

Открытый семинар  
**«Экономика энергетики»**  
(семинар А.С. Некрасова)

Сто пятьдесят второе заседание  
от 21 октября 2014 года

**А.А. Конопляник**

**ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ПОДОПЛЕКА ГАЗОВЫХ ПРОБЛЕМ В  
ТРЕУГОЛЬНИКЕ РОССИЯ-ЕС-УКРАИНА И ВОЗМОЖНЫЕ  
ПУТИ ИХ РЕШЕНИЯ**

Семинар проводится при поддержке  
Российского гуманитарного научного фонда  
(проект № 14-02-14006г)

Издательство ИНП РАН  
Москва – 2014

Руководитель семинара  
академик **В.В. ИВАНТЕР**

Председатель заседания – д.э.н. **Ю.В. СИНЯК**

## СОДЕРЖАНИЕ

*А.А. Конопляник*

ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ПОДОПЛЕКА ГАЗОВЫХ ПРОБЛЕМ В ТРЕУГОЛЬНИКЕ РОССИЯ-ЕС-УКРАИНА И ВОЗМОЖНЫЕ ПУТИ ИХ РЕШЕНИЯ .....	5
1. Введение .....	5
1.1. Новый газовый мир после 2009 г. и его европейское измерение в рамках «Большой энергетической Европы» .....	8
1.2. Россия-ЕС-Украина: 22 дня против 40 лет, «эффекты домино» и «эффекты матрицы» .....	11
1.3. Разные грани диверсификации .....	13
2. Новые реалии и ответ ЕС: диверсификация для импортера .....	15
2.1. Рынок газа ЕС: от Гронингенской модели ДСЭГК к Третьему энергетическому пакету ЕС по газу (институциональная структура поставок) .....	18
2.2. Год великого перелома .....	24
2.3. Третий энергопакет (2009 г.) и Римский Договор (1958 г.) .....	26
2.4. Насыщенность инфраструктурой: ЦВЕ и СЗЕ (две разные Европы – разрыв в десятилетия...) .....	29
2.5. Ликвидность европейских хабов: мнение регуляторов и участников рынка .....	35
2.6. Целевая модель рынка газа (ЦМРГ) ЕС: «плюрализм поставок» требует иных (финансируемых) правил для инвестиций .....	43
3. Новые реалии и ответ Украины: диверсификация для транзитера и переход на «Европейские формулы» .....	52
3.1. Украина: «Европейские формулы», скидки с рыночных цен и платежная дисциплина .....	55
3.2. Украина: экономические предпосылки и юридические обязательства по диверсификации .....	61
3.3. «Евроинтеграция», реверсные мощности и риски для поставок .....	65
3.4. Украинский реверс: конфликт публичного и контрактного права .....	67
3.5. ЕС и ДЭС: реверс физический и виртуальный .....	69
3.6. «Евроинтеграция», реформа ГТС и риски для транзита .....	71
3.7. Реформа ГТС: ограничения для инвесторов .....	73
4. Россия: диверсификация для экспортера .....	76
4.1. Россия: диверсификация для экспортера (1) – рыночная стратегия .....	76
4.2. Россия: диверсификация для экспортера (2) – пути доставки .....	85

4.3. Объективный характер украинских транзитных рисков .....	87
4.4. Новая транзитная парадигма для России .....	88
5. Модернизация ГТС vs обходные трубопроводы: сравнительная экономика .....	91
5.1. Кредитные рейтинги страны и компании .....	93
5.2. Украина: индекс вероятности нарушения бесперебойности транзита .....	97
5.3. Южный поток, ГТС Украины и финансовые издержки .....	99
Post Scriptum. Южный поток – до и после 01.12.2014 .....	103
ДИСКУССИЯ .....	123
ВОПРОСЫ .....	123
ВЫСТУПЛЕНИЯ .....	131
Чернавский С.Я. ....	131

## ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ПОДОПЛЕКА ГАЗОВЫХ ПРОБЛЕМ В ТРЕУГОЛЬНИКЕ РОССИЯ-ЕС-УКРАИНА И ВОЗМОЖНЫЕ ПУТИ ИХ РЕШЕНИЯ

### 1. Введение

Чем обусловлен выбор этой темы? Россия была, есть и будет оставаться одним из ключевых игроков (поставщиков) на европейском рынке газа. Это предопределено не только сложившимся уровнем поставок российского газа в Европу, история которых насчитывает уже 46 лет (первые поставки тогда советского газа в тогдашнюю Западную Европу начались в апреле 1968 г. в Австрию, в Баумгартен на нынешней австрийско-словацкой границе). И не только наличием крупнейших ресурсов газа в нашей стране, дающих геолого-техническую и экономическую возможность длительное время поддерживать эти поставки на высоком уровне. Но и исторически сформированной стационарной капиталоемкой разветвленной газотранспортной инфраструктурой, жестко связывающей Россию и ЕС через территорию транзитных государств, среди которых основное место занимает Украина.

Процесс непрерывной эволюции энергетических рынков постоянно переводит их на новый качественный уровень. Траектория такой эволюции (постоянно повторяющегося перехода критического набора накопленных количественных изменений состояния рынков в новое

---

<sup>1</sup> Конопляник Андрей Александрович, д.э.н., проф., советник Генерального директора ОАО «Газпром экспорт»; профессор кафедры «Международный нефтегазовый бизнес» РГУ нефти и газа им. Губкина; [www.konoplyanik.ru](http://www.konoplyanik.ru).

*Автор выражает благодарность магистрам кафедры «Международный нефтегазовый бизнес» РГУ нефти и газа им. Губкина Петровой Анне, Гарифуллиной Алине, Ларионовой Марии, Талиповой Амине и старшему эксперту сектора "Газовые рынки" Энергетического департамента Фонда «Институт энергетики и финансов» Орловой Екатерине (недавней аспирантке кафедры «Международный нефтегазовый бизнес» РГУ нефти и газа им. Губкина) за организационно-техническую помощь при подготовке к печати данного материала. Автор выражает дополнительную благодарность М.Ларионовой и Е.Орловой за расчеты, выполненные ими при работе над данной темой, которые вошли также в ранее опубликованные работы: А.Конопляник, М.Larionova, E.Orlova. "What is the Future of Russian Gas Strategy for Europe after the Crimea?" – "Oil, Gas, Energy Law Intelligence" (OGEL), June 2014 (Provisional issue); А.Конопляник, М.Ларионова, Е.Орлова. «Россия – ЕС - Украина: новый узел противоречий». – «Нефть России», 2014, № 6, с.16-21 (часть 1); № 7-8, с. 4-9 (часть 2), № 9, с. 4-9 (часть 3), № 10, с. 4-10 (часть 4) (см. [www.konoplyanik.ru/publications/2014/...](http://www.konoplyanik.ru/publications/2014/...)).*

качество рыночной среды) общеизвестна: от стадии начального развития, через стадию ускоренного роста, к стадии насыщения, к этапу зрелых рынков, когда периоды конъюнктурного недостатка предложения сменяются периодами его конъюнктурного избытка, пока достаточность (избыток) предложения не становится системным фактором. Значит рано или поздно требуется адаптировать сформированную ранее, на предыдущей стадии развития рынков, систему равновесных институциональных связей (контрактные структуры, ценовые механизмы и т.п.) между жестко взаимосвязанными через стационарную инфраструктуру участниками торгово-инвестиционных отношений к новым условиям и реалиям, характеризующим иную, новую стадию рыночной эволюции. На которой может происходить, например, разделение когда-то единых рынков отдельных энергоресурсов – нефти, газа, угля, электроэнергии, функционирующих в рамках вертикально интегрированных отраслевых компаний, на самостоятельные и раздельно регулируемые рынки товаров (скажем, газа) и мощностей по их транспортировке (газотранспортных мощностей). При этом происходят изменения и среди самих участников рыночных отношений (слияния/поглощения и, наоборот, сегментация вертикально-интегрированных компаний, разделение/выделение их/из них отдельных/самостоятельных бизнесов). Поэтому адаптационные процессы (точнее потребность в них, для поддержания конкурентоспособности рыночных игроков в меняющихся рыночных реалиях) являются такими же объективно заданными, как и эволюция рынков. Диалектический процесс перехода количества в качество проходит через определенные точки перелома, невозврата. На мой взгляд, в системе российско-европейско-украинских газовых отношений такой «точкой невозврата» был 2009-й год, после которого в этой сфере все указанные страны перешли в новое измерение.

В 2009 году страны ЕС «проснулись» в новом энергетическом мире. Кардинальные изменения произошли по четырем основным векторам: в экономике (как по линии спроса, так и предложения), в институциональной и политической сферах.

Резкое изменение энергетической ситуации в зависящем от импорта энергоресурсов ЕС привело к эффекту домино и в рамках «Большой Энергетической Европы». Последняя охватывает географическое пространство, покрытое стационарной энергетической инфраструктурой (трубопроводы, подземные и наземные хранилища, линии электропередачи и т.п.), обеспечивающей функционирование цепочек энергоснабжения от устья скважины за пределами ЕС до конечных потребителей внутри ЕС и включающей, тем самым, ориентированные на ЕС страны-производители, транзитные государства и, наконец, сами страны ЕС, где расположены основные рынки потребления. Таким образом, в состав «Большой Энергетической Европы», в рамках системы координат, опи-

рающейся на стационарную энергетическую инфраструктуру, входит не только Европейский Союз в составе ныне 28-ми государств, и не только страны-члены Договора об Энергетическом Сообществе<sup>2</sup>, которые применяют на своей территории энергетическое законодательство ЕС (еще 8 государств, помимо ЕС – сегодня это страны Юго-Восточной Европы плюс – внимание!!! – Украина и Молдова), и не только вся географическая Европа, но и Северная Африка, связанная трубопроводами с ЕС, и часть Азии, а именно, Западная Сибирь, откуда берут начало основные трубопроводы, поставляющие в Европу российские нефть и газ, а также страны Средней Азии, которые исторически являлись составной частью единой газотранспортной системы СССР и продолжают сегодня быть технологически связанными с ГТС России. Поэтому пусть среднеазиатские страны (Туркменистан, Узбекистан, Казахстан) не имели и не имеют прямых контрактных отношений со странами ЕС по поставкам газа. Но они исторически являются составной частью единых энергетических систем СССР (нефте-, газо-, электроснабжения), поэтому через контрактную структуру имевших место реэкспортных поставок на Украину закупаемого у них Россией газа они также являются составной частью «Большой Энергетической Европы».

В перспективе пространство «Большой Энергетической Европы» будет расширяться. Я не сомневаюсь в том, что спустя какое-то время после отмены анти-иранских санкций иранский трубопроводный газ придет в Европу. Будет расширяться инфраструктура иных поставок с Ближнего Востока и Восточного Средиземноморья, из Закавказья, с каспийского шельфа и, если получится, то и с восточного берега Каспия (собственно для этого ЕС разработал и реализует свою концепцию «Южного коридора»). Поэтому когда в рамках «Большой Энергетической Европы» какие-то изменения происходят, например, в ЕС, на рынке конечного потребления, они тут же передают соответствующие (позитивные или негативные) возмущения по цепочке энергоснабжения, через систему жестких стационарных инфраструктурных взаимосвязей, на транзитные страны и страны-производители/поставщики энергоресурсов, пока не наступает (не находится) новое равновесие. Мы все – участники энергетических рынков в рамках «Большой Энергетической Европы» – настолько взаимосвязаны, что можно находить долгосрочные устойчивые решения системных проблем только совместно, в рамках совместного поиска<sup>3</sup>.

---

<sup>2</sup> Не путать с Договором к Энергетической Хартии (см. далее).

<sup>3</sup> Чем автору по роду основной деятельности и приходится преимущественно заниматься последние годы в разных форматах, причем не в рамках переговоров, а в рамках неформальных консультаций, нацеленных на поиск многостороннего баланса интересов в рамках «Большой Энергетической Европы».

Итак, каким образом отреагировали на указанные изменения государства «Большой Энергетической Европы», включенные в цепочки поставок российского газа в ЕС?

### **1.1. Новый газовый мир после 2009 г. и его европейское измерение в рамках «Большой энергетической Европы»**

В 2009 году на рынке газа ЕС сложился избыток предложения за счет факторов, лежащих как на стороне спроса, так и предложения<sup>4</sup>. Во второй половине десятилетия европейский рынок газа вышел на стадию насыщения, а затем имевший до того место экономический рост с опережающим спросом на газ сменился замедлением роста с формированием (контрактного, а иногда и физического) избытка предложения газа.

На стороне спроса рыночная ниша для газа сжимается в результате продолжающегося экономического кризиса, перманентного повышения энергоэффективности в странах ЕС (причем не столь важно, будет ли реализована программа «20-20-20» в полном объеме или нет, важно, что она отражает необратимую тенденцию по созданию в Европе более энергоэффективной экономики) и замещения газа другими энергоресурсами. При этом основными конкурентами газа в Европе, безусловно выигрывающими эту конкуренцию<sup>5</sup> у контрактного газа с нефтепродуктовой индексацией (основной механизм ценообразования на газ, поставляемый в Европу по трубопроводам крупнейшими его производителями – Россией, Норвегией, Алжиром), являются сегодня:

---

*Основное различие в том, что официальные переговоры всегда нацелены на продвижение той или иной заранее предопределенной индивидуальной переговорной позиции каждой из сторон, то есть нацелены на достижение каждой из сторон заранее предписанного/ожидаемого ею результата, в то время как неформальные консультации дают возможность совместного поиска ответов на возникающие у каждой из сторон вопросы без предопределенного ответа на них. Иначе говоря, переговоры нацелены на достижение, обеспечение каждой из сторон максимального эффекта для себя одной, а неформальные консультации – на поиск коллективного оптимума, максимального эффекта для совокупности всех участников.*

*Представители России/Группы Газпром ведут такие неформальные консультации с представителями энергорегуляторов и операторов газотранспортных систем стран-членов ЕС при участии представителей Еврокомиссии по проблемным вопросам Третьего энергопакета, вызывающим обеспокоенности российской стороны в его газовой части, с января 2010 г. Автор имеет честь быть координатором российской части этих консультаций.*

<sup>4</sup> А.Конюпаник. “Russian gas in Europe: Why adaptation is inevitable”. - “Energy Strategy Reviews”, March 2012, Volume 1, Issue 1, p. 42-56.

<sup>5</sup> Т.Митрова, Дж.Стерн, М.Белова. «Европейский газовый рынок: мечты не всегда сбываются». Энергетический центр Московской школы управления Сколково, июль 2012.

- (а) жестко и обильно субсидируемые государствами ЕС возобновляемые источники энергии (ВИЭ), которые (солнечная и ветровая электроэнергия) в законодательном порядке установлены как «обязательные для приоритетного потребления» (must-run electricity) и для которых газ становится лишь резервным топливом<sup>6</sup>, и
- (б) дешевый импортный уголь из США<sup>7</sup> («эффект домино №5» американской сланцевой революции<sup>8</sup>).

На стороне предложения усиливается конкуренция поставщиков внутри сжимающейся рыночной ниши для газа в ЕС. В первую очередь, это произошло<sup>9</sup> за счет перенаправления экспортных потоков катарского СПГ внутри Атлантического бассейна из США в ЕС после того, как американский рынок практически оказался закрыт для импорта (эффект домино №1 американской сланцевой революции<sup>10</sup>) и вплоть до печальных событий на АЭС Фукусима в Японии, после которых вектор поставок катарского СПГ сменился с Европы на Японию. Плюс к этому продолжался ввод в эксплуатацию тех проектов, которые были запущены до кризиса.

При этом Катарский СПГ по сути является т.н. «бросовым газом», ибо добывается с большим количеством жидких фракций, поэтому Катар может осуществлять (и осуществлял в Европе) мощный ценовой демпинг для того, чтобы реализовать свой газ по цене ниже предлагаемой конкурентами (это было необходимо, чтобы возвращать заемные средства, привлеченные на принципах проектного финансирования под реализацию проектов по добыче и сжижению газа в Катаре), а недобор ценовой ренты по газу в Европе страна с лихвой компенсировала за счет

---

<sup>6</sup> При этом оставляем в нашей сегодняшней дискуссии в стороне вопросы ответственности практики предоставления государственных субсидий на поддержку ВИЭ, без которых они не преодолели бы порог рентабельности, нормам ВТО.

<sup>7</sup> При этом оставляем в нашей сегодняшней дискуссии в стороне вопросы ответственности декларациям и политике ЕС по борьбе за чистоту окружающей среды нарастающие масштабы потребления более экологически грязного угля взамен более экологически чистого газа, что, по-видимому, должно означать, что вопросы сиюминутной коммерческой выгоды все-таки преобладают над ценностями и постулатами долгосрочной экономической политики ЕС.

<sup>8</sup> А. Конопляник. «Американская сланцевая революция: последствия неотвратимы». - «ЭКО», 2014, №5, с. 111-126.

<sup>9</sup> И оказало взрывной эффект на формирование и расширение масштабов спотового рынка газа и снижение спотовых цен в ЕС: на пике кризиса в 2009-2010 гг. разрыв между ценами разовых сделок и контрактными, преимущественно с нефтепродуктовой индексацией, ценами на газ в ЕС достигал двукратного.

<sup>10</sup> Там же.

продажи жидких фракций и/или продуктов их переработки по высоким ценам, сохраняющимся на мировом нефтяном рынке.

Одновременно с этим на рынке газа ЕС произошли радикальные институциональные изменения. Как известно, хронологические совпадения не всегда являются причинно-следственными – то есть не все то, что произошло «впоследствии» (после тех или иных событий), произошло «вследствие» (в результате этих событий)... На мой взгляд, тот факт, что именно в сентябре 2009 года, на пике кризиса и радикальных изменений на рынке газа в ЕС, на этом рынке произошли также принципиальные институциональные изменения – был введен в действие Третий энергопакет ЕС, предложивший кардинально иную архитектуру рынка газа в ЕС, – является как раз не более чем хронологическим совпадением.

Объявление о разработке Третьего энергопакета и обозначение его основных контуров было сделано Еврокомиссией еще в сентябре 2007 г. А то, в каком направлении будет происходить долгосрочное реформирование институциональной структуры рынка газа ЕС (отделение товарного рынка газа от рынка газотранспортных мощностей, разделение вертикально-интегрированных компаний и др.) было очевидно после введения в действие Второго энергопакета ЕС в 2003 г. Однако, поскольку эффективная либерализация может происходить только в условиях избытка предложения, то ввод в действие Третьего энергопакета одновременно с появлением избытка предложения газа в ЕС лишь ускорило либерализацию рынка газа ЕС, осуществляемую с конца 1990-х годов (Первый энергопакет ЕС был принят в 1996/1998 гг.) в виде реформ, проводимых наднациональными европейскими органами по принципу «сверху-вниз», невзирая иногда на экономическую целесообразность преобразований (об этом ниже).

Наконец, поверх всего этого, в 2009 году произошли серьезные по своим последствиям для ЕС, Украины, России и всей «Большой энергетической Европы» политические изменения – в январе случился второй печальный российско-украинский транзитный газовый кризис. Он произвел шоковый эффект на европейское не столько «общественное», сколько «обывательское» мнение – ведь если перерыв в поставках уже второй за такой короткий срок (первый был в январе 2006 г.), то это похоже на тенденцию, однако....

Ведь с 1970-х годов, с начала обсуждения и подготовки сделки «газ-трубы» по компенсационным поставкам советского газа в Западную Европу, наши американские друзья уговаривали наших европейских друзей «не дружить с этими советскими» и не вступать с ними во взаимозависимость, не подписывать с ними долгосрочных контрактов, поскольку у газовой трубы, дескать, два конца и когда-нибудь это советские (эти русские) свою заглушку на своем конце трубы возьмут, да и

закроют, и Европа останется без газа. И практически каждый год они твердили, повторяли нашим европейским друзьям, что рано или поздно это – искусственный перерыв в поставках – обязательно произойдет. Когда в 2006 г. транзитные поставки были прерваны на три дня – это еще могло сойти за случайность. Хотя наши американские друзья тут же объявили на весь мир: «Мы же предупреждали!!!» Когда же через три года инцидент повторился и на сей раз транзитные поставки были прерваны уже на 19 дней, то наши американские друзья вновь заговорили, значительная часть европейских политиков и прессы подхватили, а обывательское мнение согласилось с тем, что речь идет уже о системном (тенденция, однако...) транзитном кризисе, трансформируя его в обывательском мнении (в том числе и принимающего решения европейского политического истеблишмента) в системный кризис экспортных поставок газа в ЕС с Востока. Это создало негативные политические волны в рамках не только ЕС, запустив цепочку политических, правовых, инвестиционных «эффектов домино», но и в рамках всей «Большой энергетической Европы», что через «эффект матрицы»<sup>11</sup> возымело свои последствия для:

- стран ЕС – как стран-импортеров российского газа транзитом через Украину,
- Украины – как транзитной страны для поставок российского газа в ЕС, и
- России – как страны-производителя и поставщика газа через Украину в ЕС.

## **1.2. Россия-ЕС-Украина: 22 дня против 40 лет, «эффекты домино» и «эффекты матрицы»**

Украина исторически является неотъемлемым элементом системы советских/российских газовых поставок в Европу. Поэтому печальные российско-украинские газовые транзитные кризисы (в январе 2006 и 2009 годов) для этой системы поставок запустили негативные по своим последствиям «эффект матрицы» и «эффект домино»: 22 дня перерыва в поставках российского газа через Украину в ЕС (три дня в январе 2006 г. плюс 19 дней в январе 2009 г.) перевесили (перечеркнули) предыдущие 40 с лишним лет стабильных и непрерывных этих поставок (поставки советского газа в Западную Европу осуществляются с 1968 г.), изменили представления каждого из трех участников в цепочке поставок (поставщик, покупатель, транзитная сторона) о будущей надежности и стабильности поставок по этой цепочке.

---

<sup>11</sup> Если в матрице меняется значение хотя бы одного элемента в одной из ее клеточек, то меняется сумма по столбцу, сумма по строке, сумма всей матрицы и, в итоге, мы получаем новую матрицу.

Безусловно, во многом эта картина оказалась искажена ангажированной прессой, безответственными и/или некомпетентными политиками и т.п. Но, как известно, чаще слышат не тех, кто предьявляет наиболее весомые аргументы, которые требуют к тому же понимания предмета, а тех, кто громче кричит (всем известна народная мудрость о том, кто громче всех кричит в толпе: «Держи вора!!!»).

Каждая сторона составила свое представление и свое видение целесообразных ответных действий, в том числе, в ряде случаев, исходя из «мифических представлений» о причинно-следственных связях произошедших на рынке событий и изменений. Однако, эти новые представления сторон, независимо от их соответствия реальной действительности, послужили отправной точкой для последующих необратимых «эффектов домино»: сначала политики каждой из сторон выступили с политическими заявлениями, причем зачастую весьма громкими, чтобы соответствовали остроте проблемы, - ведь заметная часть населения ряда стран ЕС, в первую очередь новых его членов, столкнулась с реальными перебоями в поставках в результате российско-украинского транзитного газового кризиса. Затем эти заявления, содержащие призывы к действиям, ответным мерам, были оформлены в соответствующие политические же, то есть не являющиеся на тот момент юридически обязательными, решения. Однако, затем эти решения, в рамках объективно обусловленной логики действия любых политических властей – от слов переходить к делу, были конвертированы в соответствующие юридические документы, а именно: внесены поправки в действующее законодательство, приняты новые правила регулирования и т.п., которые предписывали юридически обязательные действия по внедрению политических заявлений и решений в хозяйственную практику, то есть требовали определенных инвестиционных действий.

Эти инвестиционные решения каждой из сторон нацеливают ее на достижение нового баланса интересов, каковым он видится каждой из этих сторон в индивидуальном порядке – ведь, как известно, до лета-осени 2014 г. не производилось многосторонних российско-украинско-европейских переговоров/консультаций по нахождению взаимоприемлемых развязок для всех трех сторон системы поставок российского газа в ЕС через территорию Украины в новых условиях, сложившихся на рынке газа ЕС и на Украине, оказывающих свое новое влияние на систему российских контрактов на поставку и на транзит<sup>12</sup>.

---

<sup>12</sup> Однако, семь раундов российско-украинско-европейских консультаций по нахождению временного решения (о котором пойдет речь ниже) для предотвращения возможного несанкционированного отбора Украиной российского транзитного газа в период пика спроса на газ в Европе зимой 2014/2015 гг. в условиях кризиса неплатежей Украиной за уже поставленный российский газ, встречных исков сторон (украинского Нафтогаза и российского Газпрома) в

Однако, если инвестиции сделаны, то это означает, что «точка невозврата» в политике и экономике пройдена, ибо в силу высокой капиталоемкости газовой отрасли и длинных жизненных циклов ее производственной инфраструктуры, капиталовложения в отрасли задают вектор ее развития на несколько последующих десятилетий<sup>13</sup> (пример – нынешняя конфигурация российской экспортной инфраструктуры, сформированной в начале 1960-х годов, исходя из политических и экономических реалий того времени).

Возникает естественный вопрос: «точки невозврата» для каждой из сторон – каковы они? Достигнуты ли, пройдены ли они каждой из сторон, участвующей в цепочке поставок российского газа в ЕС через Украину?

### **1.3. Разные грани диверсификации**

Можно сказать, что ЕС, Украина и Россия вплоть до мая 2014 г. (когда начались трехсторонние консультации сторон по выработке временного решения для зимы 2014-2015 гг.) осуществляли поиск нового «пост-2009» равновесия с разными сформулированными целями, избранными ответными действиями и линиями поведения:

- ЕС преследует цель сократить доминирующую роль России как главного поставщика,
- Украина – устранить монополию России как единственного газового поставщика,
- Россия – устранить монополию Украины как главного транзитного маршрута в Европу.

---

*Стокгольмском арбитраже и т.п., отражают, на мой взгляд, скорее озабоченность европейских политиков вопросами бесперебойного обеспечения поставок российского газа в ЕС через Украину нынешней зимой, нежели стремление найти долгосрочное взаимоприемлемое решение текущих трехсторонних разногласий по вопросу о том, каким должен (мог бы) быть новый долгосрочный баланс интересов сторон в новых сложившихся на пространстве «Большой Энергетической Европы» условиях рыночной эволюции.*

<sup>13</sup> *Известнейший советский инженер-экономист-энергетик академик Л.А. Мелентьев, в ходе своей вступительной лекции по «Введению в специальность» для нас, тогдашних студентов-первокурсников энергетического факультета Московского инженерно-экономического института, в сентябре 1970 г., помимо прочего, высказал мысль, которую я помню с тех пор и актуальность которой лишь усилилась в настоящее время, - что в энергетике, в силу высокой капиталоемкости энергетических проектов, а значит, их длительных жизненных циклов, следовательно, высокой инерционности принимаемых в энергетике решений, «мы живем в эпоху решений 15-летней давности». Рост капиталоемкости инвестпроектов лишь удлиняет этот цикл и повышает инерционность развития отраслей ТЭК.*

Как видно, цели сторон разнятся, хотя инструмент реализации таких различающихся целей описывается одним термином – «диверсификация». Однако каждая из сторон вкладывает в него свой особый, присущий для нее как для импортера (ЕС), транзитера (Украина) или производителя и экспортера (Россия) экономический смысл.

Поэтому вплоть до настоящего времени задача поиска многостороннего баланса интересов решается на пути поиска нового многостороннего равновесия в рамках разнонаправленных действий сторон, диктуемых их индивидуальными предпочтениями. Этот путь к многостороннему компромиссу далек от оптимального, но отражает существующие реалии, которые отражают индивидуальные представления и предпочтения сторон. Поэтому сегодня мы имеем сужающуюся (или уже заметно суженную) зону поиска нового многостороннего равновесия. Кто-то может считать, что вектора экономических действий, а с ними и зоны приемлемых решений сторон разошлись настолько, что более не пересекаются, поэтому договориться России, ЕС, Украине в экономическом поле уже невозможно.

На мой взгляд, эта зона (поиска многосторонних равновесных решений), безусловно, существует из-за сохраняющейся взаимозависимости сторон, но даже для вхождения в эту зону (а уж тем более для выработки и согласования взаимоприемлемого решения – нового многостороннего компромисса) потребуется время, в первую очередь – для выработки взаимопонимания (единого деполитизированного взгляда на ключевые проблемы, как объединяющие, так и пока разъединяющие стороны). И, конечно, наличие доброй воли каждой из сторон. В сегодняшних условиях продолжающейся гражданской войны на территории Украины, очевидно антироссийской риторики и практических действий нынешнего украинского правительства, введенных ЕС и Украиной антироссийских санкций и т.п., добрая воля со стороны ЕС и Украины для нахождения многостороннего компромисса (а не для навязывания моей стране несбалансированных решений), на мой взгляд, отсутствует – по крайней мере, в публичном политическом пространстве. Но это не означает, что не надо пытаться очертить контуры возможной зоны такого многостороннего компромисса в новых, сложившихся на газовых рынках «Большой Энергетической Европы» условиях.

Залогом неизбежности очередного сближения сторон в стремлении найти такой многосторонний компромисс является для меня сохраняющаяся их высокая взаимозависимость, в первую очередь, между Россией как производителем и поставщиком и ЕС как конечным потребителем российского газа.

Оценим новые риски, новые вызовы, новые ответные меры – «эффекты домино» и «точки невозврата» для каждой из сторон: ЕС, Украины, России. Будем при этом оценивать эти новые параметры в рамках не

столько расчетной, сколько мотивационной экономики. В этой системе понятий, экономических измерений каждое действие, запускающее свой «эффект домино», приводит к изменению восприятий, ощущений, ожиданий, системы допустимых изменений участниками рыночных отношений, ибо, как известно, мы живем не столько в мире фактов, сколько в мире ощущений, наших восприятий этих фактов. Поэтому каждая из трех сторон, в ответ на произошедшие события (факты) произвела/выработала свои собственные ощущения и ожидания (отличные от ощущений и ожиданий другой участвующей стороны) и тем самым запустила свои собственные «эффекты домино». Важно, чтобы эти «эффекты домино» и вызванные ими последствия оставались в зоне допустимых решений для других участников, то есть в зоне возможного достижения/выработки взаимоприемлемого компромисса.

Итак, общее для всех трех сторон направление действий «по снижению рисков и неопределенностей до взаимоприемлемого уровня»<sup>14</sup> описывается одним термином – «диверсификация». Однако каждая из сторон вкладывает в него свой особый, присущий для нее как для импортера (ЕС), транзитера (Украина) или производителя и экспортера (Россия) экономический смысл.

## **2. Новые реалии и ответ ЕС: диверсификация для импортера**

Основное представление в политических кругах ЕС (то есть среди тех, кто принимает долгосрочные по своим последствиям решения) о причинах текущих газовых проблем сводится к тому, что будто бы поставки из России через Украину в ЕС более не являются надежными. С одной стороны, это – чисто эмоциональная оценка: 22 недавних дня перерыва в поставках (свежие, текущие впечатления новых европейских политиков) перевесили 40 предыдущих лет бесперебойных поставок (ставшие уже воспоминаниями, книжной историей для новых политических деятелей ЕС). С другой стороны, такая оценка сопровождается подменой понятий: для ЕС (политиков, прессы, обывателей) ключевыми словами в предложении «поставки из России через Украину в ЕС», в которых заключен «корень зла» (истоки проблемы), являются слова «из России» (место, откуда происходит газ), а не слова «через Украину» (место, где возникают проблемы с этим газом). Поэтому ключевым фактором, генерирующим риски для надежного энергоснабжения Европы с

---

<sup>14</sup> Этот тезис был сформулирован по итогам многостороннего обсуждения на первом заседании Консультативного Совета Россия-ЕС по газу (КСГ) в октябре 2011 г. его тогдашним сопредседателем со стороны ЕС Ф.Лоу, тогдашним гендиректором Генерального Директората Еврокомиссии по энергетике, в качестве своеобразного рабочего лозунга работы КСГ и, на мой взгляд, обоснованно отражает сугубо экономический, деполитизированный подход в решении возникающих между сторонами проблем.

Восточного направления, для ЕС, по мнению его принимающих решения политических кругов, является не материализация риска транзитных поставок через Украину в силу возникающего время от времени у украинского руководства несогласия с действующими с 2009 г. российско-украинскими контрактами на поставку на Украину и транзит через Украину российского газа (истинная причина перерыва поставок), а факт российского происхождения поставляемого через Украину в ЕС газа (некорректная, на мой взгляд, интерпретация истинной причины).

Этим определяется и направленность ответных мер: диверсификация на рынке газа ЕС, понимаемая как формирование новой организации (архитектуры) внутреннего рынка газа ЕС с множественными поставками/поставщиками и высокой их гибкостью с (все более явно декларируемой) целью уменьшить зависимость от России.

Множественность поставок обеспечивается за счет системы административных мер по поиску альтернативы российскому газу на стороне как предложения, так и спроса. На стороне предложения: в ответ на события января 2009 г. в ЕС, помимо прочего, разработано и принято Регулирование 994/2010 о мерах по обеспечению надежности газоснабжения<sup>15</sup>, которое обязывает страны ЕС внедрять меры по его диверсификации: оно предписывает иметь не менее трех источников поставок газа для каждой страны ЕС, устанавливает т.н. правило 'N-1'<sup>16</sup>, обязывает иметь на пограничных переходах физические реверсные мощности трубопроводов (обеспечивающие поставки газа в обоих направлениях) и т.п. Было интенсифицировано создание приемных терминалов СПГ, активизировались меры по освоению сланцевого газа странах ЕС (вплоть до его фетишизации), наращиванию мощностей подземного хранения газа (ПХГ).

Но все эти меры нацелены на диверсификацию поставок газа преимущественно внутри ЕС при том, что ЕС был, есть и станет энергодефицитным (по газу) образованием. То есть будет зависеть от поставок газа извне ЕС. А значит, от заинтересованности внешних (не-ЕС-овских) производителей газа поставлять свой газ на рынок ЕС. Или пе-

---

<sup>15</sup> *REGULATION (EU) No 994/2010 OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 20 October 2010 concerning measures to safeguard security of gas supply and repealing Council Directive 2004/67/EC. Official Journal of the European Union, 12.11.2010, L 295/1.*

<sup>16</sup> *Формула 'N-1' предписывает необходимый уровень достаточности технических мощностей газотранспортной инфраструктуры той или иной страны-члена ЕС для обеспечения совокупного спроса на газ в этой стране в случае выбытия крупнейшего элемента газовой инфраструктуры в день максимального уровня спроса на газ, который может иметь место с вероятностью раз в 20 лет.*

реориентировать его на другие рынки. То есть производители газа извне ЕС должны иметь заинтересованность в поставках в ЕС по уровню спроса и цене на газ (это – характеристики рынка товарного газа) и по издержкам его транспортировки и возможности доставить потребителю законтрактованные объемы газа в нужную точку доставки, в требуемых объемах и требуемые сроки (это – характеристики рынка газотранспортных мощностей, непосредственно не связанные с характеристиками рынка товарного газа в рамках действующей в ЕС с 2003 г. системы регулирования газового рынка).

Поиск альтернативы российскому газу на стороне спроса идет на пути борьбы за сохранение чистоты окружающей среды и вытеснения ископаемого топлива из энергобаланса. Правда, первой жертвой декарбонизации оказывается более чистый, но более дорогой (импортный, преимущественно российский) газ, а не более грязный, но более дешевый (импортный, преимущественно американский) уголь. Это, плюс опережающее и административно-принудительное применение ВИЭ и дальнейшее повышение энергоэффективности, ведет к сжатию конкурентной ниши газа в энергобалансе, вследствие чего конкуренция внутри этой ниши, наоборот, усиливается.

Очевидно, что «пострадавшим» окажется наименее конкурентоспособный поставщик газа. Таковым, по молчаливому представлению коллег из политического истеблишмента ЕС, должен, предположительно, стать российский газ как наиболее удаленный (высокая стоимость транспортировки), добываемый в сложных природных условиях (высокие издержки добычи) и наиболее дорогой по цене (из-за нефтепродуктовой индексации цены в рамках российской модели долгосрочных контрактов), то есть наименее предпочтительный для покупателя. А возможность снижения цены для удержания конкурентной ниши у российского экспортера, по мнению коллег из ЕС, из-за высоких издержек и отсутствия стимулов для их уменьшения, ограничена. Поэтому российский газ и должен стать, по их мнению, первым «кандидатом на вылет»... Чего, однако, пока не происходит из-за увеличения потенциального, но сокращения реального альтернативного российскому предложения – из-за снижения добычи в Северном море и в Нидерландах, проблем с североафриканскими поставками, переориентации катарского газа с Европы на АТР и т.п.

Тем не менее, целеполагание всех действий ЕС очевидно – уменьшить доминирующую роль России как главного поставщика.

Однако, по мнению ряда авторитетных европейских специалистов, эта цель практически недостижима, по крайней мере в ближайшие 10–15

лет. В своем недавнем исследовании<sup>17</sup> (выполненном под руководством Дж. Стерна, ко-спикера КСГ со стороны ЕС) специалисты авторитетнейшего в газовой сфере Оксфордского Института Энергетических Исследований пришли к основному выводу, что «в период до середины 2020-х гг. существуют весьма ограниченные возможности по существенному снижению общей европейской зависимости от поставок российского газа. ...Поставки российского газа в Европу будут весьма конкурентоспособны относительно всех иных поставок трубопроводного газа и СПГ (включая американский СПГ) в период до 2030 г., а рыночные позиции Газпрома по оказанию влияния на цены европейских хабов могут быть весьма значительными»<sup>18</sup>.

Высокая гибкость поставок внутри ЕС должна быть обеспечена путем устранения барьеров для трансграничных перетоков газа с целью облегчения торговли им между странами ЕС. Это обеспечивается внедрением правил управления транспортными перегрузками, таких как «используй или теряй», «качай и/или плати», развитием трубопроводов-интерконнекторов с реверсными мощностями, интенсификацией спотовой и биржевой торговли. Компании-покупатели ужесточают требования к компаниям-экспортерам по смягчению положений долгосрочных экспортных газовых контрактов (ДСЭГК): требуют понизить порог обязательств «бери и/или плати», предлагают привязать цену газа в рамках ДСЭГК к цене на хабах и т.п.

На устранение всех этих барьеров нацелена Целевая модель рынка газа (ЦМРГ), разработанная во исполнение Третьего энергопакета ЕС, которая предусматривает формирование принципиально новой архитектуры рынка газа ЕС – отказ от существовавшей с 1962 г. модели формирования рынка газа ЕС на основе цепочки последовательных долгосрочных контрактов (см. рис. 1) и формирование единого внутреннего рынка газа ЕС по принципу бассейна: система рыночных зон «вход-выход» с виртуальным центром торговли (хабом) в каждой зоне (см. рис. 2).

### **2.1. Рынок газа ЕС: от Гронингенской модели ДСЭГК к Третьему энергетическому пакету ЕС по газу (институциональная структура поставок)**

Третий энергопакет ЕС (Директива<sup>19</sup> и Регулирование<sup>20</sup> по рынку газа, то же – по рынку электроэнергии и плюс Регулирование о создании

---

<sup>17</sup> R.Dickel, E.Hassanzadeh, J.Henderson, A.Honoré, L.El-Katiri, S.Pirani, H.Rogers, J.Stern, K.Yafimava. "Reducing European Dependence on Russian Gas: distinguishing natural gas security from geopolitics". OIES Paper: NG 92, October 2014, 87 pp.

<sup>18</sup> Там же, с.1.

<sup>19</sup> DIRECTIVE 2009/73/EC OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 13 July 2009 concerning common rules for the internal market in natu-

Агентства по сотрудничеству европейских энергорегуляторов<sup>21</sup>, итого базовых пять документов) вступил в силу 03.09.2009. К 03.03.2011 страны-члены ЕС должны были привести в соответствие с ним положения своего национального законодательства, что, однако, удалось не всем из них и не в полной мере.

