

# «Санитарный кордон» ЕС на пути углеводородов

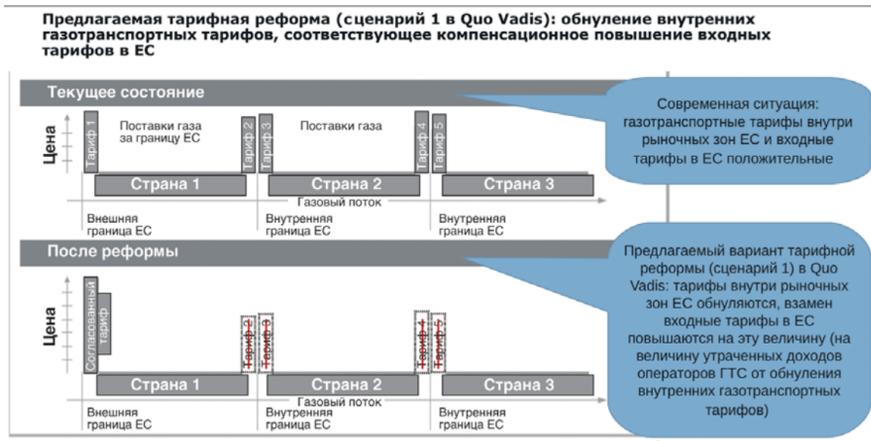


Рис. 2. Предлагаемая тарифная реформа (сценарий 1 в Quo Vadis): обнуление внутренних газотранспортных тарифов, соответствующее компенсационное повышение входных тарифов в ЕС

## «ОКОНЧАНИЕ НАЧАЛО НА СТР. 9»

На основании этой оценки предложены к применению некоторые дополнительные регуляторные меры (альтернативные к действующей целевой модели рынка газа ЕС решения), которые нацелены на преодоление существующих, по оценке консультанта, узких мест в системе регулирования рынка газа ЕС и на «повышение благосостояния ЕС». Эти меры представлены в виде пяти сценариев для последующей количественной оценки «повышения благосостояния ЕС» в результате их реализации.

## Пять сценариев для моделирования

Эти сценарии представляют собой, по сути дела, комплексную программу замещения российского газа в ЕС американским СПГ:

- четыре сценария в своей совокупности фактически представляют взаимосвязанную систему действий по вытеснению российского газа на периферию зоны применения законодательства ЕС;
- пятый – программу создания инфраструктуры ГТС от приемных терминалов СПГ к традиционным пунктам сдачи-приемки российского газа в ЕС (откуда он должен быть вытеснен на российско-украинскую границу, а объемы его поставок системой искусственных мер должны/могут быть сокращены).

Каждый из предложенных модельных сценариев предлагает существенное изменение по крайней мере одного регулятивного параметра (существенного элемента существующей архитектуры рынка газа ЕС на основе Третьего энергопакета), ведущего к «росту благосостояния ЕС». Поэтому, рассматривая каждый сценарий по отдельности, можно не прийти к озвученному выше выводу, но при оценке их в совокупности такой вывод, на мой взгляд, неизбежен.

Означает ли это, что совокупность данных сценариев можно интерпретировать как «первый кирпичик» в фундаменте построения (видимо, уже следующего составом Еврокомиссии) иной, более дискриминационной по отношению к внешним поставщикам сетевого газа, модели рынка газа ЕС, чем сформированная Третьим энергопакетом?

## Сценарий 1: тарифная реформа

Предлагается перераспределение тарифов между операторами ГТС оптового рынка внутри рыночной зоны и внешними по отношению к оптовому рынку зоны игроками в рамках «игры с нулевой суммой». Предлагается обнуление тарифов «вход-выход» внутри рыночных зон ЕС и компенсация оператором ГТС этих зон недобора их тарифных поступлений за счет переноса либо 100% этого недобора на входные тарифы в зону (см. рисунок 2), либо его распределения в пропорции 50/50 между входными тарифами в рыночную зону оптового рынка (перекладывание 50% дополнительных затрат на экспортеров) и выходными тарифами из зоны оптового рынка в зону розничного рынка (перекладывание 50% дополнительных затрат на конечных потребителей).

