

Либерализация европейского рынка газа: вероятные последствия для российских производителей

Проведен сравнительный анализ хода и результатов введения конкуренции в газовой отрасли двух стран, уже осуществивших либерализацию газового рынка – США и Великобритании. Обобщение их опыта позволило выявить основные факторы, которые оказывают наибольшее влияние на производителей газа в ходе реформирования газовой отрасли. Критический анализ прогнозов зарубежных научных и консультационных организаций и применение метода аналогий для прогноза динамики цен и инвестиций в ЕС позволили сделать выводы о вероятных последствиях либерализации европейского газового рынка для России. Анализ рисков российских производителей состоял в идентификации этих рисков, описании возможных последствий их реализации и способов минимизации.

Газовая отрасль является одной из стратегических для экономики России, что обусловлено не только 50-процентной долей газа в топливном балансе, но и значительными поступлениями от экспорта этого энергоносителя. Исторически газовая промышленность России ориентирована на европейский рынок. В настоящее время доля российского газа в общем объеме его потребления на европейском рынке составляет почти 25%.

Важнейшим фактором новой внешнеэкономической среды газовой отрасли России становится либерализация европейского рынка газа. Новые условия формирования газовых рынков Европы, сформулированные в Газовой Директиве №98/30/ЕС и в новых предложениях Европейской Комиссии по ускорению либерализации рынка природного газа, включают возможность выбора потребителями поставщика, доступ третьей стороны и разделение функций операторов рынка. Кардинальная смена институциональной и законодательной инфраструктуры основного для России внешнего рынка создает необходимость исследования основных последствий этих изменений для отечественных производителей газа и выработки адекватной экспортной политики.

Первые шаги по либерализации европейского газового рынка

Непрерывный рост потребления газа и стремление повысить конкурентоспособность экономики за счет снижения цен на газ были главными стимулами для начала реструктуризации газового рынка странами Европейского Союза (ЕС). Первые меры по либерализации европейского рынка газа пока не привели к ощутимому увеличению конкуренции и снижению цен. Несмотря на то, что в настоящее время большинство стран ЕС превосходят установленные Газовой Директивой №98/30/ЕС от 22 июня 1998 г. количественные индикаторы открытия рынка, проблемы с реальным внедрением конкуренции сохраняются. Тот факт, что крупные потребители формально получают право

выбора поставщика газа, не всегда означает, что они этим правом могут воспользоваться. Развитие процесса конкуренции сдерживается прежде всего тем, что на практике все еще не обеспечен свободный доступ к распределительным сетям. Так, в Германии, несмотря на стопроцентную открытость рынка, доля переключений составила в 2001 г. лишь 1%. Это во многом обусловлено запутанностью законодательства этой страны по регулированию газового сектора.

Степень либерализации рынков и внедрения положений Директивы сильно различается между странами-членами ЕС (особенно медленно процесс идет во Франции). В связи с неготовностью национальных законодательств и недостаточной разработанностью регламентирующих норм участились иски и судебные разбирательства. Кроме того, по отзывам большинства участников рынка, тарифы на транспортировку по-прежнему слишком завышены и остаются монопольными. Сложные нормы внутреннего регулирования и запутанность законодательства объясняют низкий уровень переключения потребителей на новых поставщиков, а этот показатель является основным индикатором конкурентности рынка.

Согласно специальному исследованию DRI/WEFA [1], имеются некоторые признаки снижения цен или предоставления скидок со стороны доминирующих на рынке компаний (для удержания клиентской базы). Однако ожидаемое воздействие либерализации на цены газа было «смазано» ростом цен на нефть и колебаниями курса \$/Euro. Цены на импортируемый в Европу газ в конце 2000-2001 гг. значительно возросли в связи с ростом мировых цен на нефть. Таким образом, пока главная цель Директивы - снижение уровня цен – не достигнута.

Потребители настаивают на ускорении либерализации и оказывают давление на Европейское Сообщество. После заседания Совета Европы в Лиссабоне в марте 2000 г. Европейская Комиссия предложила новые меры по ускорению либерализации рынков электроэнергии и природного газа. Новые предложения Европейской Комиссии были одобрены 15-16 марта 2002 г. на заседании Совета Европы в Барселоне. Совет обратился к Европейскому Парламенту с просьбой принять в 2002 г. эти предложения, а именно:

- осуществить либерализацию рынка природного газа ЕС таким образом, чтобы к 1 января 2004 г. возможность выбора поставщика была предоставлена не только «избранным» потребителям, а всем предприятиям (что составляет около 60% всего газового рынка);

- принять режим «регулируемого» доступа третьих лиц (ДТЛ) при формировании базовых условий доступа к сетям в странах ЕС (что предусматривает транспортировку и распределение газа на базе публикуемых недискриминационных тарифов, устанавливаемых национальными независимыми органами регулирования);

- закрепить юридически и административно (а не только бухгалтерски) разделение функций операторов газотранспортных систем;
- юридически закрепить разделение функций операторов распределительных систем к 2004 г.;
- создать во всех странах ЕС независимые органы регулирования рынка с правом установления тарифов.

