

Ценообразование и либерализация на современном мировом рынке сжиженного природного газа

На сегодняшний день имеется четыре основных региональных рынка, на которых формирование цены газа сказывается на цене сжиженного природного газа (СПГ) в мировой торговле газом. К ним относятся: Северная Америка, Великобритания, континентальная Европа и Северо-Восточная Азия. На двух формирующихся рынках - в Китае и Индии, являющихся импортёрами газа с поставкой по трубопроводам или в виде СПГ, - собственная стройная система ценообразования ещё не сформировалась.

Региональные рынки различаются по источникам поставок газа, масштабам применения контрактов и степени либерализации газовой отрасли. Эти факторы оказывают сильное влияние на поведение цен и, тем самым, сказываются на формировании цены СПГ, обеспечивающей его конкурентоспособность на рынке.

Структура газовой отрасли формировалась во многом иначе, чем структура нефтяной отрасли. Такие различия в целом обусловлены двумя отраслевыми характеристиками. Во-первых, ввиду того, что инвестиции в транспортировку газа отличаются высокой капиталоемкостью и требуются на начальном этапе реализации проекта, они в значительной степени зависят от заемного финансирования. Для этого, как правило, требуются долгосрочные контракты, призванные гарантировать обслуживание долга и обеспечить разделение рисков по проекту между покупателем и продавцом.

Во-вторых, хотя разведка и разработка месторождений нефти и газа в целом не являются монопольными видами деятельности, газ, как правило, транспортируется по трубопроводным системам, которые в большинстве случаев обнаруживают явные признаки субъекта естественной монополии. В результате этого транспортировка и распределение газа традиционно регулируется по типу либо коммунальных предприятий в США и Японии, либо государственных компаний-монополистов в Великобритании и Франции.

Для стран с внутренним газоснабжением, как это имело место ранее в США, Канаде или Великобритании, регулирование сбыта и переработки в конечном счёте вылилось в государственное вмешательство в процесс ценообразования в промышленной сфере. Страны, газоснабжение которых зависит от импорта, практически не имеют отношения к ценообразованию в промышленной сфере, и цена является предметом переговоров между покупателем и продавцом.

Пожалуй, именно это различие между использованием внутренних источников и зависимостью от импорта наиболее чётко определяет существующие системы ценообразования на региональных рынках. Импортёры традици-

онно применяли практику заключения между покупателем и продавцом долгосрочных контрактов, большая часть которых сохраняются в силе.

Крах системы контроля над ценами на устье скважины в США в 1970-е годы, в конечном счёте, заставил США отказаться в 1978 году от сильного вмешательства в процесс формирования цен на газ в пользу либерализации рынка. Цель либерализации заключалась в обеспечении того, чтобы в товарной конкуренции между различными поставщиками газа формировались рыночные цены, вместо того, чтобы устанавливать цены государственным регулированием или в привязке к стоимости альтернативных видов топлива, закреплённых в договорах. Метод либерализации рынка в США оказал сильное влияние на канадские экспортные рынки, вскоре вынудив Канаду проводить аналогичную политику. При консервативном правительстве Маргарет Тэтчер Великобритания также провела либерализацию рынка газа, которой предшествовала приватизация государственной монополии British Gas.

Для успешной либерализации газовой отрасли требуются четыре предпосылки:

- на рынок должен поставляться конкурентоспособный газ;
- потребители должны иметь право на выбор поставщика;
- газотранспортная система должна быть открыта для пользования конкурирующими поставщиками («открытый» доступ, или доступ третьих лиц);
- доступ к трубопроводам должен быть недискриминационным.

Все четыре предпосылки были с успехом выполнены в США, Канаде и Великобритании, в которых внутреннее газоснабжение играет важную роль; краткосрочные торговые операции с товарами в целом вытеснили практику заключения долгосрочных контрактов на этих рынках, а ценообразование в остающихся долгосрочных контрактах, которые в основном используются для трансграничной торговли, привязывается к показателям, отражающим конкуренцию между различными поставщиками газа. Такое положение отличается от ситуации в регионах, зависящих от импорта: несмотря на усилия Европейского сообщества по либерализации своей газовой отрасли, достигнутые результаты ещё далеки от идеальных. Что же касается Северо-Восточной Азии, то усилий по либерализации газовых рынков там предпринималось сравнительно мало.

