



# ГАЗОВЫЙ РЫНОК ЕС: ЭПОХА РЕФОРМ



Москва  
2016

## Авторский коллектив

УДК 620.9

ББК 31.15

Подготовлено Институтом энергетических исследований РАН и Институтом энергетики НИУ ВШЭ

### АВТОРСКИЙ КОЛЛЕКТИВ:

Мельникова С.И.            научный сотрудник ИНЭИ РАН, научный сотрудник Института энергетики  
НИУ ВШЭ

Геллер Е.И.                мл. научный сотрудник ИНЭИ РАН

Кулагин В.А.              заведующий Отделом ИНЭИ РАН, заведующий Центром Института  
энергетики НИУ ВШЭ

Митрова Т.А.              руководитель научного направления ИНЭИ РАН

В монографии представлены результаты исследования процесса либерализации газового рынка ЕС. Проведен анализ ключевых документов и хода практической имплементации исполнения поставленных задач, выполнен анализ воздействия на участников рынка.

Целевая аудитория: ученые, юристы, представители бизнес-сообщества, государственные деятели. Представленные материалы могут быть использованы в образовательных целях.

**Мельникова С.И., Геллер Е.И., Митрова Т.А., Кулагин В.А. / ГАЗОВЫЙ РЫНОК ЕС: эпоха реформ// ИНЭИ РАН-НИУ ВШЭ, Москва, 2016 – ISBN 978-5-91438-021-9**

ISBN 978-5-91438-021-9

© ИНЭИ РАН/Институт энергетики НИУ ВШЭ 2016

## Содержание

Резюме .....	5
1. Процесс либерализации рынка газа в ЕС .....	8
2. Третий энергетический пакет ЕС .....	11
2.1. Основные положения и процесс имплементации .....	11
2.2. Разделение вертикально-интегрированных компаний и сертификация операторов .....	15
2.3. Развитие инфраструктуры и исключение проектов из действия Третьего пакета .....	19
2.4. Новые условия для транзитных контрактов .....	22
2.5. Развитие краткосрочного рынка и ценовое влияние Третьего энергопакета .....	24
2.6. Комплексная оценка эффективности реализации Третьего энергопакета .....	33
3. Разработка и внедрение сетевых кодексов газового рынка ЕС .....	35
3.1. Сетевой кодекс по управлению распределением мощностей (Capacity Allocation Management, CAM NC) .....	36
3.2. Процедура по управлению перегрузками (CMP) .....	41
3.3. Кодекс балансировки (BAL NC) .....	43
3.4. Кодекс совместимости сетей (IO NC) .....	44
3.5. Кодекс по тарифам (Tariff Network Code, TAR NC) .....	45
4. Целевая модель рынка газа ЕС .....	46
4.1. Редакция ЦМГР 2011 года .....	46
4.2. Редакция ЦМГР 2015 года .....	48
5. Программные и законодательные инициативы ЕС в отношении развития рынка газа 2014-2016 годов .....	59
5.1. Стратегия энергобезопасности ЕС .....	59
5.2. Создание Энергетического союза ЕС .....	60
5.3. Пересмотр Регламента о безопасности поставок 994/2010 .....	63
5.4. Пересмотр решения об информационном обмене в рамках межправительственных соглашений в сфере энергетики (IGA Decision 994/2012) .....	67
5.5. Стратегия по СПГ и ПХГ .....	69
6. Оценка последствий регулирования газового рынка ЕС для поставок российского газа .....	72
Приложения .....	79
Приложение 1 – Инфраструктурные газовые проекты, выведенные из-под действия требования ТЭП по предоставлению свободного доступа третьих сторон .....	79
Приложение 2 – Мониторинг внедрения сетевого кодекса по управлению распределением мощностей (CAM NC) .....	80
Приложение 3 – Сроки внедрения механизмов Управления перегрузками (CMP) .....	82
Приложение 4 – Имплементация кодекса балансировки (BAL NC) странами ЕС .....	83
Приложение 5 – Рекомендуемые индикаторы для оценки желательных (планируемых) эффектов от применения сетевых правил и кодексов .....	85

## Содержание

Приложение 6 – Мониторинг функционирования европейских газовых хабов согласно новым критериям ЦМГР2014.....	87
Приложение 7 – Основные индикаторы для мониторинга прогресса по созданию Энергетического Союза ЕС .....	91
Список использованной литературы .....	92
Список сокращений и обозначений .....	96

## Резюме

### Резюме

Либерализация газового рынка ЕС имеет беспрецедентную задачу объединения 28 национальных рынков в единый конкурентный открытый рынок. Определяющая роль в этом процессе принадлежит Третьему энергопакету (ТЭП) и развивающим его документам, включая Сетевые кодексы и Целевую модель рынка газа.

Реформирование, официально начавшееся в 1998 году, уже привело к значительным изменениям на газовом рынке, которые носят необратимый характер.

Процесс реформирования европейского энергетического и газового рынков имеет уникальный характер сразу по двум причинам:

– впервые запущен такой масштабный процесс либерализации в рамках не одной страны, а большой группы стран с весьма существенными отличиями исходного состояния;

- параллельно осуществляется два сложнейших процесса – либерализации и интеграции рынков.

Фундаментальное изменение законодательной и идеологической парадигмы европейского газового рынка отражается в смене большинства правил его работы, функциональном разделении его участников, в смене механизмов ценообразования и трансформации транспортных потоков. Поэтому не удивительно, что претворение в жизнь Третьего энергопакета потребовало серьезного административного давления со стороны Еврокомиссии, которая и сейчас далеко не полностью удовлетворена достигнутыми результатами. Трудный процесс имплементации требований ТЭП на национальные уровни, будучи формально завершенным, в действительности остается открытым, новые разбирательства возможны по мере выявления нарушений или неверного их применения на практике, но в целом сопротивление нововведениям со стороны государств-членов ЕС европейским властям удалось преодолеть.

Следующий шаг реформ – имплементация Целевой модели рынка – вызывает еще более жесткие дискуссии, в силу чего ее концепция может быть еще не раз пересмотрена, а сроки ее полноценной реализации сдвигаются на следующее десятилетие.

Общие подходы Третьего энергопакета развиваются более поздними стратегическими и программными документами, самым резонансным из которых является стратегия по созданию Европейского Энергетического союза. На текущем этапе реформ явным приоритетом для Евросоюза становится развитие

## Резюме

конкуренции и диверсификация источников поставок, даже если это требует нерыночных методов поддержки. Так, новая редакция Регламента о безопасности поставок вводит механизм консолидации газоснабжения для соседних государств в критических ситуациях, а новая редакция решения об информационном обмене для межправительственных соглашений закрепляет участие Еврокомиссии при заключении новых соглашений в сфере энергетики и ревизию уже действующих.

Последовательно и настойчиво проводимые ЕС реформы пока привели к следующим довольно неоднозначным результатам:

- Несомненно позитивным результатом стало развитие инфраструктуры со значительным увеличением ее гибкости за счет организации реверсных и виртуальных поставок. Однако при этом все крупные инфраструктурные газовые проекты – трубопроводы, ПХГ, СПГ- терминалы – сооружаются только при исключении их из-под действия ТЭП, поскольку этот документ не дает действенных стимулов к развитию инфраструктуры.
- В процессе либерализации европейского рынка заметно выросла конкуренция при ограничении монопольного влияния со стороны крупных энергетических компаний.
- Вследствие регуляторных, но главное рыночных факторов, произошло снижение оптовых цен на газ. Однако для конечных потребителей, названных главными бенефициарами реформ, аналогичного снижения цен не произошло, а в отдельные годы даже фиксировался рост цен для потребителей на фоне снижения оптовых цен.
- Ликвидность европейского газового рынка пока далека от принятых в международной практике критериев, в результате от общепринятого показателя churn-rate во второй редакции Целевой модели рынка газа и вовсе отказались.
- При достаточно успешном внедрении сетевых кодексов, разработка концепции Целевой модели газового рынка далеко не завершена, что отодвигает сроки ее практического внедрения.
- При постоянных декларациях о приоритете рынка, в последние годы для внедрения ТЭП предлагается все больше решений нерыночного, административного характера (возможные ограничения ресурсов из одного источника, вероятность коллективных закупок и принципы солидарности в кризисных ситуациях, участие ЕК на всех этапах подготовки и подписания межправсоглашений, ревизия действующих соглашений и т.д.).

## Резюме

Все эти изменения имеют непосредственное влияние на условия экспорта российского газа в Европу. Вообще, после газового кризиса 2009 года и российско-украинского политического кризиса 2014 года, во взаимоотношениях России и ЕС наблюдается очевидная и уже во многом документально оформленная смена формата взаимодействия, который выглядит все более жестким и неблагоприятным для России. Достаточно вспомнить отказ в совершении сделок с российским участием, трудности с использованием уже действующих и блокирование новых крупных инфраструктурных проектов.

Кардинальные изменения на европейском газовом рынке требуют от России серьезной адаптации, что уже повлияло на ее традиционную экспортную модель и подходы по работе в Европе. Это выразилось не только в перманентном пересмотре долгосрочных контрактов с постепенной сменой ценовых механизмов и условий поставок, реструктуризации активов, но и в расширении используемых механизмов продаж, включая участие в краткосрочной торговле и проведение аукционов. Безусловно, мы наблюдаем пока лишь начало этой смены парадигмы, окончательные контуры которой ещё предстоит сформировать.

Важно подчеркнуть, что одной из ключевых особенностей проводимых реформ является разнородность ЕС – если в северо-западной части союза рынок уже в значительной степени либерализован, то в центральной, восточной и южных частях этот процесс идет с отставанием. Таким образом, в ближайшее десятилетие параметры функционирования региональных рынков на пространстве ЕС будут отличаться. Для окончания реформ потребуется еще длительное время. В этот период рынок будет находиться в переходном состоянии с разной степенью соответствия новой его модели для каждой из стран. Соответственно и России предстоит пройти переходной режим адаптации к изменениям, в ходе которого подходы сотрудничества могут отличаться в зависимости от конкретной страны-партнера.

Процесс трансформации европейского рынка находится в самом разгаре и впереди возможны еще более радикальные изменения. Для российского газа ЕС остается одним из ключевых направлений экспортных поставок на ближайшие десятилетия. Поэтому России в этих условиях необходимо тщательно отслеживать и анализировать происходящие изменения для того, чтобы своевременно и адекватно реагировать на происходящее, гибко трансформируя свою экспортную политику в условиях меняющегося рынка.

# 1. Процесс либерализации рынка газа в ЕС

## 1. Процесс либерализации рынка газа в ЕС

*Идеи либерализации энергетических рынков в Европе появились ещё 60 лет назад при подготовке Римского договора, в газовой отрасли практическое реформирование с трансформацией рынка всего ЕС началось в конце 1990х годов*

Идеи либерализации европейского энергетического рынка<sup>1</sup>, берущие свое начало еще в Римском договоре 1957 года с его задачами свободного перемещения товаров, услуг, людей и капиталов, вышли на стадию своей практической реализации с подписанием Единого европейского акта (SEA) в 1986 году, в рамках общей тенденции либерализации инфраструктурных отраслей, происходившей в США и Европе в 1980-1990-е годы. Тема создания единого энергетического рынка, наряду с интеграцией сетей и повышением энергоэффективности, звучит и в Лиссабонском договоре (статья 194)<sup>2</sup>. Договор о функционировании Европейского Союза (TFEU)<sup>3</sup>, действующий с конца 2009 г., продолжает тему общей энергетической политики, «...направленной на достижение четырех основных целей: обеспечение функционирования энергетического рынка, обеспечение безопасности энергопоставок, содействие повышению энергоэффективности и энергосбережения, а также развитие новых и возобновляемых видов энергии и содействие объединению энергосетей» (Статья 194)<sup>4</sup>.

В газовом секторе процесс поэтапного реформирования и интеграции рынка газа ЕС начался в 1998 году с принятием Первой газовой директивы<sup>5</sup>, определившей общие правила для внутреннего рынка газа. Дальнейшие направления либерализации были заданы в 2003 году Вторым энергопакетом ЕС, включая Вторую газовую директиву<sup>6</sup>, с отделением рынка товарного газа от рынка газотранспортных мощностей, разделением вертикально-интегрированных компаний, обеспечением доступа третьих сторон. Принятый в 2005 году регламент № 1775<sup>7</sup> определил принципы доступа к сетям, механизмы распределения мощностей и балансирующие правила.

В 2007 году Еврокомиссия назвала основные сохраняющиеся структурные препятствия в создании конкурентного рынка<sup>8</sup> - дискриминационный доступ к инфраструктуре и деление на национальные рынки. Для преодоления этих препятствий вертикально-интегрированным компаниям было предложено

<sup>1</sup> Нефтяной рынок, как рынок глобальный и ликвидный, обычно не рассматривается в ЕС в контексте либерализации и безопасности поставок, в основном все регулятивные документы посвящены газовому и электроэнергетическим рынкам.

<sup>2</sup> Treaty of Lisbon amending the Treaty on European Union and the Treaty establishing the European Community, signed at Lisbon, 13 декабря 2007.

<sup>3</sup> The Treaty on the Functioning of the European Union (TFEU), вступил в силу 1 декабря 2009 года

<sup>4</sup> Несколько конкретных положений, касающихся энергетической политики можно найти и в других статьях TFEU: безопасность поставок (статья 122), функционирование внутреннего энергетического рынка (статья 114), внешнее направление энергетической политики ЕС (статья 216 и 218), развитие трансъевропейской сети (статьи 170 и 172).

<sup>5</sup> Директива 98/30/ЕС от 22 июня 1998 г. об общих правилах внутреннего рынка природного газа.

<sup>6</sup> Директива 2003/55/ЕС от 26 июня 2003 г. об общих правилах внутреннего рынка природного газа и отменяющая Директиву 98/30/ЕС.

<sup>7</sup> Регламент (ЕС) № 1775/2005 от 28 сентября 2005 г. об условиях доступа к сетям транспортировки природного газа.

<sup>8</sup> COM (2006) 851 «Inquiry pursuant to Article 17 of Regulation (EC) No 1/2003 into the European gas and electricity sectors», Брюссель, 10.1.2007

# 1. Процесс либерализации рынка газа в ЕС

выделить операционные сетевые функции в отдельный бизнес и развить сеть интерконнекторов для интеграции рынка, что легло в основу Третьего энергетического пакета (далее – ТЭП), принятого в 2009 году.

Общая схема действующего на середину 2016 г. законодательства ЕС в газовой сфере представлена в Таблица 1.