Европейская Комиссия также предпринимает шаги, направленные на увеличение числа участников рынка с помощью программ «отпуска газа» и ограничений доли рынка для одного поставщика. На Пятом Мадридском Форуме в 2002 г. важнейшей задачей было названо стимулирование развития конкуренции на стороне предложения. ЕС призывает страны вводить программы «отпуска газа» путем «открытия» эксклюзивных долгосрочных контрактов на поставки для третьих сторон. В этом случае крупные национальные компании-покупатели газа либо под давлением законодательства, направленного на усиление конкуренции, или на добровольной основе (во избежание антимонопольных расследований) продают часть своих контрактов на поставки новым участникам рынка. Эти программы должны стимулировать конкуренцию, не затрагивая upstream контракты.

В качестве ориентира Европейский Союз рассматривает модель организации газового рынка, принятую в США и Великобритании. Ниже рассмотрены основные последствия либерализации газовых рынков этих стран.

Результаты либерализации газового рынка в США

Следует особо отметить, что либерализация газового рынка США проводилась в момент растущей добычи и относительного избытка предложения над спросом, поскольку в начале 80-х гг. рост цен на газ вызвал падение спроса. На падение спроса повлияла также стагнация американской экономики. В результате страна столкнулась с перепроизводством газа. По некоторым оценкам, начиная с 1982 г. предложение этого энергоносителя превышало спрос на 10 - 15%.

Описанная ситуация послужила поводом к появлению спотового рынка газа, на котором продавались излишки газа на основе немедленной поставки. Цены на этом рынке были значительно ниже, чем по долгосрочным контрактам «take-or-pay», однако его развитию препятствовали обязательства газотранспортных компаний по контрактам «take-or-pay» и отсутствие свободного доступа покупателей к газотранспортной сети. Именно в снятии этих барьеров и состояла либерализация. Разработка новой законодательной и институциональной инфраструктуры газового рынка потребовала около 10 лет. Недостаточная проработанность некоторых законодательных актов приводила к их отмене или многократному пересмотру.

Опыт реструктуризации газового рынка в США казался весьма успешным – произошло существенное снижение цен на газ и маржи газовых компаний, возросли объемы потребления газа. Либерализация привлекла на рынок большое количество продавцов и покупателей, привела к развитию новых услуг на рынке газа.

Благодаря развитой транспортной инфраструктуре и близости месторождений к потребителям, американской газовой промышленности в период осуществления либерализации не требовалось крупных инвестиций в развитие газотранспортной системы для увеличения объемов поставок. Поскольку абсолютное большинство газовых месторождений в США – мелкие, они могут быть законсервированы и в течение 6-18 месяцев введены в разработку. Это давало возможность производителям относительно гибко реагировать на изменения спроса.