Существовало три общих исходных предположения относительно либерализованной газовой отрасли в условиях конкуренции между различными поставщиками газа. Во-первых, формирование цен на другие энергоносители, такие как нефть, в целом не должно иметь значения. Во-вторых, традиционный долгосрочный контракт с привязкой к цене нефти более не может применяться ввиду невозможности реализации газа, привязанного к цене нефти, на товарном рынке, где цены на него ниже цены нефти. И, в-третьих, развитие межрегиональной торговли газом с поставкой по трубопроводу или в виде СПГ будет способствовать распространению практики конкуренции между различными поставщиками газа во всём мире, подрывая тем самым систему традиционных контрактов. На сегодняшний день газовая отрасль этот сценарий не выполнила.

Данная концептуальная модель работает в Северной Америке и в Великобритании, поскольку целый ряд производителей отечественного газа конку-

рируют друг с другом, что позволяет создать весьма ликвидный товарный рынок. Это может быть точно охарактеризовано как «товарная конкуренция «газ-газ»».

Хенри-Хаб - это крупный трубопроводный узел в Южной Луизиане, обслуживающий значительную часть районов на севере и востоке США. Ввиду того, что он является пунктом торговли физическим сырьевым товаром, он стал центральным элементом системы формирования цен на газ в Северной Америке. Кроме того, он служит логическим ориентиром для рынка ценных бумаг - фьючерсных контрактов на Нью-Йоркской товарно-сырьевой бирже (NYMEX). Цены в других «узлах» на территории Северной Америки также публикуются в специализированных изданиях, и разница между такими ценами и ценой в Хенри-Хабе именуется «базисным дифференциалом».

Цена в Великобритании формируется в условной точке ценообразования в газотранспортной системе, известной как «Национальная точка балансирования» (NBP). Подобно Хенри-Хабу, она стала главным ориентиром для торговли газом как биржевым товаром и ценными бумагами в Великобритании. Конкуренция между различными поставщиками газа отражает региональную специфику, выходящую за рамки изменений, которые происходят на общемировом рынке. Об этом свидетельствуют резкие повышения цен в стране холодной зимой 2004 года, когда главное хранилище в Рафе не работало, а также противоположное явление - отрицательная цена в точке балансирования в октябре 2006 года, которую пришлось заплатить продавцам, с тем чтобы избавиться от своего газа в связи с необходимостью реализации попутного газа (для обеспечения возможности монетизации добычи нефти и конденсата) в сочетании с пробным пуском трубопровода Лангелед.

Однако в большей части континентальной Европы и Северо-Восточной Азии конкуренция между поставщиками газа на внутреннем рынке практически или вообще отсутствует. Во многих европейских странах отечественная добыча первоначально осуществлялась государственными компаниями - монополистами и конкуренция между производителями была ограниченной или отсутствовала вообще. Во всех таких странах, за исключением Нидерландов и Дании, за счёт отечественной добычи удовлетворяется незначительная доля внутреннего спроса и отечественные производители не оказывают влияние на цены.

Таким образом, даже на рынках подвергшихся либерализации конкурентная борьба ведется главным образом с другими компаниями, осуществляющими закупки по долгосрочному контракту. Ликвидного рынка для операций с отечественным газом как сырьевым товаром не существует. Поэтому на таких рынках актуален вопрос о том, лучше ли условия контракта у конкурента или нет. Подобную конкуренцию можно лучше охарактеризовать как «контрактная конкуренция «газ-газ»».

В большинстве стран континентальной Европы и Северо-Восточной Азии неэффективным оказалось именно предположение о том, что развитие межрегиональной торговли газом будет способствовать распространению практики конкуренции между различными поставщиками газа во всём мире. Что ка-

сается Северо-Восточной Азии, газоснабжение в которой зависит от импорта СПГ, то фактором, обеспечивающим изменения в плане конкуренции, явился бы либерализованный рынок торговли партиями СПГ. А Европа не только ввозит СПГ, но и импортирует трубопроводный газ из Великобритании с её либерализованным рынком по газопроводам, проложенным по дну Северного моря.

Существует три проблемы с конкуренцией в случае трубопроводных поставок газа как средства открытия рынков, зависящих от контрактов. Во-первых, некоторые страны проводят либерализацию медленными темпами, сохраняя государственный контроль над своими газовыми монополиями и препятствуя доступу третьих сторон. Во-вторых, наличие значительного количества унаследованных контрактов затрудняет внедрение гибких торговых операций в существующую систему. Европейское сообщество принимает активные меры к решению этих двух проблем.