Аккумуляция и перераспределение повышенных входных/выходных тарифов в зону в пользу операторов ГТС зоны для сохранения за ними возможности финансировать функционирование и развитие ГТС зоны предлагается обеспечить за счет создания специального фонда (TCF = TSO Compensation Fund) под управлением расположенного в Любляне Европейского агентства по сотрудничеству энергосетевых операторов (ACER). Этот фонд присутствует в качестве основного элемента во всех предложенных для осуществления сценариях консультанта.

## Сценарии 2–3: укрупнение зон

Сценарий 2 предлагает реальное слияние (укрупнение до «региональных») рыночных зон с примерно одинаковым уровнем ликвидности (однородности), что дает возможность выравнивать уровни котировок торговых площадок (хабов) внутри зоны. В Quo Vadis предложено четыре укрупненные региональные зоны (см. зоны 1–4 на базовой карте – основе для рисунка 3).

Сценарий 3 предлагает виртуальное слияние рыночных зон, то есть условное объединение разнородных (по уровню ликвидности) рыночных зон. Это дает возможность применять внутри неликвидной зоны котировки с торговых площадок более ликвидной зоны. Важным условием такого виртуального объединения зон является наличие между ними инфраструктуры ГТС, что делает довольно очевидной, по крайней мере для меня, цель предложенного предприятия.

## Укрупнение зон и виртуальный реверс

Очевидным и естественным первым претендентом на такое виртуальное объединение зон является, на мой взгляд, виртуальное присоединение Украины к региональной зоне 2, включающей Германию, страны Бенилюкса, Чехию и Словакию (см. рисунок 3). Украина является страной – членом Договора об энергетическом сообществе (ДЭС, не путать с Договором к Энергетической хартии – ДЭХ), поэтому обязана применять на своей территории энергетическое законодательство ЕС, потому она включена в модель REKK и тем самым в проект Quo Vadis.

«Виртуальное объединение» с этой зоной Украины строится вокруг существующей экспортной ГТС для поставок российского газа через Украину–Словакию–Чехию в Германию. Таким образом, создаются предпосылки для применения на всем протяжении этой цепочки рыночных зон «виртуального реверса». Это, в свою очередь, дает возможность «виртуального импорта» в страны на востоке такой «виртуально объединенной» региональной зоны (которые сегодня не имеют собственного ликвидного газового внутреннего рынка, а значит, торговых площадок с представительными рыночными, то есть не искаженными ценовыми котировками) вполне реального (и более низкого) уровня цен с ликвидных торговых площадок Северо-Западной Европы.

## Украинский фактор

Но такая задача может быть в принципе реализована только в том случае, если будут сохранены устойчивые масштабные экспортные транзитные поставки российского газа по этому коридору (с востока на запад), чтобы можно было – хотя бы на уровне технической концепции – применить «виртуальный реверс» в обратном (с запада на восток) направлении для импорта, в том числе и газовых цен с ликвидных торговых площадок Северо-Западной Европы.

Таким образом, это еще один аргумент, объясняющий настойчивое желание европейских государств и их компаний – торговых партнеров «Газпрома» сохранить широкомасштабный транзит российского газа через Украину после 2019 года.

Понятно, что эта идея вынашивалась и реализация ее «продавливалась» в период, когда цены на нефть еще были высоки (до 2014 года), но на европейском рынке газа уже сложилось физическое, но главное – контрактное превышение предложения над спросом (после 2009 года), что существенно опустило спотовые цены на относительно ликвидных торговых площадках Северо-Западной Европы ниже контрактных цен российского газа, сохраняющих преимущественно нефтепродуктовую индексацию.