*Таблица 1 - Действующее законодательство ЕС в сфере регулирования газового рынка и смежные документы, влияющие на его функционирование*

<b>Союзные документы</b>	<b>Единый европейский акт (SEA), 1986</b>		
	<b>Правовые и политические основы либерализации</b>		
	Лиссабонский договор, ст. 194, 2007		
	<i>Цели энергетической политики, разделение союзной и национальной ответственности</i>		
	Договор о функционировании ЕС (TFEU), ст. 194, 2009		
	<i>Цели энергетической политики</i>		
<b>Межотраслевые документы в энергетике</b>	Директива 2008/92/ЕС по увеличению прозрачности формирования цен на газ и электроэнергию для конечных потребителей в промышленности;		
	Регламент 617/2010 о порядке уведомления Комиссии по инвестиционным проектам в области энергетической инфраструктуры ЕС;		
	Регламент 1227/2011 о целостности и прозрачности оптового энергетического рынка;		
	Регламент 347/2013 о принципах функционирования трансъвропейской энергетической инфраструктуры, дополняющий Регламенты 713/2009, 714/2009 и 715/2009;		
	Директива 94/22/ЕС по условиям выдачи и использования разрешений (лицензий) на поиск, разработку и добычу углеводородов;		
	Регламент 663/2009, о программе поддержки экономически эффективных проектов по добыче углеводородов с предоставлением общеевропейского финансового содействия проектам в сфере энергетики;		
	Регламент 1233/2010, дополняющий Регламент 663/2009, о программе поддержки экономически эффективных проектов по добыче углеводородов с предоставлением общеевропейского финансового содействия проектам в сфере энергетики;		
	Решение ЕК 2011/280/ЕС от 16 мая 2011 г. об учреждении Европейкой группы энергорегуляторов для электроэнергетики и газа;		
	Коммюнике по разведке и добыче углеводородов в ЕС с использованием гидравлического разрыва (2014/70/ЕС);		
	Создание Энергетического Союза ЕС: Стратегия устойчивого Энергосоюза COM (2015)80		
	Новая редакция Решения по обмену информацией в рамках межправительственных соглашений в области энергетики между странами- членами и третьими странами COM (2016) 53;		
	Новая редакция Регламента 994/2010 о мерах по обеспечению безопасности поставок газа COM (2016) 52		
<b>Отраслевые документы (газовый сектор)</b>	Первая газовая директива 98/30/ЕС, 1998		
	<i>Общие правила внутреннего рынка природного газа</i>		
	Вторая газовая директива 2003/55/ЕС, 2003 и Регламент 1775/2005		
	<i>Устанавливает общие правила внутреннего рынка природного газа и отменяет директиву 1998 г.</i>		
	<b>Третий энергопакет (2009) в отношении газового рынка</b>		
	<b>Директива 2009/73/ЕС</b>	<b>Регламент 713/2009</b>	<b>Регламент 715/2009.</b>
	<b>Общие правила внутреннего рынка природного газа, отменяет Директиву 2003 г.</b>	<b>Создание Агентства по взаимодействию регуляторов энергетики (ACER)</b>	<b>Условия доступа к сетям транспортировки природного газа</b>
<b>Документы в развитие ТЭП</b>	Постановление 2010/685/ЕС с дополнениями в Регламенте 715/2009		
	Постановление 2012/490/ЕС о дополнении Регламента 715/2009		
<b>Сетевые кодексы</b>	Сетевой кодекс по управлению распределением мощностей. CAM NC принят в октябре 2013 г. (регламент 984/2013, 15 октября 2013);		
	Процедура по управлению перегрузками (CMP) на основании Руководящей методики. Решение ЕК в развитие приложения I к Регламенту 715/2009 по условиям доступа к газовым сетям [2012/490/EU, 24/08/2012];		
	Сетевой кодекс балансировки (BAL NC) принят в марте 2014 г. (регламент 312/2014, 26. 03. 2014);		

# 1. Процесс либерализации рынка газа в ЕС

	Сетевой кодекс совместимости сетей (IO NC) принят в апреле 2015 г. (регламент ЕС 2015/703 от 30 апреля 2015 г.); Сетевой кодекс по тарифам (TAR NC) разрабатывается на основе Руководящей методики.
<b>Целевая модель рынка газа*</b>	Концепция 2011 года Переработанная и дополненная концепция 2014-2015 гг.

\*- не является правовым документом, но включена в данный перечень в силу значимости для функционирования газового рынка ЕС

Источник: составлено ИНЭИ РАН

Далее будет рассмотрен весь комплекс принятых документов Еврокомиссии и отраслевых регуляторов в рамках реализации ТЭП (выделено красным в Таблице 1) для оценки возможных изменений на рынке в ближайшую и среднесрочную перспективу.

Отраслевая аналитика на тему влияния процессов либерализации на развитие газового рынка ЕС и российский экспорт весьма многообразна и зачастую политизирована. Ключевое и весьма детальное исследование прогресса в формировании открытого энергорынка ЕС в свете реализации ТЭП "Report on the progress towards completing the internal energy market"<sup>9</sup> было представлено Еврокомиссией в октябре 2014 года. Среди европейских исследований на эту тему выделим публикации Oxford Institute for Energy Studies "The EU Third package for gas and the Gas target model: major contentious issues inside and outside the EU" (2013 г.)<sup>10</sup>; монографию «Energy Law, the Internal Energy Market, The Third Energy Liberalization Package» К.Джонса и Э.Кабу (2010); исследование OIES "The Dynamics of a liberalised European Gas Market: Key determinants of hub prices, and roles and risks of major players" Дж.Штерна и Х.Пегера (2014)<sup>11</sup>.

Среди российских авторов, последовательно изучающих европейские законодательные инициативы и влияние на поставки российского газа, необходимо, прежде всего, назвать одного из участников переговорного процесса с европейской стороной - А.А.Конопляника<sup>12</sup>. Детальный правовой анализ влияния ТЭП на деятельность Газпрома на европейском рынке представлен в работах И.В.Гудкова<sup>13</sup>. Авторы данного исследования также последовательно разрабатывают заявленную тему в ряде публикаций<sup>14</sup>.

<sup>9</sup> COM {2014} 634, октябрь 2014 года

<sup>10</sup> Доступен по ссылке <http://www.oxfordenergy.org/2013/04/the-eu-third-package-for-gas-and-the-gas-target-model-major-contentious-issues-inside-and-outside-the-eu-2/>

<sup>11</sup> Доступно по ссылке <http://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2014/12/NG-94.pdf>

<sup>12</sup> Публикации доступны по ссылке <http://www.konoplyanik.ru/ru/publications/>

<sup>13</sup> В частности, И.В.Гудков «Третий энергетический пакет Европейского союза», НефтьГазПраво, №3, 2010, доступен по ссылке [http://www.mgimo.ru/files2/y11\\_2013/243404/10.3.3\\_gudkov.pdf](http://www.mgimo.ru/files2/y11_2013/243404/10.3.3_gudkov.pdf)

<sup>14</sup> В частности, публикации С.Мельниковой «Какова цель «целевой модели»?» («Россия в глобальной политике» № 2 (март-апрель) 2012 г.), «Третий энергопакет ЕС: prima facie» («Нефтегазовая вертикаль», №5 2013 г.), «Третий энергопакет: не копей яму другому...» («Нефтегазовая вертикаль», №10, 2014 г.) и др.

## 2. Третий энергетический пакет ЕС

### 2. Третий энергетический пакет ЕС

#### 2.1. Основные положения и процесс имплементации

*Третий энергетический пакет создал базис для основных изменений на рынке, включая отделение сетевого бизнеса из ВИНК, обеспечение доступа третьих сторон к инфраструктуре, усиление роли национальных регуляторов и создание общеевропейского агентства по кооперации регуляторов.*

Третий энергетический пакет, призванный улучшить функционирование внутреннего энергорынка ЕС и разрешить существующие структурные проблемы, регулирует следующие основные сферы:

- отделение поставщиков энергоресурсов от функций сетевого оператора;
- усиление роли и независимости национальных регуляторов;
- создание общеевропейского агентства по кооперации энергетических регуляторов Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER);
- трансграничная кооперация между сетевыми операторами и создание объединения Европейских сетевых операторов European Networks for Transmission System Operators (ENTSO-E - для электроэнергетики и ENTSOG – для газа);
- увеличение прозрачности на розничных рынках в интересах потребителей.

Ниже эти положения будут рассмотрены подробно, с акцентом на те нововведения, которые оказывают наибольшее влияние на перспективы организации российского экспорта на европейский рынок.

Юридическая основа документов, входящих в Третий энергопакет, разнородна – если регламенты являются актами прямого действия и не требуют имплементации, то директивы должны быть перенесены в национальное правовое поле стран-членов ЕС в установленный срок, при этом выбор форм и методов их практического внедрения оставлен на усмотрение государств. Третий энергопакет призваны развить 12 юридически обязывающих сетевых кодексов<sup>15</sup>, пять из которых относятся к формированию норм и правил функционирования газового рынка (подробнее см. Раздел 3). В Таблица 2 ниже представлены основные этапы формирования рынка газа в ЕС, заданные ТЭП.

<sup>15</sup>Regulation (EC) 715/2009, cm. 15

## 2. Третий энергетический пакет ЕС

Таблица 2 – Основные этапы формирования рынка газа ЕС в рамках реализации ТЭП

2009	2010	2011	2013	2014	2015	2016
ТЭП, официально опубликован 13 июля 2009г.	Первый Десятилетний план развития сетей (TYNDP2010)	Создание агентства ACER. Дата имплементации ТЭП – 01.03.2011. Первая редакция ЦМРГ. TYNDP2011.	Принята руководящая методика по управлению перегрузками (2012). Принят первый сетевой кодекс по распределению мощностей. TYNDP2013	Принят сетевой кодекс балансировки. Целевой год завершения формирования единого рынка ЕС.	Вторая редакция ЦМРГ. Инициатива создания Европейского энергосоюза. Сетевой кодекс совместимости. Разработка кодексов по тарифам. TYNDP2015	Сетевой кодекс по тарифам. Поправки в сетевой кодекс по новым мощностям. Новая редакция Регламента о безопасности поставок и Решения по межправсоглашениям
<b>Отделение сетевого бизнеса от общей структуры ВИНК. Обеспечение доступа третьих сторон к инфраструктуре. Сертификация сетевых операторов.</b>	Процесс имплементации ТЭП в национальные законодательства. Сертификация операторов. Развитие краткосрочной торговли.	Укрепление роли регуляторов. Имплементация ТЭП не завершена. Активный процесс пересмотра долгосрочных контрактов.	Запуск пилотной модели в рамках ЦМРГ в Австрии. Пилотное внедрение платформы по бронированию мощностей	Единый рынок не сформирован. Поставки по гибридной формуле цены превысили поставки с нефтяной привязкой.	Пилотное внедрение сетевых кодексов. Активный процесс создания Энергосоюза. Отработка отдельных пилотных механизмов ЦМРГ.	Обязательное внедрение части сетевых кодексов. Продолжение работы над концепцией ЦМРГ

Источник: составлено ИНЭИ РАН

Имплементация норм Третьего энергопакета оказалась серьезным вызовом для большинства стран ЕС. С момента его принятия Еврокомиссия отслеживала процедуру полного переноса требований электроэнергетической и газовой директив в национальное правовое поле. К установленному сроку - 3 марта 2011 года - ни одна страна не смогла отчитаться о полном и безоговорочном выполнении всех требований. В сентябре 2011 года, после признания ситуации неудовлетворительной, Еврокомиссия открыла 38 дел по устранению несоответствий (infringement procedures) в отношении 19 стран по факту ненадлежащего или неполного транспонирования директив. Под таким административным давлением страны ЕС во многом исправили ситуацию, после чего многие процедуры по устранению несоответствий были прекращены.

В октябре 2012 года Еврокомиссия начала передавать дела в суд, чего прежде старалась избегать. Всего таких судебных разбирательств (в части электроэнергетики и газа) было открыто 15 – в отношении Польши, Великобритании, Болгарии, Словении, Румынии, Финляндии и Эстонии. Все названные страны, за исключением Румынии, своевременно устранили несоответствия, что позволило им избежать судебного преследования и наложения штрафов.

## 2. Третий энергетический пакет ЕС

*Имплементация норм Третьего энергопакета стала серьезным вызовом для стран ЕС, но настойчивость Еврокомиссии с использованием процедур устранения несоответствий и судебных разбирательств позволила к 2016 г. снять основные претензии.*

После преимущественного завершения процедур внедрения директив в национальное законодательное поле, Еврокомиссия перешла ко второму этапу – выявлению и принятию мер по исправлению случаев некорректного их внедрения, или неудовлетворительного применения на практике (т.н. «проблема несоответствия - non-conformity problems»).

В результате Комиссия открыла в отношении 12 стран-членов предварительные разбирательства («EU Pilot case») с целью прояснить и обсудить «проблему несоответствия» с национальными властями. В дальнейшем были инициированы девять таких согласительных дел, но лишь одно из них закончилось вновь начатой процедурой устранения несоответствия.<sup>16</sup>

В 2015-16 гг. официальных уведомлений Еврокомиссии о судебных процедурах в рамках имплементации ТЭП не было, за исключением претензий к Германии в апреле 2016 года: направлено предупреждение с требованием скорректировать применение модели отделения сетевого оператора в части недостаточной независимости штата и управления оператора, а также национального энергoreгулятора.

В целом же европейские власти по-прежнему далеко не удовлетворены развитием ситуации в этой сфере. Так, стратегический документ агентства ACER, определяющий приоритеты на предстоящее десятилетие «A Bridge to 2025»<sup>17</sup> называет одной из центральных задач «полное внедрение принятого энергетического законодательства, включая сетевые кодексы и Целевую модель рынка, призывая всех участников рынка объединить усилия для полной имплементации положений Третьего энергопакета».

Принятая в феврале 2015 года Стратегия о создании устойчивого Энергосоюза<sup>18</sup> отмечает, что «Еврокомиссия будет использовать все возможные политические инструменты, настаивая, чтобы все страны-члены ЕС полностью внедрились положения Третьего Энергопакета». Авторы документа подчеркивают, что, несмотря на выработку общеевропейских правил в сфере энергетики, на практике пока наблюдается 28 национальных правовых зон, а текущая структура рынка и национальное регулирование не обеспечивают четких сигналов потенциальным инвесторам.

Редакция обзора энергорынка ЕС, опубликованная агентством ACER<sup>19</sup> в конце ноября 2015 года, отмечая значительный достигнутый прогресс в имплементации ТЭП, подчеркивает, что

<sup>16</sup> Подробнее по делам EU Pilot – [http://ec.europa.eu/eu\\_law/infringements/application\\_monitoring\\_en.htm](http://ec.europa.eu/eu_law/infringements/application_monitoring_en.htm)

<sup>17</sup> Energy Regulation: A Bridge to 2025" Conclusions Paper, 19 сентября 2014 г.