Однако третья проблема является несколько более сложной в том смысле, что относится к сфере эксплуатации. Во многих случаях для самой трубопроводной сети характерны мощностные ограничения, которые могут стать причиной перегруженности системы. Поэтому о доступе третьих лиц не идет речи в случае транспортировки товарного газа на большие расстояния. Ввиду сложности получения доступа для перекачки на большие расстояния британскому производителю гораздо легче конкурировать в Нидерландах, чем пытаться конкурировать в странах, расположенных намного дальше в восточном направлении, таких, как, например, Австрия. По этой причине рынки в Нидерландах и Бельгии являются более конкурентными, чем находящиеся дальше на востоке.

Таким образом, граница между двумя системами в Европе - либерализованной торговлей товарами и торговлей, зависимой от контрактов, - проходит по проливу Ла-Манш между Великобританией и странами Бенилюкс, а также по точкам выхода продукции на атлантических регазификационных терминалах на Континенте.

Возможности торговли трубопроводным газом в части обеспечения товарной конкуренции на газовых рынках всегда ограничиваются географией поставок и дефицитом мощностей. Торговля СПГ обладает гораздо большей гибкостью, поскольку партии СПГ могут поставляться в любую точку мира. Таким образом, торговля СПГ является основной движущей силой в формировании мирового рынка газа.

Традиционные долгосрочные контракты, как правило, предусматривали достаточно негибкую увязку конкретных сооружений покупателя и продавца. Способность СПГ привносить товарную конкуренцию на мировые рынки во многом обусловлена появлением торговли партиями с «гибким выбором пункта назначения».

Наиболее типичной формой торговли с гибким выбором пункта назначения является рынок краткосрочных операций, включающих в себя спотовую торговлю, краткосрочные «балансирующие» сделки между держателями долгосрочных контрактов и контрактов со сроком действия в три года и менее. На рис. 2 отображен рост объема краткосрочных операций с менее чем 2% в 1993 году до почти 20% в 2007 году.

Однако краткосрочные операции являются не единственной формой торговли с гибким выбором пункта назначения. Ещё одной формой торговли такими объёмами является относительно недавнее явление, которое можно охарактеризовать как «самоконтрактование».

В традиционных долгосрочных контрактах конкретные поставки СПГ увязывались с конкретными клиентами. С учётом того, что большинство таких традиционных клиентов представляли собой регулируемые коммунальные предприятия или государственные компании-монополисты, которые, как правило, соглашались на положение о ценообразовании в привязке к цене нефти при условии, что государственные контрольные органы одобрили контракт и позволили покупателю распространять последствия такого ценообразования на своих клиентов. Продавцом в таких контрактах нередко являлось совместное предприятие по добыче, действующее от имени партнеров по предприятию как группы.

Ввиду того, что положения о ценообразовании в привязке к цене нефти могут поставить покупателя в трудное положение на рынках, где цены, определяемые конкуренцией между различными поставщиками газа, ниже цены нефти, от таких статей в целом отказались на полностью либерализованных рынках Северной Америки и Великобритании. Покупатели предпочитали привязку к индикаторам газового рынка, таким как Хенри-Хаб в США или NBP в Великобритании. Однако с учётом того, что покупатель мог столь легко перепродать ненужные объёмы на ликвидном спотовом рынке при ограниченных финансовых потерях, его риск существенно уменьшился. Таким образом, риск переместился в промысловую сферу на продавца. Реакция продавцов на такие обстоятельства заключалась в «самоконтрактовании» операций по сбыту непосредственно на рынке конечного потребления.

Приобретает всё большее распространение практика заключения одним или несколькими партнерами контракта с совместным предприятием на объёмы, которые они могут реализовать самостоятельно без указания конечного пункта назначения. Подобно партиям, являющимся объектом краткосрочных операций, такие объёмы, характеризуются гибкостью в выборе пункта назначения.

Этот новый подход можно проиллюстрировать на примере нигерийского проекта Bonny. Первые три технологических линии этого проекта первоначально обслуживали различных европейских потребителей в соответствии с условиями традиционных контрактов. Но по технологическим линиям 4 и 5 контракты заключены с компаниями Shell и Total, двумя из партнеров NLNG, которые теперь вправе направить свои объёмы куда они пожелают. И Тринидад, и Египет приняли меры к обеспечению большей гибкости в плане выбора пункта назначения, разрешив производителям вкладывать средства в мощности по сжижению в рамках системы толлинга, а затем непосредственно реализовывать продукцию.

Хотя наиболее распространённой формой самоконтрактования является реализация продукции одному из партнеров по предприятию, возможны и другие варианты. Производитель, не являющийся партнером (как, например, BG в

Экваториальной Гвинее), может выступать в качестве покупателя или же само предприятие (как, например, Qatargas на частично находящемся в его собственности терминале Саут-Хук в Великобритании) может взять на себя реализацию объёмов. Общим элементом в данных случаях является то, что продавец не имеет договорных обязательств по сбыту продукции на конкретном рынке и поэтому обладает гибкостью в выборе пункта назначения.