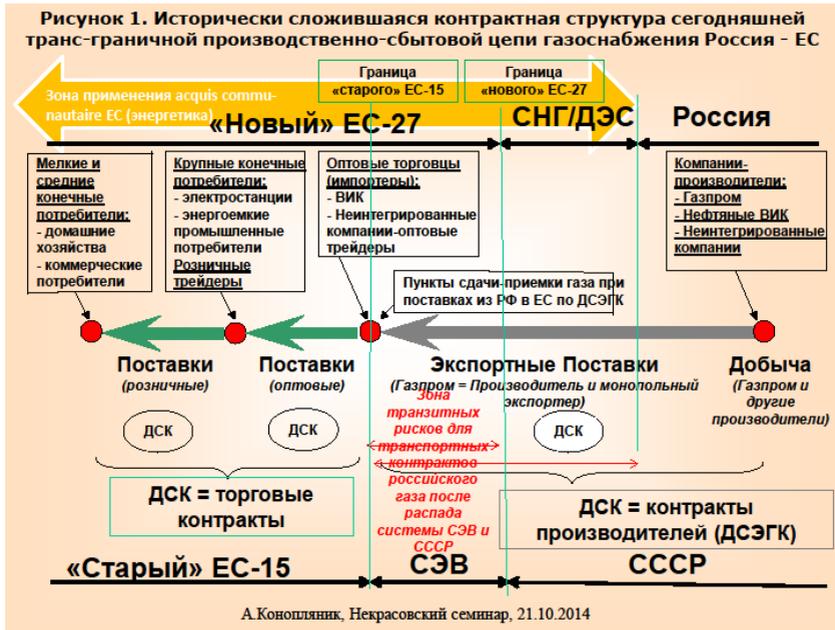


Рисунок 1. Исторически сложившаяся контрактная структура сегодняшней трансграничной производственно-сбытовой цепи газоснабжения Россия – ЕС

Третий энергопакет ЕС формирует набор юридических инструментов, должных обеспечить множественные поставки и более высокую гибкость во взаимоотношениях покупателей и продавцов (подчеркну: внутри ЕС, но вовсе не обязательно, что с внешними поставщиками) на

*ral gas and repealing Directive 2003/55/EC. - Official Journal of the European Union (OJ), 14.8.2009, L 211/94.*

<sup>20</sup> *REGULATION (EC) No 715/2009 OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 13 July 2009 on conditions for access to the natural gas transmission networks and repealing Regulation (EC) No 1775/2005. – OJ, 14.8.2009, L 211/36.*

<sup>21</sup> *REGULATION (EC) No 713/2009 OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 13 July 2009 establishing an Agency for the Cooperation of Energy Regulators. – OJ, 14.8.2009, L 211/1.*

основе новых принципов организации единого внутреннего рынка в рамках территории ЕС (28 стран) и Договора об Энергетическом сообществе (плюс еще восемь, итого 36 стран «Большой Энергетической Европы»). Эти новые принципы предусматривают переход от последовательной цепи из трех ДСЭГК (каковая система организации поставок советского/российского газа монопольно существовала в Европе в период 1968-2009 гг., представляя фактически односегментную – контрактную, построенную на ДСЭГК Гронингенского типа, – модель организации европейского рынка газа, формировавшуюся внутри ЕС с 1962 г.)<sup>22</sup> (рис. 1) к системе рыночных зон «вход-выход» с виртуальным хабом в каждой зоне, каковая модель организации рынка активно внедряется на европейском рынке административными методами – «сверху – вниз» – в результате применения Третьего энергопакета ЕС<sup>23</sup> (рис. 2). Но и в рамках будущего рынка газа ЕС, построенного в соответствии с ЦМРГ, будут сосуществовать два сегмента поставок физического газа – сегмент спотовой торговли и сегмент срочных, в т.ч. долгосрочных поставок. Граница между этими рыночными сегментами будет подвижной, при том что европейский законодатель и энергорегуляторы активно

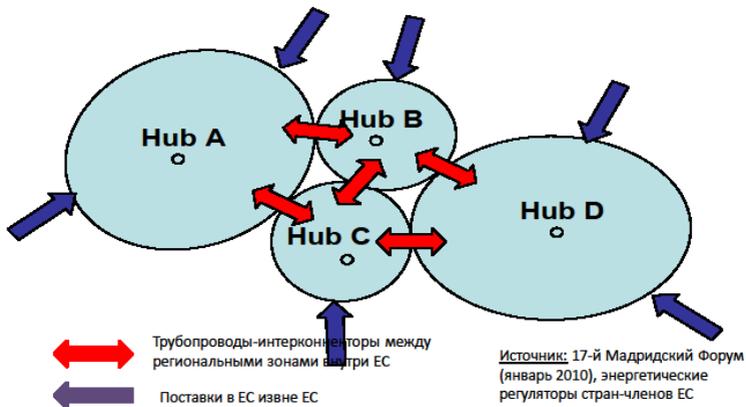
---

<sup>22</sup> А.Конопляник. «Российский газ для Европы: об эволюции контрактных структур (от долгосрочных контрактов, продаж на границе и оговорок о пунктах конечного назначения – к иным формам контрактных отношений?)». – «Нефть, газ и право», 2005, № 3, с. 33-44; № 4, с. 3-12; он же. «Russian Gas to Europe: From Long-Term Contracts, On-Border Trade, Destination Clauses and Major Role of Transit to ...?» – “Journal of Energy and Natural Resources Law”, 2005, vol.23, N 3, p. 282-307; он же. «Эволюция ценообразования на газ в континентальной Европе. Часть 1: Гронингенская модель долгосрочного экспортного газового контракта как основа формирования европейской системы газоснабжения». – «Газовый бизнес», январь-февраль 2009, №1, с. 62-69; «Часть 2: Контрактная структура поставок и цены». – «Газовый бизнес», март-апрель 2009, №2, с. 78-80; «Часть 3: Формулы привязки в рамках долгосрочных контрактов и (или?) конкуренция «газ-газ» на рынке разовых сделок?» – «Газовый бизнес», май-июнь 2009, №3, с. 76-82; он же. «Gas Transit in Eurasia: transit issues between Russia and the European Union and the role of the Energy Charter». – “Journal of Energy and Natural Resources Law”, vol. 27, #3, August 2009, p. 445-486; он же. “Russian gas in Europe: Why adaptation is inevitable”. - “Energy Strategy Reviews”, March 2012, Volume 1, Issue 1, p. 42-56, и др.

<sup>23</sup> А.Конопляник. «Уменьшить риски и неопределенности Третьего Энергопакета ЕС». – «Нефтегазовая Вертикаль», 2012, №7, с. 79-88; он же. “Russia and the Third EU Energy Package: Regulatory Changes for Internal EU Energy Markets in Gas and Possible Consequences for Suppliers (Including Non-EU Suppliers) and Consumers”. - “International Energy Law Review”, 2011, Issue 8, p. 24-40; он же. «Европа - больше чем Европа. Третий энергетический пакет ЕС будет иметь последствия и за пределами Евросоюза». – «Нефть России», 2011, № 4, с. 56-61; № 5, с. 60-67; №7, с. 48-51; №8, с. 79-83, и др.

поддерживают методами т.н. «позитивной дискриминации» сегмент краткосрочной и спотовой торговли, и создают регуляторные препятствия для долгосрочных контрактов.<sup>24</sup>

**Рисунок 2. Будущая организация «единого» внутреннего рынка газа ЕС в соответствии с Третьим Энергетическим пакетом ЕС: радикальная смена модели оптового рынка => совокупность региональных зон с тарифами «вход-выход» и ликвидными виртуальными хабами (центрами спотовой торговли) в каждой зоне**



А.Конопляник, Некрасовский семинар, 21.10.2014

Рисунок 2. Будущая организация «единого» внутреннего рынка газа ЕС в соответствии с Третьим Энергетическим пакетом ЕС

Новая архитектура единого рынка газа ЕС сегодня находится в стадии формирования. До его завершения, а затем и практической отработки (наладки) потребуются несколько лет. Заявления Еврокомиссара по энергетике прошлого состава Еврокомиссии (2010-2014) Г.Оттингера, что к концу 2014 г. будет завершено построение единого внутреннего рынка газа ЕС, являлись, мягко скажем, слегка оптимистичными<sup>25</sup> – в настоящее время проходит корректировка ЦМРГ, из 12 Сетевых Кодексов подготовлено всего 3-4, столько же находятся на разных этапах подготовки, разработка иных еще не начиналась, даже не все 12 Рамочных

<sup>24</sup> См., например: «Андрей КОНОПЛЯНИК: «В диалоге с европейскими коллегами по Третьему энергопакету мы выступаем за двухсекторную модель рынка газа ЕС»». – «Бизнес & класс», январь-февраль 2013, с.10-14; А.Конопляник. «Газовый рынок Европы: однообразие или многообразие ценообразования?» – «Нефтегазовая Вертикаль», 2013, № 15-16, с. 16-24.

<sup>25</sup> Но вполне понятными с позиции бюрократической логики: уходя с поста, необходимо рапортовать о достигнутых успехах, даже если они являются виртуальными или слегка преувеличенными.

Руководящих указаний, являющихся техническими заданиями к разработке Сетевых кодексов, подготовлены. Этот процесс объективно растянут во времени.

Тем не менее, «точка невозврата» на пути от старой к новой модели рынка газа в ЕС в целом пройдена !!!

Внедрение целевой модели рынка газа «по Третьему энергопакету» – бассейнового типа – представляет собой третий шаг в эволюции институциональной структуры газовых поставок в рамках и извне ЕС. До 1962 г. Западная Европа жила по модели ценообразования «кост-плюс». В это время (до начала широкомасштабного освоения ресурсов газа месторождения Гронинген, затем газовых ресурсов южной части Северного моря и т.д.) европейская газовая промышленность в основном использовала промышленный газ – отходящие газы коксовых и доменных производств. Природный газ имел локальное применение. С 1962 г., после начала эксплуатации гигантского голландского месторождения Гронинген, началось широкомасштабное использование природного газа, применение и распространение по Европе т.н. «Гронингенской модели ДСЭГК» с Гронингенской формулой ценообразования (получившей название «Европейская формула») – привязка цены газа к стоимости замещения конкурирующих с ним у конечного потребителя энергоресурсов – мазута (промышленность, электроэнергетика) и газойль/дизтопливо (коммунально-бытовой и коммерческий сектора). То есть «Европейская формула» цены газа при контрактных поставках – это нефтепродуктовая индексация. Поскольку пункты сдачи-приемки газа находились обычно на границах стран, то в таких случаях применялся также и механизм «нет-бэк» – для обеспечения конкурентоспособности поставляемого на границу страны газа у конечного потребителя. Распространение Гронингенской модели ДСЭГК с нефтепродуктовой индексацией (Европейскими формулами) продолжалось в направлении с Востока на Запад до 2009 г., пока все пространство «Большой Энергетической Европы» не перешло на контрактные поставки по Гронингенской модели с Европейскими формулами.<sup>26</sup>

В поставках советского газа в Западную Европу (начались в апреле 1968 г.) применялась модифицированная Гронингенская модель ДСЭГК, учитывающая инвестиционные особенности советских поставок и политические реалии тогдашней Европы, разделенной на Европу Западную (страны НАТО) и Восточную (страны Варшавского Договора). Именно поэтому пункты сдачи-приемки советского газа были изначально расположены на западной границе стран-членов СЭВ, потому

---

<sup>26</sup> См. А.Коноплиник. «Российский газ в континентальной Европе и СНГ: эволюция контрактных структур и механизмов ценообразования». – ИИП РАН, Открытый семинар «Экономические проблемы энергетического комплекса», 99-е заседание 25 марта 2009 г. – Москва, Изд-во ИИП РАН, 2010 г., 102 с.

что только до этой точки поставщик (Министерство газовой промышленности внутри СССР и внешнеторговое объединение Союзгазэкспорт за его пределами) могли обеспечить, в рамках системы СЭВ, контроль за поставками и гарантировать своевременность доставки законтракованных объемов газа покупателю. Именно поэтому в системе советских поставок газа в Западную Европу сложилась (и сохранилась в общих чертах до настоящего времени) система из трех последовательных долгосрочных контрактов:

- экспортные поставки – долгосрочные контракты производителей (долгосрочные экспортные газовые контракты – ДСЭГК Гронингенского типа), по которым советский (с 1992 г., после распада СССР – российский) газ поставлялся в пункты сдачи-приемки,
- где его покупали вертикально интегрированные западно-европейские компании или оптовые трейдеры и перепродавали его крупным конечным потребителям (промышленным предприятиям, электростанциям), либо розничным трейдерам,
- которые, в свою очередь, перепродавали этот газ мелким и средним компаниям, домашним хозяйствам, коммерческим потребителям (рис. 1).

Эта контрактная модель без перебоев работала с 1968 г., пока спрос на европейском рынке газа рос темпами, опережающими рост предложения. С 2009 г. ситуация на европейском рынке газа поменялась (см. выше). И на сегодняшнем европейском рынке с избытком (контрактным и/или физическим) предложения эта контрактная модель начинает давать сбои в силу объективных причин, которые требуют адаптации данной модели к новому состоянию рынка.

Но политические изменения начали требовать адаптации контрактной структуры поставок российского газа в Европу еще раньше, чем в 2009 г. После распада СССР и системы СЭВ, контроль за трубопроводами над вне-российской частью пути доставки ранее советского, а отныне – российского газа к пунктам сдачи-приемки на внешней восточной границе ЕС перестал находиться в руках российского производителя (место Министерства газовой промышленности занял Газпром): обрели суверенитет страны СНГ – бывшие республики СССР, получили фактический суверенитет бывшие страны-члены СЭВ. Поначалу часть российских транспортных маршрутов оказалась на территории независимых государств, в юрисдикцию которых перешла и газотранспортная инфраструктура, ранее подконтрольная производителю-экспортеру. У которого (Газпром) в результате возникла необходимость заключать транспортные (транзитные) контракты с операторами ГТС этих государств. Это привело к появлению дополнительных транзакционных из-

держек и рисков т.н. «контрактного несоответствия».<sup>27</sup> Для того, чтобы минимизировать эти риски, Газпром стремился, там где это представлялось возможным, входить – притом мажоритарным акционером – в акционерный капитал газотранспортных компаний стран, по территории которых осуществляются поставки российского газа в Европу, чтобы участвовать в управлении газотранспортными потоками (идущими по когда-то подконтрольной его советским предшественникам инфраструктуре) в интересах полного исполнения своих контрактных обязательств по поставкам.

После вступления бывших стран-членов СЭВ (а с конца 1980-х гг. – независимых самостоятельных государств) в ЕС в 2004 г., часть транспортных маршрутов оказалась на территории ЕС, то есть под действием законодательства ЕС, которое в 2003 г. претерпело первое существенное изменение – был принят Второй Энергопакет ЕС, в результате чего произошло разделение рынка газа ЕС на рынок товара и рынок мощностей и разделение вертикально-интегрированных компаний по видам деятельности. Затем некоторые страны СНГ (Украина, Молдовия) присоединились к образованному в 2006 г. Договору об Энергетическом Сообществе и на них распространилось действие энергетического законодательства ЕС – сначала Второго, а теперь и Третьего энергетического пакета. Таким образом, дополнительные транзакционные издержки и риски контрактного несоответствия на пути поставок российского газа за пределами территории России до пунктов сдачи-приемки, находящихся теперь далеко в глубине территории ЕС, сохраняются, постоянно меняясь лишь их природа.

## **2.2. Год великого перелома**

2009 год – это «год великого перелома» в газовой сфере. С одной стороны, только-только завершился (1962-2009 гг.) долгий и болезненный (вспомним январские 2006-го и 2009-го гг. российско-украинские транзитные кризисы) процесс перевода на Гронингенские ДСЭГК и «Европейские формулы» ценообразования всех газовых поставок в рамках «Большой Энергетической Европы».

В 2009 году Россия подписала именно на таких условиях (Гронингенский ДСЭГК с «Европейской формулой») 10-летний контракт на поставку газа на Украину, объемы поставок которого включали не только газ, добытый на территории России, но и газ, закупаемый в Средней Азии и реэкспортируемый потом на Украину. Контракт на закупку среднеазиатского газа также был заключен по Гронингенской модели<sup>28</sup>.

---

<sup>27</sup> См., например, источники, указанные в сноске 22.

<sup>28</sup> Переход в 2009 г. к контрактам на закупку среднеазиатского газа по тем же «Европейским формулам» привел к возникновению ряда экономических проблем в отношениях России со среднеазиатскими газовыми экспортерами. В частно-

Именно поэтому, когда в 2009 г. оба потока поставляемого на Украину российского газа (добытый в России икупаемый в Средней Азии) привели к единому механизму ценообразования на каждый из двух потоков разного по происхождению поставляемого на Украину газа, отпала потребность в наличии посредника РосУкрЭнерго (РУЭ), присутствовавшего в схеме поставок российского газа на Украину в период 2006-2008 гг.

В 2006-2008 гг. применялись разные механизмы ценообразования для двух потоков российского газа, поставляемого на Украину:

- «Европейская формула» (нет-бэк от стоимости замещения – нефтепродуктовая привязка) для газа, добытого в России, и
- «кост-плюс» – для реэкспортируемого на Украину газа, покупаемого в Средней Азии<sup>29</sup>.

Применение разных механизмов ценообразования давало более низкую (льготную) средневзвешенную экспортную цену российского газа для Украины<sup>30</sup>. Но для получения такой средневзвешенной и пониженной цены необходимо было контрактно «смешать» на российско-украинской границе два разных по происхождению потока – российско-среднеазиатского – газа с разными механизмами ценообразования и результирующими ценами на счетах какой-либо промежуточной структуры. Таковой оказалась компания РУЭ (причины, почему в этом месте оказалась именно эта компания, выходят за рамки данного исследования).

Поэтому, с моей точки зрения, исключение с 2009 г. из схемы поставок российского газа на Украину посреднической компании РУЭ является – подчеркну – не политическим достижением тогдашнего украинского руководства (о чем многожды заявляла с разных трибун г-жа Тимошенко), а результатом простой экономической целесообразности: отпала экономическая необходимость существования посредника в контрактной структуре поставок российского газа на Украину (независимо

---

*сти, не хочется проводить/искать параллели с аварией, которая случилась в апреле 2010 г. на одной из ниток газопровода Средняя Азия - Центр, которая резко уменьшила поставки среднеазиатского газа в Россию, после чего они так и не вышли на ранее планировавшийся уровень.*

<sup>29</sup> См., например: А.Конопляник. «Эхо ценовой революции. Начавшийся в 1962 г. переход на новую формулу ценообразования на газ «аукнулся» в России во второй половине 2000-х годов». – «Нефть России», 2010, № 11, с. 66-70.

<sup>30</sup> См. Цена энергии: международные механизмы формирования цен на нефть и газ. – Секретариат Энергетической Хартии, Брюссель, 2007, с.194 ([www.encharter.org/publications/2007/...](http://www.encharter.org/publications/2007/...)).

от того, был бы это РУЭ или иная компания), наличие которого, однако, было объективно необходимо в схеме поставок в период 2006-2009 гг.<sup>31</sup>

С другой стороны, именно в 2009 г. («год великого перелома») введен в действие Третий энергопакет ЕС. Помимо того, что это произошло на фоне «усугубляющих факторов» – начала экономического кризиса, проявившихся эффектов домино «американской сланцевой революции», второго российско-украинского транзитного газового кризиса, негативно сказавшихся на российском газовом бизнесе в Европе, российскому руководству (и страны, и Газпрома) было очень тяжело принять необходимость перемен и начинать менять вектор развития контрактных структур и механизмов ценообразования в экспорте после сорока лет их эволюции в одном направлении: только-только распространили и закрепили Гронингенскую модель на всем пространстве «Большой Энергетической Европы» – и надо начинать ее менять, адаптировать к новой (пока еще не сложившейся и, тем более, не устоявшейся на практике) модели Европейского газового рынка в соответствии с Третьим энергопакетом. Поэтому поневоле поначалу в российском руководстве возникло ощущение, восприятие Третьего энергопакета ЕС как антироссийского предприятия (тому были некоторые основания – ст.11 Третьей Газовой Директивы о специальных мерах по сертификации операторов ГТС извне ЕС, например, которая сразу же получила неофициальное название «анти-Газпромовской» статьи). И что можно развернуть вспять его развитие, противодействуя, например, требованиям Еврокомиссии (поначалу довольно мягким, но становившимся все более и более жесткими с течением времени) осуществлять развитие новых инфраструктурных проектов на территории ЕС с участием России (Южный поток) на основе Третьего энергопакета ЕС.

### **2.3. Третий энергопакет (2009 г.) и Римский Договор (1958 г.)**

Вполне естественным, на мой взгляд, была первая система оценок Третьего энергопакета российской стороной с позиции тех рисков, которые он создает для действующей системы поставок российского газа в Европу (рис. 1). Такой подход российской стороны присутствовал с момента анонсирования Еврокомиссией начала работы над Третьим Энергопакетом и основных его положений в сентябре 2007 г. и продолжает доминировать вплоть до настоящего времени. В то же время те

---

<sup>31</sup> Более подробно, см., например: А.Конопляник. «Российско-украинский газовый спор: размышления по итогам Соглашения от 4 января 2006 г. (в свете формирования цен и тарифов, экономической теории и ДЭХ)». – «Нефть, газ и право», 2006, № 3, с. 43-49; № 4, с. 37-47; он же. «Слезают с иглы. Российско-украинские газовые войны скоро канут в Лету — российский газ на украинском рынке медленно, но неуклонно теряет безальтернативность». - «Эксперт», № 38, 24-30 сентября 2012 г., с. 52-54.

дополнительные (пока, в основном, потенциальные) возможности, которые Третий энергопакет создает для новых контрактных структур и механизмов ценообразования, для новых экспортных стратегий поставщиков извне ЕС на рынке ЕС, остаются во многом либо вне сферы внимания российского руководства, либо так и остаются потенциальными, поскольку механизмы их реализации в разрабатываемых ЕС регулятивных документах (подзаконных актах) во исполнение рамочных положений Третьего энергопакета в отдельных важных для российских поставщиков случаях (например, в Сетевых кодексах по использованию газотранспортных мощностей, по созданию новых/дополнительных мощностей, по тарифам) или не прописаны, или недостаточно четко прописаны, что создает возможности для неоднозначных, множественных интерпретаций, или прописаны с анти-экономических позиций.

Сегодня работу, связанную с взаимодействием с ЕС в связи с принятием его Третьего энергопакета, с законодательством ЕС в энергетике приходится проводить в зоне отрицательных эмоций на российской стороне по отношению к объекту деятельности, ибо в России в системе принятия решений сложилось жесткое понимание, практически убеждение, что все это (формирование новой архитектуры европейского рынка газа) целенаправленно делается «против нас». Нынешняя политическая ситуация, увы, не способствует изменению этой доминирующей точки зрения – негативному восприятию Третьего Энергопакета ЕС и разрабатываемых в развитие его положений подзаконных актов.

С моей точки зрения, утверждения/представления, что Третий энергопакет ЕС сделан «специально назло России», является, безусловно, ошибочным. Я вижу истоки Третьего энергопакета в Римском Договоре 1958 года об образовании ЕС, который сформулировал те основные ценности, свободы, которые должны были в перспективе реализовываться в формируемом едином европейском экономическом пространстве. И естественно, либерализационные процессы не могут начинаться с наиболее капиталоемких отраслей, ибо техническими предпосылками любой либерализации (снятия ограничений, устранение барьеров для конкуренции) является наличие технических предпосылок для свободного выбора участниками рынка своих контрагентов. То есть наличие разветвленной, широко диверсифицированной инфраструктуры. А газовая отрасль является одной из наиболее (если не самой) капиталоемких отраслей. Поэтому до нее (до начала либерализационных процессов в ней) очередь дошла только в 1990-е гг., когда был принят Первый энергопакет ЕС (1996 г. – по электроэнергии, 1998 г. – по газу).

Мое глубокое экономически-мотивированное убеждение, что именно вот этим стартовым посылом Римского Договора 1958 г. и объективно обусловленным «лагом запаздывания», вызванным высокой капиталоемкостью газовой отрасли и электроэнергетики, вызвано столь «за-

поздалое» начало либерализационных реформ в этих отраслях ЕС, пошаговое устранение барьеров для конкуренции в газовой отрасли (так, как их понимали и понимают европейские идеологи либерализации), обозначенное (в качестве вектора долгосрочных перемен) и начатое на практике первым Энергопакетом (1998 г.), радикально (разделение рынков и компаний, обязательный доступ третьих сторон) продолженное Вторым энергопакетом (2003 г.) и еще более радикально (принципиальная смена архитектуры газового рынка ЕС) продолженное Третьим энергопакетом (2009 г.), тем не менее, все в том же направлении, истоки которого (вектора перемен) кроются в Римском Договоре. То есть не следует искать истоки долгосрочных перемен на газовом рынке ЕС в желании «напортичь» что-то России. Хотя и Ст.11 Третьей Газовой директивы (которая теперь в обиходе так и называется «антигазпромовской»), и поведение «младоевропейцев» (новых членов ЕС из числа бывших республик бывшего СССР и бывших членов бывшего СЭВ), да и действия органов регулирования ЕС, не учитывающих экономически обоснованные интересы поставщиков газа, от импортных поставок которого страны ЕС еще долго будут зависеть, не свидетельствуют об обратном, по крайней мере, на текущем временном горизонте.

С моей точки зрения, из Римского Договора вышли два взаимосвязанных и взаимозависимых процесса: повышение уровня либерализации в рамках зоны применения законодательства ЕС (*acquis communautaire*) и расширение зоны применения самого *acquis* ЕС (см. рис. 3).

И три последовательных Энергопакета ЕС в газовой сфере (1998, 2003, 2009 гг.) являются инструментами все более и более радикальной имплементации доминирующей сегодня в ЕС идеологии формирования и либерализации единого внутреннего газового рынка ЕС, создаваемого исключительно в интересах потребителей и учитывающего поэтому в настоящее время только их интересы. И эта философия, через инструменты жесткого и мягкого права, не только активно внедряется на экономическом пространстве ЕС, но и за его пределами<sup>32</sup>.

Поэтому характерной чертой формирования институциональной среды на газовом рынке ЕС является его нарастающая краткосрочность, нацеленность на первостепенное создание предпосылок для преимущественно разовых торговых сделок, на формирование рынка «бумажного газа» в ущерб формированию адекватных инвестиционных стимулов, в

---

<sup>32</sup> Более подробно, см., например: А.Конопляник. «Европа - больше чем Европа. Третий энергетический пакет ЕС будет иметь последствия и за пределами Евросоюза». – «Нефть России», 2011, № 4, с. 56-61; № 5, с. 60-67; №7, с. 48-51; №8, с. 79-83; он же. «Международные механизмы защиты иностранных инвестиций в ТЭК и расширенный/обновленный пакет ДЭХ и связанных с ним инструментов». – «Нефть, газ и право», 2014, №4, с.51-63.

первую очередь – для производителей и экспортеров газа в импортно-зависимый от его внешних поставок ЕС, но также и для потребителей в тех частях ЕС, где в силу исторических причин техническая готовность к внедрению конкуренции (наличие разветвленной, диверсифицированной инфраструктуры) находится на недостаточном уровне.

**Рисунок 3. Инструменты внутренней либерализации и международной экспансии *acquis communautaire* ЕС (энергетика)**

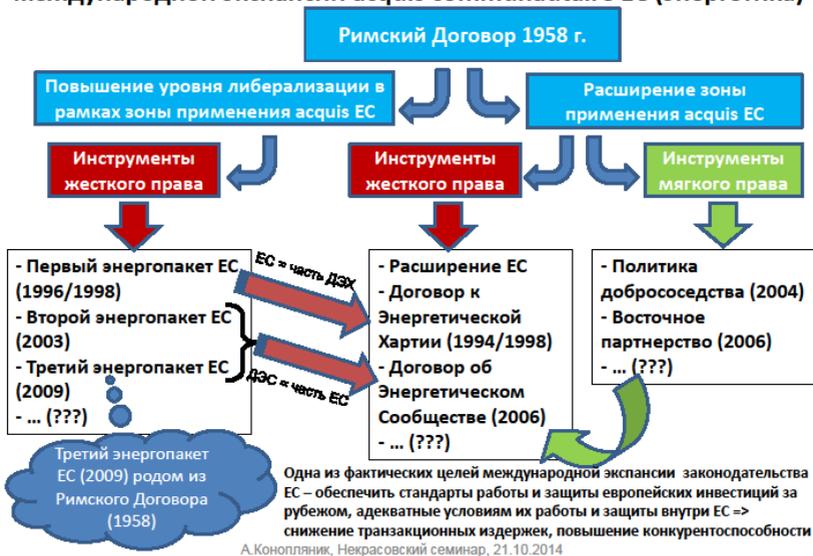


Рисунок 3. Инструменты внутренней либерализации и международной экспансии *acquis communautaire* ЕС (энергетика)

#### 2.4. Насыщенность инфраструктурой: ЦВЕ и СЗЕ (две разные Европы – разрыв в десятилетия...)

Экономические реалии в разных частях ЕС существенно различаются, особенно между «старыми» (страны Северо-Западной Европы и Южной Европы) и «новыми» (страны Центральной и Восточной Европы) членами ЕС с точки зрения их объективной подготовленности к эффективному применению юридически обязательных решений ЕС по диверсификации энергоснабжения. Диверсификация является основой для конкуренции. Но невозможно обеспечить синхронное развитие/формирование рыночных зон (модель единого рынка газа ЕС по Третьему энергопакету) в условиях разной готовности к диверсификации, объясняющейся разной насыщенностью инфраструктурой территорий в разных частях ЕС.

Регулирующие органы ЕС ставят задачу привлекать новых рыночных игроков на газовый рынок ЕС, исходя из предположения (состоятельность которого я подвергаю сомнению<sup>33</sup>), что чем больше таких игроков, особенно краткосрочных трейдеров, тем выше ликвидность рынка и тем ниже цены для потребителя. Существуют два подхода к повышению конкуренции в виде способов создания условий для входа на рынок новых участников: при наличии и отсутствии дефицита мощностей. На каком пути искать решение проблемы – привлекая новых участников рынка в рамках существующей инфраструктуры (дефицит мощностей сохраняется), или в рамках существующей и новой инфраструктуры (цель – недопущение появления дефицита мощностей)?

Европейские государственные институты, очевидно, идут по перво-му пути, пытаясь методами «позитивной дискриминации» потеснить в рамках существующей инфраструктуры сегодняшних (исторических) поставщиков, на деньги и силами которых была создана эта инфраструктура. Сначала произошло разделение ВИК на собственников и пользователей инфраструктуры, а затем стали создаваться препятствия для грузоотправителей по заключению и исполнению долгосрочных транспортных соглашений. При этом создавались преференции краткосрочным пользователям этой инфраструктуры в случае конкуренции между этими двумя категориями грузоотправителей в условиях ограниченности инфраструктуры ГТС. Особую актуальность эта проблема приобрела в странах ЦВЕ – новых членах ЕС.

Исторически вся газотранспортная инфраструктура в этих странах была создана в советское время по госплановской логике («один рынок – одна труба», идущая с Востока на Запад). Диверсификация поставок, а тем более реверс мощностей, не были предусмотрены по определению. Эти страны (бывшие члены СЭВ) изначально были зависимы от советских поставок, поэтому сегодня практически целиком зависят от поставок Газпрома. Вступив в ЕС, они стали субъектами требований европейского законодательства по конкуренции, диверсификации и т.п.

---

<sup>33</sup> «Андрей Конопляник: рынок газа в условиях неопределенности». - 03.02.2014, [http://pro-gas.ru/news\\_interview/22.htm](http://pro-gas.ru/news_interview/22.htm); А.А. Konoplyanik; "*European Commission vs. Gazprom: How to Find a Balance (Between Demands for Immediate Competition From the First & Justified Long-Term Economic Considerations from the Latter)*" OGGEL 5 (2013), [www.ogel.org](http://www.ogel.org); он же. «Газовый рынок Европы: однообразие или многообразие ценообразования?» – «Нефтегазовая Вертикаль», 2013, № 15-16, с. 16-24; он же. «Газовый рынок в ожидании постреволюционной борьбы». – "Open Economy" (Экспертный портал Высшей Школы Экономики), 12 марта 2013 г., <http://www.opec.ru/1465590.html>; он же. «Перспективы развития газового рынка: экспертное мнение». - «Нефть, газ, энергополитика» (Украина), 2012, № 6, с.46-60 (часть 1); 2012, № 8-9, с.66-71 (часть 2); он же. «Еврокомиссия против Газпрома». – «Нефтегазовая Вертикаль», 2012, № 19, с. 44-56.

Можно было начать инвестировать в развитие инфраструктуры стран ЦВЕ (на что, правда, требуются время и деньги), устранять ее дефицит таким образом, чтобы новые/дополнительные мощности ГТС создавались под рыночных спрос на них, и создавать тем самым возможности для прихода на рынки стран ЦВЕ новых поставщиков, альтернативных Газпрому. Однако органы регулирования ЕС в качестве барьеров для входа новых участников на рынок ЕС видят не недостаточную насыщенность рынка ЕС мощностями ГТС, а поведение исторически присутствующих на рынке долгосрочных поставщиков (читай: Газпрома), а именно наличие у них долгосрочных контрактов на поставку, которые воспринимаются как инструменты недопущения к мощностям транспортировки иных, в первую очередь краткосрочных, пользователей инфраструктуры. Поэтому органы регулирования ЕС стали ужесточать требования по присутствию исторических грузоотправителей (читай: Газпрома) на рынке ЕС методами их «позитивной дискриминации» в рамках сохраняющегося дефицита инфраструктуры, в частности – Директорат по конкуренции Еврокомиссии выдвинул претензии к Газпрому (могущие перерасти в иски) по неконкурентному поведению, дискриминирующему потребителей/покупателей российского газа в странах ЦВЕ<sup>34</sup>.

Предварительные расчеты, выполненные Е. Орловой, показали, что плотность магистральной газотранспортной инфраструктуры в странах ЦВЕ примерно в полтора раза ниже, чем во Франции, вдвое – чем в Германии и Италии, втрое – чем в Бельгии и Люксембурге и более чем в пять раз – чем в Нидерландах (см. рис. 4). Это, как минимум, затрудняет в странах ЦВЕ создать условия для конкуренции (поднять уровень диверсификации мощностей ГТС) для решения поставленной задачи по уменьшению зависимости от российского газа.

Возникает естественный вопрос: сколько будет стоить и сколько потребуется времени, чтобы сократить этот разрыв в плотности инфраструктуры между ЦВЕ и СЗЕ, дабы сделать эффективную диверсификацию в ЦВЕ возможной (без методов «позитивной дискриминации» основных поставщиков)? Мы решили попытаться на него ответить с (моей недавней аспиранткой) Е. Орловой, проведя, во-первых, расчеты временных разрывов между сегодняшним уровнем плотности инфраструктуры в странах ЦВЕ и тем временем в прошлом (как оказалось – в далеком прошлом), когда на этом уровне плотности инфраструктуры находились страны СЗЕ. Или, иными словами, ответить на вопрос: сколько времени потребовалось странам СЗЕ, чтобы достичь своего сегодняшнего уровня плотности инфраструктуры, стартуя с уровня ее плотности, соответствующего сегодняшнему ее уровню в странах ЦВЕ.

---

<sup>34</sup> Там же.

**Рисунок 4. Плотность газотранспортной инфраструктуры в ЕС (только магистральные трубопроводы, км/100 кв.км) (предварительные результаты – только в целях сопоставления)**



Цифры по Великобритании и Дании будут выше, если учесть также и морские трубопроводы (предполагается сделать на следующих этапах анализа)

Расчет Е.Орловой, аспирантки РГУ нефти и газа им.Губкина, кафедры МНГБ, на основе данных за 2011/2012, любезно предоставленных ENTSOG

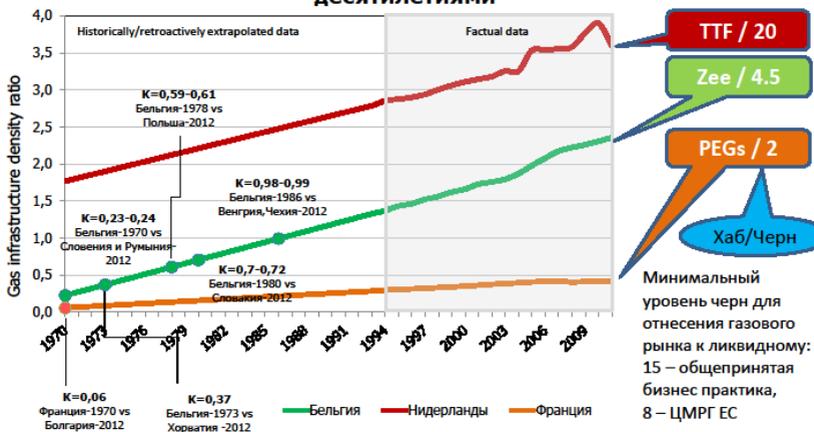
А.Конопляник, Некрасовский семинар, 21.10.2014

4

**Рисунок 4. Плотность газотранспортной инфраструктуры в ЕС (только магистральные трубопроводы, км/100 кв.км)**

Расчеты показали, что все страны ЦВЕ находятся в нижней зоне спектра значений плотности инфраструктуры для стран-членов ЕС. Причем особенно заметен разрыв со странами СЗЕ, рынки которых сегодня наиболее ликвидны: Германией, Великобританией, Бельгией, Нидерландами. Этот разрыв измеряется десятилетиями (далее цифры для стран ЦВЕ приведены по состоянию на 2012 г.): уровень развития инфраструктуры в Болгарии соответствует ее уровню во Франции в 1970 г., в Словении и Румынии – Бельгии в 1970 г., в Хорватии – Бельгии в 1973 г., в Польше – Бельгии в 1978 г., в Словакии – Бельгии в 1980 г., в Венгрии и Чехии – Бельгии в 1986 г. Но ни одна из стран ЦВЕ не дотянулась до уровня Нидерландов 1970 г. и не вышла на уровень минимальной ликвидности газового рынка (см. рис. 5). Наиболее ликвидной в СЗЕ является торговая площадка (хаб) Нидерландов (ТТФ) – в октябре 2013 г. параметр «черн» (которым измеряется уровень ликвидности той или иной торговой площадки и который равен отношению объема торгов к объему реально отгруженного товара) здесь составлял примерно 20, в Бельгии (Zeebrugge) – 4.5, а средний по французским PEGs – лишь 2.

**Рисунок 5. Плотность газовой инфраструктуры (км/100кв.км)\* в СЗЕ (Бельгия, Нидерланды, Франция) и ЦВЕ: разрыв измеряется десятилетиями**



Минимальный уровень черн для отнесения газового рынка к ликвидному: 15 – общепринятая бизнес практика, 8 – ЦМРГ ЕС

\* Магистральные и соединительные трубопроводы;

Расчет Е. Орловой, аспирантки РГУ нефти и газа им. Губкина, кафедра МНГБ, на основе данных за 2011/2012, любезно предоставленных ENTSOG, Eurogas

Черн (июль 2013): ICIS Heren European Gas Hub Report October 2013

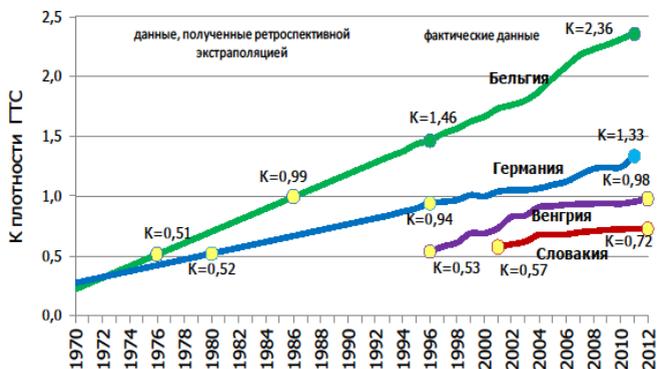
5

А. Конопляник, Некрасовский семинар, 21.10.2014

**Рисунок 5. Плотность газовой инфраструктуры (км/100кв.км)\* в СЗЕ (Бельгия, Нидерланды, Франция) и ЦВЕ: разрыв измеряется десятилетиями**

На рис. 6 представлен иной срез сравнения плотности инфраструктуры: Бельгия и Германия (СЗЕ) против Венгрии и Словакии (стран из верхней части списка ЦВЕ). Видно, что динамика роста плотности инфраструктуры в Венгрии и Словакии примерно соответствует темпам ее роста в Германии (наклон кривых примерно одинаков). Однако этот рост происходит на разных уровнях, что означает «догоняя – отстаем». Более взрослым участникам профессионального сообщества должен быть знаком этот тезис, который относился ко времени СССР, когда мы, догоняя США и другие западные страны по темпам роста (например, промышленного производства), наращивали свое отставание по его уровням – именно потому, что опережение по темпам было результатом более низкой базы, точки отсчета (эконометрика, однако...). В данном случае, страны СЗЕ могут позволить себе более низкие темпы роста наращивания инфраструктуры, ибо уже вышли на стадию насыщенного рынка с множественными поставками, чего нельзя сказать о странах ЦВЕ. Но не потому, что в этом опять Газпром виноват, а потому, что темпы и масштабы наращивания инвестиций в увеличение плотности инфраструктуры здесь явно недостаточны в течение всего времени, что эти страны являются членами ЕС.

**Рисунок 6. Сравнение коэффициента плотности ГТС: Бельгия, Германия (СЗЕ) и Венгрия, Словакия (ЦВЕ) (км/км<sup>2</sup>)**



Овалами отмечены те периоды времени (в Бельгии - с 76 по 86 гг., в Германии – 80-98 гг.), когда коэфф. плотности ГТС в страна СЗЕ соответствовал текущему уровню коэфф. в ЦВЕ (Венгрии, Словакии).