<sup>18</sup> COM (2015)80

<sup>19</sup> ACER/CEER Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2014, 30 ноября 2015 г.

## 2. Третий энергетический пакет ЕС

полная рыночная интеграция далеко не достигнута и многие барьеры на пути формирования единого рынка еще сохраняются.

**Процесс имплементации Третьего энергопакета далеко вышел за рамки намеченного на 2011 год срока окончания, а суть произведенных преобразований не удовлетворяет Еврокомиссию, которая не видит ожидаемых результатов по стиранию национальных различий и формированию гомогенного пан-европейского рынка газа. При этом часть ответственности за несоблюдение сроков лежит и на самих регуляторах, поскольку процесс разработки развивающих ТЭП документов – сетевых кодексов и модели рынка газа – также далек от завершения. Подобное затягивание процесса объясняется не только сложностью институциональных преобразований, но и, преимущественно, – сопротивлением национальных правительств и участников рынка на фоне утраты ими многих суверенных полномочий в этой области с их передачей на союзный уровень.**

*Требование об обязательной имплементации всех положений Третьего энергопакета распространяется и на страны-члены Энергетического сообщества.*

Требование об обязательной имплементации всех положений Третьего энергопакета распространяется также и на страны-члены Энергетического сообщества (ЭС)<sup>20</sup>. В связи с этим, наибольший интерес вызывает Украина в силу ее транзитного статуса. В целях интеграции с европейским энергорынком, 9 апреля 2015 года Верховная Рада утвердила Закон Украины № 2250 «О рынке природного газа» (вступил в силу 15 октября 2015 года), устанавливающий в стране нормы, определенные Третьим энергопакетом ЕС, в частности отделение функций оператора от функций добытчиков и поставщиков.

1 июля 2016 года правительство Украины утвердило постановление «Об отделении деятельности по транспортировке и хранению (закачке, отбору) природного газа». Предусматривается создание АО «Магистральные газопроводы Украины»<sup>21</sup> и АО «Подземные газохранилища Украины», которым будут переданы соответствующие активы ПАО «Укртрансгаз» и 100% акций которых будут находиться у государства. Причем газотранспортные активы будут переданы новому оператору только после вынесения Стокгольмским арбитражем окончательного решения по искам между Нафтогазом и Газпромом. Одновременно идет работа по корректировке принятого прежде сетевого кодекса балансировки в соответствии с требованиями ЕС.

<sup>20</sup> Энергетическое сообщество (The Energy Community) – международная организация в области энергетической политики, объединяющая ряд европейских государств и страны Юго-Восточной Европы и Черноморского бассейна с целью их рыночной интеграции на единой правовой основе, образована в 2005 г. На начало 2016 года, помимо 19 стран-членов ЕС, в качестве партнеров по договору входят также Албания, Босния и Герцеговина, Македония, Косово, Молдова, Черногория, Сербия и Украина. Статус наблюдателей имеют Армения, Норвегия и Турция, а Грузия является кандидатом.

<sup>21</sup> Для оператора выбрана модель полного отделения собственности (OU)

## 2. Третий энергетический пакет ЕС

### 2.2. Разделение вертикально-интегрированных компаний и сертификация операторов

Самое резонансное положение Третьего пакета предусматривает структурное реформирование вертикально-интегрированных компаний с целью отделения (unbundling) естественно-монопольного (транспортировка) от конкурентных видов деятельности (производство, продажа), во избежание дискриминации не аффилированных с собственником компаний (третьих лиц) на этапе транспортировки. Именно это положение, направленное изначально на сдерживание крупных европейских энергоконцернов, вызвало наибольшие дискуссии на всех этапах, поскольку несло в себе принципиальный вызов – разрыв традиционной единой производственной цепочки в газовой отрасли от скважины до конечного потребления.

Под давлением этого требования крупные европейские энергокомпании (ENI, E.ON и др.) преимущественно в досудебном порядке продали свои газотранспортные активы (Open Grid Europe, Snam Rete, TAG, Transigaz, Thyssengas, Net4Gas и пр.), став по сути газовыми трейдерами и разделив свои обязательства по исполнению контрактов с сетевыми операторами.

Сертификацию<sup>22</sup> сетевых операторов предполагалось завершить к 3 марта 2012 года, а сертификацию операторов с иностранным участием – к 3 марта 2013 года, однако и в 2016 году этот процесс еще не завершен.

Напомним, что ТЭП предусматривает три варианта разделения для сетевых операторов (Transmission System Operator, TSO)<sup>23</sup> в зависимости от индивидуальных предпочтений европейских государств:

1. Вариант «Оператор с разделением собственности (Ownership unbundling, OU)» запрещает компаниям, осуществляющим добычу, генерацию или импорт газа и электроэнергии, контролировать или владеть мажоритарным пакетом акций распределительных сетей.
2. Вариант «Независимый системный оператор (Independent System Operator, ISO)» позволяет сохранить сети в собственности вертикально-интегрированных компаний, но

*ТЭП предполагает на выбор 3 варианта разделения по видам деятельности. Каждый из них предполагает недискриминационное функционирование транспортной составляющей, выбор заключается в возможностях крупных компаний владеть акциями и участвовать в управлении, а также степени внешнего контроля.*

<sup>22</sup> Сертификация сетевого оператора регламентируется следующими документами: Статьи 10 и 11 Директивы 2009/73/ЕС, Статья 3 Регламента (ЕС) № 715/2009, а также дополнениями в соответствии с Решением ENC Ministerial Council Decision 2011/02/МС-EnC. Сертификация сетевого оператора - проверка регулятором полномочий TSO и удостоверение того, что сетевой оператор действительно является независимым и соответствует принципу разделения сетей.

<sup>23</sup> Определение сетевого оператора содержится в Газовой директиве ЕС 2009/73/ЕС, в Статье 2, пункт 4. Transmission system operator – физическое или юридическое лицо, которое выполняет функции транспортировки газа по газопроводу и несет на себе ответственность за управление, обеспечение функционирования, а также, если необходимо, расширение транспортной сети в конкретно взятом районе, а также расширение ее соединений с прочими сетями. Сетевой оператор также несет ответственность за обеспечение долгосрочной возможности системы удовлетворять обоснованные требования по транспортировке газа.

## 2. Третий энергетический пакет ЕС

предписывает передать активы в управление независимому системному оператору, что фактически лишает собственника контроля над системой транспортировки.

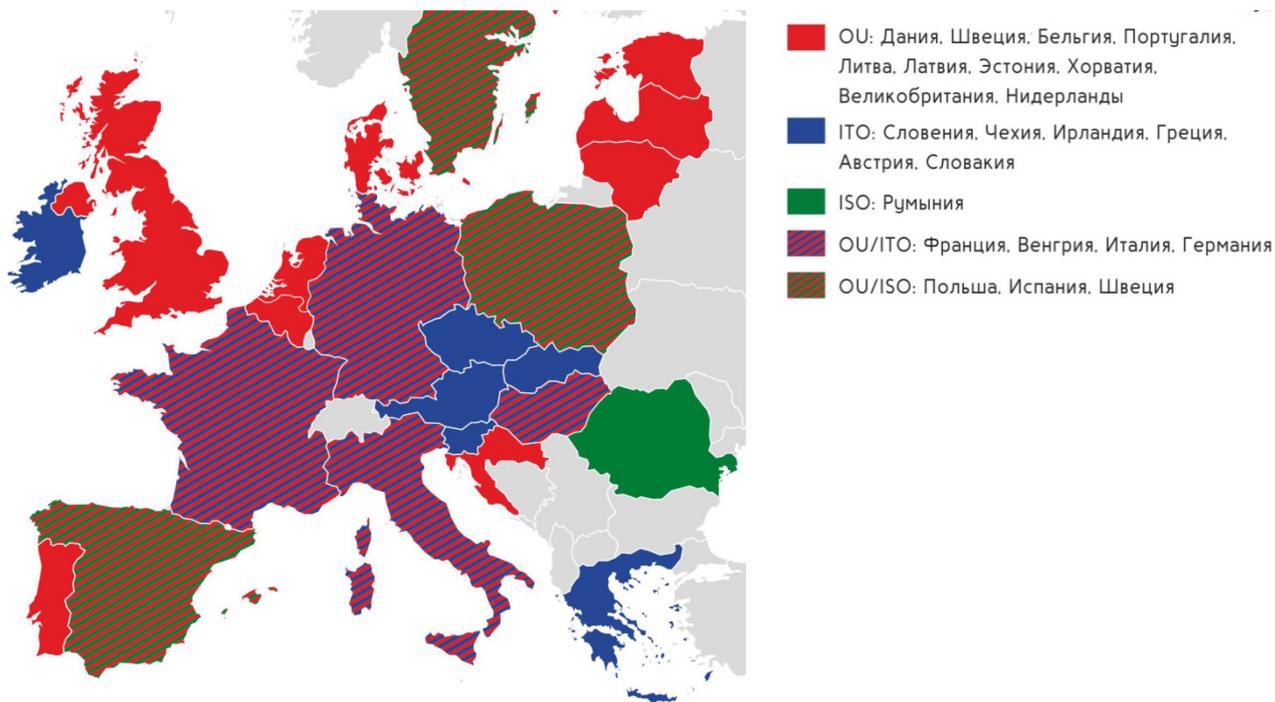
3. Вариант «Независимый сетевой оператор (Independent Transmission Operator, ИТО)» позволяет крупным компаниям сохранить транспортные мощности и в собственности, и в управлении, но подлежит строгому контролю. В случае, если по состоянию на 3 сентября 2009 года системный оператор находился в составе ВИНК, предусмотрен вариант принятия модели ИТО+, также предусмотрены определенные послабления для Кипра, Люксембурга и Мальты, а также для Эстонии, Литвы и Финляндии.

По состоянию на март 2015 г.<sup>24</sup> большинство – 26 компаний из 11 стран, включая 11 немецких, - выбрали вариант независимого сетевого оператора (ИТО), именно этот вариант, так называемый «третий путь», предложили Германия и Франция на этапе обсуждения третьей Газовой директивы. Но в итоге он трансформировался в очень громоздкий механизм обеспечения контроля, что делает его практическую реализацию достаточно сложной. 22 компании из 13 стран ЕС полностью разделили собственность (OU), причем по этому пути пошли страны Балтии, которым была предоставлена отсрочка в связи со спецификой новых и изолированных газовых рынков<sup>25</sup>; лишь 6 компаний приняли вариант независимого системного оператора (ISO), еще три компании выбрали модель ИТО+. (Рисунок 1). Единственная страна ЕС, чья заявка на сертификацию была отозвана – это Болгария, в Хорватии сертификация оператора отложена.

<sup>24</sup> Данные по остальным странам не представлены, обновляемая информация доступна по ссылке <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/markets-and-consumers/market-legislation>

<sup>25</sup> Газовая директива 73/2009, статья 49

## 2. Третий энергетический пакет ЕС



OU – оператор с разделением собственности

ISO – независимый системный оператор

ITO – независимый сетевой оператор

Источник: ИНЭИ РАН по материалам Еврокомиссии

**Рисунок 1 – Модели разделения сетевых операторов в странах ЕС**

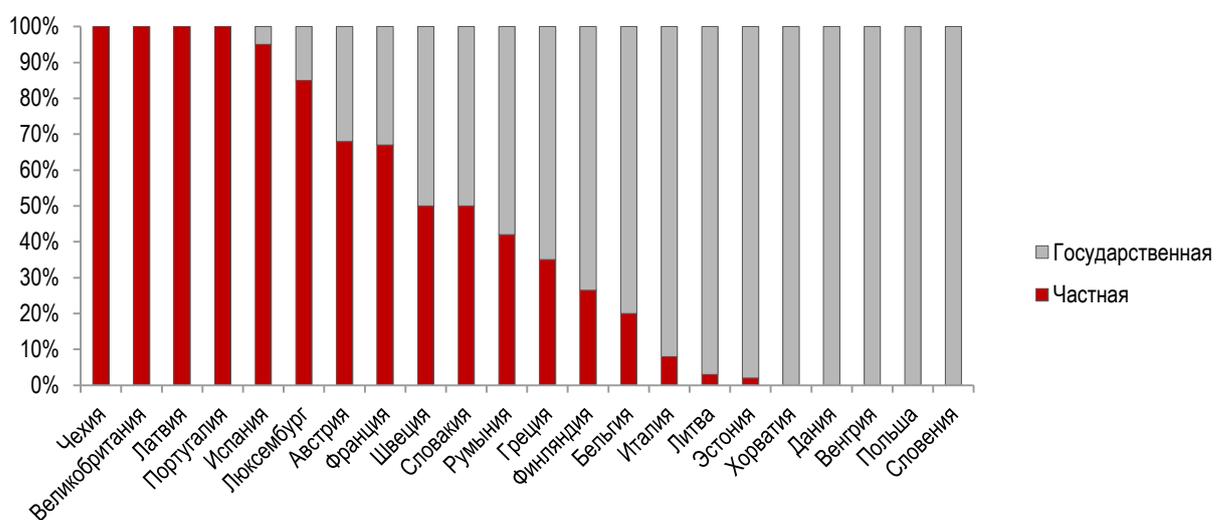
С ноября 2011 года по февраль 2016 года Еврокомиссия вынесла 109 решений по сертификации европейских сетевых операторов (из них 57 – для газовых сетей), с развернутой рекомендацией по адаптации к нормам ТЭП в каждом конкретном случае. К середине 2016 года большинство стран Евросоюза выполнили требование по отделению сетевых активов от прочих видов бизнеса ВИНК, что не исключает новых претензий Еврокомиссии по мере выявления несоответствий имплементации этой нормы, как это произошло, например, в апреле 2016 года с Германией.

Основные претензии Еврокомиссии касаются структуры собственности и недостаточного контроля, особенно в рамках модели полного ее разделения (OU). Кроме того, отмечается недостаток ресурсов для финансирования и развития сетевых операторов, неопределенность функционала, недостаточная независимость менеджмента и проблемы с разделением компетенций с соответствующими министерствами отдельных стран, особенно для тех, где сохраняется высокая доля участия государства в собственности операторов. Беспокойство ЕК также вызывают отношения между операторами, выбравшими модель ITO

## 2. Третий энергетический пакет ЕС

и их бывшими материнскими компаниями, что также требует постоянного внешнего контроля.

Регуляторы также отмечают существенную смену структуры собственности у сетевых операторов после принятия ТЭП, об этом сообщили две трети стран-членов ЕС (Рисунок 2). В газовом секторе значительно выросло присутствие частного капитала (компании и фонды), что определяет особенности управления данным сектором, в отличие от электроэнергетики, где доминирует государственное/общественное участие.



\*большое число операторов с различной структурой собственности в Германии затрудняет представление данных

Источник: CEER Status Review on the Implementation of Transmission System Operators' Unbundling Provisions of the 3rd Energy Package, апрель 2016 г.