Наибольшая доля объёмов с гибкостью в части выбора пункта назначения приходится на Атлантический бассейн. В 2010 году такой гибкостью характеризовался 41% мощностей в Атлантике. Вместе с тем, в Азии сохраняется практика заключения долгосрочных контрактов и только 6% рынка допускает гибкость в выборе пунктов назначения.

На начальном этапе динамика цен на рынках и Северной Америки, и Великобритании, как представляется, подтверждала прежние ожидания, что конкуренция между различными поставщиками газа позволит оторвать формирование цен на газ от цены нефти. С учётом того, что рынки Северной Америки и Великобритании были либерализованы, когда в этих странах имелось существенное избыточное предложение, для них была характерна острая ценовая конкуренция между производителями и предлагаемые ими цены на газ были действительно намного ниже цены нефти. Однако оба региональных товарных рынка показали, что в условиях дефицита при конкуренции между различными энергоносителями могут устанавливаться цены, которые могут быть в конечном счёте косвенно привязаны к цене нефти.

Раздельное формирование цен на нефть и газ в условиях избыточного предложения и восстановление привязки в условиях дефицита представляются экономически рациональными. В экономической теории описана динамика цен при изменении предложения и спроса. Однако в случае газа спрос определяется его долей рынка в условиях конкуренции между различными энергоносителями, и поэтому он зависит от цен на такие конкурирующие энергоносители, как нефть.

Краткосрочный спрос может быть весьма неэластичным - с волатильным ценообразованием - при вытеснении нефти с рынков двухтопливных котлоагрегатов и относительно эластичным - со стабильным ценообразованием - когда ограниченное предложение газа заставляет потребителей с двухтопливными агрегатами переходить на нефть.

Недавние события в области формирования цен на нефть и газ в США и в Великобритании могут служить иллюстрацией экономических движущих факторов ценообразования. Оба региона начали с раздельного ценообразования, но в обоих из них установились цены на газ, которые были выше цены нефти. В последнее время для обоих регионов характерна конкуренция между различными поставщиками газа, при которой цены на газ ниже цены нефти, и поэтому они могут грозить ценовой конкуренцией рынкам, обслуживаемым контрактами с привязкой к цене нефти.

В Северо-Восточной Азии, где отсутствуют сколько-нибудь значительные объёмы внутренней добычи, газовая отрасль развивалась на основе импорта СПГ. При заключении первых контрактов на поставку СПГ с японскими по-

купателями генерация электроэнергии в Японии сильно зависела от нефти, причем в качестве топлива использовалась сырая нефть и тяжелый мазут. На начальном этапе в положениях о ценообразовании предусматривалась индексация по цене нефти - «японской таможенной стоимости нефти» (JCS, или «японская нефтяная корзина»). Этот прецедент начал использоваться Кореей и Тайванем, а также в некоторых китайских контрактах. И хотя со временем данная система претерпела определённые изменения, данный прецедент сохраняет свое значение в Северо-Восточной Азии, и от него непросто отказаться.

В течение длительного времени ценовые формулы для бассейна Тихого океана оставались достаточно стабильными, а основная конкуренция между поставщиками была обусловлена изменениями константы или такими второстепенными условиями, как минимальные и максимальные пределы цены. Эта стабильность начала разрушаться с выходом на рынок Китая в начале 2000-х годов. В это время происходила острая конкурентная борьба между следующими проектами: австралийским North West Shelf, индонезийским Tangguh и катарским Rasgas, которая привела к существенным скидкам по сравнению с изначальными условиями, поскольку конкуренты стремились первыми выйти на этот новый рынок. North West Shelf получил шэньчжэньский контракт, а Tangguh - контракт в провинции Фуцзянь. По сообщениям отраслевой печати, цены по обоим контрактам были существенно ниже уровня цен ранее заключавшихся контрактов.

Однако такие скидки применялись недолго. Начавшийся в 2005 году резкий взлет цен на нефть оказал повышательное давление на цену СПГ и заставил продавцов пересмотреть величину скидок. При этом новые контракты с North West Shelf и Tangguh умили конкуренцию, что совпало по времени с созданием дефицита на рынке. Китаю не удалось повторить ранее достигнутый успех, и переход к рынку продавца замедлил темпы принятия новых договорных обязательств.