Расчет Е.Орловой, аспирантки РГУ нефти и газа им.Губкина, кафедра МНГБ, на основе данных за 2011/2012, любезно предоставленных ENTSG, Eurogas

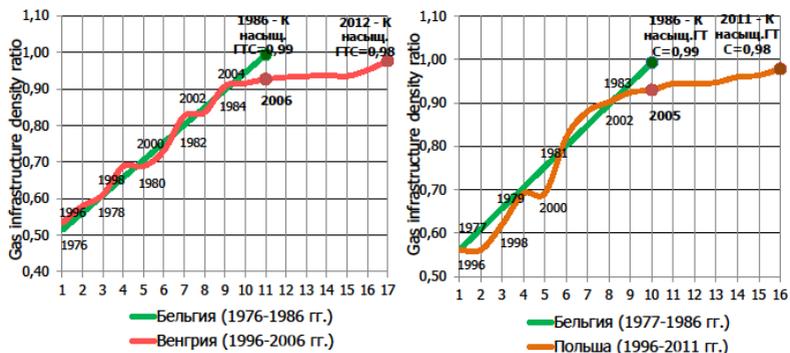
А.Конопляник, Некрасовский семинар, 21.10.2014

Рисунок 6. Сравнение коэффициента плотности ГТС: Бельгия, Германия (СЗЕ) и Венгрия, Словакия (ЦВЕ) (км/км<sup>2</sup>)

Более того (это особенно наглядно видно из рис. 7), после вступления государств ЦВЕ (бывших стран членов СЭВ) в состав ЕС в 2004 г., темпы роста плотности газовой инфраструктуры в них резко замедлились. При этом выявляется своего рода «парная корреляция»: одновременно резко возросли темпы роста и сам объем претензий к России/Газпрому, вплоть до обвинений в использовании «газового оружия» в ЦВЕ путем якобы установления препятствий (блокировкой «доступа к трубе») для выхода новых игроков на рынки этих стран (читай: на получение доступа краткосрочных торговцев к инфраструктуре ГТС в ЦВЕ, законтракованной ранее долгосрочными транзитными контрактами поставщиков, то есть, в первую очередь, Газпромом, во исполнение своих долгосрочных контрактов на поставку газа западноевропейским покупателям).

Итак, предварительные результаты расчетов показали стагнацию коэффициента плотности инфраструктуры в странах ЦВЕ после их вступления в ЕС? Так ли это? И если «да», то почему? Этот вопрос требует дальнейшего исследования...

**Рисунок 7. Плотность газовой инфраструктуры (км/100 кв.км): СЗЕ (Бельгия) и ЦВЕ (Венгрия, Польша)**



**Стагнация к-та плотности инфраструктуры в ЦВЕ после вступления в ЕС\*? Так ли это? И если «да», то почему?**

\* Предварительные результаты;

Расчет Е. Орловой, аспирантки РГУ нефти и газа им. Губкина, кафедра МНГБ, на основе данных за 2011/2012, любезно предоставленных ENTSOG, Eurogas

А. Конопляник, Некрасовский семинар, 21.10.2014

7

Рисунок 7. Плотность газовой инфраструктуры (км/100 кв.км): СЗЕ (Бельгия) и ЦВЕ (Венгрия, Польша) – сравнительная динамика

Одно очевидно, без интенсивных капиталовложений в наращивание плотности инфраструктуры в странах ЦВЕ задача формирования диверсифицированного с высокой гибкостью поставок внутреннего рынка ЕС в рамках всего ЕС вряд ли сможет быть реализована из-за многолетнего недофинансирования инфраструктуры в странах ЦВЕ, как во время подготовки их к вступлению в ЕС (когда многомиллионные программы такой подготовки стран ЦВЕ, в том числе из фондов ЕС, были направлены на формирование надстройки, но не базиса), так и, особенно, после их вступления в члены ЕС. То есть вектора уменьшения зависимости от российского газа в странах СЗЕ и ЦВЕ будет сильно различаться по своему наклону и по времени достижения такого уменьшения. Хотя, повторю, на мой взгляд, «точка невозврата» по уменьшению зависимости от российского газа в ЕС в целом пройдена.

**2.5. Ликвидность европейских хабов: мнение регуляторов и участников рынка**

В предыдущем разделе было показано, что существует разрыв между уровнями насыщенности газотранспортной инфраструктурой внутри ЕС между государствами Северо-Западной Европы (СЗЕ), с одной стороны, и Центральной и Восточной Европы (ЦВЕ), с другой, который

исчисляется десятилетиями. Разрыв этот вызван, на наш взгляд, длительным недоинвестированием ЕС в развитие инфраструктуры ЦВЕ после распада системы СЭВ и СССР, когда бывшие страны СЭВ немедленно после ликвидации Организации заявили о своем намерении войти в состав ЕС и стали практически сразу же получать различные (в том числе крупные финансовые) программы помощи по их заблаговременной адаптации к условиям будущей жизни в рамках ЕС, в том числе к условиям жизни в конкурентном пространстве ЕС. Однако эти программы не распространялись (судя по результату) на создание необходимых технико-экономических предпосылок для конкуренции в газовой сфере – на создание возможностей для поставщиков и потребителей свободного выбора своего контрагента, для чего требуется, наряду с правилами недискриминационного доступа, как минимум ликвидация дефицита газотранспортных мощностей, либо формирование его избытка, в то время как институты ЕС продолжают двигаться по пути формирования условий по т.н. «позитивной дискриминации» исторически существующих поставщиков в ЦВЕ (читай: Газпрома), т.е. руководствуясь якобы благой целью по созданию условий по конкуренции – но в условиях сохраняющегося дефицита газотранспортной инфраструктуры. Сами не создают, и другим не дают...

Именно это недоинвестирование и является, на наш взгляд, истинной причиной недостаточности конкуренции на оптовом газовом рынке в странах ЦВЕ. Более того, после вступления стран ЦВЕ в состав ЕС в 2004/2007 гг., намечилось замедление роста их насыщенности инфраструктурой ГТС, что ведет к увеличению разрыва в плотности инфраструктуры между СЗЕ и ЦВЕ, то есть замедление создания предпосылок для конкурентного рынка в ЦВЕ. При этом в государственных и независимых регулирующих структурах ЕС существует мнение (которое автор подвергает сомнению и частично обосновал это в своих публикациях<sup>35</sup>), что рынки СЗЕ уже сегодня являются весьма ликвидными, по крайней мере по показателю «черн», ибо ключевая торговая площадка (хаб) СЗЕ – TTF в Нидерландах (уровень «черн» порядка 20) – и на рынке Великобритании – NBP (уровень «черн» порядка 15) – по этому показателю почти в 2-3 раза превышают пороговый уровень «черн», установленный в Целевой Модели Рынка Газа (ЦМРГ) для отнесения той или иной торговой площадки к категории ликвидных («черн» равный восьми).

---

<sup>35</sup> См., например: А.Конопляник. «Еврокомиссия против Газпрома». – «Нефтегазовая Вертикаль», 2012, № 19, с. 44-56; А.А. Конопляник; "*European Commission vs. Gazprom: How to Find a Balance (Between Demands for Immediate Competition From the First & Justified Long-Term Economic Considerations from the Later)*" OGEL 5 (2013), [www.ogel.org](http://www.ogel.org); URL: [www.ogel.org/article.asp?key=3384](http://www.ogel.org/article.asp?key=3384), и др.

Действительно, уровень «черн» на двух наиболее ликвидных торговых площадках ЕС равен (NBP) или превышает (TTF) 15, остальные хабы континентальной Европы имеют уровень «черн» меньше и/или много меньше 5. При этом минимальный уровень «черн» для отнесения газового рынка (его торговой площадки/торговых площадок) к ликвидному был установлен в ЦМРГ ЕС равным восьми «волевым решением» регуляторов, в то время как в соответствии с общепринятой бизнес-практикой он равен 15. В таком случае две самые ликвидные торговые площадки ЕС оказываются лишь на пороге (NBP) или чуть выше порога ликвидности (TTF). Но если за точку отсчета брать не искусственно «назначенный» порог ликвидности, а сложившиеся их уровни на других торговых площадках, за пределами Европы, то картина оказывается еще менее радужной. Если сравнивать европейский газовый рынок с американским, то уровень «черн» для основной торговой площадки газом США Генри-Хаб еще в 2009 г. составлял порядка 400 (разница на порядок с наиболее ликвидной в ЕС газовой торговой площадкой TTF). Если же сравнивать европейские газовые и основные мировые нефтяные торговые площадки, то разрыв оказывается еще больше – уже на два порядка, ибо уровень «черн» на основных мировых нефтяных биржах – в Нью-Йорке (NYMEX) и Лондоне (ICE) – составлял в 2010 г. порядка 2000 (см. табл. 1). Что называется: почувствуйте разницу...

### **Таблица 1. Сравнительная ликвидность европейских газовых хабов**

#### **Газовые хабы Европы:**

NBP (Соед.Королевство) и TTF (Нидерланды)	<b>10-15/20</b>
Zee (Бельгия)	<b>5</b>
Остальные хабы континентальной Европы	<b>3 и менее</b>

#### **Для сравнения:**

<b>США (нефть): NYMEX (WTI) (Feb.2010)</b>	<b>1680-2240</b>
<b>Соед. Королевство (нефть): ICE (Brent) (Feb.2010)</b>	<b>2014</b>
<b>США (газ): NYMEX Henry Hub (av.2009)</b>	<b>377</b>

#### **Пороговое значение «чёрн» для ликвидных рыночных площадок (по мнению бизнеса)**

**ЦМРГ ЕС 8**

**«Чёрн»** - параметр, обычно применяемый для оценки уровня ликвидности рыночных площадок; соотношение между объемами, выставленными на торги, и фактически поставленными с данной торговой площадки => однако, если оценивать не только по черну...

Источник: "Gas Matters", IHS-CERA, IEA, M.Kanai (СЭХ), GasTerra

8

А.Конопляник, Некрасовский семинар, 21.10.2014

Таблица 1. Сравнительная ликвидность европейских газовых хабов

Участники рынка также думают иначе, чем представители госструктур и независимых регулирующих органов ЕС, в отношении ликвидности европейских газовых хабов.

Европейские энергорегуляторы-разработчики ЦМРГ, пишут: «Функционирующие оптовые рынки (газа – А.К.) требуют присутствия достаточного количества и низкого уровня концентрации активных игроков на оптовом рынке, доступности газа из различных источников, большого числа покупателей (т.е. достаточного спроса на газ) также как и определенного уровня (ликвидности – А.К.) торговли, понимаемого как отношение общего объема торговли газом к объему потребления газа (то есть уровни «черн»). Мы верим (!?!?! – А.К.), что для иллюстрации такого состояния рынка, в качестве ориентира, желательным / целесообразным является набор параметров, включающий уровень «черн» равный восьми, индекс Херфиндаля-Хиршмана (НИ) менее 2000, газ должен быть доступен как минимум из трех различных источников, общий уровень спроса на газ внутри зоны «вход-выход» по крайней мере 20 млрд. куб. м (в год – А.К.) и индекс «остаточных поставок» (RSI)<sup>36</sup> превышающий 110% в течение более чем 95% дней в году. Приведенные значения указаны в качестве индикаторов.»<sup>37</sup>

Однако уже сами регуляторы признают, что по критерию «рыночной концентрации» по совокупности и на оптовом, и на розничном рынке газа, строго говоря, ни одна из стран ЕС не попадает пока внутрь зоны, относящей газовый рынок к конкурентным (см. рис. 8). Да и само распределение стран ЕС по этому критерию несколько расходится со стереотипными представлениями, помимо, разве что, рынка Германии. Газовый рынок этой страны характеризуется наименьшим в ЕС уровнем концентрации розничного рынка (менее 500) и предельным (2000), для отнесения к категории конкурентных, – оптового рынка. Попадает в зону конкурентных рынков по индексу НИ розничный рынок Венгрии (?) (около 500) и на водораздел (2000) – Испании, а среди оптовых – только рынок Соединенного Королевства (чуть больше 1000).

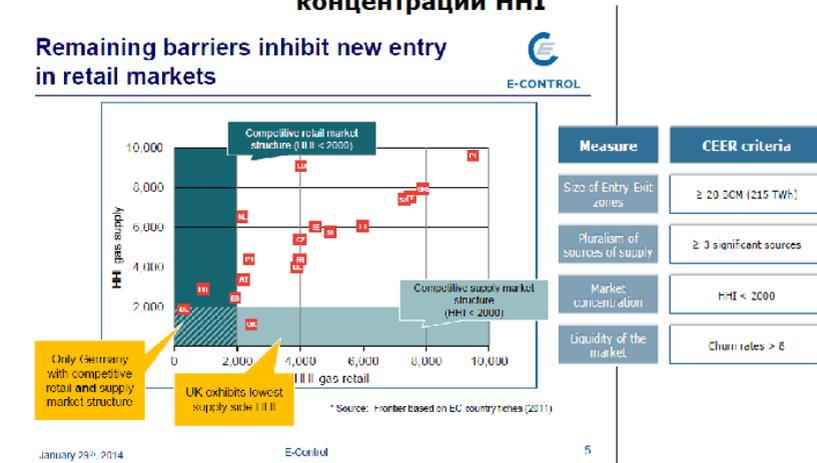
---

<sup>36</sup> Индекс RSI рассчитывается как дробь, где в числителе – разность между общими поставками и поставками от крупнейшего поставщика, а в знаменателе – общий уровень спроса (так написано в ЦМРГ – А.К.)

<sup>37</sup> CEER Vision for a European Gas Target Model Conclusions Paper, Ref: C11-GWG-82-03, 1 December 2011, p.8-9. Для справки: этот документ насчитывает 13 страниц, из которых собственно описанию ЦМРГ посвящено пять (с.8-12), а описание/обоснованию указанных критериев посвящено целое вышеприведенное предложение.

[http://www.ceer.eu/portal/page/portal/EER\\_HOME/EER\\_PUBLICATIONS/CEER\\_PAPERS/Gas/Tab/C11-GWG-82-03\\_GTM%20vision\\_Final.pdf](http://www.ceer.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_PAPERS/Gas/Tab/C11-GWG-82-03_GTM%20vision_Final.pdf)

## Рисунок 8. Целевая модель рынка газа ЕС, ее основные параметры – и соответствие им: индекс рыночной концентрации ННН



Источник: M.Graf. Developing interactive models in Austria for regional markets integration. – 7<sup>th</sup> European Gas Conference, Vienna, 29.01.2014

А.Конопляник, Некрасовский семинар, 21.10.2014

Рисунок 8. Уровень концентрации оптовых и розничных рынков газа стран ЕС: один из критериев функционирующего рынка по версии энергорегуляторов и развилка для принятия решений по устранению барьеров

Однако с ключевым для реформаторов рынка газа ЕС в указанном наборе параметром ликвидности (если судить хотя бы по большей частоте упоминания в связке в термин «внутренний рынок газа ЕС» именно термина «ликвидный» по сравнению с терминами «конкурентный», «либеральный» и т.п.) дело обстоит еще хуже, особенно если не сводить все измерения ликвидности рынка/рыночной площадки только к параметру «чёрн».

По заказу Европейского Агентства по сотрудничеству энергорегуляторов ([Agency for the Cooperation of Energy Regulators](#) (ACER)) и Совета европейских энергорегуляторов (Council of European Energy Regulators (CEER)) в рамках работы над обновленной ЦМРГ, в начале 2014 г. был проведен опрос участников европейских газовых рынков, который провела и результаты которого обобщила по данным за 2013 г. австрийская консалтинговая компания Wagner, Elbling & Company Management Advisers («Вагнер, Элблинг и Ко») <sup>38</sup>. Примерно 20 участников опроса дали

<sup>38</sup> Высокий профессиональный уровень специалистов этой компании заслуживает отдельного упоминания хотя бы потому, что при подготовке первоначальной

свои развернутые ответы, отнеся к дополнительным параметрам, характеризующим рынок/рыночную площадку в качестве ликвидной, следующий набор пороговых значений, которые, по их мнению, следует рассматривать в совокупности. Только одновременное превышение всех параметров для той или иной торговой площадки будет являться, по мнению участников рынка, необходимым и достаточным основанием для того, чтобы считать параметры ее работы надежными характеристиками понятия «ликвидный рынок/торговая площадка»:

- (1) горизонт торговли/ликвидности: не менее 36 месяцев вперед,
- (2) надежность/устойчивость ценовой индикации: не менее 15 сделок с каждым торгуемым на хабе продуктом в течение торгового дня/сессии,
- (3) надежность/устойчивость объемной индикации: суммарный объем сделок не менее 120 МВт предложения газа по каждому торгуемому на хабе продукту в течение торгового дня/сессии.

Совокупность параметров (2) и (3) необходима для обеспечения достаточной статистической базы, защищенной/свободной (предположительно) от возможного манипулирования.

Выводы компании Вагнер, Элблинг и Ко<sup>39</sup> по итогам обобщения результатов опроса участников рынка однозначны: ни один из одиннадцати проанализированных в опросе европейских хабов<sup>40</sup> пока не достиг порогового – по мнению участников рынка – уровня ликвидности, если не сводить анализ к измерению одного только параметра «черн». Ни один из этих хабов не попал на рис. 9-10 в правые верхние квадранты,

---

*чального варианта (первой версии) ЦМРГ ЕС в 2010 г. именно эта компания, нанятая энергорегуляторами (CEER) в качестве одного из консультантов, настояла на необходимости включения в ЦМРГ раздела по долгосрочным крупномасштабным дальнего транспорта поставкам газа в ЕС, каковые разделы отсутствовали в предложениях других привлеченных консультантов, то есть именно при непосредственном активном участии компании Вагнер, Элблинг и Ко удалось отстоять наличие двухсекторной модели рынка газа ЕС (контрактный и спотовый сегменты) в рамках ЦМРГ, построенной на базе интерпретации положений Третьего энергопакета ЕС энергорегуляторами ЕС.*

<sup>39</sup> Доложенные сначала на 3-м заседании Рабочей Группы ACER по обновлению ЦМРГ ЕС 19 мая 2014 г. в Брюсселе, а затем 15 июля 2014 г. в Вене в ходе 20-го раунда неформальных Консультаций экспертов России/Группы Газпром и энергорегуляторов и операторов ГТС ЕС по проблемным вопросам Третьего энергетического пакета ЕС, совмещенного с 13-м заседанием Рабочей группы 2 «Внутренние рынки» Консультативного Совета по газу Россия-ЕС. В ближайшее время сводный доклад компании Вагнер, Элблинг и Ко будет опубликован.

<sup>40</sup> Английский NBP, голландский TTF, два германских – GPL и NGG, два французских – PEG Nord и PEG Sud, два бельгийских – ZEE и ZTP, итальянский PSV, и две виртуальные торговые площадки (virtual trading point) - австрийская VTP и чешская VTP (см. рис. 9-10).

образованные пересечением линий, соответствующих паре пороговых значений иных, помимо «черна», вышеуказанных параметров ликвидности:

- параметры (1) и (2) - на рис. 9 и
- параметры (1) и (3) - на рис. 10.

**Рисунок 9. Насколько сегодняшние хабы в ЕС соответствуют критериям ликвидности оптовой торговли, по мнению участников рынка (результаты опроса) (1)**

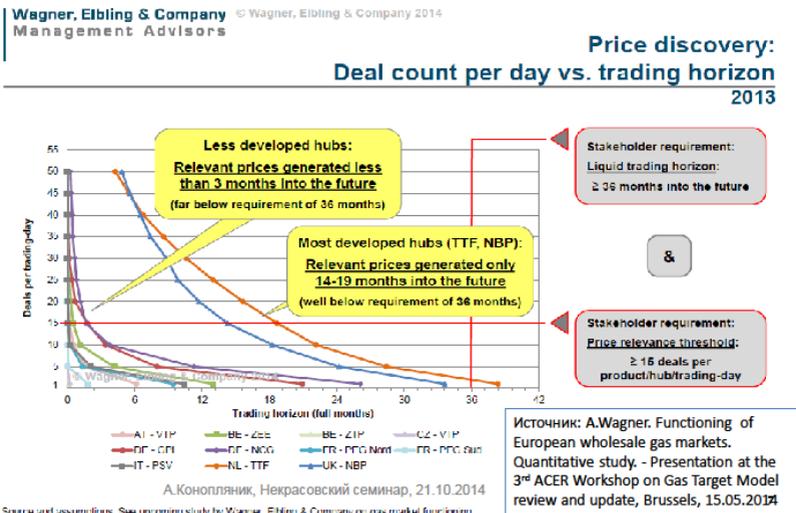


Рисунок 9. Насколько торговые площадки (хабы) в ЕС соответствуют сегодня критериям ликвидности оптовой торговли газом по результатам опроса участников рынка (1: надежность цены)

Если мерить показателем надежности/устойчивости ценовой индикации того или иного хаба (количество сделок в день по продукту), то семь из 11 торговых площадок (кроме голландского TTF, английского NBP и двух немецких хабов) преодолевают рубежное значение 15 сделок в день по продукту лишь на горизонте торговли, не превышающем одного месяца (поставка в следующем месяце). Для двух немецких хабов это рубежное значение (15 сделок) преодолевается на горизонте первых 3-х месяцев порогового, по мнению участников рынка, горизонта в 36 месяцев. То есть более 90% протяженности этого порогового интервала/горизонта для немецких хабов и практически весь горизонт для остальных семи из «группы 11-ти» (кроме TTF и NBP) остаются за пределами «ликвидной» – по мнению участников рынка – торговли.

## Рисунок 10. Насколько сегодняшние хабы в ЕС соответствуют критериям ликвидности оптовой торговли, по мнению участников рынка (результаты опроса) (2)

Wagner, Eibling & Company © Wagner, Eibling & Company 2014  
Management Advisors

Availability of gas:

Sell-side (offered) volumes vs. trading horizon

2013

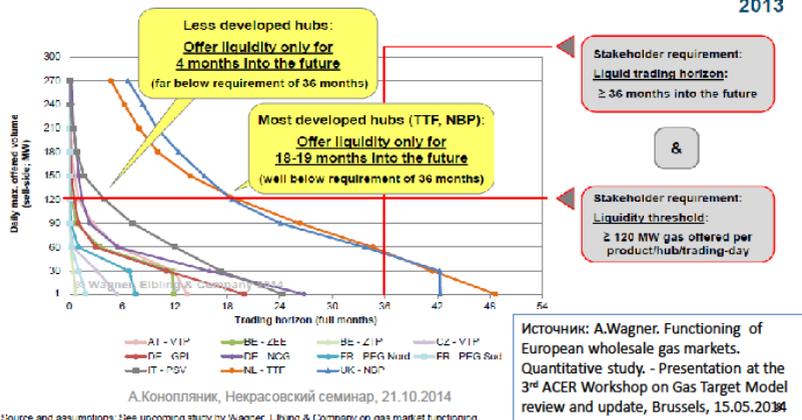


Рисунок 10. Насколько торговые площадки (хабы) в ЕС соответствуют сегодня критериям ликвидности оптовой торговли газом по результатам опроса участников рынка (2: достаточность предложения)

Для двух наиболее ликвидных хабов в «группе 11-ти» разрыв между фактическим и пороговым значением меньше фактически достигнутого горизонта торговли – «всего» порядка 50%, ибо пороговый уровень надежной ценовой индикации (более 15 сделок в день по продукту, по мнению участников рынка) обеспечивается на горизонте торговли 14 месяцев для английского NBP и 19 месяцев для голландского TTF против необходимых 36-ти месяцев (рис. 9).

Аналогичная картина и по надежности объемной индикации (рис. 10): восемь из 11-ти хабов преодолевают по этому параметру лишь двухмесячный горизонт торговли, итальянский PSV – четырехмесячный и лишь для TTF и NBP этот горизонт составляет 18-19 месяцев. То есть для двух последних хабов 50% горизонта торговли остается за пределами «ликвидной» торговли по надежности объемов предложения газа на площадке, а для остальных хабов – 90% и более.

Таким образом, вывод очевиден: как в сопоставлении с газовыми торговыми площадками в других районах мира (Henry Hub в США), так и в сопоставлениях с основными нефтяными торговыми площадками (нью-йоркский NYMEX, лондонский ICE), а также оценивая европейские газовые хабы по совокупному набору критериев ликвидности, ни

одна из сегодняшних европейских торговых площадок газом - по мнению участников европейского газового рынка - не может быть отнесена к категории ликвидных, в то время как этот параметр отнесен европейскими институтами к основному мерилу эффективности создания/функционирования европейского газового рынка.

Системное недоинвестирование в диверсификацию газовой инфраструктуры внутри ЕС – одна из причин низкой ликвидности торговых площадок в СЗЕ и их отсутствия в ЦВЕ.

## **2.6. Целевая модель рынка газа (ЦМРГ) ЕС: «плюрализм поставок» требует иных (финансируемых) правил для инвестиций**

Основная идеология, заложенная в ЦМРГ ее разработчиками-энергорегуляторами, сводится к увеличению числа игроков на европейском газовом рынке. Причем под игроками понимаются не только и не столько поставщики физического газа, сколько торговцы-перепродавцы товарного и бумажного газа. И как правило речь идет о газе, уже доставленном в ЕС, исходя из допущения, что он уже находится на территории ЕС, то есть по умолчанию предполагается, что внешние поставщики безусловно заинтересованы поставлять свой газ в ЕС. Но чтобы доставить газ в ту или иную страну ЕС необходимы как минимум два компонента: во-первых, заинтересованность внешних поставщиков направлять свой газ именно в ЕС, а не на другие рынки, во-вторых, наличие соответствующей инфраструктуры доставки. Регулирование ЕС 994/2010 и ЦМРГ требуют наличия в каждой стране ЕС как минимум трех источников поставок – т.н. «плюрализм поставок». По 26 странам ЕС (из 28) это требование выполнено только в 13 случаях, при этом наивысшим уровнем диверсификации (плюрализма поставок) характеризуются Франция (13), Италия и Испания (по 12) и Соединенное Королевство (11 источников). Понятно, что в значительной степени такой высокий «плюрализм поставок» обеспечен за счет СПГ. Три страны ЕС достигли порогового значения, а 10 государств имеют менее трех источников поставок (см. рис. 11).

Для того, чтобы повысить уровень «плюрализма поставок» выше трех, нет иного пути кроме как инвестиционный – создание дополнительной инфраструктуры доставки газа. Это означает формирование регуляторного режима, стимулирующего инвестиционную деятельность по созданию газотранспортной инфраструктуры. Особенно остро эта проблема стоит для стран, удаленных от морского побережья – лишенных возможности, наряду с трубопроводной инфраструктурой, развивать инфраструктуру поставок СПГ.

**Рисунок 11. Целевая модель рынка газа ЕС и соответствие ей: «плюрализм поставок» и индекс RSI \***

Member State	Number of sources	RSI	Member State	Number of sources	RSI
Austria	3	143%	Italy	12	108%
Belgium	8	279%	Latvia	1	0%
Bulgaria	2	13%	Lithuania	1	0%
Croatia	5	125%	Luxembourg	4	0%
Czech Republic	3	159%	Netherlands	6	189%
Denmark	2	22%	Poland	3	56%
Estonia	1	0%	Portugal	2	93%
Finland	1	0%	Romania	4	104%
France	13	137%	Slovakia	2	369%
Germany	4	110%	Slovenia	5	74%
Greece	9	131%	Spain	12	159%
Hungary	4	60%	Sweden	1	0%
Ireland	2	8%	United Kingdom	11	142%
			<b>GTM target</b>	≥ 3	≥ 110%

\*Residual Supply Index (RSI) в ЦМРГ ЕС: должен превышать 110% в течение более чем 95% дней в году.

Источник: W.Boltz. Review of the GTM and the integration of the gas markets. – 26<sup>th</sup> Madrid Forum, 15-16.10.2014

А.Конопляник, Некрасовский семинар, 21.10.2014

Рисунок 11. Целевая модель рынка газа ЕС и соответствие ей: «плюрализм поставок» и индекс RSI

Ни правила Второго (2003 г.), ни правила Третьего (2009 г.) энергопакетов ЕС не создают в качестве «общего правила» инвестиционно-привлекательной нормативной базы для создания новых газотранспортных мощностей. Основной путь создания таких мощностей в ЕС – это путь индивидуальных изъятий из инвестиционно-запретительных (без таких индивидуальных изъятий) положений энергетического законодательства ЕС. Такие индивидуальные односторонние временные изъятия из правил энергетического законодательства ЕС для каждого конкретного инвестиционного проекта предусмотрены в рамках соответствующей процедуры, установленной в статье 22 Второй и статье 36 Третьей Газовой Директивы. Механизм таких изъятий является основным инструментом реализации инвестиционных инфраструктурных проектов в газовой сфере в ЕС: таким образом с 2003 г. было реализовано 27 проектов: 13 трубопроводов, 13 терминалов СПГ, 1 ПХГ<sup>41</sup>. Однако это – весьма длительный и непредсказуемый (по возможным параметрам окончательного решения) путь. Он ставит инвесторов таких проектов в одностороннюю зависимость от регулирующих органов и их предпо-

<sup>41</sup> Д.Хандога, презентация на IX Международной конференции «Энергетический диалог: Россия – ЕС. Газовый аспект», 14.05.2014 г., Брюссель.

чений и (пред)убеждений, создавая для инвесторов и их проектов дополнительные риски и неопределенности<sup>42</sup>. Пример: процедура получения изъятий по ст.22 для «любимого» не так давно в ЕС проекта «Набукко» (что означает, что для него была открыта «зеленая улица» в получении различных административных разрешительных документов, что убыстряло для него любую процедуру по сравнению с другими аналогичными проектами) заняла 28 месяцев – за это время было подготовлено ТЭО, были получены все необходимые разрешения и был построен газопровод Туркменистан-Узбекистан-Казахстан-Китай. Правда, Набукко, несмотря на всю любовь к нему регулирующих органов ЕС, в итоге так и не был реализован из-за отсутствия спроса на его мощности со стороны грузоотправителей, что не дало возможность привлечь рыночное финансирование под его строительство, ибо обеспечением под привлечение внешнего (долгового или «проектного») финансирования является наличие зарезервированных грузоотправителями газотранспортных мощностей (контракты на прокачку по будущему – пока не построенному) трубопроводу. Нет контрактов грузоотправителей – значит, нет гарантий возврата вложенных в проект средств – значит, нет источников финансирования (никто из финансовых институтов не будет представлять потенциально невозвратные кредиты, несмотря на всю политическую – словесную – поддержку проекта) – значит, проект не будет построен. Что и произошло с Набукко.

Именно поэтому, с самого начала неформальных консультаций экспертов России/Группы Газпром с энергорегуляторами и операторами ГТС стран ЕС, при участии представителей Еврокомиссии (с января 2010 г.), мы старались убедить наших европейских коллег в необходимости формирования стандартной (прозрачной, предсказуемой, работоспособной) нормативной базы по созданию новых мощностей ЕС на базе положений Третьего пакета, с одной стороны, но и объективно-обусловленных требований финансируемости капиталоемких (в том числе трансграничных) инвестиционных проектов, с другой стороны, - такой нормативной базы, которая не требовала бы индивидуальных изъятий для реализации такого рода проектов.

---

<sup>42</sup> A.Konoplyanik. “Russia and the Third EU Energy Package: Regulatory Changes for Internal EU Energy Markets in Gas and Possible Consequences for Suppliers (Including Non-EU Suppliers) and Consumers”. - “International Energy Law Review”, 2011, Issue 8, p. 24-40 A.Конопляник. «Уменьшить риски и неопределенности Третьего Энергопакета ЕС». – «Нефтегазовая Вертикаль», 2012, №7, с. 79-88; A.Konoplyanik. «Reducing risks and uncertainty of EU Third Energy Package». – “Energy Dialogue. Review of International Energy Policy and Security”, N3, 2012, p. 12-14.

На это была нацелена также значительная часть деятельности Второй Рабочей группы<sup>43</sup> (РГ2) «Внутренние рынки» Консультативного Совета по газу Россия-ЕС (КСГ), который был создан в начале 2011 г. и начал функционировать в октябре 2011 г. А также деятельность автора в составе группы в составе шести т.н. «основных участников рынка» (Prime Movers), приглашенных ENTSOG в качестве своеобразных «спарринг-партнеров» при подготовке соответствующего Сетевого кодекса по новым и дополнительным мощностям газотранспортной инфраструктуры в развитие положений Третьего энергопакета, в первую очередь – для реализации статьи 13.2 Третьей Газовой Директивы, гласящей, что «каждый оператор ГТС обязан строить достаточные трансграничные мощности для объединения европейской газотранспортной инфраструктуры, покрывающие весь экономически целесообразный и технически реализуемый спрос на мощности и принимая во внимание соображения по надежности газоснабжения». К сожалению, техническое задание, выданное европейским Агентством по сотрудничеству энергорегуляторов (ACER) Объединению операторов европейских ГТС (ENTSOG) для подготовки этого Сетевого Кодекса, содержало в себе, как оказалось, ряд «отравленных пилюль» - положений/предписаний, которые настолько заужено и некорректно, на мой взгляд, интерпретировали положения Третьего энергопакета (искажая его «дух», в частности идеологию ст.13.2 Директивы), что операторы ГТС, скованные обязанностью находиться в рамках предписаний регуляторов, могли в лучшем случае минимизировать издержки, а не максимизировать положительные эффекты создаваемой процедуры реализации инфраструктурных инвестиционных проектов.

Поэтому подготовленная процедура реализации инвестиционных инфраструктурных проектов в рамках проекта Сетевого кодекса по новым и дополнительным мощностям, опубликованная ENTSOG 06.11.2014, которая будет официально передана на согласование в ACER 27.12.2014, к сожалению, не смогла включить неоднократные предложения, в том числе автора с коллегами<sup>44</sup>, участвовавшими в со-

---

<sup>43</sup> Автор имеет честь возглавлять ее с российской стороны; со стороны ЕС ее возглавляет В.Больц, руководитель австрийского энергорегулятора «Энерджи контрол».

<sup>44</sup> См.: A.Barnes, A.Konoplyanik, K.Kovacs, N.Sisman. "New Capacity Case Study - Progress, Status Update and Key Issues". Joint Presentation at Work Stream 2 Russia-EU Gas Advisory Council meeting, St. Petersburg, 10-11 September 2013; A.Konoplyanik. "Comments on ACER Guidance & ENTSOG Project Plan (Remarks for ENTSOG Incremental Proposal Kick-of Meeting)". – Presentation at ENTSOG Incremental Proposal Kick-of Meeting, Brussels, ENTSOG, 14 January 2014; A.Barnes, A.Konoplyanik. "Remarks on ENTSOG Preliminary View on Incremental

ставе «Prime Movers» в работе Рабочей группы ENTSOG (в первую очередь – с А. Барнсом, «Газпром Маркетинг энд Трейдинг»), по формированию работоспособной, финансируемой процедуры реализации трансграничных инфраструктурных проектов на основе принципа «скоординированной открытой подписки» (coordinated open season), которая давала бы возможность реализовывать (финансировать, строить, эксплуатировать) такие трансграничные трубопроводы (типа Южного потока) в полном соответствии с нормами Третьего энергопакета, но и при соблюдении принципов проектного финансирования.

Ключевая негативная характеристика предписанной ACER в рамках ТЗ и разработанной ENTSOG в рамках предписанного ТЗ процедуры – смешение воедино двух принципиально разных методологий: *аукционного* принципа доступа к мощностям (что есть один из возможных механизмов доступа к существующим мощностям в случае дефицита мощностей) и механизма регулярно повторяемой «открытой подписки» как инструмента определения рыночного спроса на мощности, на основании которого создаются новые мощности транспортировки, полностью покрывающие заявленный спрос на них, в результате чего дефицит мощностей попросту отсутствует (см. рис. 12).

То есть правильно сконструированный и применяемый механизм открытой подписки дает возможность избежать появления дефицита мощностей, что кардинально меняет саму идеологию применения принципа «обязательного доступа третьих сторон» (ОДТС). Таким образом, юридически обязательное правило ОДТС, являющееся законодательной нормой ЕС со времени принятия Второго Энергетического пакета ЕС

---

*Proposal as of 14.01.2014 within the framework of Acer Guidance to ENTSOG as of 29.11.2013”. – Presentation at the 19th round of Informal Russia-EU Consultations on EU Regulatory Topics & 12<sup>th</sup> meeting of the EU-Russia Gas Advisory Council’s Work Stream on Internal Market Issues (WS2 GAC) combined with ENTSOG Workshop on “Incremental Proposal” (CAM NC amendment), Vienna, E-Control, 31 January 2014; A.Barnes, A.Konoplyanik. “Draft RF/GG vision of “Coordinated Open Season” for “New Capacity” within ENTSOG “Incremental Proposal” “. – Presentation at 2<sup>nd</sup> SJWS on ENTSOG “Incremental Proposal” (CAM NC amendment), Brussels, ENTSOG, 26 February 2014; A.Barnes, A.Konoplyanik. “Prime Movers’ vision on intermediate results of ENTSOG “Incremental Proposal” (why justified concerns of long-term shippers / promoters of new capacity are not yet taken into account?)”. - 5<sup>th</sup> SJWS on ENTSOG “Incremental Proposal” (CAM NC amendment), Brussels, ENTSOG, 08 April 2014; A.Barnes, A.Konoplyanik. “Prime Movers’ comments on draft CAM amendment for Incremental Capacity”. – Presentation at 6<sup>th</sup> SJWS on ENTSOG “Incremental Proposal” (CAM NC amendment), Brussels, ENTSOG, 24<sup>th</sup> June 2014 (available at: [www.konoplyanik.ru/presentations/...](http://www.konoplyanik.ru/presentations/)).*

(было введено Второй Газовой Директивой), может быть реализовано не за счет применения инструментов недискриминационного распределения существующих дефицитных мощностей на стадии их эксплуатации, а за счет полного удовлетворения всех своевременно поданных и прогарантированных потенциальными грузоотправителями заявок на доступ к будущим (еще не созданным мощностям). В таком случае, недискриминационными должны стать инвестиционные инструменты – по созданию новых мощностей. Недискриминационность должна выражаться в соответствии объема законтрактованных мощностей тем или иным грузоотправителем в рамках создаваемого транспортного маршрута объему финансовых обязательств и получаемых объемов доступа к мощностям после их создания – эти пропорции не должны нарушаться. Более того, недискриминация в данном случае будет означать, что если один грузоотправитель заблаговременно готов зарезервировать несозданные пока еще мощности транспортировки, в результате чего – и именно на основе законтрактованных им объемов будущих мощностей – и может быть обеспечено финансирование строительства новых мощностей (нового транспортного маршрута), то, если после создания этих новых мощностей, появится некий новый – второй претендент на доступ к этим мощностям, который не принимал участия в их финансировании, ибо не предоставлял гарантий прокачки своих будущих объемов по будущим мощностям, и не нес соответствующих рисков, то такой будущий (как правило – краткосрочный или разовый/спотовый – поставщик) не должен иметь равных условий по доступу к трубе наряду с тем грузоотправителем (как правило, долгосрочным поставщиком), который своими обязательствами на прокачку (зарезервированными им мощностями) и обеспечил финансирование и создание этих газотранспортных мощностей. Причем независимо от того, кто строил эти мощности. В данном случае недискриминация означает предоставление разных условий для доступа к трубе разным категориям грузоотправителей:

- приоритетного доступа (в рамках законтрактованных ими объемов мощностей) тем грузоотправителям, которые несли финансовое бремя и риски по созданию новых мощностей посредством заблаговременного резервирования мощностей в рамках процедуры отрывной подписки, и
- возможности доступа лишь в рамках свободных мощностей (которые могут временно высвободиться по тем или иным причинам после того и/или наряду с тем, как первая группа грузоотправителей в полной мере выполнит свои контрактные обязательства) тем грузоотправителям, кто не воспользовался предоставляемыми в рамках процедуры открытой подписки возможностями по резервированию еще не созданных мощностей и не брал на себя тем самым дополни-

тельных рисков и обязательств, а пришел к оператору вновь созданных мощностей лишь после их создания и потребовал доступа к этой, уже существующей трубе.

**Рисунок 12. Разработанная ENTSOG процедура создания новых мощностей ГТС (в рамках ТЗ, подготовленного ACER)**



**Рисунок 12. Разработанная ENTSOG процедура создания новых мощностей ГТС (в рамках ТЗ, подготовленного ACER)**

Иначе говоря, если компания – потенциальный грузоотправитель (например, Газпром) зарезервировала на некий срок некие мощности (то есть предоставила юридические обязательства прокачки по будущим мощностям на этот срок определенных объемов газа), то она должна не только в полном объеме получить доступ к законтрактованным мощностям на весь срок их контрактации после создания газотранспортных мощностей, но и нести адекватное финансовое бремя по созданию этих мощностей – пропорционально объему дисконтированных объемов финансовых средств, которые ее законтрактованные обязательства составляют в общей совокупной сумме законтрактованных обязательств других участников процедуры открытой подписки, на основании и по итогам обобщения рыночного спроса на мощности которых и создается новый транспортный маршрут с данными характеристиками.