Рисунок 2 – Структура собственности сетевых газовых операторов в ЕС, %

*Для сетевых операторов, контролируемых иностранными инвесторами, введены особые условия сертификации.*

Вопреки заявленной концепции «однородного игрового поля», когда действующий правовой режим ЕС в сфере энергетики распространяется как на европейские, так и неевропейские компании, ТЭП впервые ограничил права иностранных инвесторов в сфере энергетики, введя т.н. оговорку о третьих странах (third countries clause, на практике ее чаще называют «статья 11»)<sup>26</sup>, согласно которой вводятся ограничения для подконтрольных иностранным компаниям/лицам операторов. Также к консультациям по спорным вопросам в рамках ACER не допущены страны, не принявшие *acquis*<sup>27</sup>.

Подконтрольные иностранным компаниям/лицам сетевые операторы могут быть сертифицированы при соблюдении целого ряда условий по их эффективному разделению<sup>28</sup>, а также, если они докажут, что

<sup>26</sup> Газовая директива 73/2009, статья 11

<sup>27</sup> Наиболее принятое определение для *acquis* – совокупность различных принципов, правил и норм, накопленных в рамках ЕС и подлежащих обязательному сохранению в процессе его деятельности и дальнейшего развития.

<sup>28</sup> В соответствии со ст.9 Газовой директивы 73/2009

## 2. Третий энергетический пакет ЕС

их сертификация не создает рисков для надежности поставок путем приобретения контроля над сетью<sup>29</sup>, в противном случае в сертификации таким операторам будет отказано. При этом понятие «рисков» и «надежности поставок», а также доказательства отсутствия такого риска, не определены. Важно также, что в данном вопросе мнение Еврокомиссии доминирует над решениями национальных регуляторов.

### 2.3. Развитие инфраструктуры и исключение проектов из действия Третьего пакета

Согласно отчетности национальных регуляторов ЕС<sup>30</sup>, на территории которых сооружались объекты газовой инфраструктуры<sup>31</sup>, за период с 2005 по 2014 гг. в ЕС было сооружено 293 газотранспортные линии<sup>32</sup>, 101 компрессорная станция, а также 19 ПХГ и 31 объект СПГ (новое строительство / модернизация). Общий объем финансовых вложений в газовую инфраструктуру оценивается около 32 млрд евро,

Всего за этот период в Евросоюзе было сооружено 12 801 км новых сетей на общую сумму 14,066 млрд евро. Примечательно, что половина новых сетевых подключений охватывает три страны, формируя тем самым трансграничные зоны, что отвечает задачам создания единого европейского газового рынка. При этом три четверти новых сетей сосредоточены на территории центральной и западной Европы, а на восточно-европейские страны, где исторически сложился наибольший дефицит транспортных соединений – лишь 25%. На Рисунок 3 представлена динамика инвестиций и протяженность новых газопроводных сетей высокого давления в странах ЕС в 2005-2014 гг.

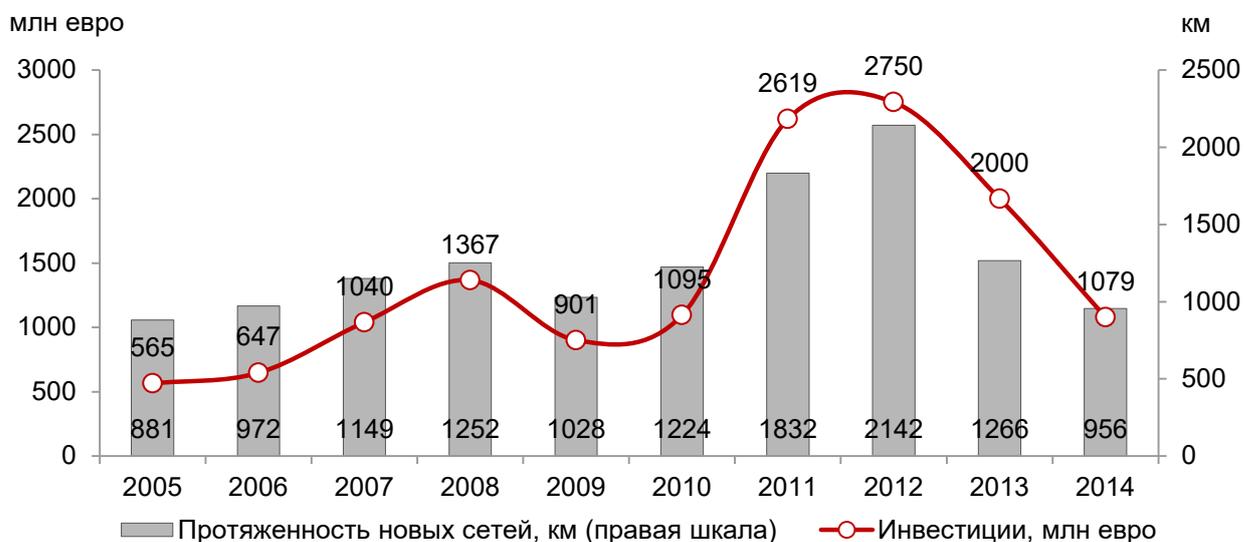
<sup>29</sup> Газовая директива 73/2009, статья 11, параграф 3

<sup>30</sup> Информация обобщена в отчете ACER "Report on unit investment cost indicators and corresponding reference values for electricity and gas infrastructure", 20.07.2015.

<sup>31</sup> На территории Мальты, Кипра, Люксембурга и Латвии в указанный период инвестиций в газовую сферу не осуществлялось. Регуляторы Болгарии и Эстонии не представили отчеты на запрос ACER.

<sup>32</sup> Некоторые операторы присылали отчеты, куда были включены и объекты, сооруженные ранее. Самая ранняя из отмеченных дат – 1983 год.

## 2. Третий энергетический пакет ЕС



Источник: ACER "Report on unit investment cost indicators and corresponding reference values for electricity and gas infrastructure", 20.07.2015.

**Рисунок 3 - Инвестиции в сооружение газовых сетей в ЕС и объем новых вводов, 2005-2014 гг.**

Если за период 2005-2009 годов, предшествующих принятию ТЭП, общий объем инвестиций в сооружение сетей составил 4,520 млрд евро, то после его принятия за 2010-2014 гг. вложения в развитие сетей более чем удвоились – до 9,543 млрд евро. При этом протяженность новых сетей в первый период составила 5 282 км, а во второй – 7420 км, т.е. увеличение лишь на 40%, что однозначно свидетельствует об удельном удорожании нового строительства в последние пять лет.

Однако напрямую связывать увеличение инвестиционной активности с принятием ТЭП, где вопросы инвестирования в новые инфраструктурные проекты практически не были решены, представляется неправомерным. Достаточно сказать, что по многим новым крупным проектам, кроме российских (11 трубопроводов, 14 регазификационных терминалов и одно ПХГ, часть из них осталась только на бумаге)<sup>33</sup> с 2005 года были приняты решения об их реализации на условиях исключения из-под действия ТЭП:

- BVL (Великобритания – Нидерланды), 2005 г.
- Poseidon (Венгрия-Италия), 2007 г.
- Nabucco Австрия – два решения, 2008 г., пролонгация решения – 2013 г.; Nabucco Румыния, 2009 г.; Nabucco Болгария, 2009 г.; Nabucco Венгрия, 2009 г.
- OPAL (Германия – Чехия), 2009 г. Пересмотр решения по OPAL заявлен немецким регулятором Bundesnetzagentur, прием комментариев был открыт до 14.06.2016.

<sup>33</sup> По данным Еврокомиссии, обновление 30.05.2016

## 2. Третий энергетический пакет ЕС

*Проблема обеспечения привлекательности инвестиций в новые крупные инфраструктурные проекты чаще всего решается путем предоставления исключений из ТЭП.*

- Gazelle (Чехия - Германия), 2011 г.
- Gazelle II (Чехия – Германия), 2011 г.
- Trans-Adriatic Pipeline, 2013 г, пролонгация решения – 2015 г.
- Интерконнектор Словакия – Венгрия, 2013 г.

Напомним, что объекты новой крупной газотранспортной инфраструктуры – трансграничные газопроводы, терминалы СПГ и ПХГ – при определенных условиях в целях привлечения инвестиций могут претендовать на временное освобождение (exemption) от применения к ним требований имущественно-правового разъединения, доступа третьих лиц и регулирования тарифов<sup>34</sup>. Список инфраструктурных проектов, получивших разрешение на неприменение к ним требования по доступу третьих сторон, представлен в Приложении 1.

Первоначальное решение об освобождении принимает национальный регулятор того государства, где планируется реализация проекта, после чего его утверждает Еврокомиссия. Таким образом, решение, принятое на национальном уровне, отнюдь не является окончательным. Ключевым условием для предоставления освобождения названо «увеличение конкуренции в поставках газа и расширение надежности поставок». При этом под увеличением конкуренции ЕК понимает только диверсификацию источников, но не маршрутов поставки газа. Исключение крупных инфраструктурных проектов из-под действия ТЭП носит довольно закрытый характер. В результате инвесторы оказываются в прямой зависимости от решений европейских регуляторов, возможности влияния на которые ограничены.

Отметим также явную тенденцию к инвестициям в малые проекты на территории ЕС. Именно таков последний список проектов общего интереса (PCI)<sup>35</sup>, где из 195 проектов 77 составляют газовые, среди которых, по сути, остался лишь один масштабный проект – Южный газовый коридор для поставок из Азербайджана, Центральной Азии и Туркменистана. Если средняя длина каждого проекта в рамках Южного коридора составляет 485 км., то средняя длина прочих проектов PCI в Западной Европе – 171 км, в Центральной и Восточной – 108 км, в Балтийском регионе – 147 км.

**Развитие газовой инфраструктуры в Евросоюзе происходит преимущественно за счет реализации мелких и средних объектов, в то время как для всех крупных проектов, за исключением российских, были приняты решения по их выведению из-под действия Третьего энергопакета, а к части проектов не применяется требование по свободному доступу**

<sup>34</sup> Директива 2009/73/ЕС, статья 36

<sup>35</sup> C(2015) 8052, Annex 1, 18.11.2015,

## 2. Третий энергетический пакет ЕС

третьих сторон. В целом же, по мнению европейцев, существующих на сегодня мощностей по доставке газа в регион из третьих стран вполне достаточно, при условии сохранения украинского маршрута и низких перспективных прогнозах по спросу на природный газ в регионе.

### 2.4. Новые условия для транзитных контрактов

*Новая контрактная модель предполагает постепенный уход от понятия «транзит».*

После принятия Второго энергопакета многие традиционные газовые контракты были разделены на контракты по поставкам товара (газа) и контракты на его транспортировку. В результате понятие «транзит»<sup>36</sup> как самостоятельный юридический термин перестало существовать в европейской практике с 2004 года, когда он был включен в термин передачи/транспортировки (transmission).

Третий энергопакет практически уравнивал транзитные контракты и договоры на внутреннюю поставку газа в ЕС. Положения Директивы 2009/73/ЕС (ст.32) и Регламента 715/2009 (ст.13) требуют равного применения тарифов, доступа третьих сторон, механизмов управления перегрузками и распределения мощности и т.д. для всех типов контрактов безо всякой дискриминации между участниками рынка.

В процессе формирования системы «вход-выход», заявленной ТЭП, т.н. контракты «старой модели» (point-to-point), включая как транзитные поставки от границы до границы, так и передачу на внутреннем рынке, должны быть интегрированы в новую систему. Таким образом, все контракты на транзит, заключенные до принятия ТЭП и закона о конкуренции ЕС и не отвечающие их требованиям, должны быть пересмотрены, и их правовой статус уравниен с контрактами на внутреннюю передачу природного газа.

**Однако пока транзитные контракты по-прежнему отличаются от национальных контрактов на передачу в ряде стран ЕС. Несмотря на новые требования, де-факто транзитные поставки газа в Европе сохраняются, что вызывает нарекания регуляторов. По сути, мы наблюдаем переходную систему с одновременным присутствием на рынке транспортных контрактов старой и новой модели.**

В 2013 году агентство ACER проанализировало соблюдение странами ЕС текущих правовых норм ЕС в транзитных контрактах<sup>37</sup>, подтвердив сосуществование старых транзитных контрактов point-to-point и включенных в систему «вход-выход» (Рисунок 4). Из анализа

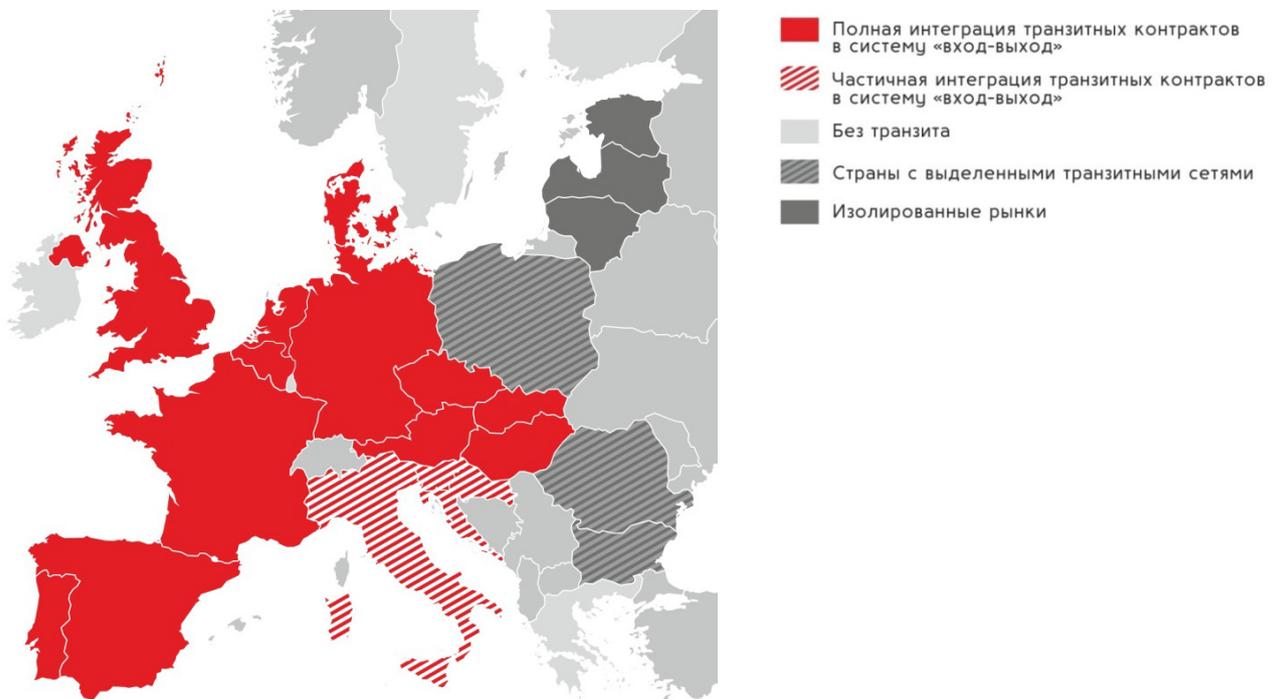
<sup>36</sup> Термин «транзит» согласно законодательству ЕС на внутреннем рынке, означает транспортировку газа от одной или нескольких границ сети (или зон входа/выхода) в другую. Транзит предполагает транспортировку больших объемов газа на значительные расстояния от мест производства, регазификационных терминалов СПГ или хранилищ газа на национальные рынки и газовые хабы.