Одной из характерных особенностей рынка в бассейне Тихого океана явилось применение S-образных кривых как средства уменьшения ценовых рисков. По мере усиления волатильности цен на нефть, положения о привязке к цене нефти создавали значительную угрозу изначальным ценовым ожиданиям договаривающихся сторон. Для продавцов резкое падение цен на нефть угрожало лишением предприятия рентабельности, и поставщики начали проявлять интерес к установлению некоего нижнего предела цены. Однако в качестве компенсации за такое перераспределение рисков покупатели стремились заручиться защитой в виде верхнего предела цены. В упрощённом виде это можно представить как базовое соотношение (именуемое «крутизна кривой»), в котором присутствовала связь между ценами на нефть и газ с возможностью добавления верхнего и нижнего пределов цены для устранения риска.

В японской статистике указываются цены и объёмы с разбивкой по странам-экспортёрам. Поэтому определив цену импортной продукции из стран, с которыми не заключены долгосрочные контракты, можно установить цены спотовых сделок. Такой импорт из источников, с которыми не заключены контракты, целиком поступает из бассейна Атлантического океана.

В континентальной Европе создана разветвлённая газовая сеть для перекачки импортного газа, поставляемого по трубопроводам, который дополняется некоторыми объёмами СПГ. На этом региональном рынке практика заключения долгосрочных импортных контрактов установилась на раннем этапе развития отрасли, и многие такие контракты сохраняются в силе и по сей день.

Прецеденты в области ценообразования в континентальной Европе были, по существу, созданы Нидерландами в рамках политики формирования цен на отечественный газ со своего сверхгигантского месторождения Гронинген в 1962 году. В то время правительство страны проводило политику, предусматривавшую установление цены на газ по стоимости конкурентно замещавшихся им энергоносителей без учёта стоимости поставки. Хотя данная концепция была принята в период стабильных цен на нефть в начале 1960-х годов, она с самого начала предполагала проведение регулярного пересмотра цен в интересах обеспечения того, чтобы ценообразование отражало изменения конъюнктуры рынка. С началом роста цен на нефть положения экспортных контрактов об индексации цен были увязаны с рыночными долями легкого дистиллятного топлива, а также высоко- и малосернистого тяжелого дизельного топлива.

В контрактах обычно применялся временной лаг между фиксированием изменения цены на нефть и его воздействием на цену газа. Эти две характеристики - сквозные коэффициенты и лаги - были предназначены для уменьшения связи между ценами на нефть и газ, в особенности на рынках, характеризовавшихся ростом цен на нефть. В период повышения цен они играют роль дисконта, однако во времена снижения цен (в особенности их резкого падения, подобного наблюдавшемуся в 1985 и 2008 годах) они создают опасность создания дефицита газа на рынке из-за его цены.

Появление СПГ в Европе поставило задачу адаптации договорной практики более широкого мирового рынка СПГ к специфике заключения контрактов в Европе. По этой причине в некоторые европейские контракты на поставку СПГ были включены определённые элементы, присущие азиатским контрактам. Так, например, в некоторых европейских контрактах на поставку СПГ применяются S-образные кривые и определённая привязка к цене сырой нефти.

Новейшие тенденции в ценообразовании

Резкие изменения цен на энергоносители и преобразование рынка покупателя в рынок продавца и наоборот серьезно затрудняют переговоры о цене. Ценовая конкуренция, которая когда-то казалась достаточно стабильной в пределах регионов, в настоящее время обнаруживает существенные отличия, обусловленные конъюнктурой рынка и относительной прочностью позиций покупателя и продавца на переговорах.

1. *Северная Америка.* Первым крупным расширением поставок современного периода в Атлантическом бассейне явились проекты с участием Тринидада и Нигерии, реализация которых началась в 1999 году. Контракты по первой технологической линии Тринидада были заключены с Cabot (ныне Suez) на поставку продукции на терминал Эверетт, а также с Enagas (впоследствии контракт был передан Gas Natural). Хотя эти контракты можно отнести к числу традиционных, контракт с поставкой в Эверетт предусматривал ценообразова-

ние по принципу обратного счёта (нетбэк), в результате чего он был подвержен риску волатильности цен в Северной Америке. Однако расположение терминала в крайней точке газотранспортной системы США обеспечивало существенный базисный дифференциал по отношению к Хенри-Хабу, что в свою очередь сводило ценовой риск к минимуму. Первоначальные контракты на поставку нигерийской продукции были заключены с клиентами в континентальной Европе, а это обеспечивало защиту традиционных контрактов от ценовой конкуренции.

Большинство новых терминалов в атлантической части Северной Америки было построено силами поставщиков, применявших практику самоконтрактования, или передано им на подряд. В конце 2008 года на атлантическом побережье Северной Америки функционировало 12 приемочных СПГ-терминалов - девять в США, два в Карибском бассейне и один в Мексике. Из девяти терминалов в США два были спроектированы под прием танкеров с судовыми регазификационными установками и использовались главным образом для торговых операций.