Однако, установив/согласившись на принципиальную возможность применения процедуры «открытой подписки» (чего удалось добиться от регуляторов на стадии формирования ТЗ), ACER ввел требование при-

менения (по умолчанию) аукционного принципа определения тарифов для новых мощностей, резервирования 10% новых мощностей (заявленного спроса на мощности) для будущих возможных краткосрочных поставщиков, плавающие тарифы для новых мощностей и ряд других положений, которые, с одной стороны, не дают гарантий грузоотправителям, что они получают 100% зарезервированных ими мощностей, контракты на прокачку газа по которым являются для операторов ГТС обеспечением под привлечение необходимых инвестиций в проект. С другой стороны, уровень тарифов на прокачку оказывается непредсказуемым. Это, в лучшем случае, резко увеличивает риски и неопределенности создания новой инфраструктуры. Но в рамках нормальной стандартной экономической логики – делает проект нереализуемым (нефинансируемым).

Итак, экспертами России/Группы Газпром в рамках неформальных консультационных процессов с европейской стороной была предложена нормативная процедура создания новых трансграничных мощностей ГТС в рамках соответствующего Сетевого Кодекса на основе ст.13.2 Третьей Газовой Директивы, чтобы полностью соответствовать нормам Третьего Энергопакета ЕС и обеспечивать реализуемость каждого такого инвестиционного инфраструктурного проекта без индивидуальных изъятий (без необходимости обращения к ст.36). Эта процедура разрабатывалась ENTSOG при активном участии экспертов России/Группы Газпром, но в рамках ограничений в ТЗ, составленного ACER. Ключевым элементом предложенной процедуры должна была стать процедура «скоординированной открытой подписки» (coordinated open season).

В частности, для реализации крупных инвестиционных трансграничных инфраструктурных проектов (по созданию газотранспортной инфраструктуры) в рамках действующего законодательства ЕС (нормы регулирования которого на основе положений Третьего Энергопакета пока что детально не прописаны) нами было предложено ввести в Сетевой кодекс по созданию новых/дополнительных мощностей ГТС специальный раздел (ст. 20(h)<sup>45</sup>), который учитывал бы специфику применения процедуры открытой подписки для такого рода проектов, что давало бы возможность, с одной стороны, привести в соответствие нормы Третьего энергопакета с требованиями проектного финансирования (чтобы обеспечить финансируемость такого рода проектов, «снизив их

---

<sup>45</sup> См.: A.Barnes, A.Konoplyanik. *Key issues to be addressed by new draft Article 20(h) to ENTSOG CAM Incremental Amendment and their cross reference to specific paragraphs of this article.* – Presentation at the 21st round of Informal Russia-EU Consultations on EU Regulatory Topics & 14<sup>th</sup> meeting of the EU-Russia Gas Advisory Council's Work Stream on Internal Market Issues (WS2 GAC), Brussels, ENTSOG, 22.09.2014 ([www.konoplyanik.ru/presentations/2014/...](http://www.konoplyanik.ru/presentations/2014/)).

риски и неопределенности до приемлемого уровня<sup>46</sup>», с другой стороны, обеспечило бы возможность реализации таких проектов «в рамках законодательства ЕС – Третьего энергопакета», что настойчиво требуют (например, в рамках обсуждения проекта «Южный поток» европейские политики, многие из которых, увы, не понимают при этом, почему эти непрописанные или неадекватно интерпретируемые ими, как, скажем, в случае с трубопроводом OPAL, правила объективно препятствуют реализации крупных инфраструктурных инвестиционных проектов на территории ЕС).

В результате идея «открытой подписки» инкорпорирована в проект Сетевой Кодекса, но в искаженном виде, вследствие чего сохраняются риски неполучения законтракованных (зарезервированных) мощностей грузоотправителем при неопределенности уровня тарифов на период контрактации мощностей. Поэтому когда представители ЕС заявляют о необходимости «соответствия «Южного потока» требованиям / положениям Третьего Энергопакета ЕС», это требование должно, в свою очередь, сопровождаться (что пока не достигнуто) соответствием разработанных во исполнение положений Третьего Энергопакета подзаконных актов (Сетевых кодексов) требованиям финансируемости инвестпроектов (нормам/правилам проектного финансирования).

Пока данный сетевой Кодекс не принят (будет проходить стадии обсуждения в ACER и Еврокомиссии), будем продолжать доказывать европейской стороне необходимость внесения в него корректив, чтобы сделать его работоспособным, финансируемым. Главное наше предложение – разделить процедуру аукциона и открытой подписки (рис. 12), сделать развилку (выбор пути) «аукцион или открытая подписка» не персонифицированным, субъективным, а по набору формальных критериев (что прописано сегодня в Кодексе) и не смешивать далее две процедуры после выбора одной из них в качестве пути реализации проекта<sup>47</sup>.

Тогда крупные трансграничные инвестиционные инфраструктурные проекты могли бы реализовываться по принципу «скоординированной открытой подписки», изолированному от аукционного принципа на всех стадиях после принятия формализованного решения о реализации проекта на базе определения рыночного спроса на мощности (это собственно и есть механизм открытой подписки): то есть принятого на основе формального набора критериев, главным из которых является количе-

---

<sup>46</sup> Цитата из Ф.Лоу (бывший – до 2014 г., до ухода на пенсию – руководитель со стороны ЕС Консультативного Совета Россия-ЕС по газу) – этот тезис мы ввели на первом заседании КСГ как своего рода рабочий лозунг/руководящее указание для повседневной деятельности КСГ.

<sup>47</sup> Детали предложения представлены, например, в материалах в предыдущей сноске.

ство трансграничных переходов при реализации проекта: больше двух – то есть имеем дело с транзитным проектом – милости просим на дальнейшее движение по пути «скоординированной открытой подписки», механизм которой описывается в предложенной нами ст.20(h) Сетевого кодекса по новым мощностям.

### **3. Новые реалии и ответ Украины: диверсификация для транзитера и переход на «Европейские формулы»**

Каковы новые риски, новые вызовы, новые ответные меры и «точки невозврата для Украины – второго важнейшего звена в цепочке поставок российского газа в Европу?

Вплоть до недавнего времени (чуть ли не до февральского переворота в стране в 2014 г.) в России велась дискуссия о том, по какому пути может пойти Украина: по пути Евро- или СНГ-интеграции. На мой взгляд, эта «точка невозврата» была Украиной фактически пройдена еще в 2004 г., по крайней мере в энергетической сфере. Тогда лидерами «оранжевой революции» был запущен «эффект домино» в направлении Евро-интеграции, начиная с требований о переходе на «Европейские формулы» в газовых отношениях с Россией вслед за принятым в ЕС в 2003 г. Вторым Энергетическим пакетом, который разделил рынки товара (газа) и мощностей транспортировки (ГТС) и вертикально интегрированные компании. С тех пор Евро-интеграция – это фактический вектор развития Украины в сфере энергетики.

Итак, весной 2004 г. тогда еще кандидат в Президента Украины В. Ющенко стал призывать разделить российско-украинские контракты на поставку газа (экспорт на Украину) и на транзит газа через Украину (транспортировку, обеспечивающую экспорт в ЕС) и перейти на «Европейские формулы» ценообразования на газ в российско-украинской газовой торговле. Ожидания Украины были – получить более высокие транзитные тарифы. Фактическим приобретением Украины оказались более высокие импортные цены на газ<sup>48</sup>.

---

<sup>48</sup> А.Конопляник. «Слезая с иглы. Российско-украинские газовые войны скоро канут в Лету — российский газ на украинском рынке медленно, но неуклонно теряет безальтернативность». - «Эксперт», № 38, 24-30 сентября 2012 г., с. 52-54; он же. «Эффект формулы (за что сидит Юлия Тимошенко?)». – «Нефтегазовая Вертикаль», 2012, № 13-14, с. 18-23; он же. ««Газпром», Европа, Украина: о судебных исках, условиях контрактов и формуле ценообразования. Интервью с А.А. Конопляником, доктором экономических наук, профессором РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина». – «Нефть, газ и право», 2011, № 5, с. 51-57; он же. «Андрей Конопляник: «Газотранспортная система Украины и России всегда была единой»». – «Экономические Известия» (Украина), 24 декабря 2008 г., № 234 (997), с.1, 3; он же. «Андрей Конопляник: «Единственным вариантом обеспечения предсказуемости и прозрачности ценообразования

Таким образом, российско-украинские транзитные газовые кризисы в январе 2006 г. и январе 2009 г. явились фактически результатом несогласия Украины с «Европейскими формулами», за переход к которым страна так ратовала устами своих возглавивших страну в 2004 г. евроинтеграторов и на которые Россия двумя последовательными шагами перевела свои экспортные поставки газа на Украину.

Первый шаг был сделан в 2006 г., когда на «европейские формулы» были переведена часть экспортных поставок газа, добытого в России. Ре-экспорт среднеазиатского газа на Украину продолжал идти по ценовой формуле «кост-плюс», по которой среднеазиатские экспортеры продавали газ России на своих внешних границах, что давало возможность Украине в течение 2006-2009 гг. получать пониженную цену на импортный газ в период 2006-2008 гг. Именно для понижения средней цены поставок, на мой взгляд, возникла экономико-юридическая потребность в появлении промежуточной структуры – таковой оказалось российско-украинское СП «РосУкрЭнерго» (РУЭ) – чтобы взвешивать (смешивать) на ее балансе два входных потока направляемого на экспорт на Украину газа. Один, меньший по объему с более высокой ценой, – газ российского происхождения с экспортной ценой, рассчитанной по «Европейской формуле» (с нефтепродуктовой привязкой – от стоимости замещения на рынке ЕС). Второй, больший по объему с более низкой ценой, – реэкспортируемый на Украину газ среднеазиатского происхождения, ставший российским по праву собственности после его приобретения российской стороной, с экспортной ценой, рассчитанной как среднеазиатский «кост-плюс» плюс стоимость транспортировки через территорию России до Украины. Взвесив (смешав) контрактно два газовых потока на счетах РУЭ, получаем пониженную экспортную цену российского газа для Украины на 2006-2008 гг.<sup>49</sup> Однако наши украин-

---

*между «Газпромом» и «Нефтегазом» может быть только формульный подход».* – «Экономические Известия» (Украина), 24 ноября 2008 г., № 212 (975), с. 1, 3, и др.

<sup>49</sup> См. источники в предыдущей сновке, а также: *Цена энергии: международные механизмы формирования цен на нефть и газ.* – Секретариат Энергетической Хартии, Брюссель, 2007, 277 с., [www.encharter.org](http://www.encharter.org); А. Конопляник. «Российский газ в континентальной Европе и СНГ: эволюция контрактных структур и механизмов ценообразования». – ИНИП РАН, Открытый семинар «Экономические проблемы энергетического комплекса», 99-е заседание 25 марта 2009 г. – Москва, Изд-во ИНИП РАН, 2010 г., 102 с.; он же. «Russian – Ukrainian Gas Dispute: Prices, Pricing and ECT». – “Russian/CIS Energy & Mining Law Journal”, 2006, N1 (Volume IV), p. 15-19; он же. «Российско-украинский газовый спор: размышления по итогам Соглашения от 4 января 2006 г. (в свете формирования цен и тарифов, экономической теории и ДЭХ)». – «Нефть, газ и право», 2006, № 3, с. 43-49; № 4, с. 37-47; он же. «Эхо ценовой революции. Начавшийся

ские коллеги не оценили должным образом эту субсидию, масштаб которой хорошо виден из данных рис. 42 на стр. 194 в изданной Секретариатом Энергетической Хартии в 2007 г. книге «Цена энергии...»<sup>50</sup>.

Второй шаг был сделан в 2009 г., когда на «Европейские формулы» был переведен весь объем поставляемого из России на Украину газа. К сожалению для наших украинских коллег, время перехода (январь 2009 г.) привело к попаданию в т.н. «опорный период» (предыдущие девять месяцев перед датой начала договора, за которые усредняется цена учитываемых в формуле индексации замещающих газ энергоресурсов – в российско-украинском контракте, построенном по типичной «Европейской формуле», таковыми являются мазут и газойль) времени исторического максимума цен на нефть на мировом рынке, которые в июле 2008 г. достигли уровня 147 долл./баррель. Это, с одной стороны, привело к высокому уровню начальной контрактной цены ( $P_0 = 450$  долл./ тыс.куб.м), который автоматически корректировался контрактной формулой индексации (вторым компонентом той самой «Европейской формулы») каждый три месяца на каждый следующий квартал в зависимости от колебаний цен на нефтепродукты на рынке (как было выбрано в контракте) Южной Европы. С другой стороны, побудило российскую сторону – на мой взгляд, в качестве жеста доброй воли в условиях безальтернативности поставляемого Россией на Украину газа – предоставить украинской стороне 20%-ную скидку с цены на весь 2009 г., снизив  $P_0$  до 360 долл./тыс.куб.м и вписав эту скидку (именно скидку, а не новый уровень  $P_0$ ) в контракт, для продолжения облегчения привыкания, приспособления украинской стороны к более высокому уровню импортных цен на газ, вызванных переходом на столь желанные Киеву «Европейские формулы».

Как показали выполненные в 2012 г. тогдашним магистром кафедры «Международный нефтегазовый бизнес» РГУ нефти и газа им. Губкина М.Афанасьевой расчеты<sup>51</sup>, если бы российско-украинский экспортный контракт был заключен не с января 2009 г., а с более ранней даты в период 2004-2008 гг. (сразу или немного спустя прозвучавших призывов украинской стороны к переходу на «Европейские формулы»), уровень начальной цены ( $P_0$ ) был бы намного ниже (ибо мировые цены на нефть начали свой стремительный рост именно после 2004 г.), но зато эффект изменения цены – второй компонент «Европейской формулы» мог бы

---

*в 1962 г. переход на новую формулу ценообразования на газ «аукнулся» в России во второй половине 2000-х годов». – «Нефть России», 2010, № 11, с. 66-70, и др.*

<sup>50</sup> Цена энергии: международные механизмы формирования цен на нефть и газ.

– Секретариат Энергетической Хартии, Брюссель, 2007, с.194,

[www.encharter.org](http://www.encharter.org)

<sup>51</sup> См. А.Конопляник. «Эффект формулы (за что сидит Юлия Тимошенко?)». – «Нефтегазовая Вертикаль», 2012, № 13-14, с. 18-23.

вывести газовую цену на совершенно запредельные уровни,кратно большие ее сегодняшних значений.

### 3.1. Украина: «Европейские формулы», скидки с рыночных цен и платежная дисциплина

Итак, для смягчения бремени перехода Украины на «Европейские формулы» в торговле газом с Россией по всем источникам происхождения поставляемого на Украину российского газа, в период 2009-2014 гг. Россия/Газпром предоставляли Украине/Нафтогазу **четыре** группы односторонних ценовых скидок с экспортной (определяемой по контрактной «Европейской формуле») рыночной цены. Все эти скидки представляли жесты доброй воли моей страны по отношению к украинским потребителям и ими не исчерпывался перечень льгот и субсидий в рамках заключенного в январе 2009 г. 10-летнего контракта на поставку российского газа на Украину (см. рис. 13).

**Рисунок 13. Российско-украинский газовый экспортный контракт: контрактные и фактические платежи, неплатежи и субсидии**



Рисунок 13. Российско-украинский газовый экспортный контракт: контрактные и фактические платежи, неплатежи и субсидии

Отмечу еще раз, что контрактная формульная цена срочных сделок является такой же (настолько же) рыночной, насколько является рыночной и спотовая цена в разовых сделках. Только относятся эти рыночные

цены к разным категориям контрактов на поставку, равноправно сосуществующих в условиях рынка:

- (1) в кратко-, средне-, и/или долгосрочных контрактах не используется фиксированная цена, дабы минимизировать и уравновесить для сторон контракта риски ее колебаний с течением времени в рамках срока действия контракта. Поэтому уровень цены определяется по формуле, фиксируемой в контракте, с встроенным механизмом регулярного автоматического перерасчета уровня цены и возможностью согласованного обеими сторонами пересмотра формулы цены при существенном изменении условий на рынке. Любой срочный контракт предоставляет механизм его исполнения, в том числе, по трем ключевым параметрам: объему и цене поставки и по гибкости поставок (предоставление покупателю права на выставление заявки на требуемый ему объем текущей товарной партии, который может варьироваться в рамках контрактных ограничений, обязательный для исполнения продавцом). При этом гибкость имеет свою цену<sup>52</sup>;
- (2) объем товарной партии в разовых (спотовых) сделках является фиксированным, цена также является фиксированной – по итогам торгов. Гибкость поставок в рамках отдельной товарной партии отсутствует, и может быть получена покупателем, в отличие от контрактной гибкости, только с рынка – за счет/при наличии избытка отложенного (ПХГ) или текущего предложения в условиях (то есть если таковая существует) высокой степени диверсифицированности инфраструктуры/ГТС.

**Первая** скидка, как было показано выше, составляла 20% с рыночной цены  $P_0$ , снизив ее на 90 долл./тыс. куб. м – с 450 до 360 долл./тыс. куб. м. Эта скидка действовала весь 2009 г. и в связи с истечением срока ее действия с 1-го января 2010 г. формульное значение экспортной цены на российский газ снова выросло на 20%.

**Вторая** скидка стала действовать в результате подписания в апреле 2010 г. т.н. «Харьковских соглашений», которые снизили цену российского газа для Украины на величину 100 долл./тыс. куб. м (примерно на величину скидки 2009 г.), но на сей раз через механизм межбюджетных взаимозачетов России и Украины по линии «удешевление текущих платежей за газ в обмен на продление аренды базы ВМФ России в Севастополе после завершения текущего арендного договора в 2017 г.». То есть Россия стала авансом платить за *будущее* продление аренды снижением

---

<sup>52</sup> См, например: С.Комлев. «Спор о цене». – «Газпром», № 12, декабрь 2010 г., с.13-17; он же. «Нам говорят: сейчас рынок перенасыщен, поэтому ваша надежность никому не нужна». 17.07.2013, [www.pro-gas.ru](http://www.pro-gas.ru); он же. «Покупатели не могут, продавцы не хотят. Европейский рынок на перепутье». – «Газпром», № 9, сентябрь 2014 г., с.2-8.

*сегодняшних* цен на газ. Кумулятивная сумма скидок с цены на газ до конца действия контракта на поставку (т.е. за период 2010–2019 гг.) и величина арендных ставок за базу ВМФ в Севастополе предопределили срок продления аренды (до 2045 г.), оплачиваемой в рамках механизма, предусмотренного «Харьковскими соглашениями». Цепочка погашения встречных обязательств сторон работала следующим образом (помним при этом, что и ОАО «Газпром», и НАК «Нафтогаз Украины» являются государственными компаниями).

Максимальный размер российской вывозной экспортной пошлины на газ, который Газпром должен уплачивать в российский бюджет, составляет 30% от рыночной цены, определяемой по «Европейским формулам». На эту величину, если она не превышает 100 долл./тыс. куб. м, Газпром мог снизить цену поставки на Украину. То есть снижение цены пошло по максимально разрешенному сценарию. В рамках такого размера снижения цены Газпром не получал эту сумму от Нафтогаза Украины, но ничего не терял, поскольку не уплачивал ее в бюджет Российской Федерации. Но и бюджет РФ ничего не терял в этой ситуации, поскольку эта недополученная им сумма засчитывалась в качестве его сегодняшнего платежа в бюджет Украины в счет будущей арендной платы за продление пребывания российского ВМФ на военной базе в Севастополе после окончания в 2017 г. действовавшего в 2010 г. арендного договора. Но и бюджет Украины ничего не терял, не получая будущие арендные платежи «живыми деньгами», так как задолженность Нафтогаза перед украинским госбюджетом за поставки российского газа на украинский рынок (компания перепродавала импортируемый из России газ на внутреннем рынке по субсидируемым правительством ценам с убытком), подлежащая компенсации из госбюджета, уменьшалась на эту же сумму.

Система межгосударственного клиринга с участием государственных компаний обеих сторон делала механизм обеспечения второй скидки вполне работоспособным и взаимоприемлемым для всех участников до тех пор, пока сохранялись правовые предпосылки существования ключевого элемента данной схемы – сохранение суверенитета над Крымом и Севастополем у Украины. Как только после/в результате всенародного референдума в Крыму в марте 2014 г. суверенитет над Республикой Крым вернулся к России, ключевое звено, обеспечивавшее данный механизм ценовой скидки (потребность оплаты продления аренды базы ВМФ в Севастополе после 2017 г.) перестало существовать и с апреля 2014 г. действие этой скидки прекратилось.

**Третья** скидка предоставлялась на целевые поставки газа украинским предприятиям химической промышленности для повышения конкурентоспособности их конечной продукции (например, удобрений).

**Четвертая** скидка была предоставлена Россией Украине в декабре 2013 г. на первый квартал 2014 г. в размере дополнительных 100 долл./тыс. куб. м с возможностью дальнейшего продления в случае соблюдения импортером платежной дисциплины за поставляемый газ. Вторая и четвертая скидки привели цены на газ в первом квартале 2014 г. к уровню 268.5 долл./тыс. куб. м при тогдашнем уровне нефтяных цен. Эта дополнительная односторонняя ценовая скидка (очередной жест доброй воли) сопровождалась предоставлением первого транша в размере 3 млрд. долл. США из кредита 15 млрд. долл. США, обещанного Россией тогдашнему (законно избранному) украинскому правительству. Этот транш рядом экспертов расценивался по многим параметрам как потенциально невозвратный<sup>53</sup>.

Как отмечалось выше, этими перечисленными скидками масштаб субсидий, представляемый Россией (Газпромом) Украине (Нафтогазу) в рамках контракта на поставку не ограничивался (рис. 13).

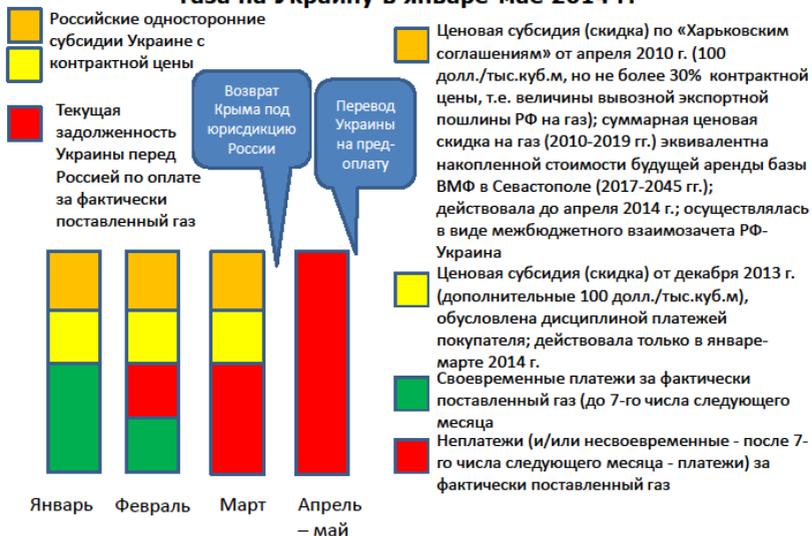
К сожалению, даже по этим почти вдвое сниженным ценам Газпром не получал своевременные и в полном объеме платежи за поставляемый газ (см. рис. 14). В дополнение к задолженности за 2013 г., в 2014 г. Нафтогаз оплатил полностью фактические закупки лишь в январе, половину - в феврале и ничего (ноль, уже при новом правительстве) в марте 2014 г. Поэтому с апреля перестали действовать вторая и четвертая скидки: вторая (по «Харьковским соглашениям») прекратила свое действие в связи с возвратом суверенитета над Крымом к России, четвертая – из-за нарушения условий ее предоставления (нарушение дисциплины платежей). Цены вернулись на уровень 485 долл./тыс. куб. м (с учетом динамики нефтяных цен). Но Нафтогаз и новое украинское правительство отказались платить за газ по ценам без этих двух скидок, хотя в апреле-мае газ активно потребляли (Газпром продолжал его поставлять без оплаты), наращивая объемы закупок и пополняя ПХГ, в то же время обуславливая платежи за покупаемый газ по действующему контракту пересмотром его условий (то есть де факто пересмотром действующих «Европейских формул»)<sup>54</sup>.

---

<sup>53</sup> А.Штыкина (при участии А.Котова). «Вас предупреждали. Проспект к выпуску евробондов Украины, купленных Россией, указывал на риски невозврата денег». – «РБК-daily», 04.03.2014, с.3.

<sup>54</sup> Более подробно см.: А.Конопляник. *The Role of 'European formulas' in the Russia-Ukraine Gas Debate*. – “European Energy Review”, 19 June 2014 (<http://www.europeanenergyreview.eu/site/pagina.php?id=4288>).

**Рисунок 14. Платежная дисциплина по поставкам российского газа на Украину в январе-мае 2014 г.**



А.Конопляник, Некрасовский семинар, 21.10.2014

**Рисунок 14. Платежная дисциплина по поставкам российского газа на Украину в январе-мае 2014 г.**

Ценовые разногласия привели к тому, что Нафтогаз подал два иска в Стокгольмский арбитраж против Газпрома, оспаривая положения:

- контракта на поставку – с требованием установить «справедливую рыночную цену на поставляемый газ». В иске также содержится требование взыскать с «Газпрома» переплату за газ, который он поставлял НАК «Нафтогаз Украины» с 2010 года, по оценкам последней, такая переплата составляет \$6 млрд. и
- контракта на транзит – этот иск предусматривает требование пересмотра контракта и компенсации в связи с недостаточными объемами прокачки. В исковом заявлении «Нафтогаз» просит упразднить или заменить недействующие положения транзитного контракта. При этом права и обязанности по контракту должны быть переданы от «Нафтогаза» оператору ГТС Украины (сейчас – компания «Укртрансгаз»). Кроме того, «Нафтогаз» требует приведение контракта в соответствие европейскому законодательству (Третьему энергопакету ЕС) и внутреннему украинскому законодательству. В «Нафтогазе» считают необходимым изменение системы тарифообразования на транзит также в соответствии с европейскими нормами<sup>55</sup>.

<sup>55</sup> <http://www.interfax.ru/world/401808>

Газпром, в свою очередь, подал встречный иск о взыскании задолженности в размере \$4,5 млрд. за поставленный, но не оплаченный газ. "Газпром" не исключает подачи иска в Стокгольмский арбитраж и по поводу оплаты неотобранного по контракту газа (по условию take-or-pay). По итогам 2012 года счет за невыбранный по контракту объем газа составил более \$7 млрд. за 2013 год превысил \$11 млрд.<sup>56</sup>

С мая 2014 г. Россия и Украина при посредничестве ЕС проводили консультации по урегулированию ценовых разногласий, приведших к образованию задолженности за поставленный газ, последующему переводу Нафтогаза – в соответствии с предусмотренных в контракте механизмом – на предоплату, нулевым поставкам в соответствии с нулевой предоплатой и возникшим опасениям (в первую очередь – со стороны ЕС), что сохраняющаяся неурегулированность этого вопроса может привести к несанционированным отборам транзитного российского газа на территории Украины в зимний период, что создаст проблемы для газоснабжения Европы.

В результате семи раундов трехсторонних консультаций, 30 октября 2014 г. было достигнуто временное решение на период ноябрь 2014 – 31.03.2015. Стороны подписали обязывающий протокол как временное решение, только на указанный период, без ущерба для правовых позиций сторон в рамках Стокгольмского арбитражного разбирательства. Цена поставляемого газа в этот период определяется по контрактной (от 19.01.2009) формуле, уменьшенной на величину 100 долл./1000 куб. м, если такая формульная цена превышает 333.33 долл./1000 куб. м, или на величину таможенной экспортной пошлины (30%) от цены, если формульная цена оказывается менее 333.33 долл./1000 куб. м. Поставки осуществляются по предоплате, отказ от формулы «бери-и/или-плати» (замечу, что при предоплате применение этой формулы становится в принципе невозможным). Оплата за транзит производится в соответствии с Контрактом на транзит от 19.01.2009. Согласованная сумма задолженности за поставки в ноябре-декабре 2013 г. и апреле-июне 2014 г. (3.1 млрд. долл.) погашается двумя траншами. Первый транш погашения (1.45 млрд. долл.) производится до первой поставки в 2014 г. Второй транш погашения (1.65 млрд. долл.) производится до 31.12.2014 и является условием продолжения поставок в 2015 г. Стороны при этом зафиксировали в протоколе свои разногласия по экономическому содержанию величины погашаемой задолженности 3.1 млрд. долл.: для Нафтогаза она равна полной оплате задолженности (база = 268.5

---

<sup>56</sup> <http://www.interfax.ru/business/381037>

долл./1000 куб. м), для Газпрома - лишь частичной оплате задолженности (база = контрактная формульная цена)<sup>57</sup>.

### 3.2. Украина: экономические предпосылки и юридические обязательства по диверсификации

Итак, несогласие Украины с уровнем цен является фактическим ее несогласием с «Европейскими формулами» ценообразования на газ, обеспечивающими его привязку к ценам нефтепродуктов. В результате начатого в 2004 г. Украиной на политическом уровне движения страны в направлении Евро-интеграции, именно ее руководство инициировало переход к «европейской» контрактной структуре газовых поставок из России на Украину и в Европу (разделение контрактов на поставку и контрактов на транспортировку/транзит) и перевода ценообразования на газ в 10-летнем российско-украинском экспортном газовом контракте (2009-2019 гг.) на «Европейские формулы». Украинская инициатива 2004 г. была вызвана/стала следствием принятого годом ранее Второго Энергетического пакета ЕС, который предусматривал разделение рынков товарных поставок (контракты на поставку газа) и рынков обеспечивающей эти поставки инфраструктуры (контракты на транспортировку/транзит газа), и демонстрацией намерений тогдашнего украинского руководства, пришедшего к власти на волне «Оранжевой революции», следовать в русле «европейских тенденций» (дабы заявленные евроинтеграционные намерения подтверждались соответствующими делами). Однако, как мы указывали, ожидания Украины от перехода на европейскую контрактную структуру (разделение контрактов на поставку и транзит) были связаны с ожиданием повышения транзитных тарифов (ростом экспортных доходов), а обернулись повышением импортных цен (ростом импортных расходов).

Более того, несогласие Украины с формулой ценообразования и уровнем цены на ее основе на поставляемый на Украину газ в результате перехода к «Европейским формулам» и привело, на наш взгляд, к транзитным январским кризисам 2006-го и 2009-го гг. То есть, несмотря на призывы украинской стороны разделить контракты на поставку и на транзит, проблемы с *транзитом* явились результатом, помимо прочего, несогласия Украины с «Европейскими формулами» в контракте на *поставку*. То есть фактического разделения контрактов на практике не случилось. Они так и остались для украинской стороны фактически взаимосвязанными, как минимум, поведенчески, мотивационно. В дополнение, естественно, к заложенной в контракты количественной взаимосвязи между ценами на поставляемый газ и величиной тарифа на тран-

---

<sup>57</sup> *The outcomes of the consultations in Ukraine-EU-Russia format on energy issues, 31.10.2014; [http://www.kmu.gov.ua/control/publish/article?art\\_id=247720888](http://www.kmu.gov.ua/control/publish/article?art_id=247720888)*

зит, поскольку оба контракта являются «формульными» и в формулу определения уровня транзитного тарифа входят регулярно пересчитываемые затраты на потребление топливного газа (на привод компрессоров на газоперекачивающих станциях).

Несогласие с высоким уровнем цен и ожидание дальнейших рисков, связанных с поставками из России, вполне закономерно побудило Украину начать поиск множественных альтернативных поставщиков и источников поставок, дабы избежать монополии России как единственного поставщика, «диктующего», по мнению Украины, ей несправедливые и нерыночные (хоть и посчитанные по «Европейским формулам») цены.

Полагаю, что «точка невозврата» в политическом решении Украины по уходу от российского газа была пройдена еще в рамках предыдущих электоральных циклов. Достижение «точки невозврата» в экономическом закреплении этой политической тенденции, по-видимому, является лишь фактором времени, поскольку тенденция к уходу от российского газа носит на Украине необратимый характер.

Помимо политики, на Украине существуют как *экономические предпосылки* (экономическая заинтересованность – после января 2006 г. и, особенно, после января 2009 г.), так и *юридические обязанности* (международно-правовые обязательства, начиная с 3-го декабря 2013 г.) по уменьшению зависимости от поставок газа из России.

**Экономическая заинтересованность:** Высокая импортная цена российского газа и нежелание Газпрома/России изменить механизм ценообразования на газ (отказаться от формульного ценообразования в контракте со скидками с формульной цены) стимулируют Украину к поиску:

- (а) альтернативы российскому газу на стороне предложения: развитие внутренней добыча – на суше/на море, освоение сланцевого газа, импорт СПГ, реверс мощностей, развитие подземных хранилищ газа (ПХГ), и
- (б) возможностей по уходу от газа (читай: от российского газа) через механизмы на стороне спроса: замещение газа углем и ядерной электроэнергией, энергосбережение и повышение энергоэффективности<sup>58</sup>.

При этом определение цены как «высокой» получается, независимо от ее происхождения в результате «Европейских формул», при ее «ловбом» сравнении с более низкими уровнями цен в Европе (в первую очередь, в Северо-Западной Европе и Великобритании) и мире (в

---

<sup>58</sup> См.: А. Конопляник. «Слезают с иглы. Российско-украинские газовые войны скоро канут в Лету — российский газ на украинском рынке медленно, но неуклонно теряет безальтернативность». - «Эксперт», № 38, 24-30 сентября 2012 г., с. 52-54.

первую очередь, в США), то есть в совершенно иной, чем на Украине, рыночной среде, где, в отличие от Украины, наличествуют множественные источники (страны-экспортеры), формы (трубопроводный газ и СПГ) и пути (маршруты) доставки газа потребителю, то есть наличествует конкурентная рыночная среда, отсутствующая в настоящее время на Украине, исторически зависящей только от одного поставщика – России. Именно поэтому на Украине и создается иллюзия, что поставляемый ей из России газ необоснованно дороже, чем у европейских соседей, ибо не учитывает главное ее отличие от них – у этих соседей в Северо-Западной Европе (в первую очередь, в Германии и Великобритании, с которыми чаще всего сравнивают украинские цены наши украинские и/или европейские коллеги) есть сегодня множественность поставок и избыток – если не физический, то контрактный – предложения газа. А поэтому при наличии контрактных поставок с более высокими формульными ценами в СЗЕ присутствует и спотовый сегмент с более низкими – в условиях избытка предложения – ценами разовых сделок, а на Украине – нет.

В то же время, сохранение российской линии на отказ от пересмотра модели экспортного ценообразования, построенной на нефтепродуктовой индексации:

- сопровождалось односторонними скидками с цены для облегчения «ценового бремени», легшего на украинскую сторону после перехода на столь желанные ею «Европейские формулы». Более того, ряд неплатежей и накапливаемых задолженностей украинской стороны были в одностороннем порядке конвертированы российской стороной в невозвратные субсидии, фактически списаны (рис. 13);
- опирается на нормы международного права (Резолюция Генассамблеи ООН № 1803 от 16 декабря 1962 г. «Постоянный суверенитет государств над своими природными ресурсами», ст. 18 «Суверенитет государств над своими энергетическими ресурсами» Договора к Энергетической Хартии от 17 декабря 1994 г., вступившего в силу 16 апреля 1998 г.), в соответствии с которыми государство-собственник недр (здесь – Россия) стремится получить (в данном случае – через контролируемую этим государством – 50.23% акций – компанию Газпром, выступающую в качестве экономического агента собственника недр) максимальную монетизируемую ресурсную ренту от освоения своих невозобновляемых природных энергетических ресурсов.

Поэтому до тех пор, пока не истек (или не прекращен) срок действия 10-летнего контракта на поставку российского газа на Украину и пока Украина, в преддверие перезаключения этого контракта на те или иные новые объемы поставок, то есть до начала переговоров о новом контракте, на начнет получать газ из альтернативных источников в объе-

мах, необходимых и достаточных для удовлетворения внутреннего спроса на газ, или не предъявит окончательные инвестиционные решения для проектов альтернативных поставок с конкретными сроками поставок/получения иного (нероссийского) газа, переговорная позиция экспортера будет опираться на нормы международного права, обеспечивающие ему возможность продолжения получения максимальной монетизируемой ресурсной ренты в условиях монопольного поставщика. Понимая, конечно, при этом, что чем выше экспортная цена и чем несговорчивее экспортер, тем больше стимулов у импортера более активно искать любые иные источники поставок для замещения российского газа иным газом, иными энергоресурсами, иными производственными ресурсами.

**Юридические обязательства:** 1-го февраля 2011 г. Украина официально присоединилась к Договору об Энергетическом Сообществе<sup>59</sup> (ДЭС) (не путать с Договором об Энергетической Хартии<sup>60</sup>/ДЭХ) и с тех пор обязана исполнять на своей территории энергетическое законодательство ЕС (Третий энергопакет), в т.ч. его положения о диверсификации поставок, включая (в соответствии с Регулированием ЕС 994/2010) обязанность иметь как минимум три источника газовых поставок, физические реверсные мощности на пограничных переходах между странами-членами ЕС (а, значит, и странами ДЭС) и т.п. Но также провести институциональные преобразования по переводу своего рынка на модель «бассейнового» типа: обеспечить обязательный доступ третьих сторон к газотранспортной инфраструктуре, провести раздел НАК «Нафтогаз Украины» и т.п.

Это создает новые проблемы для экспорта российского газа на Украину и дополнительные риски для транзита российского газа через Украину – причем как для России, так и для ЕС – аналогичные тем, какие стали и продолжают нести российские газовые поставки в ЕС, когда (во-первых) после расширения ЕС в 2004 г. пункты сдачи-приемки российского газа оказались глубоко внутри территории ЕС при том, что (во-вторых) «правила игры» на газовом рынке ЕС поменялись в 2003 г. в связи с принятием Второго энергетического пакета, который ввел, помимо прочего, обязательный доступ третьих сторон (ОДТС) к газотранспортной инфраструктуре и разделил вертикально-интегрированные компании (ВИК), потребовав создания независимых операторов ГТС в каждой из стран ЕС.

---

<sup>59</sup> [www.energy-community.org](http://www.energy-community.org)

<sup>60</sup> [www.encharter.org](http://www.encharter.org)

### 3.3. «Евроинтеграция», реверсные мощности и риски для поставок

Одна из ключевых проблем для российских поставок газа на Украину связана с теперешней обязанностью стран-членов ЕС и ДЭС иметь физические реверсные мощности на границах между собой. В этой связи, по сообщению газеты «The Moscow Times» со ссылкой на ИТАР-ТАСС, 3 июля 2014 г. Еврокомиссар по энергетике Гюнтер Оттингер заявил о праве европейских компаний перепродавать обратно на Украину российский газ, который они покупают у Газпрома на пунктах сдачи-приемки внутри ЕС. Энергетические компании в ЕС имеют «абсолютное право распоряжаться газом, купленным у Газпрома, по своему усмотрению, в том числе перепродавать его обратно на Украину», заявил Г. Оттингер через своего официального представителя Сабину Бергер<sup>61</sup>.

Председатель Правления ОАО «Газпром» Алексей Миллер неделей ранее заявил, что его компания может осуществлять встречные меры против компаний ЕС, если они будут осуществлять реверсные поставки российского газа обратно на Украину. «Если мы зафиксируем реверсные поставки на пунктах замера газа в Европе, мы можем ввести ограничения», заявил А. Миллер, по сообщению ИТАР-ТАСС.<sup>62</sup> Президент Владимир Путин 1 июля поддержал позицию А. Миллера, хотя, в отличие от последнего, заявил, что Украина уже отбирает газ, предназначенный для европейских потребителей. «На самом деле, [Украина] отбирает наш газ и они платят одному из наших европейских партнеров, которые не получают эти объемы. Мы все видим, но пока не предпринимаем никаких мер, чтобы не усугублять ситуацию», сказал Президент РФ (все цитаты – в (обратном) переводе с английского – А.К.).<sup>63</sup>

Украина намерена использовать реверсные поставки с Запада для замещения российского импорта. Это ведет к снижению контрактных отборов российского газа против объемов, предусмотренных в российско-украинском экспортном контракте от января 2009 г.: в 2013 г. Нафтогаз импортировал около 28 млрд. куб. м против минимально разрешенного (без наложения штрафных санкций за недобор) годового объема «бери-и/или-плати» в 41.6 млрд. куб. м/год.