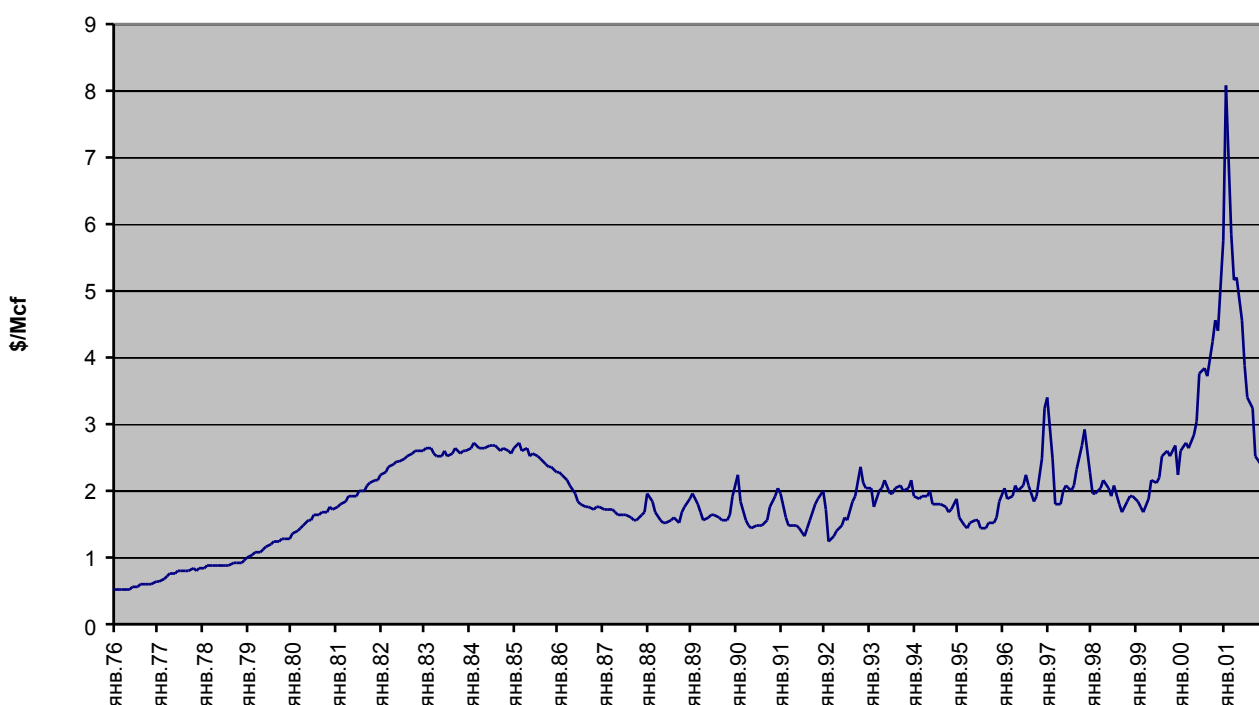
Однако события 2000-2001 гг. вызвали сомнения в успешности функционирования либерализованного рынка. Спрос на газ в 2000-2001 гг. оказался более высоким, чем прогнозировалось, из-за подъема экономики и роста спроса со стороны новых электростанций на природном газе. При этом низкие цены на газ и снижение маржи производителей в конце 90-х гг. не стимулировали инвестиционную деятельность, что привело к недостатку мощностей по добыче газа и к дефициту предложения. Обеспечение природным газом значительно ухудшилось из-за износа действующих и недостаточного развития новых газотранспортных сетей в период с 1990 по 2000 гг.

Совокупность этих факторов в сочетании с холодной зимой привела к взлету цен (см. рис. 1), перебоям с поставками и значительным региональным ценовым диспаритетами [2]. В результате осенью 2000 г. цены на газ во всей Северной Америке резко выросли по сравнению с уровнем цен, державшимся в течение последних 15 лет и к январю 2001 г. превысили более чем в четыре раза январские цены 1999 г.). В Калифорнии дефицит газотранспортных мощностей на границе и внутри штата жестко ограничил возможности удовлетворить стремительно растущий спрос. Это привело к росту цен на электроэнергию и массовым отключениям, а также к закрытию многих промышленных предприятий, использующих природный газ в качестве сырья.

В последовавшие месяцы 2001 г. производители газа откликнулись на сигналы рынка увеличением добычи. Одновременно высокие цены вызвали значительный интерес и инвестиции в разведку и добычу газа. Существенные инвестиции были сделаны в бурение и расширение экспортных мощностей в Канаде. В 2001 г. капитальные вложения в газовой отрасли выросли на 70%, однако это дало увеличение производства лишь на 1%. Более того, добыча газа в четвертом квартале 2001 года упала на 2.5% по сравнению с тем же периодом прошлого года. Это связано с уменьшением отдачи мелких местных месторождений. По

мнению экспертов, вряд ли удастся значительно расширить производственную базу США до 2010 г. – срока, на который намечено завершение строительства новой магистрали с Аляски. Как утверждают производители, добыча газа в Северной Америке останется низкой до тех пор, пока рынок не найдет способа аккумулировать большие финансовые ресурсы для инвестиций. Таким образом, в США так и не был найден механизм финансирования крупных капиталоемких проектов в рамках краткосрочного рынка. Производители не могут реализовать требуемые производственные программы и обеспечить необходимую надежность энергоснабжения.

Рисунок 1. Динамика оптовых цен на газ в США. Январь 1976 - март 2001 гг.



Источник: U.S. Department of Energy, Energy Information Administration. Average Natural Gas Prices Monthly.

В середине 2001 г. цены на газ несколько снизились, однако они все же существенно превышают уровень 1990-х годов. В начале 2002 г. Министерство Энергетики США характеризовало северо-американский рынок природного газа следующим образом: «недостаточное предложение, прыгающие цены, региональные ценовые диспаритеты».