Отсюда стремление и европейских органов регулирования, и западноевропейских и украинских покупателей российского газа реализовать идею виртуального реверса российского (по происхождению) газа из ЕС в Украину.

## Сценарий 4: вытеснение российского газа на периферию ЕС

Сценарий 4 предлагает перенесение пунктов сдачи-приемки импортного газа (ПСП) на внешнюю границу ЕС (см. рисунок 3). На практике, как следовало из обсуждения 26 июня и следует из модели EGMM компании REKK (которая

ЕС (зоны применения законодательства ЕС), но меняет и саму контрактную структуру поставок, вводя в ее цепочку дополнительных посредников.

Поэтому данные упражнения ДЭЭК и консультанта имеют далеко не чисто академический интерес и потому требуют пристального внимания и максимальной вовлеченности российской стороны (например, по опыту работы над сетевыми кодексами ЕС по новым мощностям ГТС и по тарифам, где представители российской стороны/группы «Газпром» участвовали в качестве так называемых Prime Movers – наиболее активных и заинтересованных участников рынка) в данный проект в рамках имеющих возможностей (одна из немногих сохранившихся сегодня, на мой взгляд, – в рамках Рабочей Группы 2 «Внутренние рынки» Консультативного Совета Россия–ЕС по газу (P22 KCF)).

## Борьба с ДСЭГК: непрекращающиеся попытки

Понятно, что сценарий 4 нереализуем на практике в одностороннем порядке – его претворение в жизнь не входит в зону суверенных полномочий страны ЕС и его институтов. Он вызвал много вопросов и нареканий со стороны участников рынка газа, принявших участие в заседании 26 июня в Брюсселе. Но данное предложение о переносе ПСП в российских ДСЭГК – это как минимум еще од-

Затем эта борьба продолжилась под лозунгами отказа от нефтяной (нефтепродуктовой) индексации. Причем в период до 2009 года, когда спрос на газ превышал его предложение в Европе, а цены на нефть в нулевые годы резко взлетели вверх и вместе с ними (через нефтепродуктовую привязку) цены на газ в российских ДСЭГК, в ЕС озвучивались лозунги сдерживания роста цен на газ как причины борьбы с такой индексацией.

После 2009 года на рынке газа ЕС образовался избыток предложения – наряду с кризисным замедлением роста спроса в Европу пришел катарский СПГ, который был отторгнут в США из-за сланцевой революции и роста внутренней добычи газа, поэтому он был перенаправлен в ЕС. Контрактные цены на газ оставались высокими, поскольку нефтяные цены восстановились после провала во второй половине 2008 года и оставались на уровне свыше 100 долл. за баррель до 2014 года. Спотовые же, наоборот, резко провалились вниз – результат избытка предложения. Плюс к этому (так совпало) вступил в силу Третий энергопакет ЕС. Поэтому борьба против нефтепродуктовой индексации велась в это время уже под лозунгами отказа от ДСЭГК и всеместного перехода к спотовой торговле в ЕС или как минимум перевода ценообразования в ДСЭГК на привязку к споту – в целях снижения контрактных цен на газ.

ния трубопроводной инфраструктуры для доставки СПГ из существующих приемных терминалов на границе ЕС внутри ЕС к основным потребителям/ПСП, запитываемым сегодня преимущественно поставками из России (см. рисунок 3). Этот сценарий имеет двойную мотивировку.

Во-первых, прямо заявлено, что «только СПГ потенциально может внести вклад и оказать существенное конкурентное давление на основных трубопроводных поставщиков газа... Нынешняя ценовая политика «Газпрома» и связанная с этим стратегия залить ЕС газом по низким ценам хорошо иллюстрирует конкурентную угрозу, возникающую в условиях грядущего избытка предложения СПГ. Такая ценовая политика преследует цель отсечь СПГ от ЕС там, где и до тех пор, пока он будет реально угрожать рыночной позиции «Газпрома».

