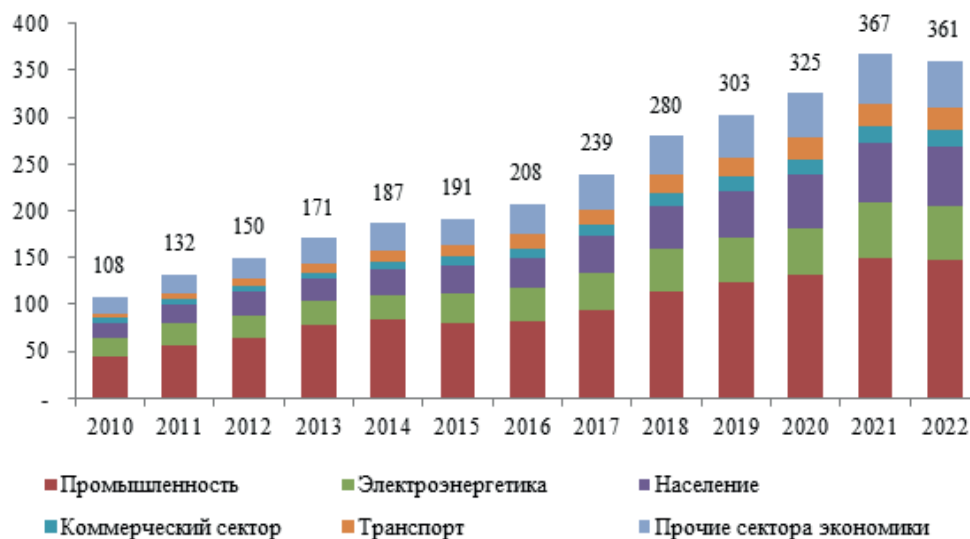


Рис. 4. Структура потребления газа в Китае, млрд куб. м

Fig. 4. Structure of gas consumption in China, billion cubic meters

Источники: IHS Markit, МЭА и Форум стран-экспортеров газа

Однако, несмотря на уменьшение спроса на газ в предыдущем году, вызванного антиковидными ограничениями и замедлением экономической активности, потребление указанного ископаемого ресурса растет достаточно быстрыми темпами, что связано с экологической повесткой дня. По данным Международного энергетического агентства, с 2005 года по 2022 год потребление газа в Китае возросло в 7,8 раза. Тем не менее, в структуре потребления первичной энергии доля газа остается достаточно низкой и составляет всего 8,5%.

Основными потребителями природного газа в Китае являются: промышленность (включая нефтехимическую) – 40,8%, общественный и коммерческий сектор – 17,8%, электроэнергетика – 16,0%, транспорт – 6,4%. В будущем коммунальная, промышленная сфера и выработка электроэнергии станут сферами потребления газа с самым быстрым ростом.

Заглядывая вперед, отметим, что китайская государственная политика в области климата и охраны окружающей среды будет оставаться главной движущей силой развития рынка природного газа в Китае. По оценке CNPC, ожидается, что спрос на рынке природного газа в Китае к 2030 г. достигнет 530 млрд куб. м и 700 млрд куб. м к 2050 г., а доля в потреблении первичной энергии увеличится до 15% (к 2030 году).

Импорт газа

До 2006 г. внутренние потребности Китая в газе полностью обеспечивались за счет собственного производства. Однако для удовлетворения быстрорастущего внутреннего спроса страна с 2006 г. начала импортировать сжиженный природный газ (СПГ), с конца 2009 г. – трубопроводный газ.

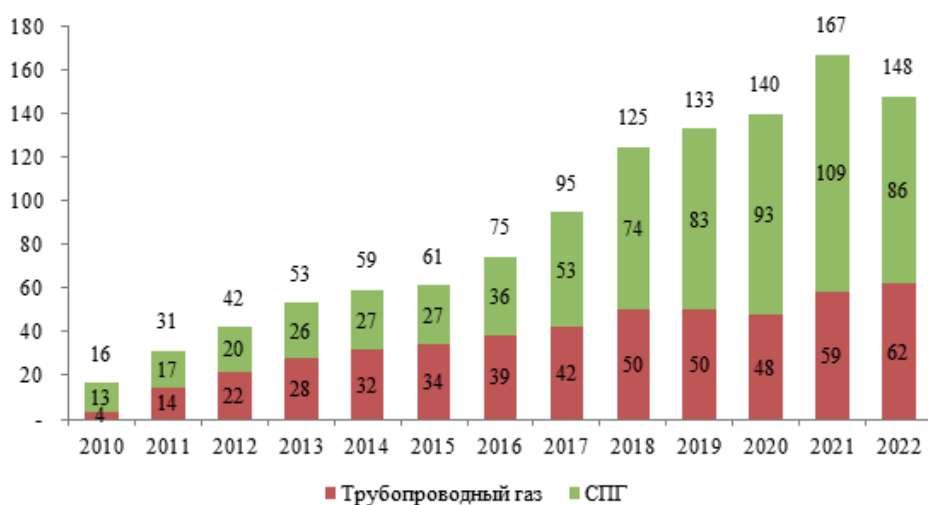


Рис. 5. Структура импорта газа Китаем, млрд куб. м
Fig. 5. Structure of gas imports by China, billion cubic meters

Источники: IHS Markit, JODI и Форум стран-экспортеров газа

В 2022 году объем импорта газа Китаем составил 147,8 млрд куб. м, в т.ч. 85,7 млрд куб. м (58,0%) составил импорт СПГ и 62,1 млрд куб. м (52,0%) – трубопроводный газ.

Внешняя зависимость от импорта газа продолжает расти, увеличившись до 40,8% в 2022 г. Начиная с 2017 г. в Китае импорт СПГ впервые превысил импорт трубопроводного газа, а страна стала вторым по величине импортером природного газа и вторым по величине импортером СПГ в мире.



С 2018 год по 2022 год Китай, обогнав Японию, стал крупнейшим в мире импортером природного газа. В 2022 года, как отмечалось выше, в результате введения антиковидных ограничений и замедления экономической активности, импорт СПГ Японией – 73,1 млн т – превысил китайские показатели – 63,4 млн т.