По мнению экспертов Министерства энергетики США, подобные краткосрочные ценовые циклы будут неизбежно повторяться на конкурентном рынке. Когда отрасль функционирует в условиях, приближенных к полной загрузке мощностей, небольшие изменения в предложении или спросе могут вызвать значительное рыночное давление, которое ведет к существенному изменению цен. Большие и непредсказуемые скачки цен на природный газ создают значительные инвестиционные риски. Непредсказуемая ценовая

ситуация в США переводит направление инвестиций с долгосрочных, таких как строительство СПГ-терминалов и Аляскинского газопровода, на краткосрочные инвестиции, такие как расконсервация скважин, мелких месторождений и бурение новых скважин. К долгосрочным последствиям таких ценовых скачков следует отнести возможные изменения спроса на газ со стороны предприятий электроэнергетики. Со временем существенная неопределенность цен газа может способствовать использованию ими как основного других видов топлива.

Доклад о новой энергетической политике США констатирует, что Соединенные Штаты в 2001 году столкнулись с наиболее серьезной нехваткой энергоресурсов со времен энергетического кризиса 1970-х годов. В качестве второй проблемы доклад называет необходимость перевооружения и расширения энергетической инфраструктуры, включая модернизацию и строительство новых трубопроводных систем и газоперерабатывающих заводов, которые в значительной степени устарели. Таким образом, правительство США подтвердило неспособность газовой отрасли самостоятельно, только в рамках рыночных механизмов, решать возникшие проблемы.

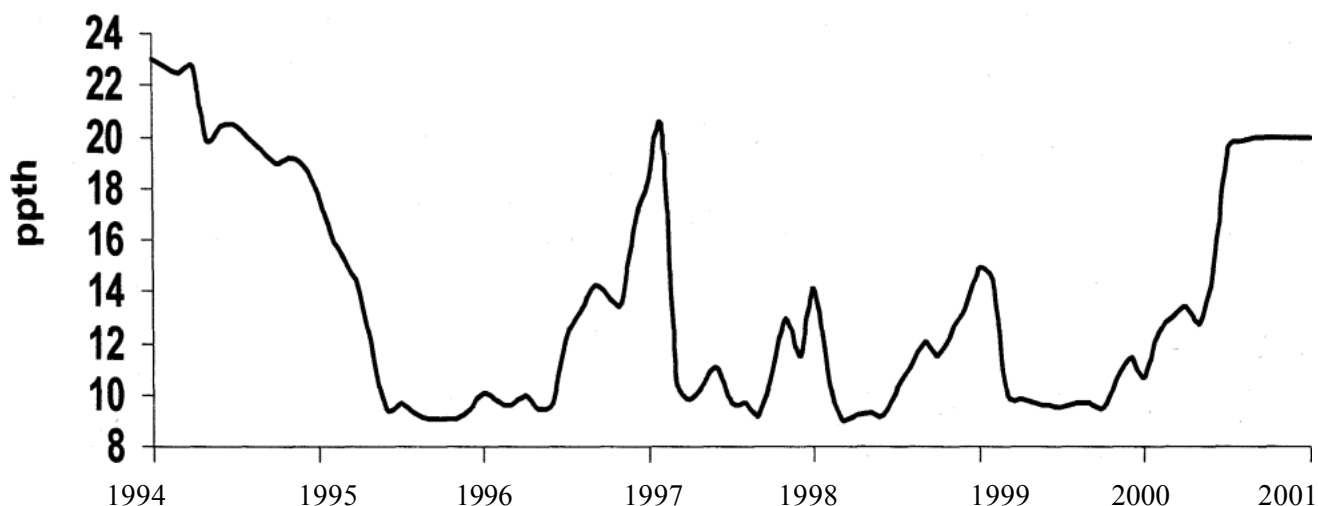
Итоги либерализации газового рынка в Великобритании

Как и в США, либерализация газового рынка в Великобритании проводилась в период растущей добычи и относительного избытка предложения над спросом. Либерализация состояла в поэтапном введении конкуренции на поставки газа при сохранении жестко регулируемой монополии на транспортировку. Окончательная либерализация произошла в мае 1998 г. когда все потребители газа получили возможность выбирать поставщиков. Либерализация газового рынка, политика открытого доступа и разделение функций «British Gas» по транспортировке и продаже газа в условиях избыточного предложения газа привели к стремительному развитию краткосрочной торговли газом и снижению цен на газ для промышленных потребителей. По сути дела, либерализация газового рынка в Великобритании была проведена за счет разрушения существовавшей системы долгосрочных контрактов типа «take-or-pay» и замены ее ценообразованием на спотовом рынке. При этом долгосрочные контракты как таковые не исчезли. Более того, они в 2001 г. обеспечили 85% поставок газа на рынок. Основное отличие этих контрактов состоит в привязке цены контракта к ценам спотового рынка.