Во-вторых, сегодняшние возможности по физической доставке регазифицированного СПГ от приемных его терминалов в глубь ЕС существенно ограничены. По расчетам REKK, только с 22% мощностей приемных терминалов СПГ газ может быть доставлен в глубь ЕС, а 78% мощностей обеспечены инфраструктурой ГТС для распределения газа только на примыкающих к терминалам территориях. Только СПГ с терминалов из Нидерландов, Бельгии, Италии и (частично) Франции может быть физически доставлен в глубь ЕС.

Возникает вопрос: откуда взять деньги на создание этой новой инфраструктуры? Напрашивается ответ: через механизм TCF за счет реализации сценария 1. И тогда это (как минимум отчасти) – деньги внешних поставщиков, на кого будет переложено дополнительное бремя финансирования конкурентной инфраструктуры. Или через механизмы PCI (проекты общего интереса) и TYNPD (десятилетние планы развития инфраструктуры). В обоих случаях это означает дополнительный спрос на доступ к публичным финансам ЕС, то есть к деньгам европейских налогоплательщиков, на кого таким образом ляжет дополнительная финансовая нагрузка, уменьшающая, а не увеличивающая рост их благосостояния.

Но даже создание этой инфраструктуры (создание технических возможностей для доставки СПГ после его регазификации в глубь ЕС) не гарантирует изменение потоков СПГ с других мировых рынков на Европу. Для этого в ЕС должны вырасти цены, сделав европейский рынок более привлекательным (премиальным). Как решается эта задача под американский СПГ, покажем дальше. Пока же отметим, что повышение оптовых цен газа в ЕС, необходимое для увеличения поставок СПГ в Европу, повышения уровня загрузки существующих терминалов СПГ и обеспечения окупаемости тем самым недостающих сегодня (но наметаемых к строительству в рамках сценария 5 – иначе зачем вообще нужен этот сценарий?) трубопроводных мощностей от приемных терминалов СПГ на побережье ЕС к ПСП (сегодня – преимущественно российского газа) в глубь ЕС (см. рисунок 3), входит в прямой конфликт с задачей «повышения благосостояния ЕС» в результате предложений консультанта в соответствии с ТЗ ДЭЭК.

## Оценка стоимости\* поставок СПГ из США в Европу в сравнении с форвардными ценами\*\* на газ на европейском рынке

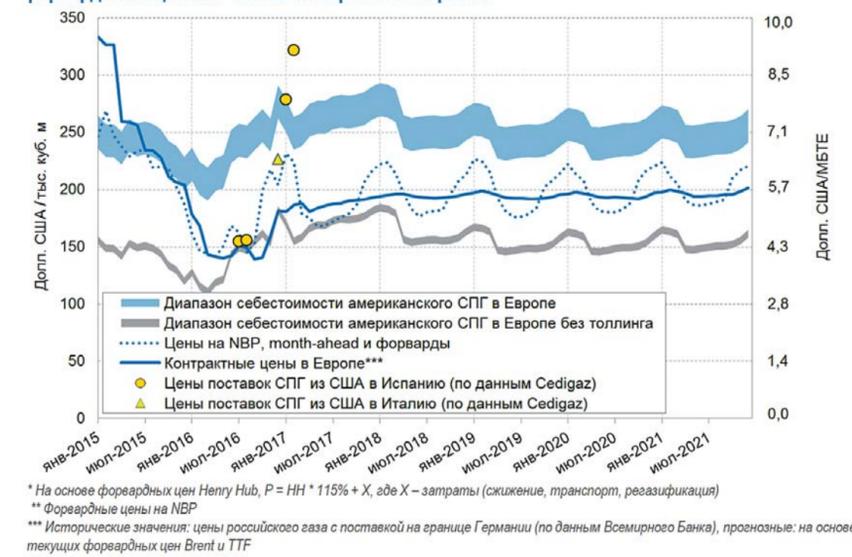


Рис. 4. \* На основе форвардных цен Henry Hub, P = HH \* 115% + X, где X – затраты (сжижение, транспорт, регазификация) \*\* Форвардные цены на NBP \*\*\* Исторические значения: цены российского газа с поставкой на границе Германии (по данным Всемирного Банка), прогнозные: на основе текущих форвардных цен Brent и TTF