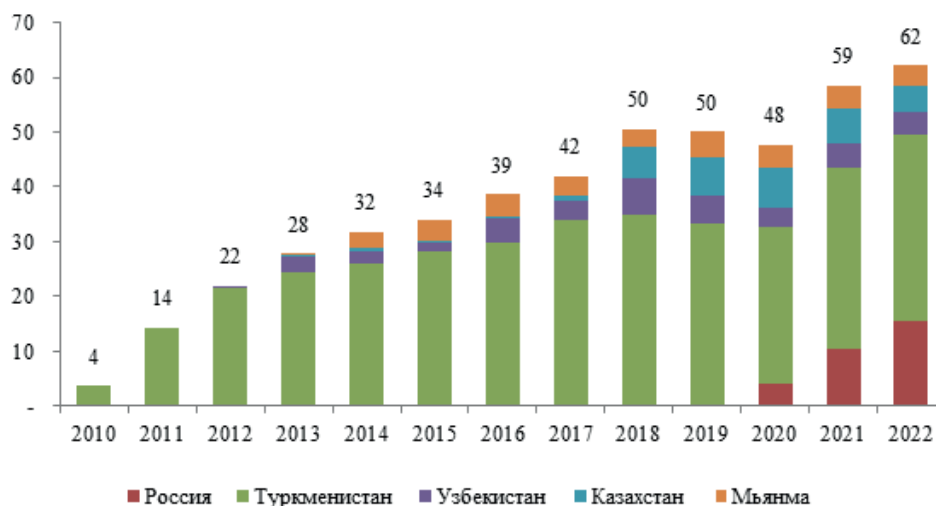


Рис. 6. Структура импорта трубопроводного газа Китаем, млрд куб. м
 Fig. 6. Structure of pipeline gas imports by China, billion cubic meters

Источники: IHS Markit, МЭА и Форум стран-экспортеров газа

Структура импорта газа Китаем: трубопроводный газ. Поставки трубопроводного газа в Китай производятся из Туркменистана, Узбекистана и Казахстана по сетевому газопроводу «Центральная Азия – Китай» – около 45,8 млрд куб. м в 2022 году. С 2013 года импорт также начал производиться из Мьянмы по газопроводу «Мьянма-Китай» пропускной способностью 13 млрд куб. м. Участниками проекта строительства газопровода являлись компании CNPC, MOGE, Daewoo International, KOGAS, Indian Oil и GAIL. В 2022 году из Мьянмы в Китай было экспортировано 3,8 млрд куб. м, снизившись на 9,5% к уровню 2021 года.

С декабря 2019 года начались поставки природного газа из России по магистральному газопроводу «Сила Сибири». В 2022 году, по данным Главного таможенного управления КНР, из России в КНР было поставлено 15,5 млрд куб. м, что на 49,1% выше уровня 2021 года.

В 2022 году, по данным Reuters и IHS Markit (входит в структуру S&P), средняя импортная цена на газ из России составила 258,1 долл. США за тыс. куб. м, что на 14,5% ниже уровня туркменского газа. Преимуществом российского газа является

то, что согласно долгосрочному контракту цена на газ привязана к цене корзине нефтепродуктов с девятимесячным лагом. В 2023 году ПАО «Газпром» планирует обеспечить реализацию в КНР 22,4 млрд куб. м.

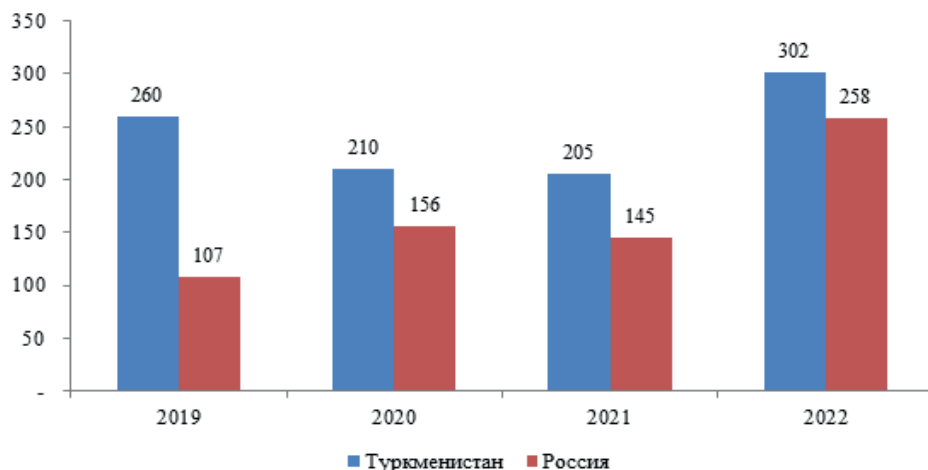


Рис. 7. Среднегодовая импортная цена на газ по различным направлениям, долл. США/тыс. куб. м

Fig. 7. Average annual import price for gas in various directions, USD/thousand cubic meters

Источники: собственные расчеты по IHS Markit и Reuters

Несмотря на достаточно привлекательные цены на российский газ, китайская сторона планирует завершить к 2028 году четвертую линию (Line D) газопровода «Центральная Азия-Китай» (в отличие от газопровода «Сила Сибири-2», по которому переговоры находятся в начальной стадии) по экспорту природного газа с месторождения Галкыныш (Туркменистан) до г. Кашгар (Китай) с пропускной способностью газа 30 млрд куб. м в год. Напомним, что интенсивная разработка данного месторождения может обеспечить рост производства газа в стране до 151 млрд куб. м к 2050 году (с нынешних 87,0 млрд куб. м).

Отметим, что еще 8 мая 2015 года «Газпром» и CNPC подписали соглашение об основных условиях поставок газа по этому маршруту, получившему тогда новое название «Сила Сибири-2». При этом по техническим параметрам проект не отличался от газопровода «Алтай» образца 2006-2010 гг. Соглашение 2015 года на сегодня – последний официальный двусторонний документ «Газпрома» и CNPC, обозначающий их намерение подписать контракт на поставку газа по западному маршруту и его основные параметры. При этом в июне 2016 года CNPC официально заявило, что три ключевых параметра соглашения – объем, цена и сроки начала



поставок газа согласованы не были. Их обсуждение продолжилось в 2016-2018 гг. В сентябре 2018 года «Газпром» заявил, что согласованы все параметры контракта на поставку газа, кроме цены.