В Великобритании либерализация газового рынка в сочетании с такими факторами, как избыточное предложение и относительная изоляция британского рынка, привели первоначально к снижению цен на газ и очень существенному росту газопотребления. С 1990 по 1999 гг. средняя цена газа для промышленности упала на 45%, для бытовых потребителей – на 20%. Однако введение «Интерконнектора» между Бэктоном и Зеебрюгге в Бельгии в

октябре 1998 г. привело к удвоению цен на газ в течение 2000 г. (см. рис. 2), в первую очередь в результате роста континентальных цен на газ, привязанных к нефтяным. Еще одна важная причина роста цен – сокращение инвестиций в разведку и добычу газа в период низких спотовых цен во второй половине 90-х гг. В результате зимой 2000/ 2001 большинство поставщиков газа были вынуждены поднять цены для конечных потребителей.

Рисунок 2. Динамика цен «спот» в Великобритании. Январь 1994 - 2001 гг.



Источник: Heren Index

Выводы из опыта США и Великобритании и их значение для ЕС

Анализ истории реформирования газового сектора в США и Великобритании показывает, что:

- **Либерализация начиналась в период избытка предложения (добычных мощностей) газа на рынке**, что в большой мере и предопределяло ее успех. На европейском рынке сейчас складывается именно такая ситуация избыточного предложения газа, что дает Европейскому Сообществу основания для оптимизма.
- **Введение конкуренции «газ-газ», основанной на доступе третьей стороны, приводит к снижению маржи по всей цепочке поставок. В краткосрочном периоде в условиях избыточного предложения это ведет к снижению цен на газ.** В Европе газовые компании уже немного снижают цены для того, чтобы сохранить свою долю рынка и верность потребителей даже в ситуации ограниченной конкуренции «газ-газ». Вероятно, и нормы прибыли снизятся, поскольку наиболее прибыльные потребители будут первыми, на кого конкуренты направят свои усилия. В этой связи **в ближайшей перспективе до 2010 г. ожидается снижение цен на газ в Европе**, в первую очередь из-за превышения предложения газа над текущим спросом. Снижение цен будет ограничено уровнем цен самофинансирования производителей, которые будут расти в связи с вовлечением в разработку все более дорогих и удаленных источников газа.

▪ **Дерегулирование газовой отрасли и расширение возможностей по выбору источника газоснабжения снижает привлекательность долгосрочных контрактов типа «take-or-pay» и дает преимущества среднесрочным и краткосрочным контрактам.** При либерализации существующие контракты «take-or-pay» становятся обременительными для поставщиков, чьи газопроводы могут быть использованы конкурентами. При снижении спотовых цен на газ поставки по этим контрактам становятся для поставщиков убыточными. И в США, и в Великобритании с целью стимулирования конкуренции была введена практика пересмотра условий (уменьшение обязательств по минимальной оплате и привязка цен контракта к спотовым ценам) и даже расторжения заключенных долгосрочных контрактов.

Пока поставки природного газа в страны континентальной Европы практически полностью осуществляются на базе долгосрочных контрактов типа «take-or-pay». По заявлениям Европейской Комиссии, «в перспективе долгосрочные контракты останутся важным элементом газового рынка, должна уважаться свобода контрактов, участники рынка могут нуждаться в портфеле контрактов различной продолжительности и типов, однако долгосрочные контракты не должны препятствовать конкуренции через включение ограничительных условий или создание участников с доминирующей позицией» [3]. Таким образом, **несмотря на утверждение принципа «святости контракта», ЕС оставляет за собой возможность вмешательства и пересмотра заключенных контрактов.** Европейская Комиссия уже требует пересмотра ряда условий подписанных контрактов, которые, по ее мнению, ограничивают конкуренцию (условия, запрещающие перепродажу газа). Подобный принудительный пересмотр контрактов повышает риски производителей газа.

▪ Самый сложный этап либерализации – это переходный период, когда старые поставщики боятся, что разрушается их клиентская база, а новые участники рынка не уверены, что смогут построить стабильный бизнес. Если учесть возникающие в связи с развитием спотового рынка сложности в прогнозировании цен и портфель уже заключенных странами ЕС долгосрочных контрактов, можно предполагать, что **в ближайшие 5-7 лет найдется мало желающих заключать долгосрочные контракты «take-or-pay».**

▪ **В любом случае, на конкурентном рынке долгосрочные контракты не исчезнут.** Пример Великобритании показывает, что они продолжают играть важную роль в поставках газа, **однако сторонам приходится обеспечивать их большую гибкость.** При этом кардинально меняется механизм ценообразования. В настоящее время цены в долгосрочных контрактах на поставки газа в Европу индексируются в привязке к «корзине» других видов конкурирующих с природным газом топливно-энергетических ресурсов, в которую входят преимущественно нефтепродукты. Долгосрочные контракты «take-or-pay» являются

проверенным инструментом распределения рисков между продавцами и покупателями, причем риск по объемам поставок переносится на покупателя, а ценовой риск – на продавца.