Суммарная годовая пропускная способность девяти терминалов составляла 114 млрд. м³, 73% из которых было зарезервировано для компаний, которые можно квалифицировать в качестве субъектов самоконтрактования. Шестнадцать процентов от остающейся доли находилось под контролем компаний, которые можно охарактеризовать как трейдеров и всего 11% было отведено компаниям, покупающим продукцию для собственных нужд или для перепродажи. Таким образом, для заключения традиционных договоров поставки фактически использовалась только небольшая доля. Эта группа включала в себя Эверетт, а также покупателя - химическую компанию на побережье Мексиканского залива, ещё не подписавшую контракт.

Было заключено незначительное число долгосрочных контрактов и предположительно ни одного, который содержал бы статью о ценообразовании в привязке к цене нефти. Было совершено несколько сделок субъектами самоконтрактования по приобретению продукции у других поставщиков, в которых в качестве ценового индикатора использовался Хенри-Хаб. Как правило, указывается определённая процентная доля котировки по Хенри-Хабу (например, 93% или даже выше). Однако если субъект самоконтрактования контролировал приемочный терминал с существенным базисным дифференциалом по отношению к Хенри-Хабу, то получаемая цена «нетбэк» была значительно выше, а это сводило ценовой риск покупателя к минимуму.

2. Великобритания. Первый современный терминал в Великобритании был открыт в 2005 году, а к концу 2010 года в стране насчитывалось четыре терминала производительностью в 33 млрд. м³. Один из них является спецтерминалом, спроектированным под прием танкеров с судовой регазификационной установкой. Подобно СПГ-терминалам в Северной Америке, наибольшая доля мощностей зарезервирована для компаний, применяющих практику самоконтрактования. В общей сложности под контролем субъектов самоконтрактования находилось 68% мощностей, а 21% контролировался компаниями, приобретающими газ самостоятельно, но при этом также с доступом к отечествен-

ной добыче. Мощности терминалов, отведённые для обслуживания торговых операций, составляли 13%.

3. *Испания.* На долю Испании приходится не только 47% объёма импорта СПГ в континентальную Европу, но и - с учётом характерного для неё стремительного увеличения спроса на СПГ - 65% совокупного роста объёмов импорта СПГ за предыдущее десятилетие. Страна является центром заключения долгосрочных контрактов в Европе. В 2010 году по долгосрочным контрактам было ввезено свыше 80% импортных объёмов.

В конце 2010 года в стране насчитывалось шесть терминалов с годовой пропускной способностью в 54 млрд. м³. Три из них находятся в собственности Enegas - бывшей государственной газовой монополии. Владелец одного терминала является консорциум электрических компаний, один терминал в Бильбао принадлежит товариществу поставщиков, в состав которого входят BP и Repsol, и ещё одним терминалом владеет консорциум, включающий в себя главным образом круги, не имеющие отношения к газовой отрасли.

С учётом того, что все терминалы функционируют как объекты с доступом третьих лиц, было бы неверно говорить, что их мощности «находятся под контролем» компаний какого-то определённого типа. Однако если принять во внимание тот факт, что Enegas и электрические компании являются предприятиями, приобретающими газ самостоятельно, можно предположить, что традиционные контракты обслуживают в общей сложности 83% мощностей. Внешние участники одного консорциума инвесторов могли бы квалифицировать свою долю мощностей как «мощности, обслуживающие торговые операции». Объект в Бильбао был построен двумя поставщиками, и поэтому его мощности можно охарактеризовать как «самозаконтрактованные». Таким образом, следуя такой классификации, можно обобщить, что контракты обслуживают 83% мощностей, 13% мощностей являются самозаконтрактованными и 4% приходится на долю мощностей, обслуживающих торговые операции.

Либерализация испанских газовых рынков находится на продвинутой стадии. Испания отделила деятельность по транспортировке газа от его сбыта, установила доступ третьих лиц к трубопроводам и СПГ-терминалам и разрешает потребителям выбирать себе поставщиков. Страна также провела либерализацию своей электроэнергетики, обеспечив возможность открытых и конкурентных торгов в электроэнергетическом пуле. Однако в отличие от Великобритании, США и Канады, Испания в целом сохраняет зависимость от контрактов. Таким образом, она представляет собой скорее рынок с «контрактной конкуренцией «газ-газ»», а не рынок с «товарной конкуренцией «газ-газ»».