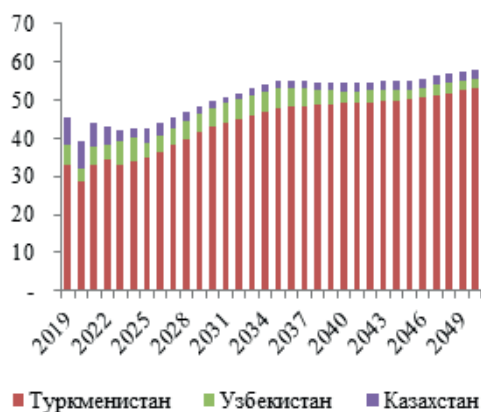


Рис. 8. Прогноз трубопроводных поставок газа по маршруту «Центральная Азия-Китай» (базовый сценарий), млрд куб. м

Fig. 8. Forecast of pipeline gas supplies along the route “Central Asia-China” (baseline scenario), billion cubic meters

Источник: расчеты автора

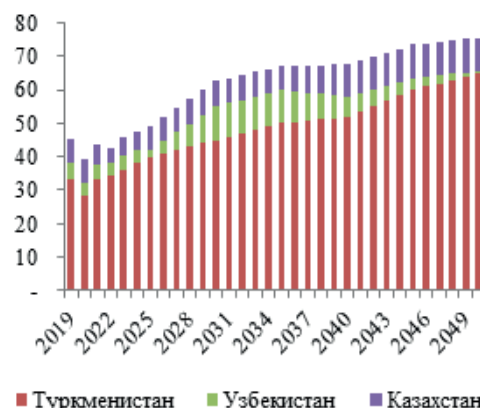


Рис. 9. Прогноз трубопроводных поставок газа по маршруту «Центральная Азия-Китай» (базовый сценарий), млрд куб. м

Fig. 9. Forecast of pipeline gas supplies along the route “Central Asia-China” (baseline scenario), billion cubic meters

Продвижение проекта «Сила Сибири-2» неоднократно приостанавливалось на протяжении 2018-2022 гг. в связи с противоречиями сторон в отношении цены, но, главное, из-за отсутствия интереса к данному маршруту с китайской стороны, в силу удаленности конечной точки газопровода почти на 4 тыс. км от конечных потребителей. Указанный факт потребует от CNPC строительства своими силами всей необходимой газотранспортной инфраструктуры на территории Китая.

Учитывая, что транспортные затраты китайской стороны при строительстве газопровода «Сила Сибири-2» будут приблизительно 270 долл. США за тыс. куб. м, то при условии отсутствия скидок на цену российского газа, перспективы строительства данного газопровода до 2030 года остаются негативными. При увеличении внутренней добычи и текущих внутренних ценах для китайской стороны этот проект будет достаточно дорогим в отличие от расширения газопровода «Центральная Азия-Китай». Если принять во внимание необходимость дальнейшего

расширения магистральной трубопроводной инфраструктуры, стоимость проекта увеличивается еще больше.

Отличительной чертой «Силы Сибири-2» является отсутствие каких-либо технологических механизмов балансировки поставок (например, путем использования ПХГ), что также вызывает критические замечания российских экспертов.

Учитывая неразвитость системы ПХГ на территории Китая, пиковый отбор газа из трубопроводной системы будет, скорее всего, совпадать с зимним пиковым отбором газа из ЕСГ внутренними потребителями, что может привести к кратковременному дефициту предложения газа в Западной Сибири. Не совсем ясно, как «Газпром» в данном случае будет балансировать внутренний рынок газа с учетом своих экспортных обязательств.

Поэтому учитывая, что основной рост спроса на газ также сконцентрирован в приморских районах, более перспективным направлением увеличения поставок российского газа в КНР является СПГ. Напомним, что мощности СПГ-терминалов в Китае к 2050 году составят около 340 млн т, что в три раза выше уровня 2020 года.

Структура импорта газа Китаем: СПГ. В 2022 году, в результате замедления экономической активности и промышленного производства, а также достаточно высоких цен на СПГ, импорт ресурса Китаем снизился на 19,7% до 63,4 млн т, или 85,7 млрд куб. м.

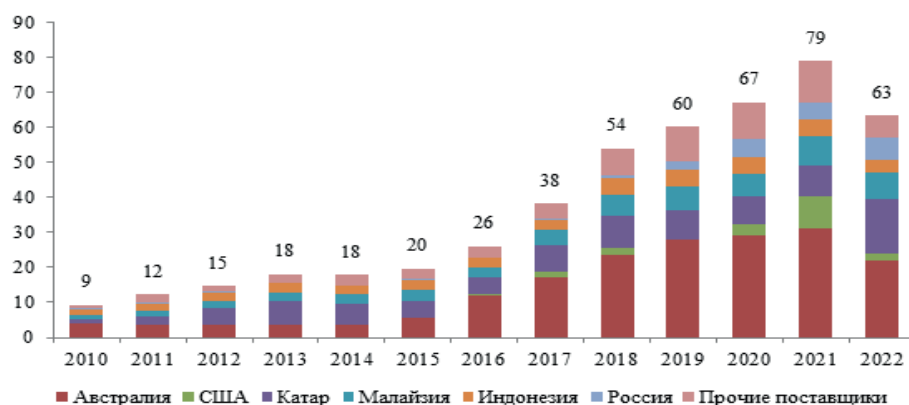


Рис. 10. Структура импорта СПГ Китаем, млн т
 Fig. 10. Structure of LNG imports by China, million tons

Источники: IHS Markit, TradeMap

В 2022 году основные поставки СПГ в Китай производились из 24 стран, в то же время более 90% импорта было обеспечено 7 странами: Австралией – 21,9 млн т, или 34,4% общего импорта; Катаром – 15,7 млн т, или 24,7%; Малайзией – 7,4 млн т, или 11,6%; Россией – 6,5 млн т, или 10,3%; Индонезией – 3,7 млн т, или 5,9%; Папуа-Новой Гвинеей – 2,5 млн т, или 4,0% и США – 2,1 млн т, или 3,3%.



В то же время, несмотря на физическое сокращение поставок СПГ в Китай, стоимостные объемы импорта увеличились на 18,4% до 52,19 млрд долл. США. При этом основной прирост пришелся на закупку катарского и российского СПГ.

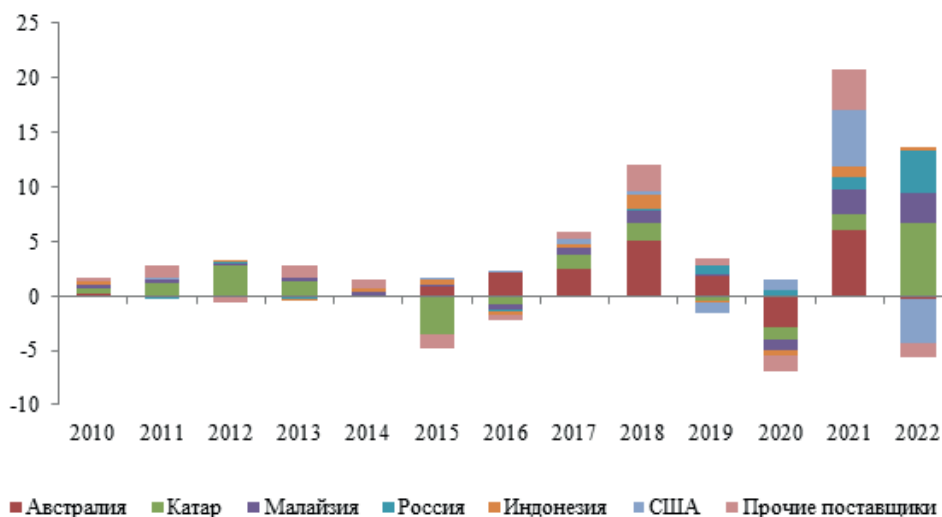


Рис. 11. Прирост поставок СПГ в КНР в стоимостном выражении, млрд долл. США
 Fig. 11. Increase in LNG supplies to China in value terms, billion US dollars