Таким образом, развитие реверсных поставок является для Украины одним из экономически мотивированных путей и способов уменьшения зависимости от поставок российского газа. Однако для этого, безусловно, должны быть созданы технические предпосылки, ибо со времен Советского Союза, когда создавалась экспортно-ориентированная для по-

---

<sup>61</sup> *EU Claims Right to Reverse Flow of Gas.* - "The Moscow Times", 4 July 2014, p.5.

<sup>62</sup> Там же.

<sup>63</sup> Там же.

ставок с Востока на Запад и проходящая через территорию Украины общесоюзная ГТС, и впоследствии, после распада СССР и вплоть до настоящего времени, ГТС Украины (как ныне независимой суверенной державы) продолжала оставаться предназначенной для поставок в том же направлении и не имела реверсных мощностей на пограничных переходах с западными соседями.

Создание таких мощностей в нынешних условиях создает первую группу проблем, причем для европейской стороны, то есть эти проблемы возникают не между Россией и Украиной, а между Украиной и ее западными соседями. Это проблема финансирования создания реверсных мощностей. Так, например, в апреле 2014 г. Словакия была готова вложить 20 млн. долл. в создание реверсных мощностей на словацко-украинской границе, но хотела получить от Украины долгосрочные гарантии полномасштабных отборов газа (экономическая логика финансирования инвестиционных инфраструктурных проектов требует предсказуемого расчетного тарифа и (долго)срочного контракта на транспортировку, чтобы обеспечить окупаемость инвестиций за счет транспортного тарифа и гарантированных объемов прокачки за период, необходимый для окупаемости инвестиций в проект). Однако Украина не была готова предоставить такие гарантии. «Эффект масштаба» требовал (для сокращения срока окупаемости), чтобы загрузка мощностей была максимальной и Словакия хотела, чтобы Украина законтрактовала 10 млрд. куб. м в год, но последняя не была готова предоставить такие гарантии. Таким образом, первый аспект создания реверсных мощностей на границе стран ЕС/ДЭС с Украиной: кто заплатит за создание этих мощностей и как эти инвестиции будут окупаться. В нормальной экономике (то есть с нормальной платежной дисциплиной) окупаемость обеспечивается оплатой тарифа за прокачку. Однако (и это второй аспект проблемы), скажем мягко, низкая платежная дисциплина Украины/Нафтогаза за поставки российского газа становится серьезным прецедентным риском невозврата (несвоевременного возврата) инвестиций для западных соседей Украины, намеренных/обязанных создавать реверсные мощности на границе со своей восточной соседкой.

Однако когда реверсные мощности, наконец, созданы (а именно это произошло, наконец, 1 сентября 2014 г. на словацко-украинской границе), возникает следующая – гораздо более существенная группа проблем, на сей раз между Украиной и ее восточным соседом, то есть Россией.

Любые контрактные обязательства являются обоюдными, как и ответственность за их неисполнение. Поэтому нарушение положений российско-украинского (от января 2009 г.) контракта на поставку в части невыборки законтрактованных объемов импортером ведет к экономическим ущербам для России, аналогичным по своей экономической сути

неплатежам за поставленный газ (рис. 13). Ведь для того чтобы обеспечить гарантии поставок контрактных объемов газа (52 млрд. куб. м/год, но не менее 41.6 млрд.), Газпром заблаговременно проинвестировал создание соответствующих мощностей по добыче и поставке в газотранспортную систему (ГТС) страны законтрактованных объемов. Невыборка этих объемов Украиной означает, что Газпром недополучает экспортную выручку и не окупает ранее сделанные многомиллиардные инвестиции под украинский контракт. За период с начала действия экспортного контракта до перевода Украины на авансовую систему оплаты в июне 2014 г. (что привело к прекращению поставок газа на Украину с июня с.г. из-за полного отсутствия его оплаты), этот суммарный ущерб от невыборки контрактных объемов Украиной был сопоставим с суммарной величиной всех скидок с контрактной цены: в апрельском письме В. Путина лидерам ряда европейских стран об урегулировании долга Украины за газ, сказано, что «начиная с 2009 года суммарно эти скидки (с контрактной цены – А.К.) составили 17 млрд. долл. США. К этому следует добавить еще 18,4 млрд. долл. США – не оплаченные украинской стороной штрафные санкции за невыборку минимального годового количества газа (take-or-pay)»<sup>64</sup>.

Кстати, ситуация с реверсными поставками с Запада (де факто российского газа) для Украины вместо прямых поставок из России весьма напоминает – в инвестиционно-экономическом разрезе – ситуацию с трубопроводом OPAL, который построен, но не может быть использован более чем на 50% мощности по административным/процедурным ограничениям ЕС, что означает, что уже сделанные инвестиции в его создание «принудительно» не окупаются.

#### **3.4. Украинский реверс: конфликт публичного и контрактного права**

В ситуации с реверсными поставками для Украины существует ключевой пока неразрешенный правовой аспект – конфликт между контрактным правом («Pacta sunt servanda» (лат.) – «контракты должны исполняться») и публичным правом (начало применения на территории Украины энергетического законодательства ЕС в связи с ее членством в ДЭС).

На пути к Евро-интеграции, по которому Украина начала движение в энергетической сфере в 2004 г., страна присоединилась к Договору об Энергетическом Сообществе (ДЭС) между ЕС и государствами Юго-Восточной Европы<sup>65</sup>. В соответствии с ДЭС, обязанностью Украины

---

<sup>64</sup> <http://itar-tass.com/politika/1111982>

<sup>65</sup> См. [http://www.energy-community.org/portal/page/portal/ENC\\_HOME/ENERGY\\_COMMUNITY/Legal/Treaty](http://www.energy-community.org/portal/page/portal/ENC_HOME/ENERGY_COMMUNITY/Legal/Treaty)

является распространение правовых норм ЕС (применение права ЕС – *acquis communautaire* – в его развитии) на территории Украины, основываясь в настоящее время на нормах Третьего Энергетического пакета ЕС. ДЭС предусматривает, что основные положения конкурентного законодательства ЕС также должны применяться.

Украина официально присоединилась к ДЭС 1 февраля 2011 г. и с тех пор обязана применять энергетическое законодательство ЕС, включая положения об альтернативных источниках и путях энергоснабжения, в том числе предусмотренных Регулированием ЕС 994/2010 (минимум три источника поставок для каждой страны, правило ‘N-1’ и т.д.). Статья 6.5. этого Регулирования гласит: «Операторы ГТС должны обеспечить постоянные мощности для двусторонних поставок на всех трансграничных переходах между Странами-Членами как можно раньше, и не позже 3 декабря 2013 г. ... К 3 декабря 2013 г. операторы ГТС должны адаптировать функционирование ГТС частично или полностью таким образом, чтобы обеспечить физические поставки в обоих направлениях на трансграничных переходах»<sup>66</sup>.

Это означает, что с указанной даты у Украины возникло международно-правовое обязательство (как страны-члена ДЭС) иметь реверсные мощности на своей западной границе – на пограничных переходах ГТС со странами ЕС (Польшей, Словакией, Венгрией, Румынией) и членом ДЭС Молдовой (которая присоединилась к ДЭС 1 мая 2010 г.) (см. рис. 15).

Однако обязательства Украины/Нафтогаза по объемам ежегодных закупок российского газа в рамках контрактного права возникли много раньше (в январе 2009 г.), чем обязанность Украины обеспечить создание на своих границах со странами ЕС и членами ДЭС физические реверсные мощности в соответствии со ст. 6.5 Регулирования ЕС 994/2010 (с 3 декабря 2013 г.). При этом «создание» мощностей подразумевает (с позиций экономики), но автоматически не означает (с позиций права) их «использование». Этот специфический экономико-правовой конфликт двух разделов международного права – контрактного и публичного – с различными датами вступления в силу соответствующих обязательств на территории/для Украины, с различными экономическими последствиями для каждой из сторон, требует дальнейшего детального профессионального обсуждения. На наш взгляд, доминирующими являются более ранние контрактные обязательства, в том числе по отборам газа. “*Pacta sunt servanda*” (лат.) – «контракты должны исполняться». В инвестиционных соглашениях/контрактах в таких случаях действуют т.н.

---

<sup>66</sup> *REGULATION (EU) No 994/2010 OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 20 October 2010 concerning measures to safeguard security of gas supply and repealing Council Directive 2004/67/EC. – OJ (Official Journal of the European Union), 12.11.2010, L 295/1*

«дедушкины (стабилизационные) оговорки», защищающие существующие контрактные обязательства сторон в случае изменения действующего законодательства.

**Рисунок 15. Украина: пункты пограничных переходов с обязанностью иметь физические реверсные мощности ГТС (в соотв. с ДЭС)**

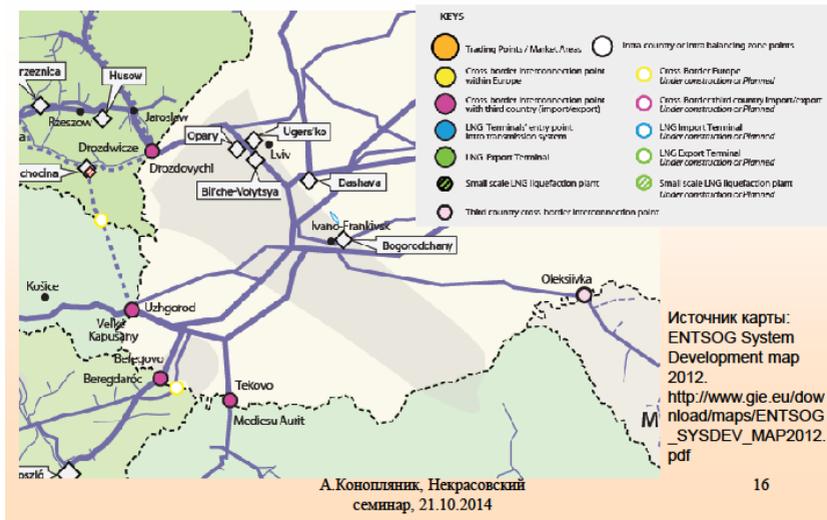


Рисунок 15. Украина: пункты пограничных переходов с обязанностью иметь физические реверсные мощности ГТС (в соотв. с ДЭС)

### 3.5. ЕС и ДЭС: реверс физический и виртуальный

Но в ситуации с реверсными поставками есть и второй аспект, поскольку следует различать реверс физический и виртуальный. В странах ЕС, при модели рыночных зон по типу «бассейна» («вход-выход»), когда все участники рынка являются субъектами права ЕС и подчиняются ему, виртуальный реверс возможен, поскольку поставщик сдает свой газ в ГТС зоны ее оператору и отбирает его в назначенном им же пункте доставки в рамках этой зоны. При этом в ЕС по законодательству теперь отсутствует понятие «транзит». Однако в случае российских поставок через Украину собственность на газ в системе принадлежит Газпрому (поставщику) до его сдачи европейским покупателям в пунктах сдачи-приемки внутри ЕС – российские контракты на поставку и на транзит никто не отменял. Нафтогаз не может распоряжаться транзитным газом Газпрома в своей системе без согласия собственника газа. Недопоставка российского газа в пункты сдачи-приемки на Западе на величину обязательств по виртуальным реверсным поставкам требует произвести

взаимозачет этих двух контрактных обязательств (сделка замещения, своповская операция), поскольку две контрактные пары различаются:

- при транзите российского газа на Запад – это Нафтогаз (оператор) и Газпром (поставщик),
- при реверсных поставках с Запада де факто российского газа – тот же Нафтогаз (оператор) и европейская компания-поставщик, которая, как правило, – например, как наиболее активная в реверсных операциях на Украину немецкая RWE, – является одновременно покупателем газа у Газпрома (в ином пункте сдачи-приемки).

Поэтому виртуальный реверс на Украине без согласия Газпрома невозможен, несмотря на высказывания Министра энергетики и угольной промышленности Украины Ю. Продана о том, что «Украине нужно перейти на виртуальный реверс газа из Евросоюза.»<sup>67</sup> Или начальника департамента реформирования бизнеса компании «Нафтогаз» Ю. Витренко, что компания ожидает, что «большой реверс» из стран Европы в объеме 100 млрд. куб. м в год начнется с апреля 2015 г.<sup>68</sup>: «Мы сейчас работаем над открытием так называемого большого реверса, иногда его еще называют виртуальным реверсом. Виртуальный реверс позволит только из Словакии получать до 100 млрд. куб. м газа в год. Мы считаем, что этот виртуальный реверс должен быть открыт уже с 1 апреля 2015 года.»<sup>69</sup>

Более того, 5 июня 2014 г. Европейский суд поставил точку в дискуссии о возможности распространения обязательств по физическому реверсу на реверс виртуальный, приняв решение по делу C-198/12 «Комиссия против Болгарии» (неисполнение государством-членом ЕС обязательства по предоставлению услуги «виртуального реверса»). Суд отклонил требования Еврокомиссии в отношении Болгарии, постановив, что положения Регулирования ЕС № 715/2009 «Об условиях доступа к транспортным сетям» (один из пяти базисных документов Третьего энергопакета) не могут толковаться как устанавливающие обязательство оператора ГТС предоставить услугу «виртуального реверса» пользователям ГТС<sup>70</sup>.

---

<sup>67</sup> *В Киеве готовы возобновить переговоры с Россией и Евросоюзом по газовому вопросу.* – «КоммерсантЪ-FM», *Новости*, 25.07.2014.

<sup>68</sup> *Вкратце. «Нафтогаз» ждет «большого реверса».* – «Ведомости», 04.12.2014

<sup>69</sup> *«Нафтогаз Украины» ожидает начала "большого реверса" из Европы в апреле 2015 года.* - ИТАР-ТАСС, 03.12.2014.

<sup>70</sup> *European Commission v Republic of Bulgaria (Case C-198/12), JUDGMENT OF THE COURT (Fifth Chamber), 5 June 2014*  
([http://curia.europa.eu/juris/document/document\\_print.jsf?doclang=EN&text=&page1ndex=0&part=1&mode=lst&docid=153307&occ=first&dir=&cid=20144](http://curia.europa.eu/juris/document/document_print.jsf?doclang=EN&text=&page1ndex=0&part=1&mode=lst&docid=153307&occ=first&dir=&cid=20144))

Еще одним важным результатом украинской евро-интеграции и для экспортных, и для транзитных поставок (с пока неопределенными последствиями, но очевидно создающими дополнительные риски и неопределенности для обоих типов поставок) является реформа НАК Нафтогаз Украины, нацеленная (в соответствии с энергетическим законодательством ЕС) на создание отдельных предприятий газовой отрасли по видам деятельности. В результате Нафтогаз должен быть разделен на транспортную (естественно-монопольную) и прочие (конкурентные) составляющие этой вертикально-интегрированной компании (ВИК), находящейся, однако, в предбанкротном состоянии. Кому достанутся его огромные долги, при том, что, по заявлению нынешнего украинского Премьера А. Яценюка, «дефицит Национальной акционерной компании «Нафтогаз Украины» больше, чем дефицит государственного бюджета<sup>71</sup> (Украины- А.К.)»? На кого перейдут его обязательства перед Газпромом?

### **3.6. «Евроинтеграция», реформа ГТС и риски для транзита**

Серьезные последствия для **транзита** будет иметь проводимое теперешним украинским руководством реформирование системы управления единой газотранспортной системой Украины (во исполнение требований ДЭС об адаптации национальных энергосистем к требованиям Третьего энергопакета ЕС), осуществляемое одновременно с введением санкций против России, которые могут распространяться и на транзит энергоресурсов.

14 августа с.г. Верховная Рада приняла во втором чтении и в целом законопроект № 4116-а «О внесении изменений в некоторые законы Украины о реформировании системы управления единой ГТС Украины». 8 сентября аппарат верховной Рады объявил, что Президент Украины П. Порошенко подписал этот закон. Как заявил украинский премьер А. Яценюк, представляя законопроект Раде, «газотранспортная система остается на 100% в госсобственности. Украинское государство проведет публичный конкурс по привлечению инвесторов для модернизации и управления ГТС. Инвесторами могут стать только компании из стран ЕС и из США. Компания-оператор (которую планируется создать – А.К.) будет контролироваться государством: 51% ее акций будет закреплен в госсобственности, а 49% получают западные компании-инвесторы». Окончательное решение о допуске инвестора принимается Радой. При обсуждении в парламентском зале звучал тезис о том, что

---

<sup>71</sup> Яценюк заявляет о необходимости завершить реформу украинской энергосистемы: дефицит "Нафтогаза" превышает дефицит госбюджета. – Интерфакс, 03.12.2014.

главное – не допустить к управлению стратегическим объектом российские компании.

Одновременно был принят закон «О санкциях», который закрепил принципиальную возможность установления запрета на транзит российского газа через территорию Украины. Связка этих двух законов, наряду с разъяснениями Нафтогазом накануне их принятия, что компании, не попавшие под санкции, могут осуществлять такой транзит, например, в случае переноса пунктов сдачи-приемки российского газа из глубины территории ЕС (где они расположены с начала поставок советского газа в Западную Европу в 1968 г. до настоящего времени) на российско-украинскую границу, означает, по умолчанию: с последующей его транспортировкой до конечных потребителей в Европе нероссийскими компаниями, в том числе по территории Украины – вновь создаваемым оператором ее ГТС с участием украинского государства, европейских и американских инвесторов. То есть предполагает радикальное изменение контрактной структуры поставок российского газа в Европу.

Но тогда возникает естественный вопрос: насколько Россия (государство-собственник природных ресурсов) и Газпром (государственная компания и монопольный агент по экспорту трубопроводного газа) вообще будут заинтересованы в транзите своего газа через Украину в Европу на таких условиях, если уже существующие риски привели, как будет показано далее, к фактической смене экспортной концепции поставок газа в ЕС? И теперь она базируется на философии множественных путей доставки на каждый экспортный рынок (диверсификация как инструмент минимизации транзитных рисков экспортера).

Если пункты сдачи газа находятся на восточной границе Украины – то право собственности на газ на территории Украины переход к покупателю – компаниям ЕС, или Нафтогазу, или консорциуму по управлению ГТС. И тогда, во-первых, сразу становится возможным виртуальный реверс, взаимозачет на территории Украины разнонаправленных (с востока и с запада) поставок российского по происхождению газа – ведь он уже в этом случае за пределами России (при переносе пунктов сдачи газа) принадлежит не Газпрому... – с вышеуказанными негативными последствиями, ведущими к уменьшению монетизируемой ресурсной ренты для собственника ресурсов/производителя/экспортера.

Далее, Газпром таким образом фактически отсекается от поставок конечным потребителям в ЕС, то есть от использования одного из потенциальных преимуществ Третьего энергопакета ЕС для любых (в том числе и извне ЕС) поставщиков. Целью России/Газпрома является перенос пунктов сдачи-приемки газа дальше на Запад и глубже по «цепочке формирования стоимости», то есть выход на рынки конечных потребителей, где ценовая рента выше, – а ему предлагается двигаться в противоположном направлении.

Основной целью формирования «нового» газотранспортного консорциума с участием инвесторов ЕС и США и с законодательным запретом на участие в нем инвесторов России является, как неоднократно заявляли ранее нынешние президент и премьер Украины, модернизация и реорганизация ГТС, что-де позволит усилить позиции Украины как транзитной страны на мировом рынке.

Оставим в стороне вопрос, как этот запрет соотносится с обязательствами Украины в рамках ее членства в ВТО, ДЭХ и ДЭС – организациях, построенных на принципах недискриминации. При этом отметим, что негативный прецедент для Украины создан самим ЕС, ибо недискриминационные обязательства законодательства ЕС<sup>72</sup> нарушаются самими европейскими законодателями – см., например, ст.11 Директивы 73/2009 о лицензировании операторов ГТС из третьих стран, т.н. «анти-Газпромовскую» статью.

### **3.7. Реформа ГТС: ограничения для инвесторов**

По мнению А. Яценюка, новый порядок может заинтересовать европейцев увеличивать газовый транзит через Украину. Однако «привлечь инвестора будет непросто», признал он при представлении законопроекта в Раде. И вот с этим нельзя не согласиться.

---

<sup>72</sup> При этом продолжительная работа одного из авторов статьи в рамках Рабочей группы Европейского объединения операторов ГТС (ENTSOG) по подготовке расширенной версии Сетевого Кодекса ЕС по правилам доступа к действующим и новым мощностям газотранспортной инфраструктуры ЕС (Amended CAM NC) выявила весьма своеобразную трактовку Европейским Агентством по сотрудничеству энергорегуляторов (ACER - орган, созданный в рамках Третьего энергопакета ЕС и формирующий технические задания на подготовку Сетевых Кодексов, то есть подзаконных актов в развитие Третьего энергопакета) понятия «недискриминация». В международном праве «недискриминацией» является как равное отношение к равным, так и разное отношение к разным участникам рыночных отношений. Но не является «недискриминацией» равное отношение к разным и/или разное отношение к равным участникам рыночных отношений. Однако именно такую норму (равное отношение в разным участникам рыночных отношений – как к располагающим ресурсами газа потенциальным долгосрочным грузоотправителям, нацеленным на физические поставки газа конечным потребителям, так и к не располагающим ресурсами газа краткосрочным трейдерам-спекулянтам на биржевых площадках) ACER трактует как недискриминационную при разработке Сетевых кодексов, например, по формированию доступа к газотранспортным мощностям (т.н. «позитивная дискриминация»).

Во-первых, «анти-Газпромская» ст.11 Директивы 73/2009 о лицензировании операторов ГТС из третьих стран будет иметь (по-видимому, неожиданные для украинского законодателя) негативные «анти-американские» последствия: инвесторам из США (как «операторам ГТС из третьих стран») придется проходить усложненную процедуру лицензирования для участия в новом газотранспортном консорциуме.

Во-вторых, не все потенциальные участники консорциума, которые проявили интерес и могут принять в нем участие по «национальному» признаку, смогут реализовать этот интерес из-за правовых ограничений, содержащихся в законодательстве ЕС, которое теперь распространяется и на территорию Украины. Так, по сообщению ИТАР-ТАСС, которое 18 августа 2014 г. со ссылкой на три (правда, неназванных) источника, сообщило, что три компании, включая американскую Шеврон, уже (то есть сразу после принятия закона 4116-а Верховной Радой во втором чтении и в целом 14 августа 2014 г.) планируют подать заявки на участие в новом газотранспортном украинском консорциуме.<sup>73</sup> Если это так, то компании Шеврон придется выбирать между участием в консорциуме и освоением сланцевого газа на Украине. 5 ноября 2013 г. эта компания подписала соглашение о разделе продукции (СРП) сроком на 50 лет по освоению залежей сланцевого газа на Олесской площади с общей суммой инвестиций (по информации тогдашнего украинского правительства) до 10 млрд. долл. (очередная магия цифр!), с ожидаемым уровнем добычи 5 млрд. куб. м, а, возможно, и до 8-10 млрд. куб. м. Но в соответствии в действующим законодательством ЕС (со времен еще Второго энергопакета, принятого в 2003 г.), одна и та же компания – ни напрямую, ни через аффилированных с ней лиц не может быть собственником/оператором ГТС и грузоотправителем (эти нормы детально прописаны уже в Третьем энергопакете).

В-третьих, – и это наиболее существенно, для того, чтобы окупить капиталовложения в модернизацию и реорганизацию ГТС, потенциальные европейские и американские акционеры нового газотранспортного консорциума должно четко знать, за счет чего они смогут окупить свои инвестиции. Пример несостоявшегося трубопровода Набукко служит тому хорошей иллюстрацией: при всемерной поддержке со стороны Евросоюза, ни один из потенциальных грузоотправителей (производителей газа) не захотел связывать себя обязательствами поставок по этому трубопроводу, в результате чего проект его создания оказался нереализуем (не было гарантий возврата требуемых для его осуществления капиталовложений, которые обеспечиваются за счет резервирования

---

<sup>73</sup> ИТАР-ТАСС, 18.08.2014, «Нафтогаз Украины» подтвердил начало переговоров с компаниями - претендентами на управление украинской ГТС; ИТАР-ТАСС, 18.08.2014, Три западные компании, в том американская Chevron, планируют подать заявки на участие в управлении украинской ГТС.

мощностей грузоотправителями и использованием правил «транспортируй или плати», «используй или теряй» и т.п.).

Источников поставок газа через украинскую ГТС, которые могут обеспечить окупаемость за счет транспортных тарифов, только два: либо сохранение российского транзита в ЕС, либо адекватное наращивание внутреннего производства газа на Украине (например, сланцевого) и его поставка в ЕС. Но независимо от проектов СРП с компаниями Шеврон и Шелл, украинский сланцевый газ – это пока утопия и по объемам, и по времени их получения<sup>74</sup> в промышленных масштабах, несмотря на вовлеченность в эти проекты родственников первых лиц США. К тому же он является топливом скорее для местного, чем для экспортного потребления. Собственная добыча на суше и на море газа вряд ли может быть существенно увеличена - разговоры об этом имели, на мой взгляд, скорее эффект «переговорного влияния» на Газпром, чтобы побудить его («угрозами» вытеснения его поставок собственной добычей) снизить экспортные цены на газ. Остается транзит. Но никакой транзит невозможен без желания собственника ресурсов (продолжать) осуществлять поставки по тому или иному маршруту, если он считает риски таких поставок слишком высокими или экономику недостаточно привлекательной.

Любая потенциально транзитная страна остается лишь «потенциальным» транзитером до тех, пока не заинтересует производителя-экспортера (продолжать) поставлять свой газ через нее. Сегодня единственным таким поставщиком является для Украины Россия, ибо Средняя Азия давно переориентировалась на Китай, а ЕС в стремлении заполучить себе среднеазиатский газ упустил время сначала (проигранной им) борьбе с Россией за допуск этого газа к российским трубам по внутрироссийским и внутри-газпромовским транспортным тарифам, а затем в стремлении (также нереализованном) заполучить через несостоявшийся Транскаспийский трубопровод в трубопровод Набукко туркменский газ, без которого этот проект также оказался мертв.

В международных отношениях нельзя принудить экспортера поставлять газ по тому или иному маршруту – его можно только заинтересовать в этом. Но риски поставок на Украину и через Украину растут. Это ведет к дальнейшему снижению интереса России/Газпрома к продолжению осуществления транзита газа в ЕС через Украину и еще больше стимулирует развитие обходных путей (диверсификацию маршрутов) доставки газа в ЕС.

---

<sup>74</sup> Да и по самой возможности его широкого освоения – принимая во внимание, например, траекторию развития событий, связанных с освоением сланцевого газа в соседней с Украиной Польше, перспективы газоносности которой оценивались поначалу много выше, но, увы, не были подтверждены бурением и привели к существенному сворачиванию работ.

#### **4. Россия: диверсификация для экспортера**

Каковы новые риски, новые вызовы, новые ответные меры и «точки невозврата» для России? На мой взгляд, формируемая новая российская экспортная газовая модель для Европы имеет две составляющие: диверсификацию путей доставки на европейский рынок и рыночную стратегию поведения на самом европейском рынке.

Диверсификация путей/способов доставки отражает переход от госплановской модели «не более одной трубы на каждый рынок» к нынешней реализуемой на практике модели «не менее двух труб (в случае азиатского направления – способов доставки, то есть трубопроводный газ и СПГ) на каждый рынок. Происходит смена концепции оценки / минимизации рисков: от централизованного планирования и прямого контроля каждого экспортного пути до пункта сдачи-приемки – к конкурентному выбору среди нескольких путей/способов доставки (с учетом затрат и рисков). Меняется содержание экономического обоснования новых трубопроводов/способов доставки: не поставка нового газа, но ликвидация транзитной монополии.

Одновременно происходит изменение/адаптация контрактных структур и механизмов ценообразования вследствие работы в меняющихся условиях формируемой новой архитектуры европейского рынка газа. После 2009 г. происходит отход от монополии долгосрочных контрактов в рамках цепочки трех последовательных ДСК с взаимовязанными между собой контрактами на поставку и на доступ к трубе (рис. 1) – к предопределенной нормами Третьего энергопакета ЕС системе рыночных зон с виртуальными торговыми площадками (рис. 2) в рамках разъединенных рынков (товара и мощности инфраструктуры), какое разъединение произошло в результате принятия Второго энергопакета ЕС еще в 2003 г. Работа на рынке мощностей (отделенном от рынка товара) предполагает, что поставщик выступает только в качестве грузоотправителя, контракты на доступ к трубе характеризуются преимущественно аукционным доступом, в редких случаях предусмотрена процедура открытой подписки по доступу к мощностям ГТС. Работа на товарном рынке (отделен от рынка мощностей) также характеризуется новым измерением – это работа на рынке с избытком (физическим или контрактным) предложения, при наличии конкуренции «газ-газ», в рамках двухсегментного рынка – с контрактным и спотовым сегментами.

Начнем с рыночной стратегии в Европе.

##### **4.1. Россия: диверсификация для экспортера (1) – рыночная стратегия**

На предыдущих этапах развития европейского рынка газа, характеризовавшихся ускоренным ростом спроса на газ, опережающим рост его предложения, активно развивалась и распространялась по «Большой

Энергетической Европе» Гронингенская модель ДСЭГК с «Европейскими формулами» контрактного ценообразования на газ (нет-бэк от стоимости замещения), что на практике означала нефтепродуктовую индексацию контрактных цен на газ. На основе применения Гронингенской модели – как инвестиционного механизма/инструмента формирования газотранспортной инфраструктуры – и была создана современная европейская газовая промышленность. Взаимоотношения СССР/России как производителя и его европейских потребителей строились в рамках модели, представленной на рис. 16: советский/российский экспортер трубопроводного газа в Европу (ныне – Газпром) продавал газ крупным западноевропейским оптовыми покупателям-перепродавцам по «Европейским формулам», принимая цену с рынка замещаемого газом топлива (с рынка нефти). Такой подход, помимо прочего, решал еще одну важную задачу – исключал саму возможность манипулирование ценами на газ участниками контрактных отношений, ибо цена на нефть и нефтепродукты находилась вне их контроля. Затем оптовые покупатели советского/российского газа перепродавали его далее конечным потребителям по ценам, также привязанным к ценам жидкого топлива (на тех стадиях развития на европейском газовом рынке отсутствовал избыток предложения газа и газотранспортной инфраструктуры, наличие которых и создает предпосылки для формирования спотовой торговли и понижающего давления на цены). Таким образом, нефтепродуктовая индексация была сквозным инструментом ценообразования во всех звеньях европейской цепочки газоснабжения на стадиях развития рынка вплоть до конца 2000-х гг., до формирования на европейском рынке избытка предложения.

После 2009 г. ситуация поменялась (см. рис. 17) – на рынке ЕС сложился избыток предложения (преимущественно контрактного – через применение/исполнение контрактных оговорок «бери-и/или-плати»<sup>75</sup>, временами физического), особенно в Северо-Западной Европе, где наиболее высока насыщенность инфраструктурой в рамках ЕС (Центральная и Восточная Европа, наоборот, испытывает, скорее, дефицит и поставок и инфраструктуры). В условиях избытка предложения газа, когда его излишки стали сбрасываться европейскими оптовыми покупателями на хабы (торговые площадки), у конечных потребителей газа в ЕС появился выбор, который был подкреплён введением административных ограничений для долгосрочных поставок им газа: продолжать закупать контрактный газ по срочным сделкам с нефтепродуктовой индексацией (по которой европейские оптовики покупают этот газ у рос-

---

<sup>75</sup> Когда для западноевропейских покупателей российского газа является менее затратным исполнять эти обязательства и нести потери от их исполнения, нежели нарушать условия контрактных оговорок «бери-и/или-плати» и платить штрафные санкции за их неисполнение.

сийского экспортера), или выходить напрямую с закупками на хабы, где они могут закупать меньшие объемы по разовым сделкам и по более низким, чем контрактные, ценам.

**Рисунок 16. Эволюция цепочки поставок российского газа в Европу: контрактные структуры и механизмы ценообразования (1)**



Рисунок 16. Эволюция цепочки поставок российского газа в Европу: контрактные структуры и механизмы ценообразования (1)

**Рисунок 17. Эволюция цепочки поставок российского газа в Европу: контрактные структуры и механизмы ценообразования (2)**



Рисунок 17. Эволюция цепочки поставок российского газа в Европу: контрактные структуры и механизмы ценообразования (2)

Поэтому и оптовые покупатели российского газа в Европе стали вынуждены продавать этот газ конечным потребителям по более низким спотовым ценам даже в рамках срочных контрактов, чтобы не терять покупателей. Это (более низкие, чем контрактные, спотовые цены на газ в Северо-Западной Европе) вызвало также объективный экономический интерес к закупкам этого газа через реверсные поставки, например, на Украину. Таким образом возник обоснованный интерес покупателей на ценовую привязку к ценам хабов (так называемая «индексация по хабам») там – в Северо-Западной Европе, – где эти хабы считаются ликвидными. Причем в случае наличия конкурентного предложения – контрактного с более высокими ценами, из-за нефтепродуктовой индексации, и спотового, с более низкими ценами, из-за избытка предложения и конкуренции поставщиков – покупатели имеют возможность обращаться в арбитраж, который будет защищать их, руководствуясь конкурентным законодательством ЕС, и предписывать поставщикам снижать контрактные цены до уровня цен конкурентного предложения (цен хабов). Однако – очередной эффект домино – запрос на ценовую привязку к хабам не только возникает там, где они считаются ликвидными, но и начинает «экспортироваться» покупателями газа – через систему реверсных поставок (в том числе под угрозой арбитражных или антимонопольных разбирательства<sup>76</sup>) – туда, в те регионы ЕС, где ликвидных хабов (или вообще хабов) еще нет, например в страны Центральной и Восточной Европы или еще восточнее, на Украину. Административный перенос спотовых цен, более низкий уровень которых в одном регионе ЕС является результатом наличия в этом регионе конкурентного предложения – по поставкам и по инфраструктуре, в другой регион, где такое конкурентное предложение – по поставкам и по инфраструктуре – пока отсутствует из-за исторического недоинвестирования развития отрасли в этом регионе, является, на мой взгляд, экономически необоснованным и нарушает экономические права не только и не столько экс-

---

<sup>76</sup> На это в частности, нацелено одной из своих составляющих антимонопольное разбирательство Директората по конкуренции Еврокомиссии против Газпрома, начатое в сентябре 2012 г. (см., например: А.Копольяник. «The EU versus Gazprom». – “Energy Economist”, Issue 372, October 2012, p.3-6; А.Копольяник. «Еврокомиссия против Газпрома». – «Нефтегазовая Вертикаль», 2012, № 19, с. 44-56; А.Копольяник. «European Commission vs. Gazprom: How to Find a Balance (Between Demands for Immediate Competition From the First & Justified Long-Term Economic Considerations from the Latter)». – “Oil, Gas, Energy Law Intelligence (OGEL)”, 30 August 2013 (advance publication) (Suggested Citation: A.A. Konoplyanik; “European Commission vs. Gazprom: How to Find a Balance (Between Demands for Immediate Competition From the First & Justified Long-Term Economic Considerations from the Latter)” OGEL 5 (2013), [www.ogel.org](http://www.ogel.org); URL: [www.ogel.org/article.asp?key=3384](http://www.ogel.org/article.asp?key=3384)).

портера (который, являясь, в случае России, государственной компанией, выступает лишь в качестве экономического агента своего государства в рамках теории «агент-принципал»), сколько, и это главное, его принципала – государства-собственника невозобновляемых природных ресурсов, имеющего международно-признанное право<sup>77</sup> получать максимальную монетизируемую ресурсную ренту от освоения своих невозобновляемых природных ресурсов.

Такой административный перенос или даже попытка внедрения спотового ценообразования в существующую контрактную схему срочных поставок, при которой управление гибкостью поставок остается в руках покупателя, создает обоснованные экономические риски для экспортера, угрожающие его суверенитету на природные ресурсы, то есть возможности получать максимальную монетизируемую ресурсную ренту. Поэтому такая контрактная схема организации поставок является неприемлемой для экспортера при любом сценарии развития спроса и предложения (см. рис. 18).



Рисунок 18. Эволюция цепочки поставок российского газа в Европу: контрактные структуры и механизмы ценообразования (3)

<sup>77</sup> Резолюция 1803 Генеральной Ассамблеи ООН (декабрь 1962 г.) о постоянном суверенитете государств на свои природные ресурсы; ст.18 Договора к Энергетической Хартии (принят в декабре 1994 г., вступил в силу в апреле 1998 г.) о суверенитете государств на свои энергетические ресурсы.

Наши европейские коллеги (В. Больц, Дж. Стерн и др.) неоднократно предлагали такой механизм в рамках их видения «адаптации» существующей контрактной структуры и механизма ценообразования поставок российского газа в Европу к нынешним европейским реалиям: сохранить долгосрочный характер контракта с присущим ему механизмом гибкости («бери-и/или-плати»), то есть сохранить на поставщике гибкие объемные обязательства поставок по запросу покупателя, а цену на текущие (запрошенные покупателем) объемы, в рамках контрактных, привязать к спотовым (аукционным) котировкам.

Как было уже неоднократно показано ранее<sup>78</sup>, этот – неприемлемый для РФ/Группы Газпром – сценарий ведет к запуску механизма понижения цен, уменьшая ресурсную ренту экспортера: при сохранении обязательств поставщика обеспечивать номинированные покупателем объемы газа, избыточные объемы спроса в рамках обязательств «бери-и/или-плати» будут сбрасываться покупателем на хаб, давя на цены вниз, при том, что ценовые риски покупателя будут равны нулю (цена закупки и цена продажи для него будет одинаковой и равна цене хаба).

Ведь если покупатель – это крупный в сравнении с оптовым рынком/рыночной площадкой (хабом) игрок, то он контролирует (формирует) потоки на оптовом рынке и обладает на нем доминирующими позициями по сравнению с продавцом. На рынке с избытком предложения покупатель может запрашивать у продавца максимальные объемы суточных контрактных объемов (DCQ), превышающие его собственные потребности. Объемы газа, превышающие его потребности, покупатель может продавать на хабе по спотовым ценам, толкая цены вниз. Но сам он ничего от этого не теряет (оставаясь нейтральным к ценовым колебаниям, но выигрывая от низких цен), поскольку он покупает и продает по единой цене. Но продавец теряет..., а с ним и собственник невозобновляемых природных ресурсов...

Поэтому равновесным и взаимоприемлемым, на мой взгляд, вариантом адаптации существующей контрактной структуры поставок российского газа к новым реалиям на европейском рынке газа, будет являться предлагаемая гибкая и адаптивная контрактная структура экспорта российского газа (управление портфелем поставок в рамках концепции «Выбирать, как продавать») в рамках складывающейся двухсегментной структуры европейского рынка газа и тех потенциальных преимуществ (потенциальных дополнительных возможностей), которые Третий Энергетический пакет ЕС предоставляет для участников рынка (см. рис. 19).

---

<sup>78</sup> См, например: С.Комлев. «Покупатели не могут, продавцы не хотят». – «Газпром», сентябрь 2014, № 9, с.2-8.

**Рисунок 19. Эволюция цепочки поставок российского газа в Европу: контрактные структуры и механизмы ценообразования (4)**



Рисунок 19. Эволюция цепочки поставок российского газа в Европу: контрактные структуры и механизмы ценообразования (4)

К числу таких потенциальных возможностей (подчеркну – пока лишь потенциальных) относятся возможность прямого доступа к конечным потребителям ЕС и возможность торговли на хабах. Прямой доступ экспортера к потребителям (с)делает ненужным – там, где это окажется экономически целесообразным – работу на рынке ЕС через посредников, пусть даже эти оптовые посредники – крупные компании ЕС (бывшие национальные монополии) являются традиционными, историческим партнерами Газпрома и историческими крупномасштабными покупателями его газа. Условия на рынке меняются, так что «ничего личного – только бизнес».

Возможность работы экспортера на хабах в рамках двухсегментной архитектуры рынка газа ЕС и экспортной модели «Выбирать как продавать», создает предпосылки для закупки газа на хабах с целью поставок его клиентам тогда, когда цены на хабах будут ниже контрактных, и, наоборот, продажи его на хабах тогда, когда цены на хабах будут выше контрактных. Для эффективной коммерческой работы на хабах требуется, однако, чтобы, во-первых, существовала контрактная возможность переброски обязательств по поставкам со срочного на спотовый рынок и обратно, во-вторых, наличие связанных с хабами подземных хранилищ газа (ПХГ), которые выполняли бы роль не только (не столько)

сезонных регуляторов спроса, сколько регуляторов изменяющейся экономической (в первую очередь ценовой) конъюнктуры, то есть взяли бы на себя частичное обеспечение гибкости поставок, которое на предыдущих этапах развития рынка выполняли контрактные механизмы обеспечения гибкости поставок в рамках Гронингенской модели ДСЭГК. В этом я, например, вижу возможную будущую роль ПХГ Украины, расположенных в западной части этой страны (конечно, только после прекращения гражданской войны и политического урегулирования в этой стране), наряду с ПХГ в других странах этой части Европы, как потенциального элемента обеспечения гибкости поставок в рамках конъюнктурных колебаний спроса-предложения на газ на хабах соответствующих рыночных зон в Центральной и Восточной Европе.