В результате либерализации изменится ценообразование по долгосрочным контрактам и способ распределения рисков. Контракты будут постепенно становиться менее продолжительными, с менее обременительными обязательствами «take-or-pay», поскольку покупатели не будут готовы брать на себя риск объема. На конкурентном рынке несколько компаний имеют возможность поставлять газ на одну территорию, и цену определяет соотношение спроса и предложения, а также затраты на поставки газа. **Возникает конкуренция «газ-газ», и основную роль в формировании цены газа начинает играть спотовый рынок.** По мере развития спотового рынка **будет вводиться индексация контрактов по спотовым ценам** (вероятнее всего, усредненным за определенный период – 6 месяцев, год, 3 года). Для этого, как считают европейские эксперты, достаточно довести объем спотовых сделок до 17 % всех продаж газа. В связи с этим контракты будут дополняться механизмами управления рисками, включая новые финансовые инструменты хеджирования, позволяющие снизить риски спотового рынка.

▪ **Хотя цены на газ на конкурентном рынке в основном определяются конкуренцией «газ-газ» и контрактно отделены от нефтяных, последние продолжают играть ключевую роль в формировании цены газа.** Это особенно сильно проявляется в тех случаях, когда существует краткосрочная возможность переключения потребителей на другие виды топлива. Например, резкое увеличение цены мазута может подтолкнуть производителей электроэнергии или крупных промышленных потребителей временно переключиться на газ, что ведет к росту спотового спроса и следственно цен. Наличие возможностей реверса с газа на нефть и с газа на уголь является основным двигателем краткосрочного спроса и цен в США. В Великобритании газовые цены с 1995 по 1998 годы были отделены от цен конкурирующих видов топлива из-за избыточного предложения газа. Но после введения «Интерконнектора» в конце 1998 г., цены на газ стали подвержены сильнейшему влиянию континентальных европейских цен на газ, и, косвенно, цен на нефть. Специальное исследование, проведенное «Eurogas» [4], пришло к следующему выводу: даже на таких развитых рынках, как в США и Великобритании, прослеживается явная взаимосвязь цен на газ и на нефтепродукты.

▪ **Основной проблемой дерегулирования является высокий уровень неопределенности.** Либерализация в газовом секторе ведет к развитию краткосрочных рынков, которые подвержены сильным сезонным колебаниям и спекулятивным атакам и характеризуются большей неустойчивостью цен. Объемы торговли на спотовом рынке могут составлять всего 10-15% от суммарного потребления газа, и хотя цены на этом рынке зависят

от краткосрочного состояния спроса и предложения, они могут играть определяющую роль и для долгосрочных поставок. Даже относительно небольшое увеличение поставок газа на спотовый рынок может обвалить цены. Наибольшую опасность в этом смысле представляет газ из программ «отпуска газа» и из пересмотренных долгосрочных контрактов. Как показано выше, на будущую цену газа будут влиять одновременно и колебания нефтяных цен, и конъюнктура собственно спотовых рынков газа. **Таким образом, цены становятся крайне нестабильными, что повышает ценовые риски.**

▪ **Главная угроза либерализации состоит в разрушении тех инструментов финансирования чрезвычайно капиталоемких инвестиционных проектов по добыче и транспортировке газа,** которые сложились в последние десятилетия на базе использования долгосрочных контрактов типа “take-or-pay”. В случае исключения этого стабилизирующего рынка условия из новых контрактов на либерализованном рынке газа производители теряют возможности залогового обеспечения внешних инвестиций. При этом особенности инвестиционного цикла в газовой отрасли и необходимость создания мощных систем газопроводов в большинстве новых удаленных проектов делают некорректным сравнение с нефтяной отраслью, функционирующей без долгосрочных контрактов.

Ни в США, ни в Великобритании **не удалось создать механизм финансирования крупных капиталоемких проектов в условиях краткосрочного бизнеса.** Особенности ресурсной базы (мелкие и средние месторождения, находящиеся недалеко от мест потребления газа) и наличие развитых газотранспортных систем в этих странах способствовали тому, что долгое время эта проблема просто не возникала. В 2000-2001 гг. в США этот вопрос начал обсуждаться в связи с необходимостью срочного увеличения поставок газа с Аляски.

На европейском рынке для обеспечения необходимых дополнительных поставок газа по оценке «Observatoire Mediterranéen de l'Énergie» [5] в ближайшие 20 лет потребуются инвестиции в размере более 200 млрд. долл. На данный момент никаких источников и механизмов столь крупномасштабных инвестиций, кроме долгосрочных контрактов типа «take-or-pay», не найдено.