Источники: IHS Markit, TradeMap

Перспективы импорта газа. Дополнительные объемы импорта природного газа, которые понадобятся стране до 2025 года, уже в значительной степени закон-трактованы как дополнительными трубопроводными поставками, так и поставками СПГ. Важно отметить, что либерализация внутреннего рынка природного газа, которая последовательно происходит в КНР, приводит к тому, что импорт СПГ становится более конкурентоспособным по сравнению с трубопроводным газом, поскольку СПГ-контракты обладают большей гибкостью, а также присутствует возможность спотовых поставок СПГ.

По оценке Energy Intelligence, в 2023 года поставки СПГ в Китай вырастут до 67,2 млн т. Оценка МЭА более оптимистична – 68-75 млн т СПГ в 2023 г. Поставки СПГ по уже действующим контрактам составят, по данным Bloomberg и Форума стран-экспортеров газа, не менее 93,7 млн т в год к 2028 году. Крупнейшим поставщиком СПГ в Китай останутся Австралия, на втором месте – Катар. В дальнейшем, возможно, вырастут поставки СПГ из США, Малайзии и России.

К 2050 году объем китайского импорта СПГ может вырасти, как минимум, до 120-140 млн т. Ожидается, что мощности регазификационных терминалов в КНР будут расти теми же темпами, что и рост поставок. При этом загрузка данных тер-

миналов будет составлять около 60-65%. Низкая текущая загрузка мощностей уже приводит к откладыванию проектов по строительству новых терминалов.

В условиях текущего и ожидаемого роста импорта СПГ Китай существенно диверсифицирует структуру поставок СПГ в страну. Например, в начале ноября 2017 года. Sinopec, China Investment Corp. (CIC) и Bank of China подписали предварительное соглашение с властями Аляски и компанией Alaska Gasline Development Corp. (AGDC) о реализации на территории этого американского штата проектов по сжижению природного газа на 43 млрд долл. США. Однако вплоть до настоящего времени этот проект так и не получил своего развития.

Американская Venture Global LNG и дочернее предприятие китайской CNOOC Gas & Power Group Co. в конце декабря 2021 года подписали соглашение о купле-продаже СПГ сроком на 20 лет [4].

По условиям сделки Venture Global LNG будет поставлять 2 млн т СПГ в год на условиях поставки FOB со своего экспортного терминала Plaquemines LNG в округе Плакеминес (штат Луизиана). Кроме того, CNOOC Gas & Power Group Co. закупит 1,5 млн т СПГ у завода Calcasieu Pass компании Venture Global на более короткий срок.

В ноябре 2022 года и июне 2023 года Катарская компания Qatar Energy заключила соглашение о дополнительных поставках СПГ объемом 8 млн т в год сроком на 27 лет с китайской государственной корпорацией Sinopec. Катар будет экспортировать газ с месторождения Северное – проект North Field East [4].

Стоит отметить, что в 2022, несмотря на общее сокращение поставок СПГ в Китай, экспорт указанного ресурса из Катара вырос на 74,8% до 15,7 млн т. Таким образом, с учетом вышесказанного соглашения, импорт СПГ из ближневосточной страны к 2030 году может превысить 22 млн т.

Китай также заинтересован и участвует в российских СПГ проектах. CNPC и Китайский фонд шелкового пути уже участвуют в проекте ПАО «НОВАТЭК» «Ямал СПГ» с долями 20% и 9,9% соответственно. ОАО «Ямал СПГ» реализует проект строительства завода по производству сжиженного природного газа (СПГ) на ресурсной базе Южно-Тамбейского месторождения мощностью 17,4 млн т в год, включая три линии мощностью 5,5 млн т в год каждая и одну линию мощностью 900 тыс. т в год. Первая технологическая линия начала производство в декабре 2017 г., вторая и третья линии – в июле и ноябре 2018 г. соответственно.

Другим проектом ПАО «НОВАТЭК», в реализации которого планируют принять участие китайские компании, является проект «Арктик СПГ-2». Указанный проект, реализуемый на базе Утреннего месторождения на полуострове Гыдан, предусматривает строительство трех линий сжижения общей мощностью 19,8 млн т в год. В конце апреля 2019 года ПАО «НОВАТЭК» сообщил о том, что в проект «Арктик СПГ-2» вошли сразу две компании из КНР: Китайская национальная компания по разведке и разработке нефти и газа (CNODC) и дочернее общество CNPC – Китайская национальная шельфовая нефтяная корпорация (CNOOC).



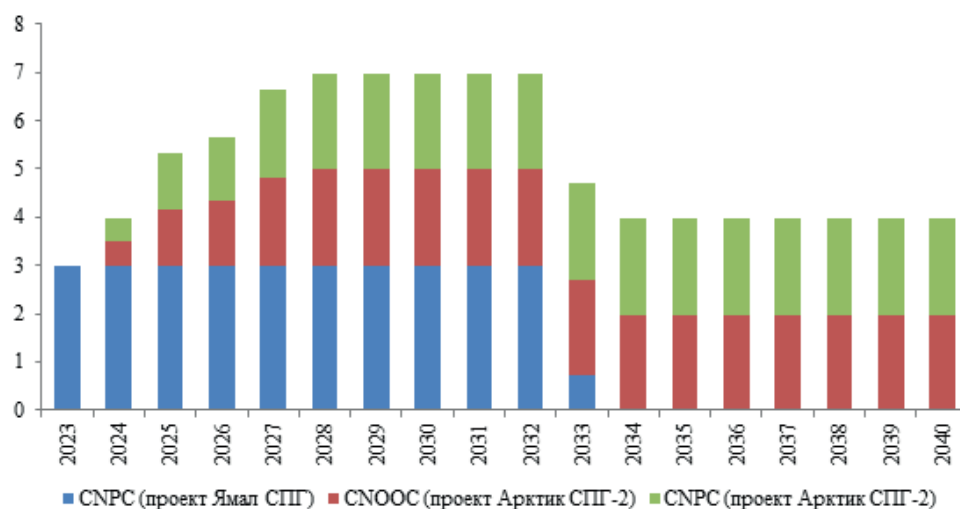


Рис. 12. Законтрактованные поставки СПГ с российских проектов, млн т
 Fig. 12. Contracted LNG supplies from Russian projects, million tons

Источник: IHS Markit

В соответствии с обязывающими соглашениями, которые ПАО «НОВАТЭК» подписал с CNOOC и CNOOC в ходе международного форума «Один пояс, один путь», каждая из китайских компаний получила в проекте «Арктик СПГ-2» по 10%.