<sup>37</sup> ACER “Transit contracts in EU member states”, апрель 2013 г.

## 2. Третий энергетический пакет ЕС

исключены нетранзитные страны, имеющие либо только входную, либо только выходную мощности (Финляндия, Греция, Ирландия, Люксембург и Швеция). Также эта тема пока неактуальна для изолированных рынков Эстонии, Литвы и Латвии.

По оценке ACER, большинство стран ЕС интегрировали действующие транзитные контракты в новую систему путем регулирования их сроков и условий согласно новым требованиям. Это означает, что прямой транзит газа осуществляется на основе отдельного бронирования мощностей на входе и выходе без каких-либо отличий от внутренней транспортировки природного газа и специальных положений.



Источник: ACER "Transit contracts in EU member states", 2013 г., EU Study on Entry-Exit Regimes in Gas, 2013 г

**Рисунок 4 – Транзитные контракты в странах ЕС**

Отдельного рассмотрения заслуживают Болгария, Румыния и Польша, где транзитные магистрали выделены в отдельные системы. Так, в Болгарии и Румынии к транзитным системам не предоставляется доступ третьим сторонам и не используется система «вход-выход». Польша же выделила свой участок газопровода Ямал в отдельную систему «вход-выход», хотя подобный подход, вполне устраивающий ЕК, представляется совершенно формальным. Польский участок, идущий от одной границы страны до другой, изолирован от ее внутреннего рынка, не имеет доступа к хабу, т.е. не отвечает всем ключевым признакам системы «вход-выход».

## 2. Третий энергетический пакет ЕС

Несколько стран ввели у себя систему «вход-выход», но положения транзитных контрактов до сих пор отличаются от контрактов на внутреннюю передачу. Так, в Словении дифференциация тарифов применяется через специальные тарифные коэффициенты, в Италии транзит не может быть прерван. Регулятор ACER отмечает эти противоречия и требует их приведения в соответствие с законодательством ЕС.

Неполное соответствие транзитных контрактов системе «вход-выход» и условиям внутренней транспортировки, по мнению европейских регуляторов, может создать следующие препятствия к дальнейшему развитию открытого рынка:

- Тарифы для устаревших контрактов point-to-point могут отличаться от тарифов на передачу в системе «вход-выход», если они окажутся ниже, то их владельцы извлекут дополнительную прибыль по сравнению с другими участниками рынка.
- Транзит по контрактам point-to-point не имеет доступа к виртуальным торговым хабам, тем самым изолируя газовые потоки от ценовых сигналов на спотовых рынках.

**Подобная логика европейских регуляторов, рассматривающая традиционные транзитные контракты point-to-point как устаревшие и препятствующие свободной торговле, преследует цели развития ликвидных и конкурентных рынков. Еврокомиссия настоятельно рекомендует полностью интегрировать все отдельные транзитные системы и устаревшие транзитные контракты в систему «вход-выход», допуская при этом все же некоторые исключения при наличии свободных мощностей.**

### 2.5 Развитие краткосрочного рынка и ценовое влияние Третьего энергопакета

*В ходе реформ газовый рынок должен уйти от национальных границ и начать функционировать по принципу зон «вход-выход» со свободными перетоками между ними.*

Положения Третьего энергопакета, относящиеся к газовой отрасли, заявляют в качестве основной цели формирование единого рынка газа и обретение европейскими потребителями возможно более широкого предложения газа путем развития трансграничной торговли с целью повышения эффективности, формирования конкурентных цен и повышения стандартов сервиса, что в итоге должно укрепить энергобезопасность и устойчивость развития<sup>38</sup>. Способ достижения этой цели – создание единого газового рынка ЕС на основе нескольких зон «вход-выход» с устранением трансграничных и прочих барьеров для свободного перемещения природного газа в рамках общего открытого и конкурентного рыночного пространства. Свободные и, что важно, избыточные потоки газа должны оперативно перетекать в ту зону, где

<sup>38</sup> Газовая директива 2009/73/ЕС, 13 июля 2009 г.

## 2. Третий энергетический пакет ЕС

образовались более высокие цены, с целью их снижения. При этом очевидно, что ценовой дифференциал между зонами должен превышать возможные транзакционные издержки на перекачку газа, иначе подобные операции теряют смысл.

Конечной целью преобразований является гарантия наличия предложения, защита потребителей и конкурентная/справедливая цена на природный газ, имеющая тенденцию к общему снижению и конвергенции между отдельными странами-членами ЕС. Конечно, такие масштабные задачи невозможно решить в короткие сроки, однако семь лет практической реализации ТЭП уже дают основания для первичного анализа результатов его воздействия.

Сфера, которую напрямую связывают с влиянием рыночных реформ ЕС - трансформация механизмов ценообразования, где наблюдается значительное сокращение доли поставок газа с нефтяной привязкой в формуле цены с 79% в 2005 году до 30% по итогам 2015 года (данные и методология IGU<sup>39</sup>). Соответственно растут поставки на основе конкуренции «газ-газ», куда входят не только объемы, торгуемые на биржах и хабах, но и поставки по долгосрочным контрактам с привязкой к краткосрочным ценам, а также краткосрочная торговля СПГ. В 2015 году доля таких поставок в Европе (включая Турцию) выросла до 64% против 15,5% в 2005 году. В абсолютном выражении это 315 млрд куб. (годом ранее – 292 млрд куб. м), из которых 73 млрд куб. м приходится на внутреннюю добычу (преимущественно в Нидерландах и Великобритании), а 224 млрд куб. м – на сетевой импорт, включая Норвегию и Россию, и краткосрочные поставки СПГ. При этом присутствие конкуренции «газ-газ» неравномерно для различных регионов Европы. Если в Северо-Западной Европе такое ценообразование доминирует (92%), в Центральной Европе превышает половину (56%), то в Средиземноморье конкурентные поставки составляют лишь треть, в Скандинавии и Балтии – только 15%, а в Юго-Восточной Европе практически отсутствуют. Поставки газа в Европе с традиционной ценовой формулой (нефтяная привязка) в 2015 году сократились до 146 млрд куб. м, из них 114 млрд куб. м – это сетевой импорт, 28 млрд – импорт СПГ в Средиземноморье и 4 млрд – собственная добыча газа в некоторых европейских странах.

*Уровень конкуренции «газ-газ» сильно отличается в разных частях Европы.*

Трансформация ценовых механизмов в Европе происходит одновременно с изменением конъюнктуры мировых газовых рынков. Избыточное предложение газа на европейском рынке в последние годы на фоне слабеющего спроса увеличило объемы спотовых продаж, преимущественно за счет выставления излишних контрактных объемов и make-up газа на краткосрочный рынок. Но в большей степени увеличению конкурентных поставок «газ-газ» способствовал пересмотр условий долгосрочных контрактов с изменением ценовых привязок в ответ на требования потребителей.

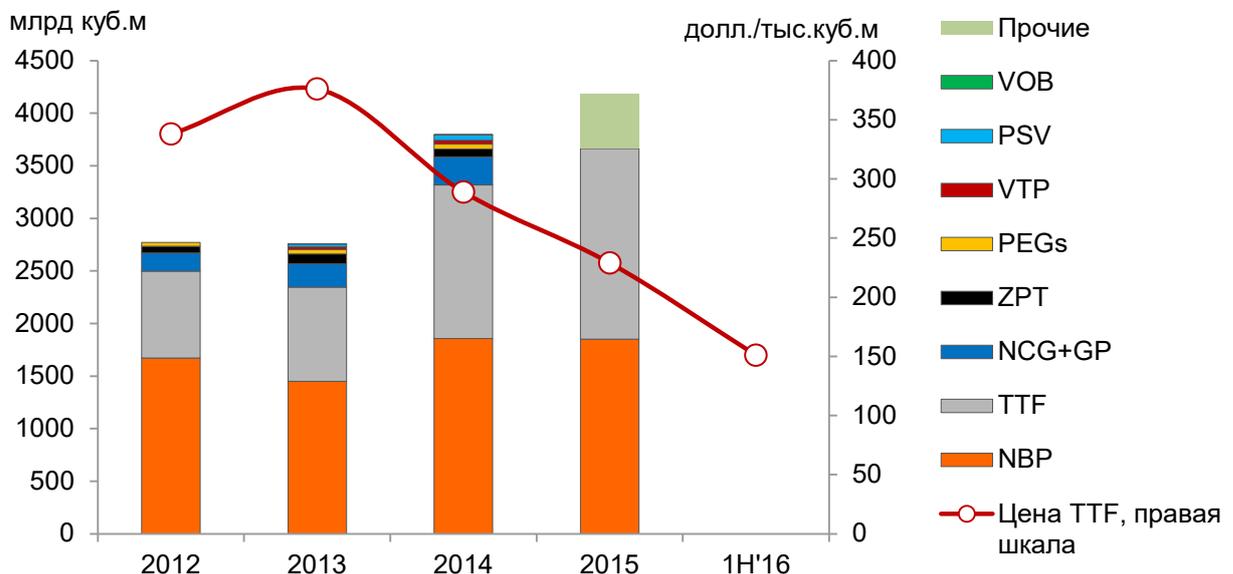
<sup>39</sup>IGU Wholesale gas price survey report, 2016 Edition

## 2. Третий энергетический пакет ЕС

Развитие краткосрочной торговли газом на хабах и биржах в Европе было заявлено одним из ведущих рыночных инструментов и во многом инспирировано Третьим энергопакетом. По состоянию на середину 2016 года на территории объединенной Европы насчитывается 16 газовых хабов, при этом лишь по девяти из них сообщается информация о сколько-нибудь значимых объемах торгов: NBP (Великобритания), TTF (Нидерланды), NCG и Gaspool (Германия), PEG Nord (Франция), ZTP (Бельгия), PSV (Италия), CEGH (Австрия), VOB (Чехия). Остальные узлы существуют пока лишь номинально: NPTF и GTF (Дания), IBP (Ирландия), PSB (Испания), MGP (Венгрия), ZBG (Бельгия), VTP – Gas System (Польша), TRS (Франция). Кроме этих точек природный газ и его производные торгуются на 11 европейских биржах: ICE (включая все филиалы), CEEGex (Венгрия), CEGH/ Венская биржа (Австрия), CMKBK и OTE (Чехия), CME (Великобритания), GME (Италия), POLPX (Польша), OPCOM (Румыния), Gaspoint Nordic (Дания), Kaasporssi Oy (Финляндия), PEGAS (Франция).

*88% хабовой торговли в Европе сконцентрировано на 2 площадках - NBP и TTF, которые демонстрируют высокий уровень ликвидности.*

Несмотря на большое количество газовых хабов, 88% всех торгуемых объемов в 2014-2015 гг. в ЕС приходится всего на две площадки – британскую NBP и голландскую TTF; они обеспечивают и прирост номинально торгуемых (без физической поставки) объемов, которые выросли в 2014 году на 38% и в 2015 году на 9% до 4180 млрд куб. м<sup>40</sup>. (Рисунок 5).



Источник: Trauport, ACER, OIES

**Рисунок 5 – Торгуемые объемы газа на основных европейских хабах и цены газа на хабе TTF, 2012 – 2016 гг.**

<sup>40</sup> Информация об объемах торгов существенно различается в разных источниках, в данном разделе приведены агрегированные данные из квартальных отчетов по рынку газа Еврокомиссии, годовых отчетов ACER, текущих отчетов брокерской компании Trauport и работы OIES .P. Heather "The evolution of European traded gas hubs", декабрь 2015 г.

## 2. Третий энергетический пакет ЕС

Эти же два хаба – NBP и TTF – демонстрируют и достаточно высокий уровень ликвидности<sup>41</sup> (churn rate, соотношение торгуемых и реальных объемов), в то время как на всех остальных площадках уровень churn rate остается не выше пяти, что не позволяет отнести их к ликвидным, способным вырабатывать адекватные рыночные цены (Таблица 3). Резкий рост ликвидности показывает лишь хаб TTF, что обеспечила компания GasTerra, которая после обвинений в доминировании своим положением на рынке Нидерландов со стороны национального регулятора NMa, начала реализовывать практически весь свой газ на краткосрочном рынке.

В большинстве европейских исследований при анализе краткосрочной торговли акцент делается исключительно на торгуемых объемах, в то время как данные о реальных торгах с физической поставкой являются исключительно важным показателем для анализа функционирования хабов и их ликвидности. Но именно в этом вопросе наблюдается большой разброс оценок и очевидный недостаток информации. В таблице 3 приведены данные ACER по основным европейским хабам, где площадки NBP и TTF идут с явным отрывом ото всех остальных, более подробный анализ функционирования газовых хабов в Европе см. в Приложении 5.