Правда, и у этой модели есть свои риски, главный из которых, на мой взгляд, – это риск непредсказуемого поведения Директората по конкуренции Еврокомиссии (DG COMP) в силу того, что при такой модели поведения Газпром превращается в одного из ключевых игроков, формирующих цену на спотовом рынке ЕС (сегодня он пока таковым не является). Если Газпром начнет активно работать на хабах, Директорат по конкуренции Еврокомиссии может заявить, что Газпром опять «злоупотребляет доминирующим положением на рынке».

Но на это существует система контраргументов:

- РФ обладает огромными ресурсами газа и остается (и останется, как показывают результаты исследований авторитетных специалистов самого ЕС<sup>79</sup>) крупнейшим или одним из крупнейших поставщиков в ЕС,
- РФ как суверенная страна обладает суверенным правом определять свою экспортную стратегию и структуру поставок: единый экспортный канал (трубопроводный газ) и/или либерализация экспорта (нефть, СПГ),
- возможные ограничения Директората по конкуренции по отношению к РФ/Газпрому (российской госкомпании) на хабах ЕС будут нарушением законов либеральных рынков ЕС, при этом «принцип взаимности» (reciprocity) в его интерпретации стороной ЕС, на мой взгляд, не может и не должен применяться к РФ, поскольку РФ не объявляла пока «свободу передвижения товаров, услуг, капиталов и др.» в контексте проводимой в ЕС либерализации, а ЕС объявил об этом еще в 1958 г. (Римский договор), хотя начал создавать на прак-

---

<sup>79</sup> См., например: Ralf Dickel, Elham Hassanzadeh, James Henderson, Anouk Honoré, Laura El-Katiri, Simon Pirani, Howard Rogers, Jonathan Stern & Katja Yafimava «Reducing European Dependence on Russian Gas: distinguishing natural gas security from geopolitics». – *The Oxford Institute for Energy Studies*, NG-92, October 2014, 87 pp.

- тике предпосылки для этого (осуществлять либерализацию на практике) в газовой отрасли только в 1998 г.,
- Российский Газпром – это не Майкрософт (которому Direktoratом по конкуренции были предъявлены значительные штрафные санкции за антиконкурентное поведение на рынке ЕС и на случай с которым некоторые европейские политики ссылаются в качестве прецедента для России/Газпрома): невозобновляемые природные ресурсы и ресурсная рента при их освоении и использовании – это не то же самое, что персональные компьютеры и т.п.

Сегодня Россия/Газпром достигли максимального объема законтрактованных поставок газа в Европу (порядка 180 млрд. куб. м газа в год), которые в перспективе начинают снижаться, опускаясь – по состоянию на сегодняшний день – примерно до 90 млрд. куб. м в 2030 г. и до 50 млрд. куб. м в год к 2035 г. (см. рис. 20).

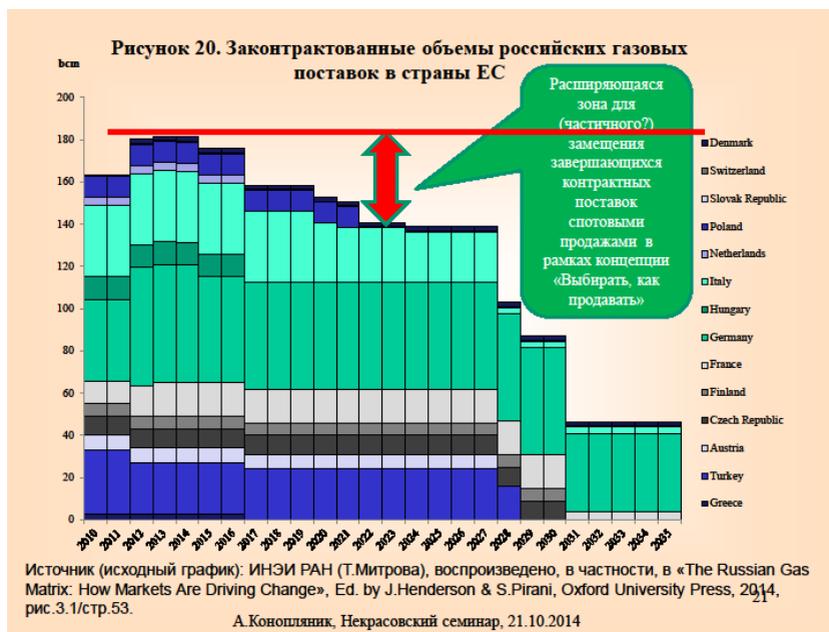


Рисунок 20. Законтрактованные объемы российских газовых поставок в страны ЕС

Естественное снижение уже законтрактованных объемов долгосрочных контрактов открывает зону неопределенности в части того, как сохранить и чем заполнить (какими контрактными схемами) свою нишу на европейском рынке. Понятно, что замещения действующих контрак-

тов такими же (аналогичными им по продолжительности и с такими же механизмами индексации – исключительно нефтепродуктовой привязкой) ждать не приходится, рынок меняется и контрактная структура российских поставок адаптируется вслед за (в соответствии с) этими изменениями. Расширяющаяся незаконтрактованная ниша в импортном спросе на газ предоставляет возможности для маневров в выборе контрактной структуры восполняющих поставок и частичного замещения завершающихся долгосрочных контрактов спотовыми продажами в рамках концепции «Выбирать, как продавать». При этом по мере завершения действующих контрактов зона для такого возмещения выбытия более гибкими схемами расширяется. От того насколько эффективно удастся воспользоваться объективно представляющимися возможностями зависит конкретный размер конкурентной ниши, которую удастся занять/сохранить российскому газу в Европе.

#### **4.2. Россия: диверсификация для экспортера (2) – пути доставки**

О рисках российских экспортных поставок на Украину было сказано ранее: во-первых, неплатежи за поставленный – даже по льготным ценам – газ, во-вторых, неисполнение Украиной своих контрактных обязательств (невыборка контрактных объемов газа, и реализуемое намерение заместить их реверсными поставками де факто российского же по происхождению газа), что имеет негативные инвестиционные последствия для России (ухудшение окупаемости заблаговременно осуществленных капиталовложений в добычу газа для обеспечения исполнения контрактных обязательств по поставкам в течение всего срока действия 10-летнего контракта). И все это в условиях широкой антироссийской кампании нынешнего украинского руководства.

Транзитные риски (поставки российского газа в ЕС через территорию Украины) можно разделить на **реальные** (или **прецедентные**, то есть имевшие место в недавнем прошлом) и **предполагаемые** (ожидаемые в ближайшем будущем).

К **реальным** я отношу несанкционированный отбор транзитного газа Украиной (как минимум два доказанных эпизода – в январе 2006-го и январе 2009-го гг.), которые могли иметь следующие правовые последствия. В соответствии с контрактами на поставку российского газа в ЕС, ответственность за доставку газа в пункты сдачи-приемки, расположенные с 2004 г. (после расширения Евросоюза) глубоко внутри ЕС, лежит на поставщике (Газпроме), вне зависимости от транзитных или иных проблем поставщика на пути до пункта сдачи-приемки газа<sup>80</sup>. Поэтому

---

<sup>80</sup> Эта ситуация является результатом неоднократной пролонгации ранее заключенных контрактов в условиях передвижения на Восток внешней границы ЕС, в результате чего после 2004 г. пункты сдачи-приемки российского газа,

существует реальный риск судебных исков европейских покупателей к Газпрому в случае не(до)поставки газа, даже если истинная причина не(до)поставки будет связана с действиями третьей (транзитной) стороны.

Европейские покупатели не выдвигали такие иски Газпрому после январских событий в 2006-м и 2009-м гг., но нет гарантий, что они не выдвинут такие иски к Газпрому в случае очередного транзитного кризиса, если таковой случится зимой 2014-2015 гг. Хочется надеяться, что такового не случится, однако Европейское объединение операторов ГТС (ENTSOГ) по поручению Еврокомиссии провело стресс-тест, исходя из такой возможности, причем моделировало ситуацию не только прерывания украинского транзита, но и полного прекращения (?) всех (?) российских поставок газа на экспорт в Европу (результаты были доложены на очередном 26-м заседании Мадридского Форума 15-16 октября 2014 г.<sup>81</sup>).

**К предполагаемым** я отношу те, что появятся в результате необратимых изменений, которые начали происходить и неизбежно будут продолжать происходить в будущем как следствие присоединения Украины к ДЭС. Отмечу два ключевых, на мой взгляд. Это, во-первых, риск, связанный с идущим разделением НАК Нафтогаз Украины и передачей прав оператора ГТС Украины сначала выделенной из ее состава компании «Укртрансгаз»<sup>82</sup>, а затем и консорциуму иностранных (европейских и американских) компаний с ее участием, т.е. риск фактических

---

*расположенные на западных границах стран-членов СЭВ в первоначально заключаемых контрактах, оказались в глубине территории ЕС. Поэтому если при заключении первоначальных контрактов с западноевропейскими компаниями-покупателями расположение пунктов сдачи-приемки тогда советского газа обеспечивало советскому внешнеторговому объединению «Союзгазэкспорт» (и стоящим за его спиной хозяйственным, партийным и иным структурам СССР) возможность контроля и обеспечения бесперебойности поставок газа в пункты сдачи-приемки, расположенные за пределами СССР, но в пределах СЭВ, то после распада системы СЭВ и СССР такая возможность прямого контроля оказалась утраченной. Возникли объективно обусловленные транзитные риски (риски транзитной транспортировки через территорию суверенных государств). Но ответственность за поставку в пункты сдачи-приемки (в рамках контрактов на поставку), как и ранее, сохранилась за экспортером.*

<sup>81</sup> См.: [http://ec.europa.eu/energy/gas\\_electricity/gas/forum\\_gas\\_madrid\\_en.htm](http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/gas/forum_gas_madrid_en.htm)

<sup>82</sup> *Подает иск против Газпрома в Стокгольмский арбитраж, НАК Нафтогаз, в первую очередь, просит изменить и заместить недействительные, на его взгляд, положения контракта на транзит. В частности, речь идет о передаче прав и обязанностей "Нафтогаза" по транзитному договору украинскому оператору газотранспортной системы, а именно ОАО "Укртрансгаз".*

односторонних изменений 10-летнего транзитного контракта (вплоть до «исчезновения» одной стороны этого контракта) до момента его завершения. При этом нынешнее украинское правительство и Нафтогаз активно требуют пересмотра контракта на транзит российского газа и его условий, в том числе в рамках одного из двух поданных в Стокгольмский арбитраж Нафтогазом против Газпрома исков. Во-вторых, риск прямолинейного, «лобового» (по аналогии с тем, как это пытались и пытаются делать в ряде случаев в ЕС в рамках «позитивной дискриминации» транзитных поставщиков) применения оператором ГТС Украины правила «обязательного доступа третьих сторон» (ОДТС) к транзитным поставкам в рамках существующих и уже законтрактованных газотранспортных мощностей, в результате чего у грузоотправителя (в данном случае – Газпрома) появляется риск возникновения т.н. «контрактного несоответствия» между контрактом на поставку газа в ЕС и обеспечивающим его своевременное и в полном объеме исполнение контрактом на транспортировку через территорию Украины соответствующих объемов газа (транзитным контрактом).

Механизм минимизации этих рисков в нынешних условиях, на мой взгляд, один – диверсификация для экспортера.

### **4.3. Объективный характер украинских транзитных рисков**

Следует понимать, что, несмотря на политическую риторику, которая создает видимость того, что транзитные проблемы являются порождением исключительно политической неприязни нынешнего украинского руководства к России, транзитные риски, отнесенные нами к категории «предполагаемых», являются объективно обусловленными и вызваны необходимостью Киева выполнять обязательства по имплементации, в частности, положений Третьего энергопакета ЕС в связи с членством Украины в ДЭС. Но это означает, что надо не рубить сплеча (требуя немедленного пересмотра действующих договоренностей), а искать взаимоприемлемые развязки на время «переходного периода», то есть на время до истечения срока действия существующих контрактов. В течение такого «переходного периода», повторюсь, нормы контрактного права, то есть заключенных в январе 2009 г. контрактов на поставку российского газа на Украину и на транзит российского газа в ЕС через Украину, на мой взгляд, должны доминировать над нормами публично-го права, то есть обязательствами Украины по имплементации норм энергетического и конкурентного законодательства ЕС – положений расширяемого и дополняемого за счет новых подзаконных актов (Сетевых Кодексов) Третьего Энергетического пакета ЕС – в связи с присоединением Украины к ДЭС и полноправным членством ее в этой организации с 1 февраля 2011 г., в случае конфликта правовых норм.

Однако, украинское руководство уже впрямую говорит, что Киев не может гарантировать бесперебойный транзит российского газа в Европу при действующем транзитном контракте – об этом на заседании украинского правительства 16 октября 2014 г. заявил премьер-министр А. Яценюк: «Украина декларирует еще раз, что мы – государство, которое гарантирует бесперебойный транзит природного газа, но для того, чтобы этот транзит газа гарантировать нашим европейским партнерам, нам необходимо подписать соглашение именно с европейскими компаниями», – цитирует Яценюка агентство «Интерфакс-Украина»<sup>83</sup>. Фактически – это озвучивание «новой» желанной (по Яценюку и по вновь принятому украинскому закону «О санкциях» против России) схемы транзита российского газа в ЕС: перенос пунктов сдачи-приемки поставляемого в ЕС российского газа на российско-украинскую границу и обеспечение его дальнейшего транзита через территорию Украины нероссийскими компаниями, для чего, действительно, Украине было бы «необходимо подписать соглашение именно с европейскими компаниями».

Итак, если учесть (имеющие ныне прецедентную основу) риски нарушения положений транзитных поставок, новые риски, связанные с призывами нынешнего украинского руководства и его односторонними действиями, нацеленными на смену существующей контрактной структуры транзита (пусть даже и по объективно существующим обстоятельствам), плюс к этому радикальное изменение политической ситуации в стране, добавившее (и постоянно добавляющее) новые риски для транзита, то происходит неизбежное изменение всей существовавшей ранее экономики транзита для поставщика, ведущее к смене его «транзитной парадигмы» в целом. Естественный ответ экспортера (России) на эти растущие риски - уйти от монополии Украины как основного транзитного маршрута поставок в ЕС, создать альтернативные и не-транзитные пути доставки (или новые пути с транзитными участками через менее проблемные страны). Их экономика, по сравнению с существующими транзитными путями, будет улучшаться по мере продолжающегося роста транзитных рисков для поставок российского газа через территорию Украины.

#### **4.4. Новая транзитная парадигма для России**

Дилемма, стоящая перед страной-экспортером (Россией – собственником ресурсов, принципалом) и ее экономическим агентом (Газпромом), заключается в следующем (см. рис. 21):

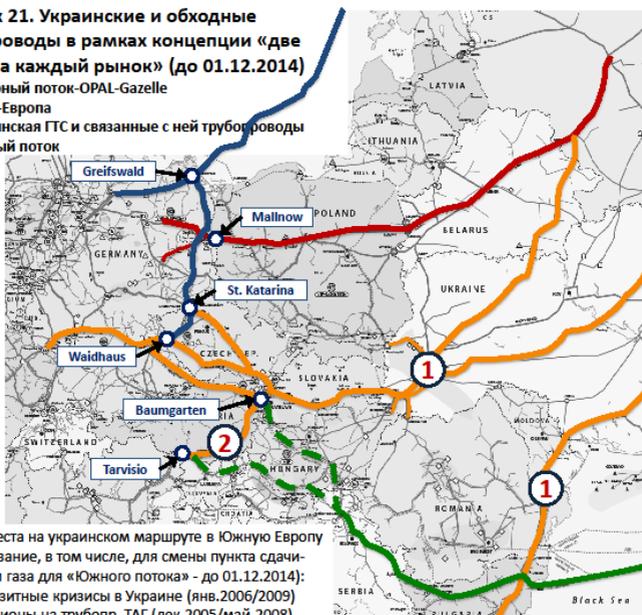
---

<sup>83</sup> *Forbesrussia.ru, 16.10.2014.*

- (1) либо сохранить **два пути (транзитный и нетранзитный)** к каждому основному экспортному рынку на территории ЕС («менее радикальный» сценарий):
  - а. традиционный маршрут (через ГТС Украины) плюс новый обходной маршрут (трубопроводы Северный поток + OPAL + Gazelle) – на рынок Северо-Западной Европы,
  - б. традиционный маршрут (через ГТС Украины) плюс новый обходной маршрут (трубопровод Южный поток – морской и сухопутный участки) – на рынок Южной Европы.
 В этом случае объемы поставок распределяются в рамках каждой пары маршрутов, или
- (2) сохранить лишь **один** новый прямой **нетранзитный путь** к каждому основному рынку на территории ЕС («наиболее радикальный» сценарий):
  - а. Северный поток + OPAL + Gazelle на рынок Северо-Западной Европы,
  - б. Южный поток (морской и наземный участки) на рынок Южной Европы.
 В этом случае все транзитные потоки переключаются на новые нетранзитные маршруты и ГТС Украины фактически осушается.

**Рисунок 21. Украинские и обходные трубопроводы в рамках концепции «две трубы на каждый рынок» (до 01.12.2014)**

■ Северный поток-OPAL-Gazelle  
 ■ Ямал-Европа  
 ■ Украинская ГТС и связанные с ней трубопроводы  
 ■ Южный поток



Узкие места на украинском маршруте в Южную Европу (обоснование, в том числе, для смены пункта сдачи-приемки газа для «Южного потока» - до 01.12.2014):

- 1 Транзитные кризисы в Украине (янв.2006/2009)
- 2 Аукционы на трубопр. ТАГ (дек.2005/май 2008)

**Рисунок 21. Украинские и обходные трубопроводы в рамках концепции «две трубы на каждый рынок»**

Существуют разные «точки невозврата» по разным сценариям будущих транзитных поставок: некоторые пройдены, некоторые – пока нет, окончательная картина находится в стадии формирования, но ясно одно: первоначальная советская/госплановская концепция организации поставок газа в Европу «один рынок – одна труба» сегодня, в силу накопления транзитных рисков в период после распада СССР и системы СЭВ, сменилась концепцией «один рынок – две трубы» для каждого основного экспортного рынка в рамках расширяющегося ЕС. В этом, собственно, и заключается суть новой транзитной парадигмы для России.

Важно отметить, что изменение транспортной концепции не требует изменения контрактов на поставку, ибо каждый новый обходной маршрут приходит в тот же пункт сдачи-приемки, что и транспортировка через украинскую ГТС: в Вайдхаус для северного обходного маршрута (Северный поток + OPAL + Gazelle) и Баумгартен для северной ветки южного обходного маршрута (Южный поток – морской и наземный участки). Исключением является новый (один из двух запланированных, наряду с Баумгартеном) пункт сдачи-приемки для южной ветви южного обходного маршрута (Южного потока) – Тарвизио на итальянской границе (см. рис. 21), что, на наш взгляд, представляет способ решения проблем, возникших у Газпрома в связи расширением Транс-Австрийского трубопровода (TAG) в середине прошлого десятилетия.

Дополнительные мощности в TAG, обеспечивающие доступ на рынок Италии российскому газу, были в свое время обещаны Газпрому в компенсацию за устранение (под нажимом Еврокомиссии) в 2003 г. «оговорок о пунктах конечного назначения» в контрактах Газпрома с итальянской ЭНИ (как противоречащих принятому в тот год Второму энергопакету ЕС) по трехстороннему соглашению Еврокомиссия-ЭНИ-Газпром. Организованные в 2005/2008 гг. (по сценарию Еврокомиссии и при искусственно раздутом числе участников) аукционы по доступу к дополнительным мощностям TAG были проведены по такой процедуре, которая фактически не оставила Газпрому, который был готов закон- трактовать все дополнительные мощности TAG, места в трубе.<sup>84</sup>

---

<sup>84</sup> Более подробно о деталях конкурса по TAG и причинах несостоявшейся реализации достигнутых трехсторонних договоренностей Еврокомиссия-ЭНИ-Газпром, см.: А.Конопляник. *Правовые аспекты процедуры недискриминационного конкурентного доступа к свободным мощностям транспортировки (ДЭХ, TAG и ЕСГ) (с.142-156).* – в кн.: *Нефтегаз, энергетика и законодательство (выпуск 8 / 2009). Информационно-правовое издание топливно-энергетического комплекса России и стран СНГ (ежегодник).* – Москва, «Нестор Экономик Паблшерз», 2009, 160 с.; Фейгин В.И., Медведева Е.А. *«Дьявол в деталях» европейской либерализации: вокруг аукциона по TAG.* *Институт энергетике и финансов // Экономическое обозрение. 2006. № 5. С. 37–39.*

## **5. Модернизация ГТС vs обходные трубопроводы: сравнительная экономика**

Возникает естественный вопрос: является ли строительство обходных российских трубопроводов политически или экономически мотивированным?

Западная (и украинская) пресса не устает повторять, что и Северный, и Южный поток не имеют под собой никакой экономики, являются чисто политическими предприятиями, разорительными для России. Основная мотивировка при этом сводится к тому, что суммарная мощность даже действующих трубопроводов превышает объемы стагнирующего европейского спроса на газ. Зачем в этих условиях строить новые трубы, которые гораздо дороже, чем реконструкция действующей украинской ГТС?

Все это было бы так, если бы, как минимум, не два «но».

Первое «но». Следует понимать, что в силу фактической смены российской экспортной концепции (транзитной парадигмы), речь идет не о новых трубах для нового газа, а о новых трубах для перенаправления по ним на те же рынки существующих газовых потоков, что является одним из элементов трех-элементной матрицы, лежащей в основе понятия «международная энергетическая безопасность». В период работы автора в Секретариате Энергетической Хартии (СЭХ) в 2002-2008 гг., в порядке подготовки к Саммиту «Группы Восьми» (G-8) 2006 г. в Санкт-Петербурге, велась активная международная дискуссия на тему международной энергетической безопасности (international energy security, каковая тема была впервые внесена в повестку дня Саммитов G-8), в ходе которой шла речь о необходимости дополнить понятие «надежность предложения» (security of supply), обеспечение которой является актуальным для стран-импортеров, понятием «надежность спроса» (security of demand), обеспечение которой является актуальным для стран-экспортеров. В рамках этой дискуссии СЭХ предложил третий элемент – «надежность доставки» (security of infrastructure/delivery), чтобы довести понятие «международная энергетическая безопасность» до всеобъемлющей триады. Это означало (и означает), что формирование альтернативных путей доставки энергоресурсов (диверсификация путей их транспортировки, в том числе от существующих поставщиков на существующие рынки) так же укрепляет международную энергобезопасность, как и диверсификация источников поставки, поставщиков, рынков (географических и товарных), потребителей...

Не все политики это признают. Так, автору неоднократно приходилось вести очную и заочную полемику с Й.Фишером, бывшим Министром иностранных дел ФРГ, в бытность того (после ухода из МИД) Советником компании RWE, который не готов признавать «надежность доставки» (альтернативные пути доставки – «alternative pipelines/

routes») неотъемлемым элементом укрепления энергобезопасности, ибо рассматривает последнюю лишь как «supply security», то есть учитывает лишь один элемент триады. Это означает игнорирование интересов других – помимо потребителей-участников цепочки энергоснабжения (поставщиков и транзитеров). Что, впрочем, не является для меня удивительным, ибо сегодня доминирующим в ЕС является не поиск баланса интересов всех участников ориентированных на ЕС энергетических цепочек (цепочек энергоснабжения) в рамках «Большой Энергетической Европы), а защита исключительно интересов европейских потребителей, несмотря на то, что они зависят от импортных поставок, решения о которых принимают суверенные государства-собственники невозобновляемых энергоресурсов (принципалы) и их экономические агенты (преимущественно государственные компании- российский Газпром, норвежский Statoil, алжирский Sonatrach и т.п.).

Похожей логики придерживался Еврокомиссар (в период до 01.11.2014) по энергетике Г. Эттингер, по мнению которого, «Южный поток» не является приоритетом Евросоюза, ибо «ЕС не видит в газопроводе «Южный поток» нового источника газа. «Южный поток» – это новый газопровод, больший, чем другие. Но это не будет неким новым газом. «Южный поток» будет все также поставлять газ «Газпрома». Вместо Украины он пройдет по Черному морю, чтобы достичь Европейского союза. Это неплохо, но чудом не станет», заявил, по сообщению Интерфакса, Г. Эттингер 16.10.2014 на пресс-конференции в Брюсселе<sup>85</sup>.

Однако такой подход совершенно не учитывает факт наличия транзитных рисков, которые оказывают свое негативное влияние на обеспечение надежного предложения и спроса.

Второе. При проектном финансировании учитываются не только «технические», но и «финансовые» издержки (стоимость привлечения заемных средств). При этом, как правило, в крупных инфраструктурных нефтегазовых проектах (предусматривающих освоение месторождений, строительство трубопроводов) на заемные средства (долговое или «проектное» финансирование) приходится порядка 70% капиталовложений в проект. Можно сослаться, для примера, на такие осуществленные проекты как «Сахалин-2», Северный поток. Такая же пропорция предусмотрена для Южного потока.

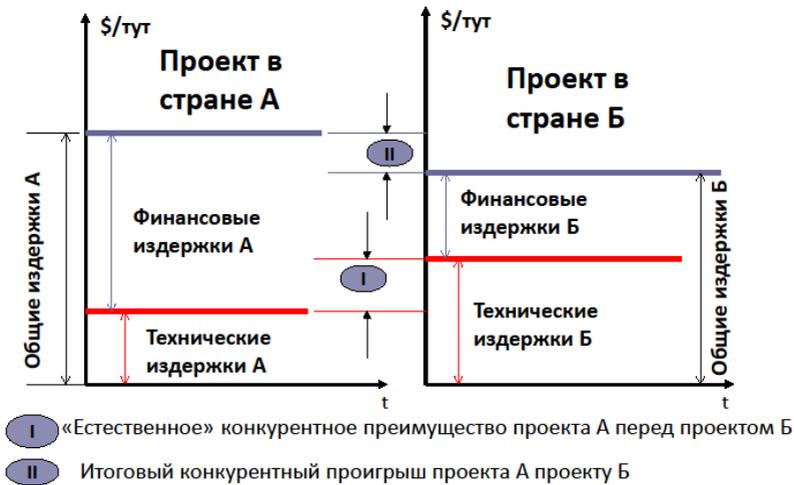
Поэтому проект с низкими техническими, но высокими финансовыми издержками, отражающими более высокие риски невозврата заемных средств, может оказаться менее конкурентоспособным по совокупному уровню издержек по сравнению с проектом с более высокими техническими, но более низкими финансовыми издержками, отражающими

---

<sup>85</sup> *Интерфакс, 16.10.2014.*

более низкие риски невозврата привлекаемых для его реализации заемных средств (см. рис. 22). На мой взгляд, ситуация с модернизацией ГТС Украины и строительством Южного потока может оказаться как раз тем самым случаем.

**Рисунок 22. Инвестиционные проекты: роль технических и финансовых издержек в обеспечении конкурентного преимущества**



А.Конопляник, Некрасовский семинар, 21.10.2014

23

Рисунок 22. Инвестиционные проекты: роль технических и финансовых издержек в обеспечении конкурентного преимущества

### 5.1. Кредитные рейтинги страны и компании

Общепринято считать, что «технические» (прямые) затраты на модернизацию ГТС Украины намного меньше, чем такие же затраты на создание Южного потока. Допустим. Но это справедливо, если не учитывать стоимости привлечения заемных средств и рисков их невозврата для инвесторов обоих проектов. Существует правило (закон) проектного финансирования: финансовый рейтинг проекта не может быть лучше рейтинга компании(ий), его осуществляющих, который(ые), в свою очередь, не может(гут) быть лучше рейтинга «принимающей страны» (на территории которой реализуется объект). С этих позиций реализация инвестиционных проектов на территории Украины с участием Нафтогаза с привлечением заемных средств резко ухудшает его конкурентоспособность.

Общее правило: понижение рейтинга ведет к ускоренному повышению ставки заимствований, особенно если заемщик расположен в ниж-

ней части рейтинговой шкалы. Существуют три основных международных рейтинговых агентства: Moody's, Fitch, Standard & Poors (S&P). В одном из номеров журнала "Project Finance" в свое время была приведена диаграмма, воспроизводимая нами мной на рис. 23, из которой виден прогрессирующий рост процентных ставок (LIBOR+) по мере снижения инвестиционных рейтингов принимающей страны-заемщика. Различие сегодняшних уровней кредитных рейтингов России и Украины делало бы разрыв между ставками заимствования для этих двух стран, в соответствии с указанной диаграммой, трехкратным (см. рис. 23).

**Рисунок 23. РОССИЯ И УКРАИНА НА ШКАЛЕ ОСНОВНЫХ МЕЖДУНАРОДНЫХ РЕЙТИНГОВЫХ АГЕНСТВ (долгосрочные кредитные рейтинги в иностранной валюте)**

	Moody's	Standard & Poor's	Fitch IBCA	Краткое описание	LIBOR+ →
<b>Инвестиционные категории рейтингов</b>	Aaa	AAA	AAA	Макс. степень безопасности	< 4,25%
	Aa1	AA+	AA+	Высокая степень надежности	
	Aa2	AA	AA		
	Aa3	AA-	AA-	Степень надежности выше средней	< 6%
	A1	A+	A+		
	A2	A	A		
	A3	A-	A-	Степень надежности ниже средней	
	<b>Baa1 (РФ: с 08.10.2008)</b>	<b>BBB+</b>	<b>BBB+</b>		
Ba2	<b>BBB (РФ: с 08.12.08)</b>	<b>BBB (РФ: с 04.02.09, отриц. прогноз с 21.03.14)</b>			
Ba3	BBB-	BBB-			
<b>Спекулятивные категории рейтингов</b>	Ba1	BB+	BB+	Неинвестиционная, спекулятивная степень	< 14%
	Ba2	BB	BB		
	Ba3	BB-	BB-		
	B1	B+	B+	Высокоспекулятивная степень	< 19%
	B2	B	B		
	B3	B-	B-		
Ca	CCC+	CCC	Существенный риск, эмитент в тяжелом положении	< 19%	
<b>Caa2 (Укр.: 31.01.14)</b>	<b>CCC (Укр.: 21.02.14)</b>	<b>CCC (Укр.: 07/28.02.14)</b>			
<b>Для справки: LIBOR 1Y 19.03.2014 USD=0.56, GBP=0.90 14.03.2014 EUR=0.52</b>	-	CCC-	-	Сверхспекулятивная степень, возможен отказ от платежей	< 204%
	Ca	CC	-		
	C	C	-	Отказ от платежей	
	-	-	DD		
-	-	DD			
-	D	D			
-	-	D			

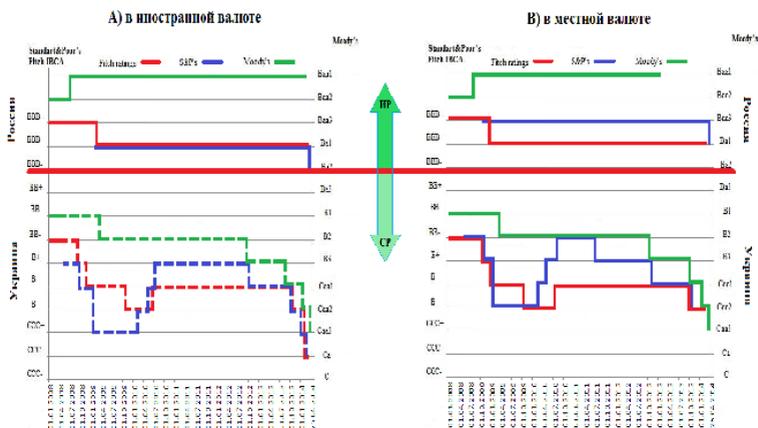
А Конопляник, Некрадовский семинар, 21.10.2014

Рисунок 23. Россия и Украина на шкале основных международных рейтинговых агентств (долгосрочные кредитные рейтинги в иностранной валюте)

Долгосрочный кредитный рейтинг Украины в иностранной валюте устойчиво падает с осени 2012 г. (Moody's, S&P) – осени 2013 г. (Fitch) и находится сейчас на пред-дефолтном уровне в оценке всех трех агентств: «Саа3» - Moody's и на ступень ниже («CCC») – Fitch и S&P<sup>86</sup> (см. рис. 24).

<sup>86</sup> Источники кредитных рейтингов.: [www.moodys.com](http://www.moodys.com), [www.standardandpoors.com](http://www.standardandpoors.com), [www.fitchratings.com](http://www.fitchratings.com), <http://countryeconomy.com/ratings/>

**Рисунок 24.** Долгосрочный кредитный рейтинг России и Украины



Расчитано М.Ларионовой, магистром РГУ нефти и газа (программа 2013-2015 гг.), кафедра «Международный нефтегазовый бизнес», по данным рейтинговых агентств

А.Козляничник, Некрасовский семинар, 21.10.2014

25

Рисунок 24. Долгосрочный кредитный рейтинг России и Украины

Ставка Лондонского межбанковского процента LIBOR на 1 год в долл. США в 2014 г. составляет порядка 0.5% (против 4% в 2008 г.), выровненная (по странам ОЭСР) ставка LIBOR+ для заемщиков высшей категории надежности менее 2%, а для заемщиков категории Caa3 (сегодняшний украинский рейтинг) – уже 8% (расчет выполнен М.Ларионовой, магистром кафедры «Международный нефтегазовый бизнес» РГУ нефти и газа им. Губкина, по данным ОАО ИК «Еврофинансы»<sup>87</sup>). Это – базисные ставки для стран ОЭСР (для Украины будут

<sup>87</sup> Значения LIBOR+: значения ставки первичного размещения государственных десятилетних облигаций, полученные на терминале «Bloomberg» (были собраны все имеющиеся данные по значениям государственных десятилетних облигаций для 34 стран ОЭСР (нет данных по Люксембургу и Эстонии) в период с 02.01.1962 - 26.05.2014. Значения LIBOR+ для стран ОЭСР на 23.05.14: для анализа зависимости между кредитным рейтингом страны и ставкой LIBOR+ были собраны значения LIBOR+ на 23.05.14 для 30 стран ОЭСР (без Люксембурга, Эстонии- нет данных; Исландия, Чили- мало данных) и их долгосрочные кредитные рейтинги в иностранной валюте в этот период. Далее была построена зависимость и получена линия тренда, имеющая экспоненциальное приближение. (Автор выражает свою благодарность Андриющенко А.О., ведущему аналитику ОАО ИК «Еврофинансы», за помощь на данном этапе работы).

заметно выше), на которые накладываются риски компаний и самого проекта. Если наложить на кривые зависимости фактического LIBOR+ от уровня кредитного рейтинга для стран ОЭСР (в данном случае – по состоянию на конец мая 2014 г.) фактические страновые долгосрочные кредитные рейтинги РФ и Украины в иностранной валюте, то для РФ LIBOR+ составит 3-4%, а для Украины – уже 6.5-9.5% (разрыв более чем вдвое) (см. рис. 25).

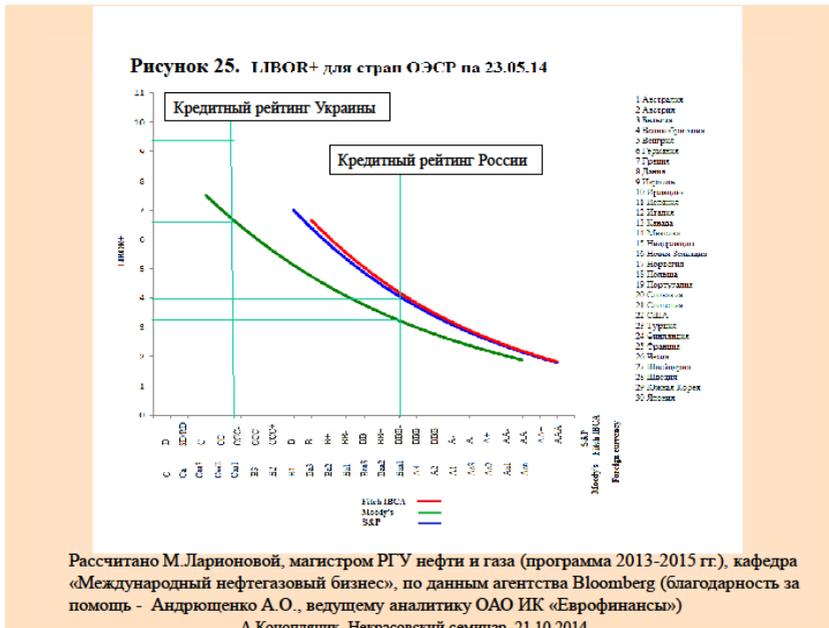


Рисунок 25. LIBOR+ для стран ОЭСР на 23.05.2014

Это означает, что, скажем, за 10 лет только за счет разницы в страновых кредитных рейтингах России и Украины, указанных на рис. 25 (оставив пока в стороне рейтинги компаний и собственно проектные риски), стоимость заемных средств к погашению вырастет при российском LIBOR+ в 1.4–1.5 раза, а при украинском LIBOR+ - уже в 2.0-2.7 раза.

С рейтингом Нафтогаза дело обстоит еще хуже, чем с рейтингом Украины: обе рейтинговые компании, которые выставляли ему долгосрочный кредитный рейтинг, перестали его котировать – одна с начала 2010 г. (Moody's с уровня «B-»), вторая с начала 2012 г. (S&P с уровня «Саа2») (см. рис. 26). И непонятно, что будет с рейтингами компаний, образованными после разделения Нафтогаза в соответствии с требованиями европейского законодательства (например, Укртрансгаза). На

кого из них и в какой мере перейдут его долги, ведь дефицит бюджета Нафтогаза, по заявлению А. Яценюка, в 1.64 раза превышает дефицит бюджета всей Украины<sup>88</sup>? Новая схема организации европейско-американско-украинского газотранспортного консорциума, конечно, даст возможность европейским и американским его участникам принять на себя риски и долги, перешедшие от Нафтогаза на их партнера по консорциуму (Укртрансгаз). Но захотят ли они брать на себя эти обременения, ухудшающие их собственные финансовые показатели...?

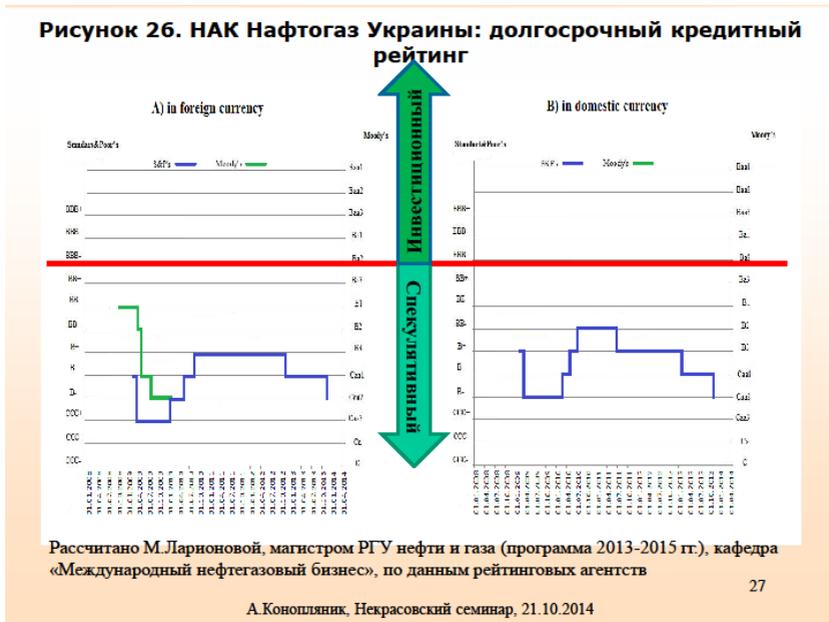


Рисунок 26. НАК Нафтогаз Украины: долгосрочный кредитный рейтинг

## 5.2. Украина: индекс вероятности нарушения бесперебойности транзита

И совсем плохо обстоит дело с оценкой «проектного» риска для украинского транзитного проекта. Его мы оценили с М. Ларионовой по разработанной нами совместно методике. Взяв за основу градацию кредитных рейтингов трех указанных рейтинговых агентств, мы оценили по аналогии по 10-балльной шкале (10 – максимальный риск, 1 – мини-

<sup>88</sup> По сообщению ИТАР-ТАСС, Премьер-министр Украины Арсений Яценюк заявил на заседании Кабмина Украины 9 декабря 2014 г., что дефицит бюджета Национальной акционерной компании /НАК/ "Нафтогаз Украины" в 2014 году составил 110 млрд гривен, а госбюджета – 67 млрд. (ИТАР-ТАСС, 09.12.2014).