К 2030 году СПГ с российского проекта «Арктик СПГ-2» в объеме до 4,0 млн т будет поставляться в Китай (законтрактованные резервы). Напомним, с другого проекта «Ямал СПГ» экспорт составит 3,0 млн т. Три контракта заключены на условиях DES, то есть доставлять груз на китайские регазификационные терминалы будет российская компания собственными танкерами.

В качестве фактора риска для роста импорта СПГ можно выделить развитие собственной добычи газа в КНР, что, в свою очередь, может привести к снижению потребности в импортном газе. По оценкам Форума стран-экспортеров газа и МЭА, развитие собственной добычи опережающими (по сравнению с потреблением) темпами делает вероятным прохождение пика импорта газа в Китае в период после 2040-2045 гг. Этот риск необходимо учитывать при анализе новых крупных СПГ-проектов.

Состояние газотранспортной инфраструктуры

Китай нацелен на формирование независимых операторов газотранспортной инфраструктуры и обеспечение доступа к ней третьих сторон, в то же время продолжая политику, направленную на усиление государственного надзора за тарифами на транспортировку природного газа по трубопроводам. В феврале 2014 года Государственное управление по делам энергетики КНР выпустило «Положения о справедливом и открытом надзоре за объектами сети нефтегазопроводов (пробный запуск)». Предприятия, эксплуатирующие объекты нефтегазопроводной сети в тех случаях, когда они имеют избыточные мощности, должны быть открыты для доступа третьих сторон.

В марте 2014 года Государственный комитет по делам развития и реформ выпустил документ, поощряющий участие всех видов капитала в инвестициях в строительство инфраструктуры природного газа, требующий независимого учета функционирования инфраструктуры природного газа и справедливого доступа к ней для третьей стороны.

В сентябре 2016 года Государственное управление по делам энергетики КНР выпустило отчет о раскрытии информации, касающейся доступности (наличия свободных мощностей) объектов сети нефтегазопроводов.

В октябре 2016 года Государственный комитет по делам развития и реформ выпустил циркуляр о четком определении ценовой политики для объектов хранения газа.

В июне 2017 году в «Руководящих мнениях по усилению надзора за регулированием цен на газ» допускалась доходность на уровне не более 7%.

В августе 2017 года Государственный комитет по делам развития и реформ выпустил «Уведомление об утверждении цен на транспортировку газа по транспровинциальным газопроводам».

Что касается импортируемого трубопроводного газа, в связи с вводом в эксплуатацию «восточного» маршрута российско-китайского газопровода «Сила Сибири» и линии D (с 2026-2028 года) газопровода «Центральная Азия – Китай» совокупная пропускная мощность трубопроводной системы Китая для импорта магистрального газа составит 195,0 млрд куб. м в год.



Таблица 2

Структура текущего и перспективного импортного трубопроводного газа на границе с КНР

Страна	Проект	Мощность, млрд куб. м в год	Статус на конец 2022 г.
Туркменистан, Узбекистан, Казахстан (маршрут Центральная Азия-Китай)	Линия А	30,0	запущен в 2009 г.
	Линия В		запущен в 2010 г.
	Линия С	25,0	запущен в мае 2014 г.
	Линия D	30,0	Поставки планируются начать с 2026 года
Мьянма	Мьянма-Китай	12,0	запущен в 2013 г.
Россия	Сила Сибири-1 (восточный маршрут)	38,0	запущен в 2019 г.
	Сила Сибири-2 (западный маршрут)	50,0	планируется
	Дальневосточный маршрут	10,0	Поставки планируются начать с 2024 года и довести к обязывающему объему к 2026-2030 гг.

Источник: Reuters, Форум стран-экспортеров газа

Что касается импорта СПГ, то, учитывая объемы текущего строительства и публично заявленные планы по строительству приемных терминалов СПГ, уже к 2022 г. совокупная мощность приемных терминалов СПГ в Китае может превысить 110-120 млн т в год.

В конце 2018 года появились сообщения о подготовке к масштабной реформе газовой отрасли, включая создание новых операторов по транспортировке газа, что может привести к значительному улучшению ситуации с трубопроводной инфраструктурой и решить часть проблем с доступом частных компаний к свободным трубопроводным мощностям.

Другой комплексной проблемой является механизм реализации газа конечным потребителям. Недавняя реформа ценообразования с одной стороны несколько улучшила ситуацию в отрасли, с другой, стоимость газа для промышленных потребителей выросла. Стоимость газа для населения регулируется местными органами самоуправления и де-факто субсидируется [2], причем различными способами, вплоть до перенесения части стоимости газа, потребляемого населением, на стоимость газа для промышленных предприятий. Таким образом, в рамках дальнейших реформ сохраняется значительная доля неопределенности относительно

динамики спроса, поскольку он в значительной степени зависит от субсидий. При этом уровень цен на газ в Китае, даже с учетом субсидий, остается достаточно высоким, что негативно сказывается на динамике спроса.

Тем не менее, в случае, если начатое движение в сторону дерегулирования рыночных цен продолжится, проблемы с инфраструктурой будут решены, а рост спроса на газ будет продолжаться, то в Китае возможно создание полноценного газового хаба, аналогичного американскому Henry Hub или европейскому TTF.

Если КНР получит собственный газовый хаб, это сделает цены на газ более гибкими, что будет способствовать повышению привлекательности газа, как энергоносителя и ускорит переход к чистой энергетике. Дополнительным преимуществом, сопутствующим созданию такого хаба, будет получение регионального бенчмарка газовых цен, что позволит формулам контрактов частично отвязаться от американских котировок и от цен на нефтепродукты, что сделает азиатский рынок более устойчивым к колебаниям цен на мировом или американском рынке. К примеру, в результате скачков цен на Henry Hub зимой 2017-2018 гг. произошло соразмерное увеличение цен на СПГ в Северо-Восточной Азии.