▪ **В период низких цен на газ на спотовом рынке отсутствуют стимулы для инвестирования, и предложение сокращается. Одновременно привлекательные цены на газ ведут к увеличению спроса. Возникает дефицит газа, и цены растут.** Этот стандартный в рыночных условиях механизм балансировки спроса и предложения вызывает циклические кризисы, которые усугубляются продолжительным инвестиционным циклом в газовой отрасли. Таким образом, сама по себе либерализация рынка не является гарантом низких цен на газ. В двух странах, осуществивших либерализацию – США и

Великобритании, снижение цен было достигнуто в первую очередь за счет избытка производственных мощностей в этих странах, и при возникновении дефицита предложения цены вернулись к до-реформенному уровню. Поэтому маловероятно, что либерализация европейского газового рынка в долгосрочной перспективе приведет к существенному падению цен, хотя именно это было главной целью принятия Газовой Директивы. Отсутствие механизмов финансирования крупных проектов в рамках краткосрочного рынка и общая неопределенность, связанная с переходным периодом, приведут к сокращению инвестиций в разработку месторождений и строительство газотранспортных мощностей как минимум до 2010 г. В этой связи ожидается сокращение предложения газа. В свою очередь, ожидаемый рост спроса на газ в Европе, особенно для нужд электроэнергетики, в период после 2010 г. вызовет необходимость привлечения на европейский газовый рынок дополнительных и более дорогих ресурсов из России, Африки и с Ближнего Востока и рост цены газа в период 2010-2020 гг. Можно согласиться с мнением тех аналитиков (их большинство – IEA [6], CERA, «Observatoire Mediterranéen de l'Énergie», Energy Markets [7]), которые предсказывают после нескольких лет понижающей тенденции продажной цены газа на европейском рынке возобладание и длительное доминирование тенденции роста цен. В рамках предложенного Международным Энергетическим Агентством диапазона цен (78-130 \$/тыс. м³) **большинство прогнозов сходится в ожидании снижения цен на газ до 2010 г. по сравнению с уровнем 2001 г. и дальнейшего их повышения к 2020 г.** При этом все прогнозы не исключают возможность циклических колебаний цен в рассматриваемый период.

- Принципиально важной характеристикой газовой отрасли, действующей в условиях свободных цен газа, служит степень детализации законодательных норм, регулирующих заключение контрактов между участниками газового рынка. **Сложный процесс формирования законодательной базы и продолжительный период реструктуризации** в США и Великобритании (США – с 1978 по 1998 гг., Великобритания – с 1988 по 1999 гг.) показывает, насколько хаотичным может быть переходный этап. Определенные законодательные нормы приходилось отменять или многократно усовершенствовать для того, чтобы они могли реально функционировать.

В Европе условия для конкуренции также сформируются не менее, чем через 8-10 лет. Уже сейчас можно сказать, что **создание единого газового рынка стран ЕС будет идти медленно и неравномерно.** Линия поведения некоторых европейских стран, таких, например, как Франция, дает основания говорить о разноскоростном движении к либерализации стран-членов ЕС, что отражает как специфику исторического развития каждой европейской страны, так и их намерение отстаивать свои национальные интересы. Кроме того, в ближайшее десятилетие к 15 странам-членам ЕС должны присоединиться

новые государства с недостаточно развитыми рынками газа. В этой связи возникает проблема их интеграции в единый европейский газовый рынок. Необходимость гармонизации 15 (а в перспективе – 30) национальных законодательств, затрагивающих газовую отрасль, делает переходный период еще более продолжительным.

Последствия для России

Несмотря на незначительные пока результаты реализации Газовой Директивы, Евросоюз продолжает активно работать над либерализацией европейского газового рынка. Эти институциональные преобразования ведут к резкому увеличению транзакционных издержек (в первую очередь за счет издержек институциональной трансформации) для внешних поставщиков. Можно выделить следующие **связанные с либерализацией газового рынка факторы риска для российских производителей:**

- **Пересмотр условий заключенных долгосрочных контрактов.** Несмотря на заявления ЕС о незыблемости заключенных долгосрочных контрактов, вероятно их корректировка. Будут изменены некоторые условия контрактов, такие как право перепродажи газа. По мере развития спотового рынка будет меняться и механизм ценообразования в долгосрочных контрактах – в уже заключенных контрактах будет вводиться индексация по спотовым ценам. Будут сокращаться обязательства покупателей по объемам. **В условиях конкурентного рынка и прогнозируемого до 2010 г. снижения цен на газ это может сделать российские поставки экономически неэффективными.**
- **Обусловленная либерализацией неопределенность резко повышает стоимость инвестиций.** В ближайшие 5-7 лет будет ограничена возможность заключения новых долгосрочных контрактов, а в рамках краткосрочного рынка отсутствуют механизмы финансирования крупных инвестиционных проектов, связанных с освоением ресурсов п-ва Ямал и шельфов Баренцева моря.
- **Повышение ценовых рисков.** Увеличится неопределенность в прогнозировании цен, поскольку к колебаниям цен на нефтепродукты, определяющим в настоящее время цены на газ, добавятся значительные скачки цен на спотовом рынке газа.
- **Повышение риска, связанного с нестабильностью законодательства.** Переходный период на европейском рынке несомненно будет продолжительным, что сопровождается увеличением неопределенности.