Перемычка между испанской газотранспортной системой и европейской сетью имеет ограниченную пропускную способность, что по существу ограждает рынок страны от ценовой конкуренции со стороны Великобритании, которая влияет на северную часть Европы. Вместе с тем, конкурентное давление на систему оказывают спотовые операции с СПГ и способность некоторых конкурирующих продавцов заключать договоры на более выгодных условиях по сравнению с другими. Значительная часть увеличения спроса приходится на

долю электрических компаний. В 2007 году спрос электрических компаний составил 35% от совокупного спроса на газ в стране.

Коммунальные предприятия особенно уязвимы по отношению к конкуренции. Если им не удалось заключить контракты на достаточно выгодных условиях, существует риск того, что они не будут включены в диспетчерский график, поскольку уплаченные ими цены за газ не обеспечат им возможности установить достаточно низкие тарифы на электроэнергию для электроэнергетического пула. С учётом того, что коммунальные предприятия применяют достаточно агрессивный подход к переговорам о цене, контракты в Испании характеризуются широким варьированием положений о ценообразовании с различным отношением к привязке к цене нефти.

В целом существует три различных способа отказа в отдельных контрактах от традиционно практикуемой на Континенте привязки к ценам на нефтепродукты:

- применение более низких сквозных коэффициентов при повышении цен на нефть;
- применение верхних пределов цены и S-образных кривых;
- отказ от индексации по нефти.

Хотя формирование цены на газ, закупаемый для традиционного рынка ЖКХ, сферы услуг и промышленности, и подверглось определённым изменениям, таким как применение более низких сквозных коэффициентов и S-образных кривых, наиболее серьезные перемены в части отказа от традиционно практикуемой на Континенте привязки к ценам на нефтепродукты были продиктованы электроэнергетикой. Наибольшая часть таких контрактов либо вообще не содержит положений о привязке к цене нефти, либо влияние таких положений сильно ограничено. Одна из наиболее популярных альтернатив заключается в полной привязке положения об индексации к ценам электроэнергетического пула. Таким образом, покупатель гарантирует, что он будет «находиться на рынке» при проведении конкурсных торгов на энергоснабжение. В ряде других контрактов цены электроэнергетического пула сочетаются с нефтяными индикаторами, а ещё в некоторых договорах применяются верхние пределы цены с привязкой к цене нефти марки Brent.

4. Другие страны Европы. В других странах Европы, помимо Великобритании и Испании, по состоянию на конец 2010 года имелось девять действующих терминалов с регазификационной мощностью в 62 млрд. м³. Наибольшая часть мощностей нового внеберегового терминала в Ровиге, Италия, и половина мощностей терминала Зебрюгге в Бельгии зарезервированы для субъектов самоконтрактования. Не имеющая отношения к отрасли компания построила один терминал в Турции. В итоге, 19% мощностей европейских терминалов можно квалифицировать как самоконтрактованные, 10% - как мощности, обслуживающие торговые операции, а остающийся 71% - как мощности, обслуживающие традиционные контракты.

Практически всё увеличение спроса на СПГ в регионе за десятилетие с 1997 года по 2007 год приходится на долю Франции, Турции, Италии и Португалии. В 2007 году в указанных странах за счёт объёмов, являющихся объектом

краткосрочных операций, было удовлетворено всего лишь 3% совокупного спроса на СПГ, т.е. доминирующее положение занимали долгосрочные контракты. Ни одна из этих стран не очень далеко продвинулась по пути либерализации рынка, и поэтому все контракты на дополнительные объёмы предположительно являлись традиционными с привязкой к цене нефти.

5. *Северо-Восточная Азия и Китай.* В течение многих лет положения о ценообразовании в Северо-Восточной Азии являлись сравнительно стабильными и основывались на привязке к японской нефтяной корзине (JCC). Наиболее распространённым соотношением являлось уравнение $\text{Цена} = \text{Коэффициент} * \text{JCC} + \text{Константа}$, где Цена и Константа выражались в долл. США за млн. БТЕ, а JCC - в долл. США за баррель. Коэффициент обычно именуют «крутизной кривой». В связи с применением пределов цены и S-образных кривых было привнесено понятие «точек поворота»: при определённых уровнях цены нефти начинал действовать верхний или нижний предел цены или же изменялась крутизна S-образной кривой.