построена применительно к 33 европейским государствам, куда включены также Молдова и Украина), – на внешнюю границу зоны применения энергетического законодательства ЕС (территория стран ЕС плюс стран ДЭС). Этот пункт практически целиком относится исключительно к российским поставкам, ибо остальные экспортеры газа в ЕС осуществляют свои поставки на внешнюю границу первой входной зоны.

Модель REKK (пусть и с оговоркой: «гипотетически») предусматривает, что все продажи российского газа будут теперь осуществляться в рамках этого сценария в первой пограничной стране ЕС после пересечения российским газом границы ЕС. При этом в описанном описании модели допускается, что транзитные поставки в ЕС через Украину с востока (из России) более не осуществляются, а странами входа российского газа по долгосрочным экспортным газовым контрактам (ДСЭГК) на территорию ЕС являются Германия, Польша или Болгария. При этом «газ, предназначенный сегодня для Австрии, Франции, Венгрии и Италии, будет поначалу продан в Германии, контрактные объемы для Чехии, Нидерландов и Словакии – в Польшу, а газ, поставляемый по Трансбалканскому газопроводу, будет вместо этого приходиться в Болгарию через Турцию... как будто держатели контрактов продают все контрактные объемы в этих трех странах и позволяют тем самым трейдерам на спотовом рынке зарабатывать дальнейшими поставками газа внутри (Европейского, – А.К.) континента».

В случае сохранения транзита российского газа через Украину после 2019 года изложенный в модели EGMM REKK подход предполагает перенос ПСП на российско-украинскую границу и дальнейший транзит через Украину уже силами западноевропейских компаний. Таким образом, модель REKK, выбранная ДЭЭК для обоснования «оптимального дизайна европейского рынка газа», не только принципиально меняет в период действия ДСЭГК местоположение ПСП для этих контрактов, переноса их на внешнюю границу

на попытка в их длинном ряду, который на моей памяти начинается с принятием Второго энергопакета ЕС (2003) и расширением ЕС (2004). Именно тогда началось систематическое давление на российские ДСЭГК, часть транспортных составляющих которых оказалась на территории ЕС, где как раз перед этим поменялись «правила игры».

Первоначально борьба против российских ДСЭГК в ЕС началась под эгидой борьбы против содержащихся в них «положений о пунктах конечного назначения». Она завершилась серией тройственных соглашений «Газпрома», Еврокомиссии в лице ее генерального директора по конкуренции и соответствующей компании ЕС – покупателя российского газа об исключении из действующих контрактов таких оговорок; первой такой компанией была итальянская ENI.

Теперь же продолжение фактической борьбы против российских ДСЭГК в их традиционном понимании (срочные контракты гронингенского типа с механизмом ценообразования, опирающимся на межтопливную конкуренцию, с последующей их эволюционной адаптацией в соответствии с реалиями меняющегося конкретного рынка, так называемая «гибридная» модель ценообразования в рамках срочных контрактов), которая просматривается в рамках Quo Vadis, как будто нацелена на попытку привести их к туркменской модели (когда страна продает свой газ на своей внешней границе в отрыве от конкурентной ситуации на рынке у потребителя).

## Сценарий 5: расчистка площадки для СПГ

Сценарий 5 нацелен на снижение уровня рыночной концентрации в ЕС за счет расшире-



Рис. 3. Вероятный эффект от проекта Quo Vadis

Источник: Исследование архитектуры газового рынка ЕС Quo Vadis