ПРОГНОЗ ПОТРЕБЛЕНИЯ ГАЗА КИТАЕМ

Как было отмечено выше, природный газ часто рассматривают как переходный вид топлива – от ископаемых источников энергии к возобновляемым. При этом стоимость газа на внутреннем рынке Китая достаточно высока. Сказывается и неразвитость газового рынка в Китае, а также распространенная на газовом рынке Азиатско-тихоокеанском регионе привязка цен газовых поставок к нефти, что ставит китайских потребителей газа в зависимость от мирового нефтяного рынка.

Несмотря на повышение жизненного уровня населения, оно в большинстве случаев пока не готово переходить на более дорогое топливо. Широкое распространение «дешевого» угля, который продается мелким оптом и используется для отопления жилых домов, с одной стороны приводит к тому, что сейчас газовое отопление, даже с учетом субсидий сталкивается с острой конкуренцией в виде угля. С другой стороны, при росте покупательной способности населения и газификации этих регионов можно будет уменьшить потребление угля на 60 млн т н.э. в год, то есть примерно на 3% от суммарного потребления угля Китаем.

Исследование, проведенное в 2016 году учеными Массачусетского технологического университета [3], также показывает, что при высоких ценах на газ, переключение на него потребует значительных мер в виде повышенного налогообложения угольной генерации, поскольку текущих мер по торговле выбросами недостаточно. С точки зрения экономической рентабельности, газовая электрогенерация станет конкурентоспособной относительно угля на китайском рынке при средней цене на газ на воротах города (city gate price) на уровне 4,46-4,5 за млн долл. БТЕ. В целом, можно предположить, что Китай будет вытеснять уголь



из энергобаланса путем увеличения мощностей ВИЭ, вытесняя уголь из электрогенерации, а газ будет постепенно вытеснять уголь из жилищно-коммунального хозяйства.

Потребление газа в КНР во многом зависит от государственной поддержки. К 2025 году ожидается завершение большей части из действующих в КНР программ субсидирования по поэтапному переходу электрогенерации с угля на природный газ. Таким образом, перспективы газовой отрасли остаются в значительной степени неопределенными. При сохранении достаточно высоких цен на импортируемый газ, существует высокая вероятность того, что после 2025 года спрос на газ в КНР будет расти медленнее, чем ожидалось ранее.

Для КНР характерна существенная разница между регионами по уровню потребления газа. Так, более богатые прибрежные регионы имеют более высокую долю газа в энергобалансе. В перспективе дифференциация будет возрастать, поскольку ключевыми районами роста спроса на природный газ останутся центральные и восточные регионы страны.

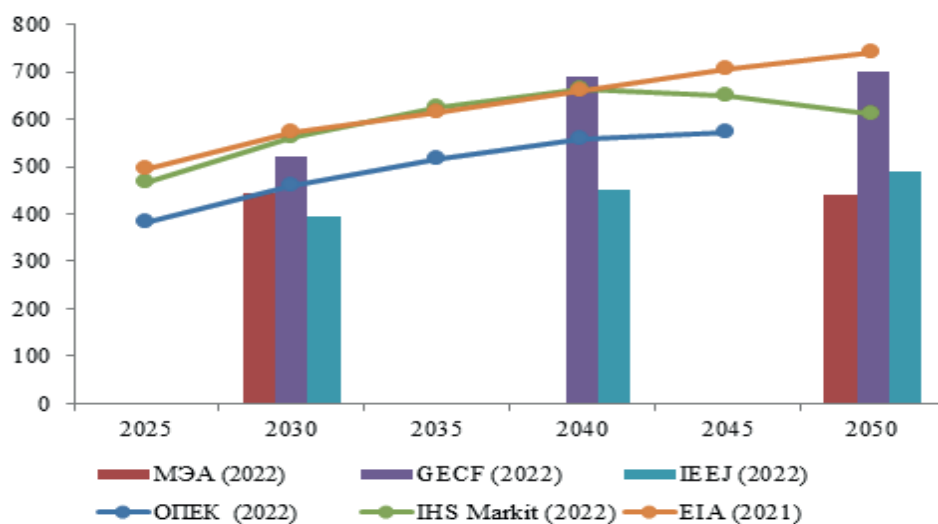


Рис. 13. Прогноз потребления газа в Китае, млрд куб. м

Fig. 13. Forecast of gas consumption in China, billion cubic meters

Источники: IHS Markit, МЭА, EIA, ОПЕК, IEIJ, Форум стран-экспортеров газа

Вместе с тем кризис зимы 2017-2018 гг. показал уязвимость газовых электростанций к резким сезонным увеличениям спроса на газ. В таких случаях жилищно-коммунальному хозяйству отдается приоритет, что приводит к простоям газовых электростанций из-за нехватки топлива для ТЭЦ. В этой связи газ более востребо-

ван в промышленности (в том числе для нужд ЖКХ) и при снабжении населенных пунктов бытовым газом, нежели в электроэнергетике, где приоритетными направлениями остаются ВИЭ и атомная энергия.

Недостаток мощностей ПХГ (в отличие от нефтяного резерва) для покрытия пикового спроса является сдерживающим фактором для роста потребления газа в электроэнергетике и теплоснабжении КНР.

Несмотря на оптимистичные оценки многих агентств, природный газ в КНР – один из самых дорогих энергоносителей, и значительный рост спроса на него возможен только в условиях снижения цен. CNPC ETRI прогнозирует величину спроса к 2030 г. на уровне 530 млрд куб. м в год (против 500 млрд куб. м в год в предыдущем прогнозе). Однако при этом указывает на то, что потребление газа может оказаться ниже указанной величины, и пока нет никаких перспектив для более оптимистичных оценок будущего спроса на газ.

Достижение уровня потребления более 600 млрд куб. м в год в год к 2035 году, как, например, в прогнозе IHS Markit, возможно только в случае активного роста добычи сланцевого газа в КНР и снижения цен на энергоносители на внутреннем рынке.

В ситуации падения цен, спрос на газ в южных приморских провинциях может дополнительно увеличиться из-за развития систем теплоснабжения в южных и юго-восточных провинциях Китая, в которых центральное теплоснабжение традиционно отсутствует, однако в связи с ростом благосостояния населения существует запрос потребителей на его развитие.

Перспективы газа на рынке газомоторного топлива также крайне ограничены из-за высокой цены и жесткой конкуренции с нефтепродуктами и электромобилями.

Вопрос уровня цен является ключевым для китайского газового рынка. Китайское правительство хорошо осознает данный факт и проводит планомерные реформы газовой отрасли. В первую очередь, необходимо отметить начатую в 2015 г. ценовую реформу, благодаря которой удалось существенно снизить убыточность энергетических компаний, занимавшихся транспортировкой газа. Это было достигнуто за счет повышения цен на газ для промышленных потребителей и сохранения субсидий для бытового газа.