В Европе применялся другой подход к положениям о ценообразовании. С учётом того, что ценообразование в Европе определялось ценой нефтепродуктов с различной теплотворной способностью, европейские положения о ценообразовании выделяли физическое соотношение между единицами цены нефти и единицами цены газа. Далее, если положение о ценообразовании предусматривало возможность изменения такого соотношения, то для этого применялся отдельный «сквозной коэффициент». Сквозной коэффициент 1,0 означал, что цена газовой составляющей ценовой формулы устанавливалась на основе паритета с нефтью. Сквозной коэффициент 0,9 означал, что газовый компонент составлял всего 90% паритета с сырой нефтью/мазутом.

В течение длительного периода времени наиболее распространённой крутизной кривой в Северо-Восточной Азии являлась величина 0,1485. Однако с учётом того, что общепринятая теплотворная способность JCC составляла 5,8 млн. БТЕ/баррель, крутизна кривой в азиатских контрактах на уровне 0,1724 (обратное значение 5,8) являлась бы эквивалентом отдельно установленного сквозного коэффициента 1,0. Более распространённая крутизна кривой 0,1485 означала, что цена газа по формуле JCC дисконтировалась до 86% от цены на нефть, т.е. с европейской точки зрения, речь шла о сквозном коэффициенте 0,86.

Вместе с тем, ввиду того, что окончательная ценовая формула предусматривает суммирование с константой, определённая часть дисконта сводится к нулю. Так, например, при цене нефти на уровне 25 долл. США за баррель применение константы 0,60 долл. США восстановит полный паритет к цене нефти, если крутизна кривой составляет 0,1485. Однако с учётом того, что член уравнения JCC увеличивает линейно с ростом цен на нефть, а константа нет, применяемый сквозной коэффициент уменьшается при повышении цен на нефть. Так, например, при цене нефти на уровне 100 долл. США за баррель конечная цена газа будет составлять всего 90% от паритета.

Характерная для начального этапа относительная стабильность ценообразования в Азии была нарушена рядом деструктивных явлений на рынке. В 2002

году Китай впервые вышел на рынок со своими проектами в Гуаньдуне и Фуцзяне. В условиях сравнительно мягкой конъюнктуры рынка соперничество между проектами "Northwest Shelf" (Австралия), "Tangguh" (Индонезия) и "Rasgas" (Катар) за первенство выхода на китайский рынок переросло в ценовую минивойну. Вскоре в конкурентную борьбу вступил российский проект «Сахалин-2».

В период, когда средняя цена СПГ с поставкой в Японию составляла 4,25 долл. США, гуаньдунский проект получил эквивалентную цену от Австралии, а фуцзянский - 2,96 долл. США от Индонезии. Однако к 2004 году резкий рост цен на нефть оказал повышательное давление на цены СПГ в Азии, и на рынке сложилась обстановкa значительной напряжённости. В условиях роста цен ранее заключённые контракты с Китаем были впоследствии пересмотрены на предмет повышения цены.

В условиях рынка продавца проводившиеся переговоры о заключении новых контрактов и возобновлении уже существующих преследовали цель решения этих проблем и восстановления ранее существовавшей связи между ценами на нефть и СПГ. На некоторых переговорах применялся подход, предусматривавший использование гораздо более высокой константы, что позволило бы подтянуть цены до уровней в пределах диапазона возросших цен на нефть, при одновременном согласии на меньшую крутизну кривой в качестве компромисса. Так обстояло дело особенно в тех случаях, когда ценовые положения предусматривали повышение цен, «вышедших за пределы диапазона». Вместе с тем, в настоящее время, как представляется, переговоры обнаруживают тенденцию к некоторому увеличению крутизны кривых.

6. *Индия.* В конце 2010 года в Индии насчитывалось два действующих СПГ-терминала - в Дахедже и Хазире, штат Гуджарат. Кроме того, в стране имеется недостроенный терминал в Дабхоле, который согласно первоначальному плану должна была построить компания Enron до своего банкротства. Совокупные мощности двух действующих терминалов составляют 10,4 млрд. м³. Терминал в Дахедже (67% мощностей) эксплуатируется Petronet - СПГ-компанией, находящейся в совместной собственности с правительством Индии, и приобретает газ по долгосрочному контракту с катарской компанией Rasgas. Совладельцами терминала в Хазире являются Shell и Total; данный терминал предназначен для обслуживания арбитражных сделок, если указанные компании сочтут привлекательными цены «нетбэк» на индийском рынке. Таким образом, 67% мощностей можно охарактеризовать как мощности для обслуживания контрактов с покупателями, а остальные 33% - как самозаконтрактованные мощности.

Первоначальная цена Rasgas для Petronet, которая в течение первых пяти лет являлась фиксированной, составляла, по имеющимся данным, 2,53 долл. США. Однако по завершении начального периода цена должна была быть привязана к JCS с установлением её верхних и нижних пределов.