мальный) информационный ряд сообщений украинских информационных агентств (не российских или иных иностранных – чтобы избежать хотя бы отчасти подозрений в возможной предвзятости информационного ряда), которые будут влиять на оценку риска невозврата вложенных средств в модернизацию украинской ГТС (вследствие вероятности прерывания транзита), проводимую аналитиками финансовых институтов для целей проектного финансирования.

Для составления индекса мы оценили 590 сообщений, относящихся к газовым отношениям России и Украины за период с 30.12.2008 по 13.10.2014. Эти сообщения были взяты с <http://newsukraine.com.ua/>. Они были обобщены (сгруппированы) до 160 групп новостей и отражированы по степени их ожидаемого воздействия, в случае реализации, на бесперебойность транзита российского газа в ЕС через Украину (см. рис. 27).



Рисунок 27. Украина: индекс вероятности нарушения бесперебойности транзита

Следует отметить, что плотность информационного ряда, взятого из одного источника, резко возросла в 2014 г.: рассчитывая этот индекс за период с 30.12.2008 по 18.03.2014 (21 квартал) мы оценили 369 сообщений и обобщили их до 80 групп новостей, учтенных в рейтинге<sup>89</sup>. Про-

<sup>89</sup> См.: А.Конопляник. *Gas strategies post-Crimea*. – “Energy Economist”, Issue 392, May 2014, p. 3-8; А.Конопляник, Е.Орлова, М.Ларионова. *What is the Future of*

дление периода оценки на еще на два квартала (менее 10% к первоначальному периоду оценки) дало дополнительных 590-369=221 сообщение или дополнительных 37% к их первоначальному числу. А число обобщений выросло вдвое: с 80 до 160 групп новостей всего за два квартала к предыдущим 21-му.

При этом, оказывается, интерес иностранной прессы к могущим оказывать влияние на бесперебойность транзита событиям / информационным поводам после февральского переворота в стране является гораздо более высоким, чем в самой Украине. При переходе к другому (российскому) информационному источнику (для сравнения) и оценке его информационного ряда за период с 28.02.2014 по 10.10.2014, мы получили по данным <http://km.ru/> 640 дополнительных сообщений (против 221 за тот же период у <http://newsukraine.com.ua/>), которые отразили до дополнительных 90 групп новостей (против дополнительных 80 групп новостей при обращении к украинским электронным СМИ). Такой разрыв информационных сообщений при незначительном разрыве в числе групп новостей вполне объясним: для российской стороны проблема надежности и бесперебойности транзита является, по-видимому, более значимой, чем для тех украинских участников рынка, которые контролируют электронные СМИ, к которым мы обращались в ходе нашего анализа. Поэтому плотность потока сообщений в российских электронных СМИ оказалось примерно втрое более интенсивной при примерно одинаковом количестве групп новостей, оказывающих, по нашему мнению, влияние на поведение «индекса вероятности нарушения бесперебойности транзита», чем в собственно украинских электронных СМИ.

Нас, конечно, при желании, можно обвинить с М. Ларионовой в предвзятости, но, как видно из данных рис. 27, наш «индекс вероятности нарушения бесперебойности транзита» находится на максимальном уровне.

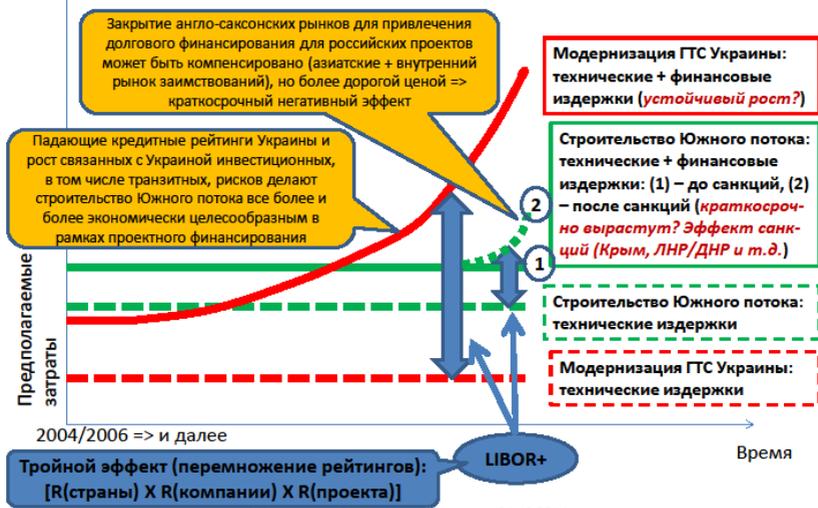
### **5.3. Южный поток, ГТС Украины и финансовые издержки**

Таким образом, падающие кредитные рейтинги Украины и Нафтогаза и рост связанных с Украиной инвестиционных рисков делают строительство трубопроводной системы «Южный поток» все более и более экономически целесообразным в рамках проектного финансирования (см. рис. 28).

---

*Russian Gas Strategy for Europe after the Crimea? – “Oil, Gas, Energy Law Intelligence” (OGEL), June 2014 (Provisional issue); А.Конопляник. Современные газовые войны. Экономическая подоплека подоплека нарастания разногласий в поставках голубого топлива. – «Независимая газета. НГ-Энергия», 9 сентября 2014 г., с. 9, 12-13; А.Конопляник, Е.Орлова, М.Ларионова. Россия – ЕС - Украина: новый узел противоречий. – «Нефть России», 2014, № 6, с.16-21 (часть 1); № 7-8, с. 4-9 (часть 2), № 9, с. 4-9 (часть 3), № 10, с. 4-10 (часть 4).*

**Рисунок 28. Строительство Южного потока и модернизация ГТС Украины: иллюстративный пример сравнения технических и финансовых издержек в рамках проектного финансирования: до и после санкций против России**



**Рисунок 28: Строительство Южного потока и модернизация ГТС Украины: иллюстративный пример сравнения технических и финансовых издержек в рамках проектного финансирования: до и после санкций США, ЕС и др. против России**

Конечно, введенные против России санкции западных стран, привели к фактическому закрытию для российских долгосрочных заемщиков финансовых рынков англо-саксонской группы стран, откуда в Россию приходило основное заемное финансирование. Однако, на наш взгляд, закрытие англо-саксонских рынков для привлечения долгового финансирования для российских проектов такой значимости может быть компенсировано за счет азиатских и внутреннего рынка займов, но, конечно, более дорогой ценой<sup>90</sup>, то есть окажет краткосрочный (?) негативный эффект на улучшавшуюся в пользу «Южного потока» сравни-

<sup>90</sup> Так, по данным <http://www.cbrates.com/> (от 09.11.2014), базисные ставки центробанков в США, странах Еврозоны, Великобритании, Швейцарии составляют примерно 0-0.5%, в странах Азии помимо Китая (Япония, Гонконг, Республика Корея) – 0-2.0%, а в странах БРИКС – 6-11% (А.Конопляник. *Anti-Russia economic sanctions 2014: consequences for Russian TEK & its participants. - Presentation at the Energy Committee meeting of the Association of European Businesses in Russia, Moscow, 28 November 2014, см.: www.konoplyanik.ru/presentations/2014/*).

тельную конкурентоспособность двух проектов, если мерять ее в терминах проектного финансирования (рис. 28).

«Газпром» продолжает оценивать влияние санкций США и Евросоюза, введенных 12 сентября 2014 г., но сейчас компания не считает, что «они окажут существенное влияние на финансовое положение или результаты деятельности группы», говорится в отчете «Газпрома» за I полугодие 2014 года по МСФО. Газпром имеет возможность и продолжает занимать, хотя ставки выросли, в том числе, по мнению финансовых аналитиков, из-за негативной внешней конъюнктуры (снижающиеся цены на нефть, слабый рубль, высокие политические риски и санкции, которые заставляют иностранцев выходить из российских бумаг), а также отсутствия возможности занимать на традиционных для компаний внешних рынках. «Газпром», привыкший занимать на Западе, ищет ему альтернативу и рассматривает возможность заимствований в Китае, договариваясь о выпуске облигаций в юанях с китайским ICBC.<sup>91</sup> То есть кризис финансирования «Южного потока» компании, по-видимому, не грозит, хотя дополнительные сложности, связанные с удорожанием кредита вследствие выхода с заимствованиями на новые, нетрадиционные рынки – весьма вероятно.

Возникает вопрос: что мешает созданию и, главное, последующей эксплуатации «Южного потока», и что нужно сделать, чтобы он не повторил печальный опыт трубопровода OPAL, когда труба построена, но не может эксплуатироваться на полную мощность и окупать сделанные инвестиции как в сам OPAL, так и в недозагруженный поэтому Северный поток? Если оставить в стороне сегодняшние политические разногласия между Россией и ЕС (когда Еврокомиссия, среди прочего, уязвляет российско-европейские вопросы по «Южному потоку» в пакет с российско-украинскими газовыми проблемами), то взаимоприемлемое для России и ЕС (как производителя-экспортера и покупателя-импортера российского газа) экономико-правовое решение этой проблемы, на мой взгляд, существует, по крайней мере, пока не подошел момент начала эксплуатации этой трубопроводной системы.

Резюмируя вышеизложенное (и оставляя в стороне любую риторику на сей счет с российской, европейской или какой иной стороны), я считаю, что экономико-правовая целесообразность – в рамках логики проектного финансирования - создания второй трубопроводной системы, нацеленной на рынок Южной Европы, существует. Она определяется философией «диверсификации для производителя» как инструмента минимизации им своих транзитных рисков. Это означает, что именно производитель-экспортер определяет номенклатуру и величину как

---

<sup>91</sup> Т.Дзядко. «Газпрому» санкции не помеха, 15.10.2014., <http://rbcdaily.ru/industry/562949992650092>.

приемлемых, так и неприемлемых для него рисков, связанных с возможными перерывами в поставках по вине третьей стороны, ибо именно он – поставщик-экспортер – несет материальную ответственность за действия такой третьей стороны, повлекшие за собой неисполнение (несвоевременное и/или не в полном объеме исполнение) обязательств экспортера, что обосновывает для него новую парадигму экспортных поставок: «один рынок – две трубы». Но это означает, что новая экспортная трубопроводная система Южный поток (состоящая из морской и сухопутных частей) может быть реализована только в том случае, когда/если будет обеспечен баланс интересов всех участвующих в ней сторон на всех стадиях реализации проекта: его финансирования, строительства, эксплуатации. Пока такой баланс интересов не достигнут. Но он может быть достигнут. Для этого, на мой взгляд, существуют все необходимые технические, экономические, правовые, финансовые предпосылки и имеются варианты развязок. Требуется наличие доброй воли обеих сторон – РФ и ЕС, чтобы достичь общего знаменателя, обеспечивающего возможность эффективной реализации проекта на взаимоприемлемых условиях.

Но это – тема отдельного самостоятельного разговора.

Спасибо за внимание.

## Post Scriptum. Южный поток – до и после 01.12.2014

*Когда материалы заседания 21.10 были расшифрованы, текст доклада расширен и отредактирован, и итоговый материал сдавался в печать, пришла информация о заявлениях В. Путина и А. Миллера в Турции 01.12.2014 о перетрассировке морской части Южного потока с Варны (Болгария) на Турцию (в район греческо-турецкой границы). Эта информация абсолютным большинством комментаторов интерпретируется таким образом, что трубопроводный проект «Южный поток» закрыт. Однако, по мнению автора, вопрос о необходимости создания обходного маршрута (в обход Украины) для поставки российского газа на рынок Южной Европы в рамках концепции «один рынок – две трубы» не утратил своей актуальности и не может быть снят с повестки дня по изложенным в настоящем докладе экономическим соображениям независимо от того, где теперь будет находиться пункт прихода морской части этой трубопроводной системы на сушу – на территории ЕС в Болгарии или на территории сопредельной с ЕС Турции – и как теперь может называться эта видоизмененная трубопроводная система, известная ранее как Южный поток. Поэтому автор счел необходимым добавить в настоящую публикацию данный раздел, содержание которого не входило в его выступление на Некрасовском семинаре 21.10.2014.*

Каковы возможности для получения разрешения регуляторов ЕС на реализацию Южного потока и/или, если ставить вопрос шире, на реализацию крупных трансграничных капиталоемких инфраструктурных проектов на территории ЕС – проектов типа Южного и Северного Поток, OPAL, Nabucco, TAP и аналогичных им?

Применительно к сухопутной части Южного потока (реализация которой является необходимым условием реализации всего проекта – южного обходного маршрута территории Украины, включающего морскую и сухопутную части, для поставки российского газа на рынок Южной Европы), на мой взгляд, существовали и/или существуют четыре такого рода возможности, каждая из них с различным уровнем вероятности осуществления.

### **1. Четыре сценария для Южного потока до 01.12.2014**

**Первый сценарий** – существовавшая в прошлом возможность – предполагает реализацию таких проектов на основе двусторонних межгосударственных соглашений (МГС) с отдельными странами ЕС. Однако эта практика вступает в конфликт с правилами не только Третьего, но даже Второго Энергопакета ЕС, которым (в 2003 г.) были разделены

вертикально интегрированные компании, а также рынки товара и мощностей, созданы независимые операторы ГТС, введен обязательный доступ третьих сторон (ОДТС) к газотранспортной инфраструктуре. Применение правила ОДТС для новых мощностей лишило возможности собственника вновь создаваемой ГТС (каковым мог быть до принятия Второго Энергопакета и грузоотправитель, и аффилированное с ним лицо) использовать всю мощность создаваемой инфраструктуры для своих собственных нужд (прокачки собственного газа). Такой запрет препятствовал применению проектного финансирования для реализации таких проектов, если не запрещал его вовсе. В отношении Южного потока Еврокомиссия от лица ЕС высказала свое окончательное и категорическое «нет» возможности его реализации на основе заключенных двусторонних МГС, если (поскольку) они противоречат Третьему Энергопакету ЕС, даже если некоторые из них были заключены до принятия и/или вступления в силу Третьего Энергопакета (что давало безусловную возможность/основания говорить о приоритете двусторонних МГС над нормами *acquis communautaire* как внутреннего законодательства ЕС).

Окончательное четко артикулированное «нет» прозвучало на специальной, посвященной Южному потоку, конференции в Брюсселе 04.12.2013 из уст К.Д. Борхардта, Директора по внутреннему рынку ЕС Директората по энергетике Еврокомиссии. Это заявление было по сути кульминацией нараставших с течением времени по четкости, ясности и жесткости артикулирования мнения Еврокомиссии о том, что экономика-правовая пред(по)лагаемая схема реализации Южного потока должна находиться в полном соответствии с положениями Третьего энергопакета, расхождение с которыми виделось европейским политикам и институтам в:

- (а) желании Газпрома полностью и единолично использовать мощности трубопровода после его строительства (в чем политики, институты и многие эксперты ЕС видели нарушение правил об ОДТС) и
- (б) сохранении Газпромом как грузоотправителем, через систему СП с операторами ГТС соответствующих стран по трассе трубопровода, прав собственности на трубопроводные мощности на территории ЕС (что противоречит, по мнению европейских политиков, институтов и многих экспертов ЕС, нормам Второго энергопакета о разделении рынков товара и мощностей, и о поэтапном разделении вертикально-интегрированных компаний, и положениям Третьего энергопакета о «разделении по собственности» таких компаний и о запрете грузоотправителям прямо и/или опосредованно, в любых формах, контролировать деятельность операторов и/или собственников ГТС, по которым осуществляются их поставки).

На мой взгляд, можно продолжать оспаривать это решение ЕС/Еврокомиссии<sup>92</sup>, озвученное К.Д. Борхардтом в декабре 2013 г., даже судиться с институтами ЕС, но это не поможет (не помогло бы) своевременной реализации проекта – окно возможностей для него просто закрылось бы за время судебной тяжбы.

**Второй сценарий** – существующая в настоящем возможность – предполагает получение индивидуальных односторонних временных изъятий из правил Третьего Энергопакета ЕС для каждого конкретного проекта по процедуре статьи 36 Третьей Газовой Директивы (или ранее – по статье 22 Второй Газовой Директивы). Мне уже приходилось неоднократно писать<sup>93</sup> и/или говорить<sup>94</sup> о том, что, начиная с принятия Вто-

---

<sup>92</sup> См., например: И.Гудков. «Газовый диалог России и ЕС: взаимодействие и конфликт международного и европейского права». – «Научный журнал Российского Газового Общества», №1, 2014, с.49-58.

<sup>93</sup> См., например: А.Конопляник. “Reducing risks and uncertainty of EU Third Energy Package”. – “Energy Dialogue. Review of International Energy Policy and Security”, N3, 2012, p. 12-14; он же. «Уменьшить риски и неопределенности Третьего Энергопакета ЕС». – «Нефтегазовая Вертикаль», 2012, №7, с. 79-88; Ibid. “Russia and the Third EU Energy Package: Regulatory Changes for Internal EU Energy Markets in Gas and Possible Consequences for Suppliers (Including Non-EU Suppliers) and Consumers”. - “International Energy Law Review”, 2011, Issue 8, p. 24-40; он же. «Европа - больше чем Европа. Третий энергетический пакет ЕС будет иметь последствия и за пределами Евросоюза». – «Нефть России», 2011, № 4, с. 56-61; № 5, с. 60-67; №7, с. 48-51; №8, с. 79-83; ibid. “The 3rd Energy Package and the concerns of non-EU gas producers: An interview with Dr. Andrey Konoplyanik”. – “Eurasia Energy Observer”, February 12, 2011; А.А. Конопляник; “Third EU Energy Package: Regulatory Changes for Internal EU Energy Markets in Gas and Possible Consequences for Suppliers (Incl. Non-EU Suppliers) and Consumers”. - OGEL (Oil, Gas & Energy Law & Intelligence) 3 (2011), [www.ogel.org](http://www.ogel.org); URL: [www.ogel.org/article.asp?key=3130](http://www.ogel.org/article.asp?key=3130)).

<sup>94</sup> См., например: А.Конопляник. “Third EU Energy Package & development of new gas transportation capacities”. – Presentation at the IX International Conference “Russia-EU Energy Dialogue: Gas Aspect”, Round Table 2 “Legal background of the EU gas market”, 14 May 2014, Steigenberger Grandhotel, Brussels, Belgium; ibid. “Russia and Third EU Energy Package in gas: from a chain of three consecutive LTCs to “entry-exit” regional zones with virtual trading points. Key risks & uncertainties & how to reach their tolerable level within mutually beneficial solutions”. - Presentation at the Conference “Energy Transitions: Regulation of Energy Markets at National, European and International Levels”, University of Eastern Finland, Joensuu, Finland, 04-05 March 2013; ibid. “Third EU Energy Package: Regulatory changes for internal EU energy markets (gas) and possible consequences for suppliers and consumers”. - Presentation at the CELS-ELRF Conference “Energy Law Futures: Markets, Environments, and Security?”, Cambridge University – Law Fac-

рого Энергетического пакета ЕС в 2003 г., законодательство ЕС является инвестиционно-запретительным, противоречащим принципам проектного финансирования, но что европейский законодатель, понимая это, предложил вариант решения этой проблемы.

Однако при этом законодатель не пошел по пути системного решения проблемы в целом, то есть по пути повышения инвестиционной привлекательности энергетического законодательства ЕС в качестве общего правила. Законодатель пошел по пути индивидуальных решений для частных проявлений этой общей проблемы в случае каждого инвестиционного проекта, то есть по пути решения этой проблемы в каждом конкретном случае в режиме, что называется, «ручного управления».

Сохраняя общий инвестиционно-запретительный характер энергетического законодательства ЕС в целом, были предусмотрены процедуры получения индивидуальных изъятий (предоставления индивидуальных односторонних льгот) из этого законодательства для каждого проекта, чтобы иметь возможность реализовывать те или иные инвестиционные инфраструктурные проекты в рамках правил, максимально приближенных к нормам здравого смысла в технической, экономической, финансовой, правовой сферах, то есть на условиях, отличных от волонтаристски установленных (и, как правило, на основе политически-мотивированных суждений, представлений, мнений – *perceptions*) запретительных для реализации инвестпроектов общих законодательных норм ЕС.

Получение индивидуальных изъятий из законодательства ЕС является поэтому основным путем (механизмом) реализации инвестиционных инфраструктурных проектов в ЕС.<sup>95</sup> Это признано также и самими европейскими энергорегуляторами. За период с момента принятия Второ-

---

*ulty, Cambridge, UK, 09 December 2010; ibid. "Formation of the European Union's internal gas market under Third Energy Package: how to make it workable with due consideration of the fair concerns of non-EU gas exporters". - Presentation at Energy Delta Convention 2010 "Gas fuels Energy Transition" Conference, Martiniplaza, Groningen, Netherlands, 23-24 November 2010.; он же. «Взаимоотношения России и ЕС в газовой сфере и роль Энергетической Хартии». – Выступление на 7-ой Международной конференции «Проблемы правового регулирования недропользования и энергетики России и СНГ», Москва, 21-22 ноября 2007 г. и др.*

<sup>95</sup>*A.Konoplynik. "Russia and the EU: in search for new equilibrium in the new post-2009 European gas world?" - Presentation at the Budapest Energy Club meeting, Budapest, Hungary, 27 March 2014; ibid. "Energy Investment in the EU and Russia: Investment Regulation under the Third Energy Package and the Russian Law on Foreign Investments in Strategic Sectors (comments of the discussant)". – Presentation at the First Groningen Moscow Conference on EU-Russian Energy Law "Legal Aspects of Guaranteeing EU-Russian Security of Energy Demand and Supply", Groningen, The Netherland, 30-31 May 2013, etc.*

го энергопакета ЕС к маю 2014 г. на основе процедуры получения изъятий из действующего в ЕС законодательства было реализовано или начата реализация<sup>96</sup> 27 крупных инфраструктурных проектов в газовой отрасли: 6 трубопроводов<sup>97</sup>, 13 терминалов СПГ, 1 ПХГ (см. рис. 29)<sup>98</sup>. В 2007 г. в перечне таких изъятий было всего 9 проектов: 7 терминалов СПГ и 2 трубопровода.<sup>99</sup>

Но получение таких индивидуальных изъятий означает в каждом конкретном случае необходимость достижения индивидуальных договоренностей с разными конкретными чиновниками, занимающими те или иные позиции в иерархии принятия решений, в рамках неоговоренных и непрописанных четко и однозначно в законодательстве процедурных решений, то есть с большой зоной процедурной неопределенности и широкими возможностями для той или иной односторонней интерпретации представителями органов власти тех или иных необходимых действий для получения тех или иных разрешительных документов, необходимых для реализации проекта. Этот механизм принятия решений формирует колоссальную систему неопределенностей, а значит инвестиционных рисков, и поэтому является наименее предпочтительным для любого проектного инвестора путем реализации любого, а тем более крупномасштабного долгосрочного капиталоемкого инвестиционного проекта, к каковым относятся практически все проекты по созданию инфраструктуры, а тем более трансграничной газотранспортной инфраструктуры.

Процесс получения индивидуальных изъятий является длительным и непредсказуемым по возможным параметрам окончательного решения путем. Так, на получение всех необходимых разрешений по изъятиям из законодательства ЕС для проекта Набукко (самого «любимого» и приоритетного в свое время в ЕС, для которого, в силу этого, получение всех разрешительных документов сопровождалось наибольшей скоростью прохождения соответствующих инстанций и наименьшим объемом бюрократических задержек и проволочек) потребовалось 28 месяцев – за

---

<sup>96</sup> Или предполагалось реализовать, но в итоге проект так и не был реализован, несмотря на полученные изъятия, как, например, в случае с проектом Набукко.

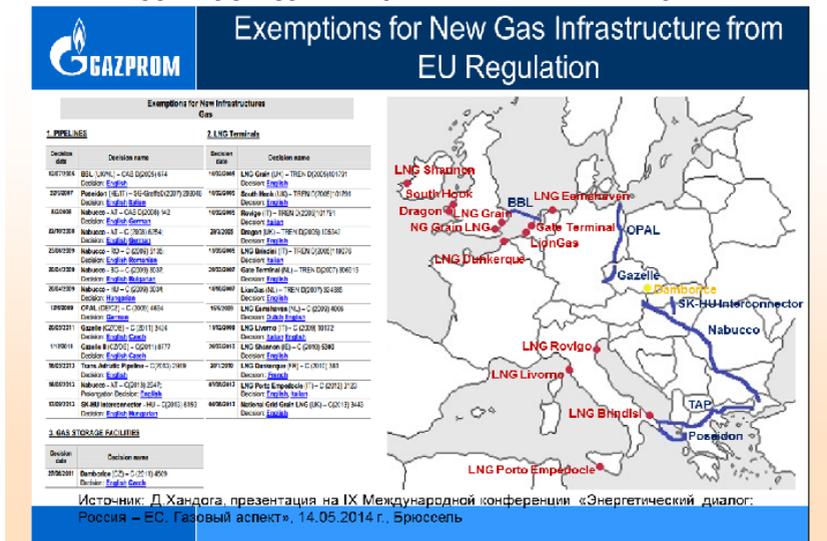
<sup>97</sup> Разрешения получались/выдавались для национальных секций трубопроводов, поэтому в таблице изъятий на сайте Еврокомиссии (см. рис. 29) указаны шесть отдельных страновых изъятий для Набукко и два для Gazelle.

<sup>98</sup> Д. Хандога, презентация на IX Международной конференции «Энергетический диалог: Россия – ЕС. Газовый аспект», 14.05.2014 г., Брюссель

<sup>99</sup> См.: А. Конопляник. «Взаимоотношения России и ЕС в газовой сфере и роль Энергетической Хартии». – Выступление на 7-ой Международной конференции «Проблемы правового регулирования недропользования и энергетики России и СНГ», Москва, 21-22 ноября 2007 г. (слайд 27).

это время было подготовлено и согласовано ТЭО, получены все разрешения и построен газопровод из Туркмении через Узбекистан и Казахстан в Китай. Более того, реализация долгосрочного капиталоемкого инвестиционного процесса на базе индивидуальных изъятий и индивидуальных предпочтений, выдаваемых лицами, принимающими решения, период нахождения которых во власти (то есть в процессах принятия и исполнения принятых решений) кратко короче, чем продолжительность жизненных и/или инвестиционных циклов соответствующих проектов, означает расширенную номенклатуру повышенных инвестиционных рисков для реализуемого проекта, вплоть до запретительных, ввиду частной сменяемости представителей органов власти.

**Рисунок 29. Изъятия из законодательства ЕС для новых инфраструктурных проектов в газовой отрасли**



**Рисунок 29. Изъятия из законодательства ЕС для новых инфраструктурных проектов в газовой отрасли**

Следует, правда, заметить, что по процедурным соображениям окно возможностей для подачи заявки на получение изъятий для сухопутной части Южного потока по статье 36 закрылось, ибо такая заявка должна подаваться до принятия окончательного инвестиционного решения и/или до начала строительства (что наступает раньше), и в случае Южного потока оба этих события уже наступили.

**Третий сценарий** – предложенная российской стороной новая процедура на основе двустороннего инфраструктурного соглашения РФ-

ЕС, проект которого был передан российской стороной стороне ЕС в феврале 2011 г. На мой взгляд, успех достижения согласия сторон на этом пути также маловероятен, поскольку в рамках официальной внешнеэкономической и правовой стратегии ЕС по экспорту своего энергетического законодательства в рамках «Большой Энергетической Европы», любые международные соглашения, содержащие возможные изъятия из законодательства ЕС, должны проходить процедуру комитологии (одобряться всеми странами-членами ЕС, что, очевидно, даст как минимум несколько голосов против принятия такого соглашения – от тех новых стран-членов ЕС, которые практически всегда голосуют против сближения с Россией), и проверяться на соответствие законодательству ЕС Судом Европейских Сообществ в Люксембурге.

Как отмечает М.Л. Энтин, «для России право ЕС выступает в качестве внешней правовой системы, иерархически не отличающейся от правовых систем государств-членов. Поэтому Россией гармонизация трактуется прежде всего в смысле конвергенции, то есть обоюдного движения к получению некоего желательного варианта правовой реальности. Для стран ЕС коммунитарное право является наднациональным. Оно рассматривается как уже завершенный продукт процесса конвергенции, который предлагается также и для внешнего потребления. Поэтому под гармонизацией права ЕС с правовыми системами третьих государств Брюсселем понимается в основном его рецепция этими правовыми системами»<sup>100</sup>.

Поэтому, как, в свою очередь, отмечает И.В. Гудков, «система заключения международных договоров ЕС с третьими странами выстроена таким образом, что с ЕС (в лице Комиссии), практически крайне трудно, чтобы не сказать невозможно, договориться на условиях, совместимость которых с европейским правом не вполне очевидна. Положения Договора о Европейском Сообществе, касающиеся порядка заключения международных договоров, существенно сокращают возможность достижения договоренности, не соответствующей *acquis communautaire*. В соответствии со статьей 300(6) Договора о Европейском Сообществе Европейский Парламент, Совет, Комиссия и государства-члены вправе получать от Суда Европейских сообществ заключение о совместимости проекта международного договора с правом ЕС. Негативное заключение Суда Европейских сообществ влечет за собой необходимость ратификации международного договора всеми государ-

---

<sup>100</sup> Энтин М.Л. *В поисках партнерских отношений: Россия и Европейский Союз в 2004-2005 гг.* – СПб: СКФ «Россия – Нева», 2006, с. 330.

ствами-членами, что значительно ограничивает практическую возможность подписания договора».<sup>101</sup>

Таким образом, отношения ЕС с партнерами, выстраиваемые европейской стороной как «игра исключительно «по европейским правилам»,<sup>102</sup> имеют, на мой взгляд, слабую и/или очень нескорую перспективу получить одобрение европейских властных органов (как на уровне ЕС, так и на уровне стран-членов), если построены на отклонениях (допускают отклонения) от этих правил, пусть даже вызванных объективными требованиями «минимизировать риски и неопределенности до приемлемого уровня»<sup>103</sup> для инвестиционных проектов, представляющих общий интерес для России и ЕС. Это, опять-таки, означает, на мой взгляд, что рыночная ниша (окно возможностей) для проекта Южный поток (или иной альтернативной украинской ГТС трубопроводной системы, нацеленной на поставку на рынок ЕС российского газа) может закрыться, захлопнуться по чисто экономическим соображениям – например, быть занятой конкурентами (например, поставщиками с Ближнего Востока), пока проект межгосударственного инфраструктурного соглашения Россия-ЕС будет рассматриваться и проходить согласование со всеми заинтересованными сторонами в рамках всех необходимых процедур в системе принятия решений в ЕС.

Поэтому нами в свое время (в рамках неформальных консультаций с энергорегуляторами и операторами ГТС стран ЕС при участии представителей Еврокомиссии, еще на самом раннем этапе этих консультаций в начале 2010 г.) был предложен<sup>104</sup> **четвертый сценарий** реализации Южного потока (и/или проектов аналогичных ему) – на основе нормативной процедуры по созданию новых мощностей ГТС в рамках соответствующего Сетевого Кодекса, подготовка которого предписывалась во исполнение положений Третьего энергопакета, на основе статьи 13.2 Третьей Газовой Директивы. Подготовка такого Сетевого Кодекса в то время только начиналась. Поэтому нами было предложено разрабатывать такой Сетевой Кодекс по созданию новых мощностей (и предваряющее его подготовку соответствующее Техническое задание на его раз-

---

<sup>101</sup> И.В.Гудков. *Газовый рынок Европейского союза. Правовые аспекты создания, организации, функционирования.* – М.: ООО «Издательство «Нестор Академик»», 2007, с. 244.

<sup>102</sup> И.Гудков. *Энергетическая стратегия Европейского союза: правовые проблемы и практика применения.* – «Нефть, газ и право», №36 2011, с. 54-62.

<sup>103</sup> Цитата из Ф.Лоу, бывшего до января 2014 г. Генеральным директором Директората по энергетике Еврокомиссии, – предложенная им формула работы Консультативного Совета Россия-ЕС по газу (КСГ).

<sup>104</sup> A.Konoplyanik. “Russian experts’ view on interim results & way forward in informal RF-EU consultations on 3<sup>rd</sup> EU Energy (Gas) Package”. – Presentation at Russia-EU gas experts informal consultations, 4<sup>th</sup> Round, Vienna, 27-28 May 2010.

работку) совместно, дабы иметь возможность учесть обоснованные интересы поставщиков газа извне ЕС (Россия – один из основных таких поставщиков), от поставок которых ЕС зависел, зависит и еще долго будет зависеть. То есть изначально выстраивать процедуру реализации инфраструктурных инвестиционных проектов по доставке газа внутрь территории ЕС извне ЕС исходя не только из интересов потребителей газа (это – доминанта построения законодательства ЕС) в импорто-зависимом ЕС, но из баланса интересов вовлеченных в соответствующие проекты сторон в рамках «Большой Энергетической Европы».

Ключевая идея такого предложения о совместной разработке заключалась в том, чтобы подготовленная в итоге процедура полностью соответствовала бы нормам Третьего Энергопакета (ибо разрабатывалась бы в его рамках), с одной стороны, и обеспечивала бы реализуемость инфраструктурных инвестиционных проектов по доставке газа внутрь территории ЕС извне ЕС (в том числе и Южного потока) – их финансирование, строительство, эксплуатацию – без индивидуальных изъятий из законодательства ЕС, с другой (поскольку изначально учитывала бы требования проектного финансирования). Ключевым экономическим элементом такой процедуры нами давно предлагалась процедура так называемой «открытой подписки» (open season), опирающаяся на определение рыночного спроса потенциальных грузоотправителей на (еще пока не созданные) будущие мощности транспортировки<sup>105</sup>. Обеспечением под привлечение финансирования для их создания послужит резервирование мощностей транспортировки грузоотправителями, которое позволяет определить конфигурацию и технико-экономические параметры будущего транспортного маршрута и гарантирует окупаемость инвестиций в проект за счет будущих транспортных тарифов от прокачки законтрактованных объемов газа (в рамках контрактов на поставку)

---

<sup>105</sup> Такая процедура была согласована экспертами России и ЕС еще в 2004-2007 гг. (в период работы автора в Секретариате Энергетической Хартии), в рамках их неформальных консультаций по согласованию остававшихся открытыми вопросов по Протоколу Энергетической Хартии по транзиту (см. A.Konoplyanik. "Gas Transit in Eurasia: transit issues between Russia and the European Union and the role of the Energy Charter". – "Journal of Energy and Natural Resources Law", vol. 27, #3, August 2009, p. 445-486) и была предложена энергорегуляторам на одном из первых раундов неформальных консультаций по Третьему энергопакету в 2010 г. в качестве системного решения вопроса о развитии и эффективном использовании ГТС ЕС (см. А.Конопляник. Третий энергопакет ЕС: как избежать дефицита мощностей в рамках 10-летнего плана развития газотранспортной инфраструктуры? – в сб. «Газовый рынок Европы: направления развития». Материалы международного семинара «Развитие рынков газа в Европе». – М.: РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина, 2012, с. 23-49; он же. «Уменьшить риски и неопределенности Третьего Энергопакета ЕС». – «Нефтегазовая Вертикаль», 2012, №7, с. 79-88 и др.).

грузоотправителями через законтрактованные ими мощности (в рамках контрактов на транспортировку). Гарантиями прокачки законтрактованных объемов и эффективного использования построенных мощностей (с целью их быстрой окупаемости) послужили бы такие общераспространенные нормы, как «качай и/или плати», «используй или теряй» и др.

Эта процедура разрабатывалась ENTSOG в 2014 г. при активном участии представителей РФ/Группы Газпром, но в рамках ограничений в Техническом Задании на его разработку, составленного ACER и описана в разделе 2.6 выше. В результате, идея «открытой подписки» инкорпорирована в подготовленный проект Сетевого Кодекса по новым мощностям, но в искаженном виде, сохраняются риски недополучения законтрактованных (зарезервированных) мощностей грузоотправителем. Поэтому требование со стороны институтов ЕС о «соответствии Южного потока требованиям/положениям Третьего Энергетического Пакета ЕС» должно сопровождаться соответствием положений Третьего Энергетического пакета требованиям финансируемости инвестпроектов (проектного финансирования), что пока не достигнуто. То есть требуется доработка подготовленных проектов соответствующих законодательных документов ЕС на стадии их рассмотрения и принятия ACER и Еврокомиссией, что оставляет открытым возможности для сотрудничества российской и европейской стороны по сугубо практическим (экономико-правовым) вопросам формирования общих правил благоприятного инвестиционного климата ЕС для нового инфраструктурного строительства.

Однако принципиальный вариант развязки конкретно по Южному потоку (а именно, по его сухопутной части в конфигурации проекта в целом, существовавшей до 01.12.2014 – см. рис. 30) существовал, обеспечивая выполнение для каждой из сторон (в случае его реализации этого сценария) их принципиальных требований (обозначенных «красных линий») в отношении данного проекта:

- для стороны ЕС: необходимость обеспечения ОДТС и соблюдения норм Третьего пакета о «разделении по собственности» (невозможности для грузоотправителя оставаться собственником трубопроводных активов),
- для российской стороны: сохранения права собственности на трубопроводные активы и получения 100% законтрактованных мощностей, дабы избежать повторения судьбы трубопровода OPAL.

Несмотря на кажущуюся невозможность увязать эти, на первый взгляд – взаимоисключающие требования, в единый пакет финансируемых (то есть приемлемых с экономико-правовой точки зрения) взаимоприемлемых условий реализации проекта, такая укрупненная модель

возможной реализации сухопутной части проекта Южный поток была в общем виде подготовлена и предложена сторонам для рассмотрения и неформального обсуждения. Однако, увы, такие неформальные консультации так и не смогли состояться.

**Рисунок 30. Южный поток: маршрут и участники (до 01.12.2014)**

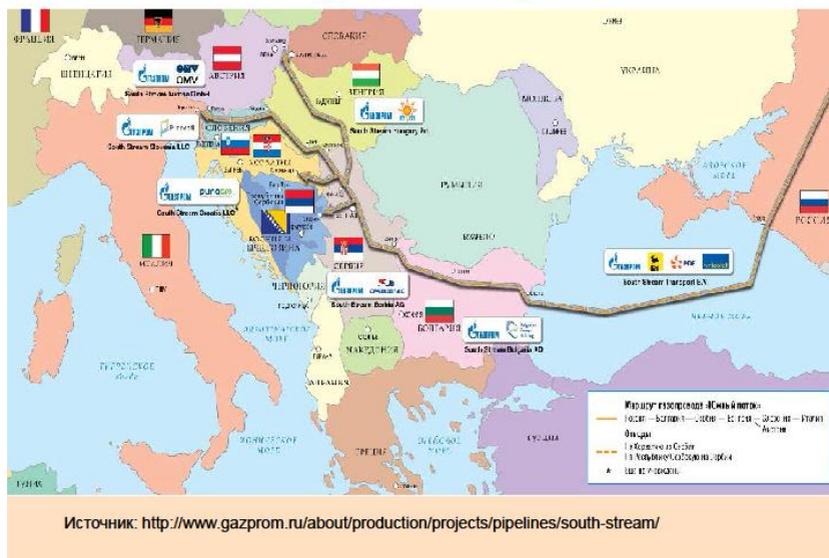


Рисунок 30. Южный поток: маршрут и участники (до 01.12.2014)

Две ключевые развязки, на основе которых строилась предложенная для Южного потока модель его реализации, в общем виде сводились к следующему:

- в отношении ОДТС: вместо применения правил недискриминационного доступа на стадии эксплуатации дефицитной инфраструктуры, посредством эффективного применения процедуры «открытой подписки» (выявления рыночного спроса на перспективные мощности) обеспечить за счет строительства мощности транспортировки, покрывающие заявленный спрос на такие мощности. Таким образом, применение механизма ОДТС (суть которого – удовлетворить экономически обоснованным способом спрос на мощности всех заинтересованных сторон) смещается со стадии эксплуатации на стадию строительства;
- в отношении «разделения по собственности»: было достигнуто понимание на рабочем уровне с некоторыми ключевыми представителями Еврокомиссии, что «разделение по собственности» (ownership)

unbundling) является не конечной целью, но лишь средством для достижения иной цели – обеспечить независимость принятия решений оператором ГТС при проведении процедур предоставления доступа к трубе всем заинтересованным грузоотправителям. Именно этой задаче, на мой взгляд, посвящено 90% текста Третьей Газовой Директивы. В таком случае, было необходимо искать возможность сохранения у грузоотправителя (или аффилированных с ним структур) права собственности на трубопроводные активы при предоставлении прав операторской деятельности, полностью неподконтрольной собственникам трубы, независимому оператору ГТС. И такая возможность была найдена в положениях статьи 9.5 Третьей Газовой Директивы.