Таблица 3 – Некоторые характеристики функционирования ведущих европейских газовых хабов в 2014 году

Хаб	Торгуемые объемы, млрд куб. м	Объемы с физической поставкой, млрд куб. м	Churn rate	Соотношение объемов ОТС/ биржа, %/%	Доля трех крупнейших продавцов, определяющих уровень концентрации хаба	Число активных трейдеров
NBP	1748	57	30,6	57/43	<50%	385
TTF	1223	40	30,6	90/10	<50%	125
NCG	183	49	3,7	96/4	<50%	314
GP	107	24	4,6	98/2	50-75%	250
Zee	69	17	4,1	100/0	50-75%	83
ZPT	8	3	2,7	-	-	66
PEG N	46	16	2,9	70/30	50-75%	132
PEG S	13	4	3,3	-	>75%	51
CEGH	43	12	3,6	95/5	<50%	176
VOB	0,3	-	-	-	>75%	58
PSV	82	22	3,7	100/0	>75%	150
POLPX	0,1	-	-	0/100	-	46

Источник: ACER MMR 2015

К настоящему моменту в Европе сложилась двухсекторная модель рынка с одновременным присутствием на нем долгосрочных контрактов с различными формулами цены и краткосрочных сделок, с явным предпочтением последних и с перекрестным влиянием этих

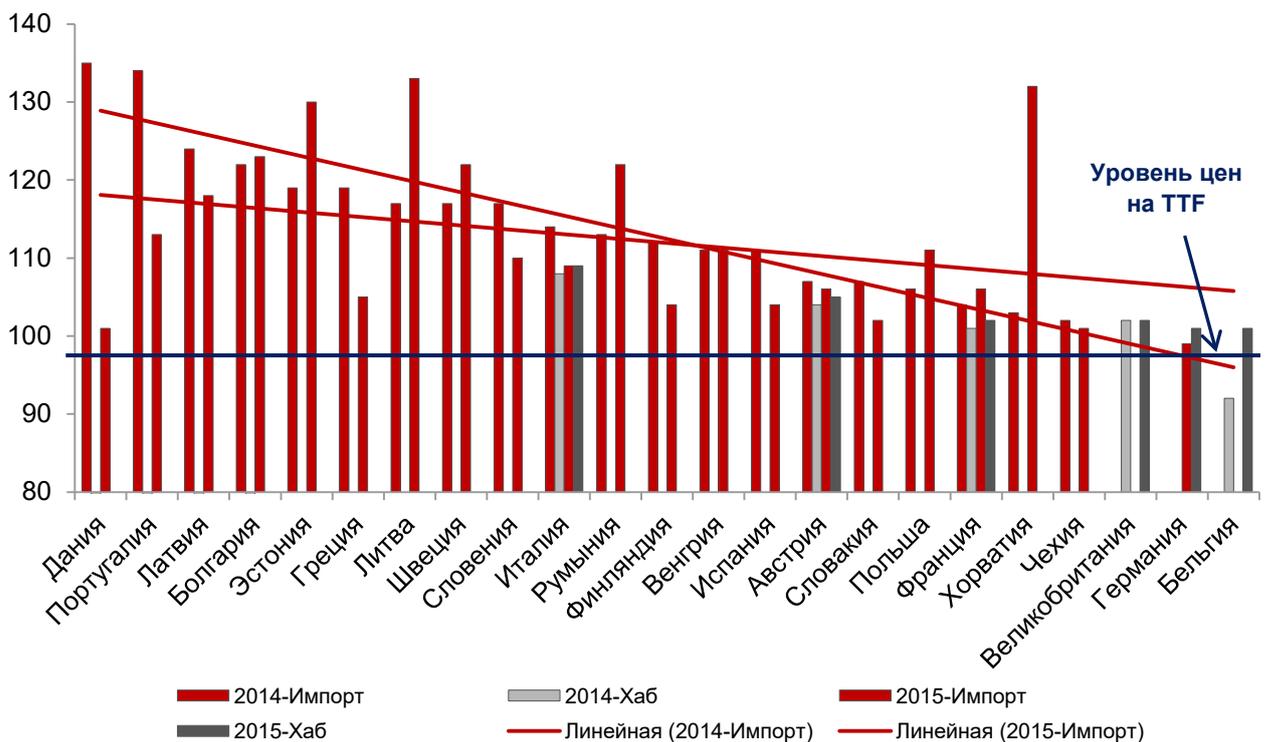
<sup>41</sup> Ликвидным считается уровень churn rate для хаба выше 15.

## 2. Третий энергетический пакет ЕС

*Сегодня контрактные и хабовые цены в Европе тесно взаимосвязаны.*

двух секторов друг на друга. Так, агентство ACER подчеркивает прямую взаимосвязь между контрактными и хабовыми ценами, причем объясняет меньший уровень краткосрочных цен отсутствием в таких поставках присущей контрактам гибкости и гарантий<sup>42</sup>. Принятие европейским регулятором этого аргумента, во многом объясняется позицией европейских потребителей, многие из которых в текущих условиях делают выбор между низкими ценами на хабах и более комплексным предложением в рамках долгосрочного контракта в пользу последнего.

Низкие цены на углеводороды, в полной мере сказавшись в отчетности 2015 года, заметно снизили дифференциал оптовых цен на импортируемый европейскими странами газ различного происхождения. На Рисунок 6 представлены ценовые индексы для импортных поставок (в среднем по стране, согласно заявлениям поставщиков на границе) и на ведущих газовых хабах (NBP в Великобритании, ZEE в Бельгии, NCG в Германии, PSV в Италии и SEGH в Австрии) относительно уровня цен на основном европейском бенчмарке – хабе TTF, принятом за 100%.



Источник: ACER MMR 2016

Рисунок 6 – Индексы оптовых цен на природный газ в Европе (импортные и на хабах) в 2014 и 2015 гг относительно уровня цен на хабе TTF (равен 100)

Очевидно, что общий разброс цен в 2015 году сократился по сравнению с картиной 2014 года, что ACER объясняет динамикой

<sup>42</sup> Подробнее об этом см. ACER Market monitoring report 2016, раздел 4.4.

## 2. Третий энергетический пакет ЕС

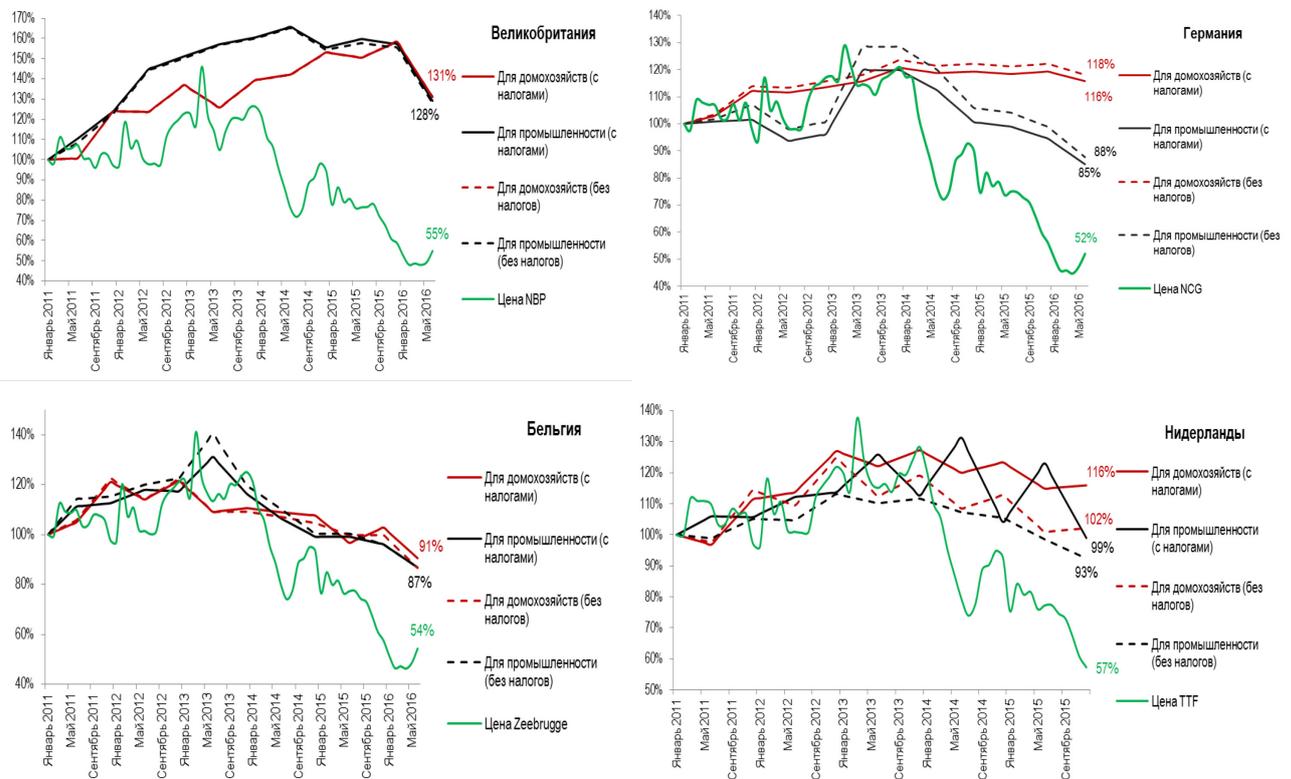
развития рынка согласно ТЭП, ростом конкуренции, широким предложением СПГ и в последнюю очередь – общим снижением цен на мировом рынке и договоренностями с поставщиками. Однако при этом нельзя не отметить явных противоречий такой логике. Так, например, Финляндия с ее одним источником поставок, отсутствием хаба и доступа к СПГ, в 2015 году сумела вплотную приблизиться к маркерному уровню ТТФ. В то же время Литва и Эстония после ввода СПГ-терминала в Клайпеде напротив, увеличили ценовой разрыв. Средиземноморские Италия, Испания, Португалия стали гораздо ближе к общеевропейскому ориентиру преимущественно за счет СПГ. А контрактные поставки на крупнейший европейский рынок – в Германию – в 2015 году и вовсе оказались ниже цен ТТФ, прежде всего, за счет эффекта масштаба. Таким образом, часто позитивные ценовые сдвиги объясняются общими фундаментальными факторами, а в некоторых случаях намеченные рыночные преобразования ведут к обратному эффекту.

Значительное сокращение оптовых цен на газ в ЕС, что сами европейцы склонны приписывать влиянию проводимых реформ, хотя скорее это воздействие общей ценовой конъюнктуры, тем не менее, не остановило повышения цен природного газа для конечных потребителей до 2015 г.. Конечные цены все же начали снижаться в 2015-2016 гг., сильно отставая от динамики оптовых цен, но даже с учетом этих последних изменений стоимость газа для домохозяйств во многих европейских странах остается на более высоком уровне, чем до начала реформ в 2011 году.

Так, наиболее либерализованный и зрелый рынок ЕС – Великобритания – демонстрирует самый высокий прирост ценовых индексов в конечном потреблении за рассматриваемый период – на 31% для домохозяйств и на 28% - в промышленности. При этом цены хаба NBP к середине 2016 года были почти в половину ниже начала 2011 года (Рисунок 7). Близкая картина наблюдается и в других странах Европы с наиболее зрелыми и развитыми газовыми рынками – в Германии, Бельгии, Нидерландах.

Если промышленные предприятия, будучи крупными потребителями, все-таки сумели извлечь для себя определенные выгоды от снижения оптовых цен, то частные домохозяйства, на долю которых приходится свыше 40% общего газопотребления в регионе, больших преимуществ от благоприятной ценовой конъюнктуры и влияния Третьего энергопакета не ощутили.

## 2. Третий энергетический пакет ЕС



Источник: Eurostat, ICE

Рисунок 7 - Динамика индексов для оптовых и розничных цен<sup>43</sup> на газ в Великобритании, Германии, Бельгии, Нидерландах 2011-2016 годы, (январь 2011 года = 100%)

Подчеркнем, что индексы конечных цен с учетом всех налогов оказываются выше таких же индексов, но без налоговой составляющей. Это наглядно свидетельствует, что национальные налоги являются одним из факторов удержания конечных цен на уровне, превышающем или близком к тому, что был до начала функционирования ТЭП. Доля налогов в структуре конечной цены для домохозяйств во многих странах ЕС за этот период выросла, например, во Франции - с 16% в 2010 году до 21% в 2016 г., в Дании – с 49 до 54%, в Нидерландах – с 40 до 52%.

*В силу различных причин (налоги, сетевая надбавка и пр.) цены для конечных потребителей не смогли понизиться так же, как оптовые цены.*

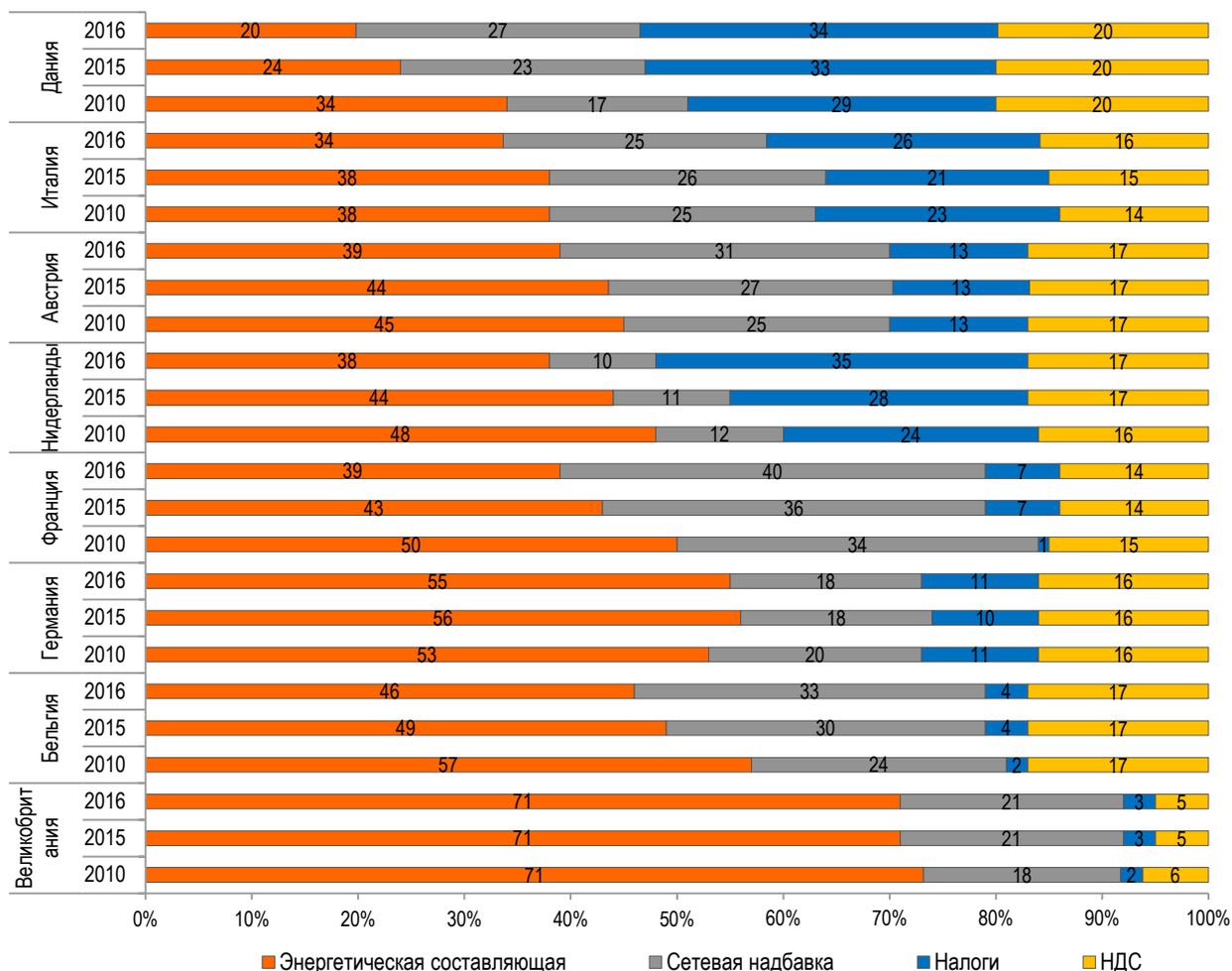
Другим фактором удержания конечных цен стала сетевая составляющая в структуре цены на природный газ, которая выросла за рассмотренный период во многих странах ЕС (см., например, Бельгию, Австрию, Францию, Данию).