В начале 2019 г. правительство КНР начало демополизацию услуг по трубопроводной транспортировке газа, введя правило обязательного доступа третьих сторон к магистральной трубопроводной инфраструктуре. В ближайшей перспективе ожидается выделение газотранспортных активов, принадлежащих в настоящее время китайским государственным нефтегазовым компаниям, в отдельные государственные и частные компании – газотранспортные операторы (по аналогии с реформированием Европейского газового рынка в рамках Третьего энергетического пакета).



Китай нацелен на развитие собственного ликвидного газового хаба (вероятнее всего, на базе существующей торговой площадки в Шанхае) и соответствующего ценового индикатора, номинированного в юанях для укрепления своего влияния на мировом рынке энергоносителей.

Со стороны предложения на китайский рынок также действует ряд факторов, которые способствуют сохранению текущей ситуации высоких цен.

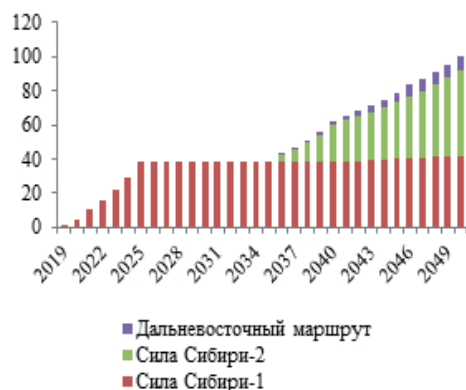


Рис. 14. Прогноз экспорта трубопроводного газа из России в Китай (базовый сценарий), млрд куб. м
Fig. 14. Forecast of pipeline gas exports from Russia to China (baseline scenario), billion cubic meters

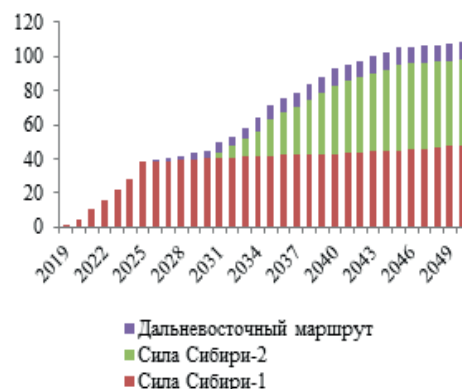


Рис. 15. Прогноз экспорта трубопроводного газа из России в Китай (оптимистический сценарий), млрд куб. м
Fig. 15. Forecast of pipeline gas exports from Russia to China (optimistic scenario), billion cubic meters

Источник: расчеты автора

К 2025 г. Китай не сможет достичь официально запланированного уровня добычи сланцевого газа – 40 млрд куб. м в год). Его добыча составит, по оценке Международного энергетического агентства, около 35,5 млрд куб. м в год (против 11 млрд куб. м в 2018 г.).

Отсутствие роста собственного производства не позволит снизить уровень цен на газ в КНР, что негативно скажется на объеме спроса на газ.

В данном случае возникает возможность увеличения присутствия России на рынке СПГ южных приморских провинций Китая. Так как рынок газа северо-восточных провинций КНР перенасыщен, Китай не заинтересован в обозримой перспективе в дополнительных поставках туда российского трубопроводного газа – свыше заcontractованных 48 млрд куб. м в год.

Таким образом, новый газопровод «Сила Сибири-2» не вызывает большого интереса с китайской стороны. Высокая стоимость транспортировки российского газа от границы РФ до юго-восточных провинциях Китая и необходимость вложений в расширение инфраструктуры на территории КНР, делают трубопровод высокорискованным в кратко-и среднесрочной перспективе, поскольку необходимые капитальные затраты с обеих сторон могут не окупиться в результате замедления спроса на газ в Китае.

* * *

Подводя итоги, можно отметить, что с учетом перспектив развития топливно-энергетического комплекса КНР и особенностей трубопроводной инфраструктуры, поставки газа из России целесообразнее осуществлять в виде СПГ. Данный вид поставок обладает рядом преимуществ:

МИНИМИЗАЦИЯ ЗАТРАТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ТРУБОПРОВОДОВ НА ТЕРРИТОРИИ РОССИИ

Отсутствие необходимости в строительстве трубопроводов с китайской стороны. Одним из сдерживающих факторов при строительстве трубопровода «Сила Сибири-2» является высокая стоимость транспортировки газа по территории КНР. В случае СПГ необходимость в данной транспортировке существенно ниже из-за того, что спрос сконцентрирован на относительно небольшом удалении от портов, оборудованных регазификационными терминалами.

Дополнительная загрузка мощностей судостроительного кластера «Звезда» и создание собственного флота СПГ-танкеров для реализации имеющегося потенциала запасов Дальнего Востока. Учитывая возможность снятия на ограничение экспорта природного газа, перевод поставок газа на СПГ позволяет диверсифицировать направления поставок и в случае неблагоприятной ценовой конъюнктуры перенаправлять грузы в другие страны АТР.

Таблица 3

Заявленные СПГ – проекты в России до 2030 года и их статус

Проект	Мощность	Год запуска	Оператор	Статус
Сахалин-2	9,6	2009	Сахалинская энергия	Действующий
Ямал СПГ (три линии)	16,5	2017	НОВАТЭК	Действующий
Криогаз-Высоцк	0,7	2019	НОВАТЭК	Действующий
Ямал СПГ (четвертная линия)	0,9	2021	НОВАТЭК	Действующий
Портовая СПГ	1,5	2022	Газпром	Действующий
Арктик СПГ	19,8	2023/2025	НОВАТЭК	На стадии строительства



Балтийский СПГ	13,0	2023/2024	Газпром	На стадии строительства
Сахалин-2	5,4	2024	Сахалинская энергия	Ведутся проектируемые работы
<i>Всего</i>	<i>67,4</i>			
Источник: Форум стран-экспортеров газа				

В то же время, в условиях санкционных запретов на поставки СПГ оборудования¹, большинство заявленных проектов потеряли свою актуальность. В марте 2023 года вице-премьер А. Новак заявил о необходимости дополнительно изыскать ресурсную базу для проектов еще на 34 млн т СПГ в год, чтобы выйти на планируемые в программе «Долгосрочного развития производства СПГ», утвержденной в 2021 году, 100 млн т. Ресурсная база в 66 млн т будет обеспечена действующими заводами на 33 млн т и строящимися заводами в Усть-Луге и «Арктик СПГ-2».