Способы минимизации рисков

Поскольку речь идет не просто об изменении рыночной конъюнктуры, а о смене всего институционального устройства газового сектора, основную роль в снижении рисков либерализации для производителей газа должны играть меры, влияющие на формы взаимодействия хозяйственных единиц и организационную структуру сектора. Они

включают вмешательство на государственном уровне, а также действия по самоорганизации компаний (альянсы, вертикальная интеграция). Чисто рыночные методы (улучшение маркетинговой политики, хеджирование) оказываются в данной ситуации менее значимыми. В целом, меры по снижению риска для российских поставщиков газа можно проранжировать в следующем порядке:

- **Диалог на государственном уровне для получения инвестиций и гарантий сбыта.** Европа в любом случае заинтересована в обеспечении собственной энергетической безопасности, и это должно стать основой для поиска конкретного механизма привлечения крупномасштабных инвестиций (например, через выпуск соответствующих государственных ценных бумаг или привлечение средств зарубежных финансовых институтов под гарантии Европейского Инвестиционного Банка).
- **Создание меж-государственного союза производителей газа («газового ОПЕК»), который позволил бы регулировать предложение и уровень спотовых цен.** Число производителей газа ограничено, а при разработке новых месторождений они обычно выступают в консорциумах. В случае достижения соответствующих договоренностей, производители имеют реальные возможности ограничить ценовые риски.
- **Вертикальная интеграция и образование стратегических альянсов между компаниями энергетической отрасли, обеспечивающие гарантированный сбыт по стабильным ценам.** В том числе – альянсы с электроэнергетическими и нефтехимическими компаниями.
- **Страховка от колебаний цен при помощи заключения двусторонних форвардных контрактов** (т.е. контрактов с заранее фиксированной ценой на поставки в будущем, одной из разновидностей которых являются долгосрочные контракты типа «take-or-pay») **с потребителями.** Как показывает опыт США и Великобритании, всегда существуют потребители, заинтересованные в стабильных поставках по фиксированным ценам. Здесь главным становится построение грамотной маркетинговой политики.
- **Использование финансовых инструментов хеджирования (фьючерсов, опционов, свопов и т.д.) для снижения ценовых рисков.** Хеджирование ценовых рисков на фьючерсном рынке дает возможность устранить или контролировать риск, связанный со скачками цен на газ. Необходимо отметить при этом, что производители, в отличие от торговых и посреднических компаний и потребителей, имеют меньше возможностей для хеджирования. В любом случае, эти операции связаны с многочисленными трудностями при разработке и реализации стратегии хеджирования и требуют значительных дополнительных издержек (в виде прямых затрат и недополученной прибыли).

Ссылки:

1. DRI/WEFA. "Report for the European Commission Directorate General for Transport and Energy to determine changes after opening of the Gas Market in August 2000". Volume1: European Overview. pp. 2-3. July 2001.
2. DOE EIA Annual Energy Outlook 2002. 0383(2002). December 21, 2001. Available: <http://www.eia.doe.gov/oiaf/aeo/results.html#report>
3. 5 Madrid Forum Discussion Documents on Long-term Contracts, Gas Release Programmes and the Availability of Multiple Gas Suppliers. Presented on 17 December 2001, pp. 1-3 [Online]. Available: http://europa.eu.int/comm/energy/en/gas_single_market/madrid3/madrid5.html.
4. Eurogas Study on Oil-Gas Price Linkage in the European Union. November 2001. [Online]. Available: <http://www.eurogas.org/index2.htm>
5. "Observatoire Mediterranéen de l'Energie. Assesment of International Gas Supply Options for the EU, Evaluation of the Supply Costs of New Natural Gas Supply Projects to the EU and an Investigation of Related Financial Requirements and Tools". October 2001. [Online]. Available: http://europa.eu.int/comm/energy/en/fa_11_en.html
6. International Energy Agency. World Energy Outlook 2001. pp. 167-169, 2001.
7. Energy Markets. Multi-client Study "European Gas Futures". November 2001.