Отметим также и существенные страновые различия при формировании структуры цены конечного потребления (в данном случае – для домохозяйств). Так, доля энергетической составляющей варьируется от 20% в Дании до 71% в Великобритании, сетевая надбавка из представленных стран в 2016

<sup>43</sup> Конечные цены для промышленных потребителей (категория I3 по методологии Евростата) и домохозяйств (категория D3) включая все налоги.

## 2. Третий энергетический пакет ЕС

году также самая низкая в Нидерландах – 10%, в то время как во Франции она составляет 40% от конечной цены. Также различается и совокупная доля налогов – от 8% в Великобритании до 52% в Нидерландах и 54% в Дании. Подобные структурные различия еще раз подчеркивают объективные различия условий покупки газа потребителями в рамках формируемого единого рынка газа в ЕС (Рисунок 8).



Источник: ACER Market Monitoring Reports, 2010-2016, VassaETT

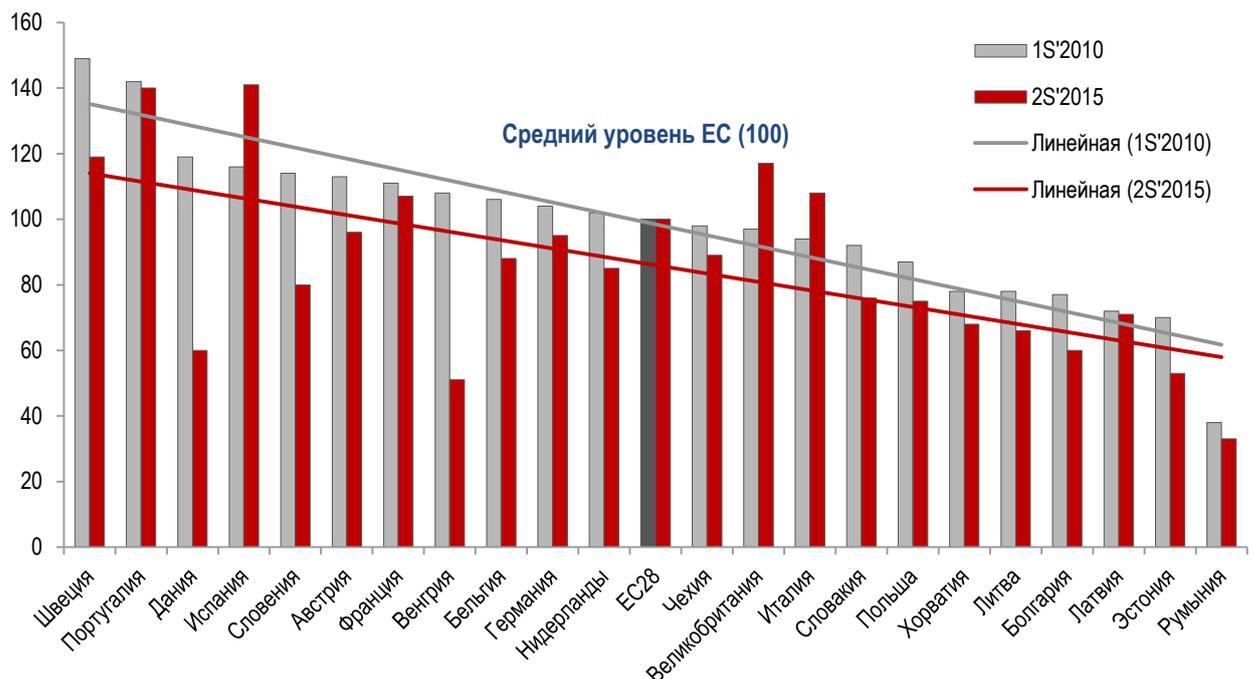
Рисунок 8 – Структура стоимости природного газа для домохозяйств в столицах некоторых европейских государств, 2010-2016 гг., %

Важно отметить, что ТЭП напрямую не вмешивается в национальные налоговые системы, но его воздействия на оптовый рынок оказывается недостаточно для общего снижения цен конечного потребления даже на фоне глобального обвала цен на энергоресурсы. Таким образом, даже полное внедрение всех положений ТЭП нельзя рассматривать как гарантирующий фактор для снижения конечных цен, хотя он и поспособствовал некоторому их сближению и выравниванию.

## 2. Третий энергетический пакет ЕС

*Анализ показателей ценовой динамики подтверждает выравнивание цен между странами ЕС.*

На Рисунок 9 показаны ценовые индексы для газа, поставляемого в домохозяйства европейских государств (категория D2) относительно среднего уровня в ЕС28, принятого за нулевую отметку в 2010 и 2015 годах. В целях более корректного анализа при расчетах исключена налоговая составляющая, которая очень различна в странах ЕС. Таким образом, за период действия Третьего энергопакета общий диапазон между крайними значениями несколько сократился, что отвечает заявленным целям по выравниванию цен в странах Евросоюза.



Источник: расчеты ИНЭИ РАН на основе данных Eurostat

**Рисунок 9 – Ценовые индексы природного газа для домохозяйств Европы, 2010-2015 годы, % (средний для ЕС28 = 100)**

Приведенный анализ свидетельствует, что реальная ценовая динамика европейского газового рынка определяется не столько регулятивным воздействием Третьего (и предыдущих) энергопакетов, сколько внешними и не зависящими от европейцев факторами влияния. Так, оптовые цены внешних поставок зависят от цен нефти, международной конъюнктуры, конкуренции и ценового арбитража между основными рынками. Развитие краткосрочной торговли в Европе также произошло во многом из-за избыточного предложения на рынке в последние годы, при этом ликвидными являются только хабы NBP и TTF. В любом случае воздействие ТЭП ограничивается только оптовым рынком, в то время как конечные цены по-прежнему преимущественно определяются национальными регуляторами и налоговыми системами, обнаруживая тенденцию к снижению

## 2. Третий энергетический пакет ЕС

**лишь на фоне обвала мировых цен на углеводороды. Но параллельно следует отметить практическое достижение части поставленных целей, в частности сближение оптовых и конечных цен газа между отдельными странами союза.**

### 2.6 Комплексная оценка эффективности реализации Третьего энергопакета

В Таблица 4 представлены некоторые индикаторы эффективности реализации ТЭП в отдельных странах по состоянию на 2014-2015 г., анализ которых приводит к нескольким очевидным выводам:

- Между странами сохраняются значительные институциональные отличия, которые осложняют создание универсального рынка с едиными подходами регулирования на всех этапах.
- Низкий или крайне низкий уровень развития рынков во многих странах ЕС определяется не только объективными внешними обстоятельствами (общее количество поставщиков газа в страну, рыночная доля крупнейшего поставщика), но и внутренней политикой государства (количество поставщиков конечным потребителям, возможность смены поставщика или регулирование цен). Достаточно сравнить вполне сопоставимые между собою страны Балтии. Если в Эстонии с конечным потребителем работает 27 компаний, уровень переключений между поставщиками составляет 10% и конечные цены не регулируются, то в Литве с конечным потребителем работает уже только восемь компаний и сохраняется ценовое регулирование для домохозяйств, а в Латвии услуги конечному потребителю оказывает только одна компания, соответственно, невозможны и переключения, при сохранении регулируемых цен для домохозяйств. Таким образом, три страны, находившиеся изначально в очень сходных условиях, существенно разнятся по уровню развития конкуренции.
- Количество действительных поставщиков газа в страны ЕС, как одна из гарантий повышения энергобезопасности, растет, подкрепленное избыточным предложением газа на рынке, преимущественно за счет новых производителей СПГ. Но при этом двум ключевым экспортерам удается сохранять свои доли рынка.
- Конкуренция на розничных рынках также постепенно растет, давая конечным потребителям более широкие возможности по выбору поставщика и более дешевых предложений, хотя каждая третья страна ЕС пока такой опции своим гражданам предоставить не может. Отмена регулирования цен для

## 2. Третий энергетический пакет ЕС

домохозяйств и промышленного сектора, на чем настаивает ЕК, происходит достаточно медленно, поскольку многие государства продолжают рассматривать сохранение регулируемых цен именно как способ защиты потребителей.

Таблица 4 - Основные индикаторы эффективности применения норм ТЭП в странах ЕС

	Общее кол-во поставщиков газа в страну	Крупнейшие поставщики газа в страну	Рыночная доля 3 крупнейших поставщиков, %	Изменения доли трех крупнейших поставщиков за 2009-2014 гг, %.	Крупнейшие поставщики и газа конечным потребителям	Уровень переключения поставщиков – розничный рынок газа, %	Регулирование цен для д.хозяйств	Регулирование цен для не-д.хозяйств
Австрия	6	3	77	- 9		4,2	нет	нет
Бельгия	н.д	н.д	74	- 18	4	13,9	нет	нет
Болгария	2	3	100	0	3	0	да	да
Хорватия	5	2	62	2	3	0	да	да
Чехия	6	1	52	н.д.	11	6,6	нет	нет
Дания	н.д	н.д	95	н.д.	н.д	9,6	частично	частично
Эстония	1	2	92	- 8	1	10	нет	нет
Финляндия	1	1	95	0	1	0	нет	да
Франция	20	4	93	- 4	3	7,7	да	да
Германия	38	3	22	- 3	3	8,4	нет	нет
Греция	3	3	100	0	3	0	да	да
Венгрия	20	4	88	+ 16	6	0	да	да
Ирландия	13	5	92	- 8	6	16,7	да	да
Италия	85	3	53	+ 2	4	6,2	нет	нет
Латвия	1	1	100	0	1	0	да	нет
Литва	5	4	100	0	2	0,1	да	нет
Люксембург	5	1	н.д	+7	3	0	нет	нет
Польша	40	1	100	0	1	0	да	да
Португалия	5	1	100	0	3	0	нет	нет
Румыния	18	2	93	0	5	0	да	да
Словакия	8	3	66	- 9	2	4,1	да	да
Словения	5	2	92	- 8	4	2,9	нет	нет
Испания	18	4	85	- 11	6	10	да	нет
Швеция	1	1	85	0	н.д	1,3%	нет	нет
Нидерланды	н.д	н.д	78	0	3	13,3	нет	нет
Великобритания	23	6	64	- 9	7	10,8%	нет	нет

Источник: Еврокомиссия, ACER

# 3. Разработка и внедрение сетевых кодексов газового рынка ЕС

## 3. Разработка и внедрение сетевых кодексов газового рынка ЕС

*Сетевые кодексы призваны гармонизировать технические, операционные и рыночные правила и подходы на газовом рынке ЕС.*

Входящий в Третий энергопакет регламент о доступе к газотранспортным сетям (715/2009), предписывает разработать и принять юридически обязывающие документы, т.н. сетевые кодексы (network codes, NC) на основе предварительных руководящих методик, призванных гармонизировать технические, операционные и рыночные правила и подходы на газовом рынке ЕС. Эти законодательные правила определяют круг операторов сетей, а также условия регулирования при управлении общеевропейскими газовыми сетями.

Идея принятия сетевых кодексов заключается в том, что поставщики и потребители должны без препятствий получать доступ к сетям, извлекая выгоду от снижения транзакционных издержек в трансграничной торговле. Данные кодексы распространяются на все государства-члены ЕС, а в перспективе – и на страны, входящие в Энергетическое сообщество, включая Украину.

При разработке этих документов был использован британский опыт, где уже давно применялся сетевой кодекс по балансирующим механизмам, позднее подобные документы были приняты в Италии, Дании и Нидерландах. Однако с ростом интеграции и межстрановой торговли возникла необходимость в разработке общеевропейских нормативов, обязательных для всех операторов в целях эффективного управления газовыми потоками в рамках открытого единого рынка ЕС.

Данные правила разрабатываются объединением сетевых операторов ENTSOG с последующим обсуждением в агентстве ACER и в комитетах ЕК (процесс комитологии), с окончательным утверждением в Европарламенте. В настоящее время на разных стадиях разработки и внедрения находятся пять основных сетевых кодексов, относящихся к газовой сфере (Таблица 5). После официального срока имплементации национальные регуляторы и агентство ACER начинают мониторинг с целью выявления несоответствий и их последующего устранения.

Таблица 5 – Принятые и разрабатываемые сетевые кодексы в газовой сфере ЕС

Сетевой кодекс и его статус	Разработка/принятие	Обязательное внедрение
Сетевой кодекс по управлению распределением мощностей (CAM NC)	Принят 14 октября 2013 года	Пилотное внедрение с 2013 года. Большинство положений CAM NC вступили в силу с 1 ноября 2015 года.
Дополнение к этому кодексу по новым мощностям (Amendment Proposal to the Network Code on Capacity Allocations Mechanisms on Incremental Capacity)	26 декабря 2014 года вариант документа, подготовленный ENTSOG на основе рекомендаций ACER, передан для дальнейшего обсуждения	
Процедура управления перегрузками (CMP)	Руководящая методика одобрена 24 августа 2012 года (пока не оформляется как сетевой кодекс)	Пилотное внедрение с октября 2013 года Обязательное – с июля 2016 года
Сетевой кодекс балансировки	Принят 26 марта 2014 года	Пилотное внедрение

## 3. Разработка и внедрение сетевых кодексов газового рынка ЕС

(BAL NC)		Обязательное – с 1 октября 2015 года, срок внедрения может быть продлен до октября 2016 года, а в отдельных случаях – до апреля 2019 года.
Сетевой кодекс совместимости работы сетей (IO NC)	Принят 30 апреля 2015 года	Пилотное внедрение Обязательное – с 1 мая 2016 года
Сетевой кодекс по тарифам (TAR NC)	ENTSOG повторно внес на рассмотрение проект кодекса агентству ACER и 31 июля 2015 г. он был принят ACER, после чего начата процедура комитологии с последующим утверждением ЕК.	Обязательное внедрение – предположительно с сентября 2017 года

Источник: составлено ИНЭИ РАН по материалам Еврокомиссии

### 3.1. Сетевой кодекс по управлению распределением мощностей (Capacity Allocation Management, CAM NC)

Сетевой кодекс по управлению распределением мощностей CAM NC принят в октябре 2013 года<sup>44</sup>, начал применяться с 1 ноября 2015 года и предусматривает введение следующих принципов и подходов:

- проведение аукционов на использование транспортных мощностей в виде стандартных продуктов (standard capacity products) в пунктах соединения (interconnection points) между различными рыночными зонами, организованными по принципу «вход-выход». Аукционы должны осуществляться через совместные платформы резервирования транспортных мощностей (booking platforms);

- в зависимости от длительности действия, выделяются следующие стандартные продукты: годовые, квартальные, месячные, дневные и в течение дня (годовой стандартный продукт может быть забронирован максимум на 15 лет);

- выделяется непрерывная/гарантированная транспортная мощность (firm capacity) и прерываемая мощность (interruptible capacity), предлагаются также связанные транспортные мощности (bundled capacity) на входе и на выходе зоны.