ПРИМЕЧАНИЯ:

¹ На март 2023 года единственной отечественной технологией сжижения природного газа является «Арктический каскад» ПАО «НОВАТЭК» мощностью до 1 млн т, в связи с чем вопрос импортозамещения оборудования для СПГ является крайне актуальным. В августе 2022 г. была опубликована обновленная версия паспорта проекта «Прорыв на рынки СПГ», согласно которой общая стоимость программы до 2030 года составит 89,3 млрд руб.

БИБЛИОГРАФИЯ:

1. Miller S., Michalak A., Detmers R., Hasekamp O., Bruhwiler L., Schwietzke S. China's Coal Mine Methane Regulations have not Curbed Growing Emissions // Nature Communications. 2019. Vol. 10: 303. P. 1-8. DOI 10.1038/s41467-018-07891-7. Электронный доступ: <https://pubmed.ncbi.nlm.nih.gov/30696820/>
2. Paltsev S., Zhang D. Natural Gas Pricing Reform in China: Getting Closer to a Market System? // Energy Policy. 2015. Vol. 86. P. 43-56. Электронный доступ: https://globalchange.mit.edu/sites/default/files/MITJPSPGC_Rpt282.pdf.
3. Zhang D., Paltsev S. The Future of Natural Gas in China: Effects of Pricing Reform and Climate Policy // Climate Change Economics. 2016. Vol. 7. No. 4. P. 1-32.
4. Зувев А. Китай – локомотив рынка СПГ // ТЭК России. 2023. № 1. С. 20-23 @ @ Zuev A. Kitaj – lokomotiv ry`nka SPG // TE`K Rossii. 2023. № 1. S. 20-23.



Внешнеторговая деятельность

Приложение 1. Региональная структура потребления газа в Китае, %													
	2000	2005	2010	2015	2020	2022	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2050
Всего	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Анхой	0,0%	0,2%	1,1%	1,8%	2,0%	2,0%	2,1%	2,2%	2,4%	2,6%	2,8%	2,9%	2,9%
Пекин	4,7%	6,9%	6,6%	7,6%	6,3%	6,0%	5,6%	5,1%	4,7%	4,4%	4,1%	4,1%	4,1%
Чунцин	14,1%	7,7%	4,9%	4,6%	3,6%	3,5%	3,5%	3,9%	3,9%	3,8%	3,8%	3,8%	3,9%
Фуцзянь	0,0%	0,1%	2,5%	2,3%	2,3%	2,2%	2,0%	2,1%	1,9%	2,1%	2,2%	2,2%	2,2%
Ганьсу	0,4%	2,1%	1,3%	1,3%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,3%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%
Гуандун	0,6%	0,5%	8,4%	7,5%	8,2%	8,7%	9,5%	8,4%	7,5%	7,5%	6,5%	6,5%	6,3%
Гуанси-Чжуанский Автономный Район	0,0%	0,2%	0,2%	0,4%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%
Гуйчжоу	2,5%	1,2%	0,4%	0,7%	0,8%	0,8%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	0,6%	0,6%	0,6%
Хайнань	2,3%	4,6%	2,6%	2,4%	2,0%	2,0%	1,9%	1,6%	1,4%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%
Хэбэй	3,3%	2,0%	2,6%	3,8%	4,2%	4,2%	4,6%	4,9%	5,0%	5,2%	5,3%	5,1%	5,1%
Хэйлунцзян	9,8%	5,3%	2,6%	1,8%	1,7%	1,7%	1,8%	1,8%	1,9%	1,9%	2,0%	2,1%	2,1%
Хэнань	5,0%	5,2%	4,1%	4,1%	3,9%	3,9%	3,8%	3,9%	4,0%	4,3%	4,4%	4,6%	4,6%
Хубэй	0,4%	1,3%	1,7%	2,1%	2,2%	2,3%	2,2%	2,4%	2,5%	2,6%	2,7%	2,7%	2,7%
Хунань	0,0%	0,2%	1,0%	1,4%	1,1%	1,2%	1,1%	1,4%	1,6%	1,7%	1,8%	1,8%	1,8%
Внутренняя Монголия	0,0%	1,4%	3,7%	1,9%	2,3%	2,3%	2,3%	3,1%	3,3%	3,3%	3,4%	3,5%	3,5%
Цзянсу	0,1%	2,9%	6,3%	8,5%	9,4%	9,5%	9,5%	8,7%	8,9%	8,6%	8,1%	8,0%	8,0%
Цзянси	0,0%	0,0%	0,5%	0,9%	1,0%	1,1%	1,1%	1,2%	1,3%	1,4%	1,3%	1,4%	1,4%
Гирин	1,1%	1,3%	1,9%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,2%	1,2%	1,2%
Ляонин	8,6%	3,2%	1,7%	2,8%	2,5%	2,5%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,5%	2,6%	2,6%
Нинся-Хуэйский Автономный Район	0,0%	1,4%	1,3%	1,1%	1,2%	1,2%	1,2%	1,1%	1,1%	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%
Цинхай	1,7%	4,8%	2,1%	2,3%	2,1%	2,1%	1,9%	2,0%	1,9%	1,9%	1,9%	2,0%	2,0%
Шэньси	2,8%	4,1%	5,0%	4,1%	4,2%	4,4%	4,6%	4,6%	4,6%	4,8%	4,9%	4,9%	4,9%
Шаньдун	2,0%	3,9%	4,2%	4,2%	6,0%	6,1%	6,5%	7,0%	7,2%	7,3%	7,5%	7,1%	7,1%
Шанхай	1,1%	3,3%	3,6%	4,0%	3,5%	3,5%	3,4%	3,3%	3,2%	3,0%	2,9%	3,0%	3,0%
Шаньси	0,5%	0,7%	2,5%	3,3%	3,1%	3,1%	3,1%	3,3%	3,4%	3,4%	3,7%	4,0%	4,0%
Сычуань	24,5%	19,4%	15,3%	8,8%	7,9%	7,9%	7,9%	8,0%	8,2%	8,3%	8,4%	8,3%	8,3%
Тяньцзинь	2,7%	2,0%	2,0%	3,3%	4,0%	4,1%	4,1%	4,0%	3,7%	3,4%	3,3%	3,1%	3,1%
Синьцзян-Уйгурский Автономный Район	10,0%	12,2%	6,7%	7,5%	5,6%	5,4%	5,0%	5,0%	5,2%	5,1%	5,1%	5,2%	5,2%
Юньнань	2,2%	1,3%	0,3%	0,3%	0,6%	0,6%	0,6%	0,6%	0,6%	0,6%	0,6%	0,6%	0,6%
Чжэцзян	0,0%	0,5%	2,9%	4,1%	4,7%	4,4%	4,1%	4,0%	3,9%	3,8%	4,2%	4,1%	4,1%

Источник: составлено автором по: [5]