Поэтому суть предложенной модели реализации Южного потока (**в рамках четвертого сценария**) сводилась в общем виде (не вдаваясь в детали) к видоизмененной модели<sup>106</sup>, предложенной в качестве общего правила в виде статьи 20(h)<sup>107</sup> для проекта Сетевого Кодекса ЕС по новым мощностям, но с учетом специфики и окна возможностей для Южного потока:

- правовое обособление трансграничного транспортного маршрута сухопутной части проекта в единый целостный самостоятельный инвестиционный проект (для целей проектного финансирования его как целостного единого проекта);
- формирование (конкурсный подбор) для данной обособленной трубопроводной системы как целостного единого проекта независимого ее оператора, удовлетворяющего требованиям Третьего энергопакета (Третьей Газовой Директивы) о лицензировании и т.п.<sup>108</sup>;

---

<sup>106</sup> Принципиальное различие заключалось в том, что в общем случае (в качестве общей нормы в будущем) – предложенная нами статья 20(h) – грузоотправитель не является, прямо или опосредованно, собственником трубы, но в конкретном случае Южного потока, в соответствии со статьей 9.5 Третьей Газовой Директивы, аффилированные с грузоотправителем лица могли оставаться собственниками соответствующих участков трубопроводной системы на суше ЕС.

<sup>107</sup> См.: A.Barnes, A.Konoplyanik. Key issues to be addressed by new draft Article 20(h) to ENTSOG CAM Incremental Amendment and their cross reference to specific paragraphs of this article. – Presentation at the 21st round of Informal Russia-EU Consultations on EU Regulatory Topics & 14<sup>th</sup> meeting of the EU-Russia Gas Advisory Council's Work Stream on Internal Market Issues (WS2 GAC), Brussels, ENTSOG, 22.09.2014.

<sup>108</sup> Для иллюстрации: таковым, например, могла бы быть компания типа Газюни..

- подписание акционерного соглашения между этим оператором, с одной стороны, и всеми СП Газпрома с соответствующими операторами ГТС по трассе сухопутного маршрута Южного потока (см. рис. 30), которое должно жестко определять независимый характер деятельности оператора проекта и отделять ее от возможного влияния акционеров на деятельность оператора. В таком случае акционеры (соответствующие СП) могут оставаться собственниками трубопроводных активов на территории своих стран по трассе трубы (в соответствии со статьей 9.5 Третьей Газовой Директивы). Таким путем (через ст.9.5 и акционерное соглашение с независимым оператором) решался бы вопрос о «разделении по собственности»;
- проведение «открытой подписки» на новые мощности по трассе трубы на суше ЕС. Если бы помимо Газпрома нашлись бы желающие зарезервировать мощности в сухопутной части Южного потока, то их юридически обязательные заявки на будущие мощности (пока не построенной трубы) суммировались бы с заявкой Газпрома по годам (которую он выставил бы в рамках распределения по трассе трубы 63 млрд. куб. м/год, заявленных как мощность Южного потока на входе на сушу ЕС) на перспективу 15 лет (максимально разрешенный законодательством ЕС перспективный срок для резервирования мощностей транспортировки). Таким образом, решался бы вопрос об ОДТС – посредством удовлетворения всех поступивших в ходе первого раунда «открытой подписки» заявок на резервирование мощностей и предотвращении таким образом самой возможности появления их дефицита. Последующие проводимые регулярно очередные раунды «открытой подписки» (определения рыночного спроса на мощности) давали бы независимому оператору сухопутной части Южного потока необходимую информацию о запуске процедуры расширения мощностей этой трубопроводной системы при наличии необходимого количества заявок на дополнительные мощности (юридически обязательного резервирования дополнительных мощностей), обеспечивающего финансируемость создания дополнительных мощностей.

Однако, предложенные неформальные трехсторонние консультации (российская сторона в лице представителей Группы Газпром, сторона ЕС в лице представителей Еврокомиссии и потенциальный независимый оператор сухопутной части Южного потока в рамках данной схемы его предлагаемой реализации) для определения реализуемости такого сценария (в случае, если какой-либо иной из трех сценариев не будет реализован) так и не смогли состояться.

Это создает ощущение для обывателя, что проект закрыт из-за нерешенности связанных с его реализацией проблем и что дальше – неиз-

вестно (непонятно). Попробуем несколько прояснить ситуацию на основе имеющейся информации.

## **2. Что вместо «Южного потока» после 01.12.2014**

1 декабря 2014 г. президент Российской Федерации Владимир Путин в ходе совместной пресс-конференции с Президентом Турецкой Республики Реджепом Тайипом Эрдоганом в Анкаре сказал «пару слов о таком крупном проекте, как «Южный поток», [трубопроводе] по дну Чёрного моря». <sup>109</sup> Эта «пара слов» произвела эффект разорвавшейся бомбы. «...с учётом позиции Еврокомиссии, которая не способствует реализации этого проекта, – сказал Президент, – с учётом того, что ... мы до сих пор не получили разрешения от Болгарии, мы считаем, что Россия в этих условиях не может продолжать реализацию данного проекта. ... мы не можем начать строительство в море до тех пор, пока у нас нет разрешения от Болгарии, а начать стройку в море, подойти к болгарскому берегу и остановиться – это просто нелепо. ... Поэтому мы вынуждены будем пересмотреть своё участие в этом проекте. Но с учётом растущих потребностей Турции мы готовы не только расширить «Голубой поток», ..., но и построить ещё одну трубопроводную систему, для того чтобы обеспечить растущие потребности турецкой экономики, а если будет признано целесообразным – создать на турецкой территории, на границе с Грецией, и дополнительный газовый хаб для потребителей в Южной Европе.» <sup>110</sup>

В тот же день в Анкаре Председатель Правления ОАО «Газпром» А. Миллер и Председатель Совета Директоров Botas Petroleum Pipeline Corporation М. Конук в присутствии Президентов двух стран подписали меморандум о взаимопонимании по строительству морского газопровода через Черное море в направлении Турции. Мощность нового газопровода составит 63 млрд. куб. м/год. Из них 14 млрд. куб. м – турецким потребителям (сейчас этот объем поставляется по балканскому коридору), около 50 млрд. куб. м – на границу Турции и Греции, где будет организована точка сдачи. Отправной точкой газопровода должна стать компрессорная станция «Русская», строительство которой идет в Краснодарском крае. <sup>111</sup>

В ходе интервью каналу «Россия-24» 7 декабря 2014 г. А. Миллер добавил некоторые существенные детали по этому решению:

- о том, когда было принято решение: «решение было принято в рамках визита президента РФ В.Путина в Турцию, во время его переговоров с президентом Турецкой республики г-ном Эрдаганом»,

---

<sup>109</sup> <http://www.kremlin.ru/transcripts/47126>

<sup>110</sup> Там же.

<sup>111</sup> <http://www.gazprom.ru/press/news/2014/december/article208495/>

- о характере принятого решения: «это окончательное решение, «Южный поток» закрыт». ... Вопрос абсолютно точно закрыт»,
- о том, почему решение было принято именно в этот момент: «решение о закрытии «Южного потока» ... было принято в рамках визита нашего президента в Турцию, но именно в этот день вышло судно-трубоукладчик в Черное море для того, чтобы осуществлять уже работы по укладке трубы. Но как можно осуществлять эти работы, когда Болгария не выдала разрешения на строительство в территориальных водах, в исключительной экономической зоне, и не выдано разрешение на строительство на суше»,
- о связи отказа от строительства морской части Южного потока (в направлении на Болгарию) с Третьим энергопакетом ЕС: «это отсутствие именно разрешения на строительство, этот вопрос не имеет никакого отношения к третьему энергетическому пакету – третьим энергетическим пакетом регламентируется вопрос эксплуатации... Здесь нечего кивать на Еврокомиссию, конечно же, разрешение на строительство выдает правительство Болгарии. ... Реализовать проект в условиях задержек и в принципе откровенного блокирования в принципе невозможно»,
- о новой роли Турции как транзитной страны: «Турция становится транзитной страной. И при этом она останется крупной транзитной страной, будет транзитироваться более 50 миллиардов российского газа через территорию Турции»,
- о новой роли Украины как транзитной страны, в ответ на (ключевой для нас в контексте данного доклада – А.К.) вопрос ведущего С. Брилева, правильно ли тот понимает, «что совокупность «Северного потока» в обход Украины и этого нового маршрута через Турцию, как бы он потом ни назывался, в принципе, превращают украинский транзит в бессмыслицу, то есть вы отказываетесь от Украины как от транзитной страны?»: «Да. Фактически, роль Украины как транзитной страны сводится к нулю. Для себя мы, конечно, просто-напросто приняли окончательное решение по созданию альтернативных маршрутов – сначала «Северного потока», потом «Южного потока», и сейчас нового проекта, морской газопровод по Черному морю по направлению к Турции»,
- о новой модели работы на рынке ЕС: «решение об остановке «Южного потока» – это начало конца нашей модели работы на рынке, когда мы ориентировались на поставки конечным потребителям»<sup>112</sup>.

Из совокупности представленных данных складывается следующая экономически обусловленная предварительная картина.

---

<sup>112</sup> <http://www.gazprom.ru/press/miller-journal/214347/>

Во-первых, следует отметить, что существовавшая до 01.12.2014 конфигурация трубопроводной системы Южный поток, в ее морской и сухопутной частях (рис. 30), представляла окончательный на тот момент, но не единственный возможный (рассматривавшийся) вариант осуществления поставок российского газа на рынок Южной Европы в обход Украины. Так, на картах ГТС «Большой Энергетической Европы», подготавливаемых ENTSOG-GIE, – наиболее, по-видимому, детальных картах ГТС доступных в публичном пространстве, – трубопроводная система Южный поток присутствует в трех наземных вариантах во всех вывешенных на сайте версиях карт с 2010 г. в трех различных пунктах сдачи-приемки на каждой ветке (помечены звездочками на рис. 31<sup>113</sup>) в направлении на:

- Тарвизио на севере Италии (изначальный конечный пункт сдачи-приемки газа на трассе Южного потока),
- австрийский Баумгартен (который появился как пункт сдачи-приемки для Южного потока только в конце апреля 2014 г. после присоединения австрийской OMV к проекту),
- а также Бриндизи на юге Италии (каковой вариант не фигурирует в окончательной конфигурации проекта Южный поток) (см. рис. 31).

**Рисунок 31. «Южный поток» на карте ENTSOG/GIE (2010/2013 гг.)**



Рисунок 31. «Южный поток» на карте ENTSOG/GIE (2010/2013 гг.)

<sup>113</sup> Овалами помечены названия «Южный поток» на трассах трубопровода, а кружочками – основные развилки на маршрутах на карте.

Более того, в ходе подготовки проекта неизбежно рассматривались и оценивались по совокупности факторов различные варианты трассировки его морской части – с выходом на побережье не только Болгарии, но и Румынии, и Турции. Однако если на том этапе «эффект матрицы» сработал в пользу Болгарии, то на нынешнем – в пользу Турции.

Поэтому, скорее всего, будут востребованы многие существовавшие ранее наработки по альтернативным вариантам композиции совокупности сухопутной и морской части Южного потока для выбора оптимального нового варианта. То есть это не будет работа с чистого листа, а, в значительной степени, перекомпоновка имевшихся ранее элементов матрицы (но уже в рамках новой матрицы).

Итак, строительство морского трубопровода, известного как Южный поток, по маршруту станция «Русская» (Россия) – Варна (Болгария), прекращено, не начавшись. Однако («Король умер – да здравствует король!») это означает всего лишь перенос пункта выхода морской участка на черноморское побережье южнее и в другую страну, из Болгарии в Турцию (см. рис. 32), а не отказ о самой идеи альтернативного украинскому маршрута доставки российского газа на рынок Южной Европы. Такой перенос влечет за собой два объективно обусловленных эффекта – цепочки последствий в рамках «эффекта матрицы» и «эффекта домино».

Принимая во внимание сказанное В. Путиным и А. Миллером в начале декабря 2014 г. (что следует, на мой взгляд, понимать не как окончательную конфигурацию новой трубопроводной системы в обход Украины на рынок Южной Европы, а лишь как общие ориентиры, предварительные наброски к такой новой конфигурации), перенос пункта выхода морской части трубопроводной системы мощностью 63 млрд. куб. м/год на территорию Турции с необходимостью сдачи порядка 50 млрд. куб. м/год газа на турецко-греческой границе, означает, что предстоят долгие консультации всех заинтересованных сторон (как старых так и появившихся новых) по адаптации ранее существовавшей конфигурации сухопутной части Южного потока к новым условиям. При этом все риски (но также и все варианты развязок в связи с Южным потоком), как в отношении строительства, так и эксплуатации будущей трубопроводной системы на суше ЕС, сохраняют свою силу, независимо от состава участников и выполняемых ими функций вследствие предлагаемого иного расположения (в цепочке формирования стоимости) конечных пунктов сдачи-приемки газа.

**Рисунок 32. Различные варианты сухопутной трассы «Южного потока» на карте ENTSOG – и возможная адаптация южного обходного маршрута украинской системы ГТС вглубь ЕС**

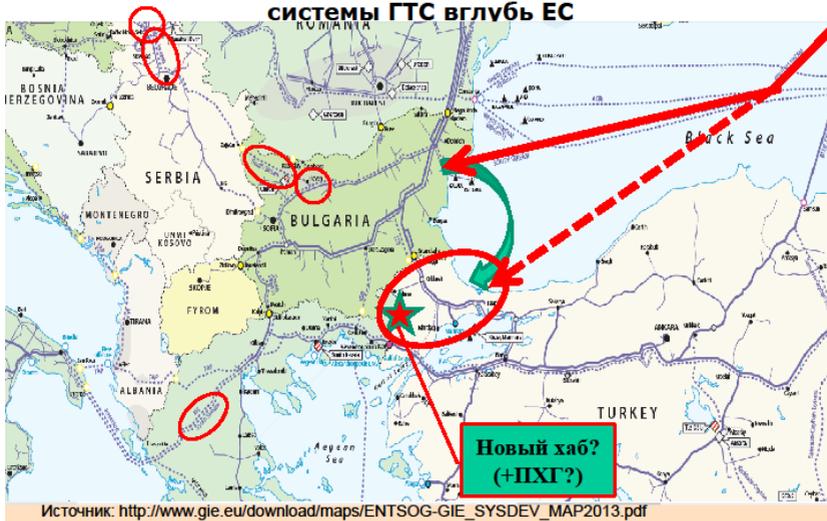


Рисунок 32. Различные варианты сухопутной трассы «Южного потока» на карте ENTSOG – и возможная адаптация южного обходного маршрута украинской системы ГТС вглубь ЕС

Новая стартовая точка сухопутной части трассы (точка входа морского участка на сушу) означает необходимость формирования (отсутствующей пока – см. рис. 32) инфраструктуры доставки газа с турецкого побережья до турецко-греческой границы. Это, правда, не самая капиталоемкая часть нового проекта.

Новый пункт сдачи-приемки газа на турецкой территории в районе турецко-греческой границы (помечен звездочкой на рис. 32) может выполнять разные функции, в том числе быть промежуточным и окончательным для компаний Группы Газпром. Он был предварительно заявлен в выступлениях В. Путина и А. Миллера («если будет признано целесообразным», как сказал Президент) как возможный новый хаб для рынка Южной Европы в объеме порядка 50 млрд. куб. м (для поставки вне/помимо Турции) и конечный пункт сдачи российского газа. Варианты размещения пункта сдачи-приемки 14 млрд. куб. м, предназначенных собственно для Турции, которые придут уже по новой морской трассе с той же, что и у морской части Южного потока мощностью 63 млрд. куб. м, пока не определены, но им может быть как этот вновь создаваемый хаб, так и иной пункт. Однако, чтобы эффективно рабо-

тать в качестве нового хаба<sup>114</sup>, необходимо, во-первых, создать соответствующую инфраструктуру (трубопроводные мощности) к этой торговой площадке, чтобы достаточное количество покупателей и продавцов могло выйти на него, чтобы обеспечить его ликвидность. Если такая инфраструктура будет отсутствовать, это создаст избыточное предложение на турецком рынке с понижающим давлением на цены к выгоде покупателя и к ущербу для поставщика. И формулы индексации в данном случае будут испытывать мощное понижающее давление со стороны спотовых цен, с возможностью для покупателя по обращению в арбитраж для разрешения в свою пользу ценовых споров и т.п. (то есть следует рассматривать вариант возможного воспроизведения текущей европейской ситуации для российских контрактов при поставке на этот новый, отсутствующий пока хаб).

Чтобы не обрушить рыночную конъюнктуру, выбросив на хаб большие объемы газа, продавцу (Газпрому) необходимо иметь возможность выбирать, как продавать: продавать газ на хабе в периоды высокой конъюнктуры, покупать – в периоды низкой. Поэтому для эффективной работы торговой площадки (хаба) необходимо наличие рядом с ним (работы в паре с ним) компенсаторного инструмента для реакции на колебания рыночной конъюнктуры (в дополнение к сезонным колебаниям). Это значит, будет необходимо создать рядом с таким хабом ПХГ на соответствующую мощность. Можно ли будет использовать и будет ли достаточно для этих целей мощности ПХГ Кузей Мармара в Мраморном море и незначительные хранилища приемного терминала СПГ Мармара Эриглизи? Или надо создавать такое ПХГ заново?

Далее, существуют ли объемы спроса на 50 млрд. куб. м/год в странах Южной Европы вблизи турецко-греческой границы? Нет, почти весь этот объем придется транспортировать вглубь ЕС: в Южную, Центральную Европу и далее. Поэтому вне зависимости от того, кто будет финансировать, строить и эксплуатировать новые трубопроводные мощности, необходимые для доставки этих объемов газа вглубь ЕС от турецко-греческой границы, наличие инвестиционно-благоприятных правил законодательного регулирования строительства и эксплуатации новых трубопроводных мощностей внутри ЕС является необходимым условием для маркетинга российского газа, доставленного на турецко-греческую границу. Поэтому после переориентации точки входа морского трубопровода (бывшего Южного Потока) с Болгарии на Турцию, Турция и Россия в равной степени оказываются заинтересованными

---

<sup>114</sup> *Полагаю, речь идет о физическом, а не о виртуальном хабе, ибо Турция не является членом ЕС, на которых распространяются требования Третьего энергопакета и положения ЦМРГ о новой архитектуре рынка газа ЕС (система рыночных зон с виртуальным хабом в каждой из них).*

(Россия как поставщик, Турция как новый транзитер) в том, чтобы указанные правила ЕС были финансируемыми и создавали возможность для прокачки российского газа, доставленного «на берег турецкий», далее вглубь ЕС.

Это означает, что обе страны заинтересованы в продолжении доработки Сетевого Кодекса ЕС по новым и дополнительным мощностям,<sup>115</sup> представленного на рассмотрение и утверждение АСЕР и Еврокомиссии 27.12.2014, для того, чтобы предусмотренные им процедуры (см. раздел 2.6 настоящего доклада) обеспечивали финансируемость, а значит – реализацию, новых трубопроводных проектов, обеспечивающих доставку газа извне ЕС вглубь ЕС к взаимной выгоде всех заинтересованных сторон.

**Заявление об ограничении ответственности:** Взгляды, изложенные в настоящей работе, не обязательно отражают (могут/должны отражать) и/или совпадают (могут/должны совпадать) с официальной позицией Группы Газпром (вкл. ОАО Газпром и/или ООО Газпром экспорт), ее/их акционеров и/или ее/их аффилированных лиц, отражают личную точку зрения автора настоящего доклада и являются его персональной ответственностью.

**Примечание:** Исследование, материалы которого использованы при подготовке настоящей работы, осуществляется при финансовой поддержке РГНФ в рамках проекта «Эволюция системы ценообразования на мировом энергетическом рынке: экономические последствия для России», проект № 14-02-00355а

---

<sup>115</sup> *ENTSOГ PROPOSAL (For Approval by the ENTSOG General Assembly on 17 December 2014) on amending Commission Regulation (EU) No 984/2013 of 14 October 2013 on principles linked to the offer of incremental and new capacity in gas transmission systems. - INC0224-14, 11 December 2014*  
[http://www.entsog.eu/public/uploads/files/publications/incrementalcapacity/INC0224-14\\_141211\\_Final%20Draft%20Amendment%20Proposal%20CAM%20NC.pdf](http://www.entsog.eu/public/uploads/files/publications/incrementalcapacity/INC0224-14_141211_Final%20Draft%20Amendment%20Proposal%20CAM%20NC.pdf)

## ДИСКУССИЯ

### ВОПРОСЫ

**Синяк Ю.В., председатель**

Какие будут вопросы к докладчику?

**Черепанов В.М. – ФБНУ ИМЭИ**

В чем состоит разница между реальной физической и виртуальной мощностями? И второй вопрос. Газотранспортные мощности являются очень капиталоемкими. Как устроена система возврата капитала в Европе в рамках таких проектов?

**Конопляник А.А. – ООО Газпром экспорт, ГУНИГ им. И.М. Губкина**

Здесь нужно разделять, во-первых, понятия физических и контрактных поставок, во-вторых, последствия разницы между ними в рамках объединенных и разделенных рынков товарного газа (контрактов на поставку) и газотранспортных мощностей (контрактов на транспортировку). В обычной хозяйственной практике реверс означает возвратные поставки товара. То есть изначальный потребитель, получив в собственность газ от (первичного) поставщика, поставляет его в обратном направлении другому потребителю, становясь сам при этом (вторичным) поставщиком. Физическую мощность газотранспортной системы можно приравнять к пропускной способности трубы – при разных диаметрах и давлениях можно прокачать разное количество газа. Больше этой пропускной способности физически поставить газ нельзя. При этом физический газ по трубе будет прокачиваться в одном направлении. При физическом реверсе поставка газа должна, во-первых, должна производиться через физические мощности (трубу). Невозможно говорить о "физических поставках" газа и приобретении права собственности на газ, если отсутствует факт его прохождения через трубу, проложенную от продавца к покупателю. Во-вторых, ключевое значение имеет момент, когда к потребителю переходит право собственности на газ. Только с этого момента потребитель получает право распоряжаться газом. В том числе поставляет его в обратном направлении (то есть обеспечивать реверсные поставки). То есть нельзя физически реверсировать газ, который физически не достиг покупателя. Таким образом, для осуществления физического реверса необходимо наличие дополнительной трубы, ведущей в обратном направлении. Для осуществления виртуального реверса требование наличия такой дополнительной трубы отсутствует.

Если мы переходим к системе контрактных поставок, допускающей взаимозачеты контрактных обязательств сторон, возникает виртуальная возможность обеспечить исполнение контрактов на поставку в объемах, превышающих физическую мощность трубы, используя механизм взаимозачета (или встречного погашения контрактных обязательств) без необходимости поставлять тем самым все законтрактованные объемы каждой стороной в их физическом эквиваленте во встречном направлении. Все контрактные объемы сверх мощности (пропускной способности) трубы будут взаимно погашаться.

Предположим, что между агентами *A* и *B* заключен контракт на поставку объема газа *X* на использование полной мощности трубы. А между агентами *B* и *C*, последний из которых находится на пути трубы от *A* к *B*, заключен контракт на поставку газа объемом *Y* во встречном направлении. Физический реверс требует, чтобы от *B* к *C* была проложена отдельная труба мощностью *Y*. И тогда мы имеем одну трубу *X*, работающую в прямом направлении, а вторую трубу *Y* - в обратном (реверсном) направлении. Так вот, за счет применения виртуального реверса на объем *Y*, можно, при сохранении неизменной мощности трубы *X*, получить возможность контрактных поставок газа в прямом направлении не *X*, но *X+Y*, то есть в объемах, превышающих возможности физической прокачки газа по этой трубе. Физическая мощность осталась равна *X*, а виртуальная стала *X+Y*.

При объединенных рынках товара (газа) и газотранспортной инфраструктуры (мощностей ГТС) – в ЕС до принятия Второго Энергетического пакета в 2003 г. – управление рынком товара и мощностей было единым в рамках вертикально-интегрированных компаний, которые владели мощностями ГТС (сами их строили и эксплуатировали) и не были заинтересованы поэтому использовать механизмы виртуального реверса для допуска конкурентов на «свои» (контролируемые ими) рынки. При разделении рынков товара и мощностей, образовании/выделении независимых операторов ГТС (после 2003 г.), и особенно после перехода на новую архитектуру рынка газа ЕС после принятия Третьего Энергетического пакета ЕС в 2009 г., появились возможности для реализации виртуальных реверсных схем, поскольку управление ГТС перешло в руки независимых операторов, которые имеют возможность в рамках рыночных зон балансировать все, в том числе встречные, потоки, то есть применять механизмы как физического (первый шаг), так и виртуального (второй шаг) реверса.

Что касается схемы управления рынком мощностей, которая сейчас складывается в Европе в условиях возросшей неопределенности перспектив поведения спроса и предложения на газ, а значит объемов его прокачки, а также политической турбулентности, то операторам ГТС дается возможность иметь гарантированную, но при этом регулируемую

и достаточно низкую норму рентабельности около 4%. То есть здесь происходит некоторый размен снижения коммерческих и политических рисков на снижение нормы возврата инвестиций, что, на мой взгляд, вполне соответствует нормальной логике.

***Кротова М.В. – ИНП РАН***

Не противоречит ли создаваемая в Европе модель свободного рынка с разделением товара и транспортных мощностей принципам долгосрочного развития? Есть возможность того, что через какое-то время вернется модель, ориентированная на использование долгосрочных контрактов?

***Конопляник А.А.***

Есть два измерения качества создаваемой модели рынка газа в Европе. Для торговли спекулятивного свойства, особенно – со временем - на рынке бумажного газа (для финансовых спекулянтов) и формирования за счет большого числа игроков равновесной краткосрочной цены, отражающей сиюминутные колебания спроса и предложения (причем не только на рынке физического газа, но и, со временем, на рынке привязанных к его фьючерсным контрактам финансовых деривативов, как сегодня на мировом рынке нефти), ради чего такая модель рыночной архитектуры и создается, она хороша. Но для инвестиционной деятельности она не годится, потому что в модели рынка газа ЕС отсутствуют какие-либо долгосрочные стимулы и индикаторы в качестве общего правила, общего набора норм, способствующие инвестиционной деятельности, то есть расширенному воспроизводству, которое и есть основа экономического развития. Понимая эту ситуацию и де факто ее признавая, европейские регуляторы подготовили, а законодатель одобрил процедуру получения индивидуальных изъятий (статья 22 Второй и статья 36 Третьей Газовой Директивы ЕС), чтобы в рамках неработающего для целей инвестиционной деятельности в качестве общего правила законодательства индивидуально подходить к каждому инвестиционному проекту, обеспечивая его финансируемость и реализуемость (главный пункт изъятий – отказ от ОДТС на срок окупаемости инвестиций в проект). И это своеобразный показатель искажения модели в сторону краткосрочных ориентиров, так как изъятие из правил стало само по себе правилом инвестиционной деятельности. Однако стоит отметить, что механизм предоставления изъятий из инвестиционно-запретительного законодательства также несовершенен, ибо реализуется, например, путем определения транспортных тарифов на базе аукционного принципа в качестве общего правила. Тарифы эти (их стартовые аукционные значения) к тому же являются «плавающими», то есть не обеспечивают потенциальным грузоотправителям и инвесторам пред-

сказуемость возврата инвестиций в проект создания мощностей ГТС. Создатели европейской модели рынка газа ориентируются на США, но разница с США, где такой рынок функционирует, заключается в том, что развития рынка газа США опиралось на свои собственные ресурсы, более мелкие месторождения, универсальный поэтому механизм изъятия ресурсной ренты в рамках собственной страны. А Европа полностью зависима от поставок газа от освоения зарубежных добывающих мегапроектов, где право получения ресурсной ренты принадлежат суверенным государствам, инвестиционным механизмом для монетизации которой являются долгосрочные контракты. Так что европейцы в условиях, отличных от США, пытаются построить аналогичную рынку США модель (где, кстати, долгосрочные контракты с длительными сроками обязательств по поставкам существуют), пытаясь опираться пока преимущественно на краткосрочные инструменты удовлетворения спроса. В итоге в ЕС будет действовать модель рынка, где долгосрочные контракты (в их адаптированном варианте) будут сосуществовать со спотовыми и форвардными сделками на рынке физического товара, и с фьючерсными сделками и производными от них финансовыми деривативами на рынке «бумажного» газа.

***Семикашев В.В. – ИИП РАН***

Вы сказали, что во многих прогнозах Россия выступает в роли замыкающего поставщика по цене газа. Вы с этим согласны?

***Конопляник А.А.***

Я не совсем так сказал. Российский газ в Европе является самым дорогим не из-за уровня издержек, а вследствие механизма контрактного ценообразования на него. В условиях достаточно дорогих нефти и нефтепродуктов через механизмы нефтепродуктовой индексации цена на российский газ в Европе оказывается выше (в условиях текущего избытка – контрактного и/или физического – предложения) по сравнению с другими поставщиками, которые используют привязку не только к нефтепродуктам, но и к споту, в электроэнергетике – к углю, возобновляемым энергоресурсам, и к другим факторам. Но это, на мой взгляд, не просто дань исторической традиции, а осознанная линия поведения, нацеленная на монетизацию максимальной ресурсной ренты от освоения невозобновляемого природного ресурса.

***Семикашев В.В.***

А по издержкам российский газ является конкурентоспособным?

***Конопляник А.А.***

Я сам не занимаюсь счетом, поэтому могу лишь сослаться на сторонние результаты. Совсем недавно Джонатан Стерн из Оксфордского Института Энергетических Исследований с рядом авторов выпустил книгу, посвященную российскому газу, и по их расчётам, Россия не является самым дорогим поставщиком на рынке Европы. Причем хочу заметить, что многие альтернативные поставки будут не только более дорогими, но еще и потребуют реформирования всей логистики газовых потоков внутри Европейского Союза, так как существующие мощности транспортировки построены и организованы именно под объемы и направления современных поставок преимущественно с Востока на Запад. Так что если, например, просчитывать вариант замещения российского газа в Европе поставками СПГ, то помимо цены нужно учитывать довольно существенные дополнительные вложения в инфраструктуру и логистику в Западной Европе.

***Семикашев В.В.***

Как Вы думаете, тренд снижения спроса на газ на европейском рынке сохранится?

***Конопляник А.А.***

Действительно, спрос на газ на европейском рынке стагнирует уже несколько лет. И учитывая то, насколько жестко Европа пошла на меры повышения энергоэффективности и внедрение ВИЭ, вероятность стабилизации или даже снижения ее перспективного спроса на газ довольно высока. Но при этом наблюдается тенденция еще более быстрого падения собственной добычи. В результате суммарного действия этих двух факторов, спрос на импорт газа в Европе растет, и потенциальная ниша для российского газа также расширяется.

***Синяк Ю.В.***

Вопрос о добыче сланцевого газа в Европе окончательно закрыт?

***Конопляник А.А.***

Моя точка зрения состоит в том, что повторение американской сланцевой революции в других странах невозможно, независимо от наличия ресурсов сланцевого газа. Потому что основные факторы, которые сделали его добычу реальностью, находились в США не под, а над землей. Я имею в виду систему лицензирования недропользования (когда частный землевладелец является и владельцем участка недр и заинтересован – и имеет возможность – без проволочек передавать его в недропользование, получая роялти), мощную сервисную промышленность, развитую инфраструктуру и обученный персонал, которые обеспечивают огром-

ное количество буровых установок и возможность бурить скважину уже через 48 часов после подачи заявки на проведение работ, возможность получения кредита и т.п. Кроме того, у США был, как я его называю, преимущество «пионера», т.е. они не знали о возможных и/или реальных негативных последствиях сланцевой добычи и имели тем самым меньшее количество сдерживающих факторов при ее развитии. Все эти факторы уникальны для США и отсутствуют в любой другой стране, богатой сланцевыми ресурсами, поэтому я считаю, что феномен добычи сланцевого газа не повторим более нигде темпами и в масштабах США.

Что касается интереса к сланцевому газу в Польше и Китае, то он совершенно понятен. Разговоры о нем были направлены не столько на развитие реальной добычи, сколько на усиление своих переговорных позиций, в частности с Россией. И должен сказать, что в какой-то степени американская сланцевая революция – это позитивное для нас явление, потому что она заставила Газпром адаптироваться к меняющимся условиям и в целом сохранить свои позиции на рынке газа.

***Нигматулин Б. И. – Институт проблем энергетики***

Существуют ли оценки спекулятивной составляющей в цене на газ, т.е. маржи посредников?

***Конопляник А.А.***

Я о таких оценках не знаю, и более того, я даже не представляю, как это можно оценить на современном этапе развития рынка, когда одна и та же поставка может десятки раз сменить собственника даже на рынке разовых сделок. Мне известен из литературы случай, когда танкер с нефтью перепродавался 47 раз на пути своего следования из Персидского залива в США (порядка месяца в пути) в рамках происходивших за это время колебания цен, при этом несколько раз возвращался в руки одного и того же собственника. Вот как здесь оценить спекулятивную составляющую? А на фьючерсном рынке нефти, когда показатель черн на основных биржах достигает уровня 2000, то есть объемы торговли на площадке в 2000 раз превышают объемы физической отгрузки товара с этой площадки, какими техниками оценить долю спекулятивной составляющей в цене? Я полагаю, что на рынке газа, где уровни черн не превышают в Европе значений 15-20 на двух наиболее ликвидных площадках, доля «спекулятивной компоненты» (кумулятивной маржи посредников) ниже, чем на рынке нефти, но ее оценка не входила в круг моих интересов, и как ее оценить я поэтому не задумывался.

***Нигматулин Б. И.***

Правильно ли я понял, что в Северо-Западной Европе сформирована развитая инфраструктура, и поэтому цена там ниже, чем в Центральной и Восточной Европе?

***Конопляник А.А.***

Не совсем так. На рынке Северо-Западной Европы цена менее искажена и более адекватно отражает баланс спроса и предложения. Но может оказаться так, что она будет выше по сравнению с рынками Центральной и Восточной Европы, например, в связи с более холодной погодой.

***Нигматулин Б. И.***

Вы еще сказали, что в Европе сейчас очень усложнена процедура инвестиций в новые мощности. Так ведь это наверно хорошо для позиций Газпрома?

***Конопляник А.А.***

Я бы не согласился. Созданные в ЕС регуляторные процедуры приводят к тому, что инфраструктурные инвестиционные проекты дорожают. Это относится и к Южному потоку, и к проектам других грузоотправителей из других стран. Кроме того, как следствие увеличивается и тариф на прокачку газа. Поэтому Газпром, как грузоотправитель, сталкиваясь с более высоким и менее предсказуемым (концепция «плавающих тарифов») уровнем транспортного тарифа, который является для него элементом затрат на доставку газа потребителю в Европе, получает в итоге меньшую маржу между ценой и затратами.

***Чернавский С.Я. – ЦЭМИ РАН***

Сейчас существует конфликт по определению цены газа для Украины. А почему Украина не может воспользоваться своей властью как страны-транзитера и не отыграть цену повышением платы за прокачку газа?

***Конопляник А.А.***

Цены на газ и тарифы на транспортировку газа определяются по разным методологиям. В международном и европейском праве зафиксировано, что тариф определяется исходя из работы, затраченной на предоставление услуги по транспортировке, и рассчитывается по правилу cost-plus. А цена на газ определяется либо привязкой к альтернативному (замещающему) энергоресурсу через индексацию (срочные контракты), либо из баланса спроса и предложения (рынок разовых сделок). Поэтому случилось так, что «Европейские формулы» ценообразования пред-

определили для Украины высокие цены на газ, но при этом «Европейские механизмы» определения тарифов на прокачку газа не дают ей возможность произвольно поднимать тариф для «компенсации» выросших – вследствие применения «Европейских формул» – цен на газ.

***Платонов В.В. – ИБРАЭ РАН***

Каковы перспективы включения Ирана в систему газоснабжения Европы?

***Конопляник А.А.***

Я думаю, что это неизбежно по той простой причине, что стремление Европы получить южный коридор как альтернативу российскому газу достаточно велико. И когда отменят санкции, вопрос поставок иранского газа станет очень актуальным. Думаю, что на первом этапе это будет не новая труба из Ирана, и даже не СПГ-завод, а скорее достраивание и расширение инфраструктуры по поставке азербайджанского газа через Турцию в Европу.

***Кархов А.Н. – ИБРАЭ РАН***

А как все, что Вы рассказываете, отразится на внутренней цене газа в России?

***Конопляник А.А.***

Не знаю. Я не занимаюсь вопросами внутреннего рынка газа и стараюсь держаться от него поодаль, поскольку это совершенно другой организм.

***Семикашев В.В.***

Хочу спросить Вас как специалиста по Энергетической Хартии. Как в Европе воспринимаются транзитные войны? Вся ответственность возлагается на Россию?

***Конопляник А.А.***

Механизм Энергетической Хартии устроен так, что для запуска процедуры разрешения спора необходимо официальное обращение одного из участников конфликта. Ни ЕС, ни Украина, ни Россия в лице уполномоченных органов не обращались к Генеральному секретарю Секретариата Энергетической Хартии (СЭХ) ни в 2006 г., ни в 2009 г. для запуска предусмотренного Договором к Энергетической Хартии механизма мирового посредника для разрешения транзитных споров. Поэтому я склонен думать, что обе стороны были не правы, каждая по своему, в ходе обоих конфликтов, что, видимо, и удержало их от следования формальной процедуре (ибо официальное обращение потребова-

ло бы впоследствии официального расследования, то есть предоставления Генеральному секретарю всей необходимой информации, доказательной базы и т.п.), а ЕС решил в этот вопрос не вмешиваться. Тем не менее, факты несанкционированного отбора газа Украиной из транзитной трубы были зафиксированы в обоих случаях в рамках тех экспертных мероприятий, которые проводились в СЭХ при обсуждении этих транзитных конфликтов.

***Синяк Ю. В.***

Сегодня совершенно очевидно, что в Европе складывается рынок покупателей. А задача покупателя – снижение цены. В этом отношении, возможно, был бы более правильным переход к привязке газовых цен к углю, а не к хабам?

***Конопляник А.А.***

Сегодня рост потребления угля в Европе обусловлен тем, что более дешевый североамериканский (а также и иной импортный, в том числе и российский) уголь вытесняет более дорогой газ, поставляемый в рамках долгосрочных контрактов с нефтепродуктовой привязкой при том, что цены на нефть высоки. Спотовый же газ, из-за избытка его предложения, остается пока дешевле угля. Поэтому уголь конкурирует скорее не со спотовым (вторичным), а именно с контрактным (первичным) газом. Задача контрактного (первичного) газа, на мой взгляд, удерживать конкурентоспособность в конкурентных сферах. В электроэнергетике газ конкурирует не только с углем, но и с ВИЭ. Поэтому вопрос привязки газовых цен в срочных контрактах – это не вопрос привязки только к одному из нового набора замещающих энергоресурсу. Однако стоит отметить, что Европа закрывает глаза на то, что наращивание потребления грязного угля противоречит их доктрине, политике и идеологии перехода к безуглеродной энергетике. И на мой взгляд, как уголь, так и газ являются для Европы промежуточным топливом.

## **ВЫСТУПЛЕНИЯ**

***Синяк Ю.В., председатель***

Есть еще вопросы к докладчику? Нет.  
Тогда перейдем к выступлениям.

***Чернавский С.Я. – ЦЭМИ РАН***

Спасибо за представленный доклад. Мне бы хотелось обратить внимание на несколько спорных моментов.

Во-первых, утверждение о невозможности вытеснения России с европейского газового рынка как основного поставщика в перспективе

мне кажется довольно неоднозначным. Если Европа твердо решит ликвидировать зависимость от российского газа, если в широком масштабе пойдет сланцевый газ, если еще больше удешевится СПГ и подтянутся новые поставщики, может сложиться такая ситуация, когда Газпром сначала будет вынужден работать на сложном конкурентном рынке, а потом, возможно, и вовсе исчезнет с него как поставщик.

И во-вторых, доводы о том, что ответственность за транзитные войны следует возлагать на Украину, а не на Россию мне также кажутся не совсем верными. Если смотреть на эту ситуацию глазами ЕС, то контракт они заключили с Газпромом, а не с Украиной. Следовательно, именно Россия несет полную ответственность за исполнение контракта перед своими контрагентами.

Спасибо!

***Синяк Ю.В., председатель***

Есть еще желающие выступить? Нет.

Давайте поблагодарим докладчика.

Компьютерный набор и верстка  
оригинал-макета выполнены в  
Институте народнохозяйственного прогнозирования РАН

Формат 60x90/16  
Объем 8,3 п.л.  
Тираж 150 экз.