Бронирование стандартных "пакетов" мощностей должно происходить в определенном логическом порядке, годовые продукты предлагаются к бронированию первыми, затем квартальные, месячные и "на день вперед". Порядок проведения аукционов также должен соответствовать данному принципу. Системные операторы должны предлагать суточные "пакеты" мощностей к бронированию в обоих направлениях в соединительных пунктах сети, где гарантированные транспортные мощности еще не были забронированы. Системные операторы могут также предлагать к

<sup>44</sup>Regulation (EU) No 984/2013, 15 октября 2013 г.

### 3. Разработка и внедрение сетевых кодексов газового рынка ЕС

бронированию "прерываемые" пакеты мощностей на срок более суток.<sup>45</sup>

Сетевой кодекс должен применяться на пунктах соединения в пределах ЕС, включая трансграничные и внутристрановые пункты на входе и выходе, а также виртуальные пункты: Virtual Interconnection Point (VIP) – соединение как минимум двух физических пунктов соединения, связанные в единую систему вход-выход; а также пункты с виртуальным реверсом - Virtual Reverse (VR) пункты, где физические потоки в данный момент и в данном направлении невозможны. Кодекс пока не внедряется на 32 пунктах соединения на границах со странами, не входящими в ЕС.

Мониторинг ENTSOG по имплементации CAM NC по итогам 2015 года<sup>46</sup> дает детальную информацию о преимущественном принятии и сути основных положений этого кодекса по сетевым операторам и пунктам соединения (Приложение 2). По оценкам операторов, окончательно эта работа будет завершена к концу 2016 года.

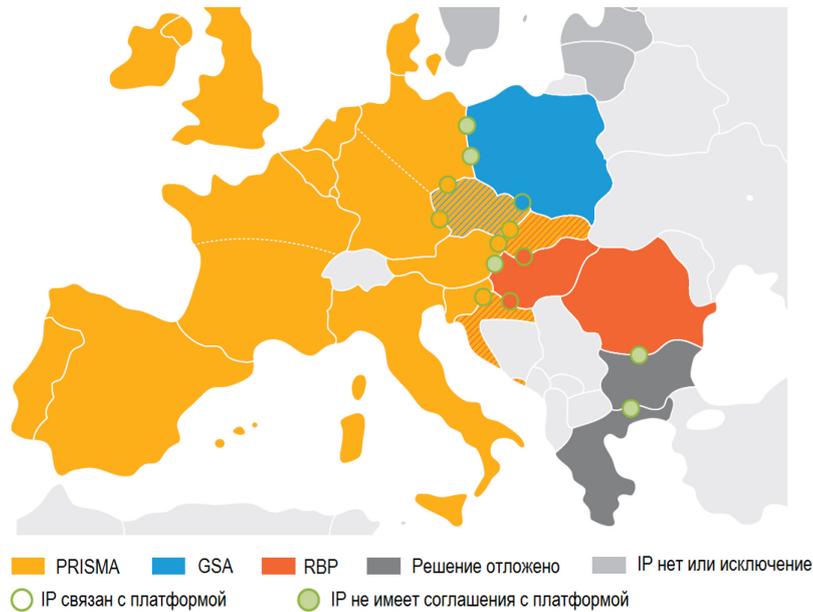
Одним из препятствий, тормозящих имплементацию CAM NC, стало требование кодекса к операторам предлагать все связанные мощности на одной платформе, в то время как в некоторых трансграничных зонах выбрать ту или иную платформу непросто, например, между Австрией и Венгрией, Германией и Польшей, Болгарией и Грецией, в результате чего решения здесь были отложены. Часть платформ при проведении аукционов оказались не готовы к работе в ситуации, когда два смежных оператора начинают конкурировать на некоторых пунктах соединения (IP). Кроме того, на некоторых пунктах оказалось невозможно их использование в ежедневном режиме, поскольку все технические мощности уже забронированы на долгосрочной основе.

Платформы по бронированию мощностей, которым отводится важная роль в эффективном использовании газовой инфраструктуры, заслуживает более детального рассмотрения. Цель их организации – формирование общедоступной торговой площадки и облегчение взаимодействия между пользователями сетей и системными операторами. На европейском рынке уже действует три платформы по бронированию мощностей, ведущей из которых является платформа PRISMA, а также GSA и RBP (Рисунок 10, Таблица 8).

<sup>45</sup> <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32013R0984&from=EN>

<sup>46</sup> ENTSOG CAM NC implementation monitoring report, апрель 2016.

### 3. Разработка и внедрение сетевых кодексов газового рынка ЕС



Источник: ENTSOG CAM NC market implementation report, 2016

**Рисунок 10 - Платформы по бронированию транспортных мощностей в Европе по состоянию на середину 2016 года**

*К началу 2016 года 95% европейского газа прокачивалось с использованием мощностей, забронированных на платформах PRISMA, GSA и RBP.*

К началу 2016 года 95% европейского газа прокачивалось с использованием мощностей, забронированных на этих трех платформах. Лишь три сетевых оператора пока не подключены ни к одной из них: латвийский Amber Grid (отсрочка), греческий DESFA и болгарский Bulgartransgaz. Четыре соединительных пункта (IP) не имеют соглашений с соответствующими платформами, но планируют их заключить: два из них на германо-польской границе, один на границе Румынии и Болгарии и последний на границе между Болгарией и Грецией. Предполагается, что принятие всеми операторами обязательств участвовать в аукционах через платформы по бронированию мощностей будет завершено к концу 2016 года. Bulgartransgaz планирует подписать соглашение с платформой RBP и принять участие в первом аукционе на газовый 2016/2017 год. Пункт на границе Румынии также планирует присоединить к платформе RBP, как и греческий IP оператора DESFA.

**Таблица 6 - Платформы по распределению газотранспортных мощностей в ЕС**

Название проекта	Страны - участники	Состояние проекта
<b>Платформа PRISMA</b>	Австрия, Бельгия, Люксембург, Дания, Франция, Германия, Италия, Нидерланды,	Проект запущен 1 апреля 2012 года. Платформа PRISMA начала работу 1 января 2013 года. Дневные и месячные аукционы начали действовать в апреле 2013, первые годовые аукционы состоялись в мае 2013 года. Годовые, квартальные, месячные и дневные аукционы были запущены в 2014 году. Вторичные сделки начаты в январе 2014 года, мультивалютные расчеты проводятся с октября 2014 года. По состоянию на август 2015 г. все ключевые требования CAM

### 3. Разработка и внедрение сетевых кодексов газового рынка ЕС

	Чехия, Словения, Словакия, Хорватия, Испания, Португалия, Ирландия и Великобритания	NC соблюдались полностью. На бирже было зарегистрировано 32 системных оператора, 455 поставщиков, 1 561 пользователей сетей. До июля 2015 г. было проведено 118 244 аукциона, выручка в среднем составляла €119 на одну сделку.
<b>Платформа Gaz-System –Auctions (GSA)</b>	Польша, Чехия	Платформа была создана в июле 2014 года. Оператор – Gas System. По состоянию на август 2015 г. в процессе работы платформы GSA не выполнялось пять из двенадцати обязательных требований CAM NC, а именно: торговля "на день вперед" и текущего дня, торговля на вторичном рынке, бронирование мощностей, наличие конкурентных (альтернативных) мощностей. На бирже зарегистрировано 2 системных оператора, 44 поставщика, 122 клиента - потребителя. До июля 2015 г. было проведено 340 аукционов, выручка в среднем составила € 1404 на одну сделку.
<b>Платформа Regional Booking Platform (RBP)</b>	Венгрия, Румыния, Словакия	Оператор – FGSZ В декабре 2014 года начаты торги на основе аукциона. Функционирование платформы RBP (по сост. на август 2015 г.) не соответствовало следующим требованиям CAM NC: предложение цены на день вперед, торговля на вторичном рынке, бронирование мощностей, наличие конкурентных (альтернативных) мощностей. С 1 ноября 2015 г. начата торговля на вторичном рынке мощностей и начаты аукционы текущего дня. На бирже было зарегистрировано 2 системных оператора, 35 поставщиков, 82 потребителя. В период до июля 2015 г. было проведено 900 аукционов, выручка в среднем составила €407 на одну сделку.

Источник: ENTSOG Report on capacity booking platforms, 9 ноября 2015 года

При участии ACER и ENTSOG были разработаны поправки в CAM NC, где предлагается механизм реализации новых инфраструктурных проектов, не требующий их исключения из-под действия ТЭП, но обеспечивающий соблюдение и его норм, и принципов проектного финансирования. Основным инструментом в достижении этих целей должна стать процедура т.н. «открытой подписки» (Open Seasons Procedures)<sup>47</sup> для перманентного определения рыночного спроса на мощности, после чего принимаются решения о сооружении новых и дополнительных мощностей, согласно заявленному спросу.

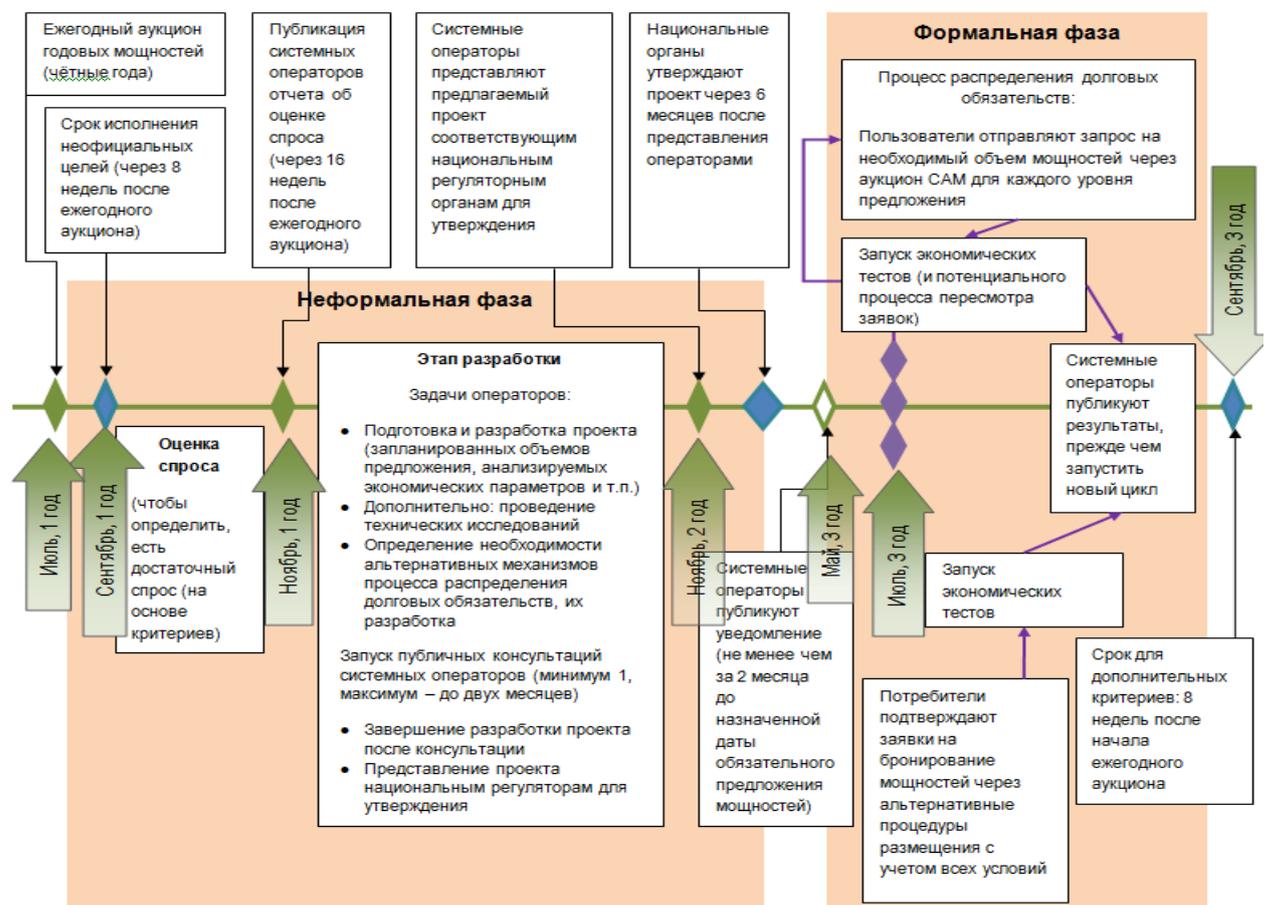
В декабре 2013 года Еврокомиссия инициировала принятие поправок в CAM NC, касающихся правил предложения и распределения дополнительных и новых мощностей (incremental and new capacity)<sup>48</sup>. 26 декабря 2014 года ENTSOG предложил такие

<sup>47</sup> Процедура «открытой подписки» (Open season procedure) – это процедура транспарентного и недискриминационного объявления запроса по бронированию мощностей от групп системных операторов ГТС, обслуживающих две или более рыночных зоны, чему могут предшествовать опросы всех участников для формирования инвестрешения по расширению мощностей в рамках получаемых обязательств.

<sup>48</sup> По определению ENTSOG, дополнительная мощность означает потенциально возможное расширение технической действующей мощности или новую мощность, созданную при отсутствии действующих, которая может быть предложена к использованию (выставлена на аукцион) на действующих или новых соединительных пунктах или в качестве резервной мощности

### 3. Разработка и внедрение сетевых кодексов газового рынка ЕС

поправки на рассмотрение агентству ACER<sup>49</sup>. В июле 2015 года по результатам консультаций и слушаний регулятор ACER опубликовал проект поправки к Регламенту No 984/2013 по новым мощностям<sup>50</sup>, куда добавлена статья 20, описывающая процесс принятия решений по строительству новых или дополнительных мощностей. Предлагаемый там поэтапный процесс принятия решений о новом или дополнительном строительстве (Рисунок 11) с участием сетевых операторов и национальных регуляторов, может занять более двух лет. На практике это может обернуться еще более длительным сроком принятия решений.



Источник: ACER

Рисунок 11 – Поэтапный процесс принятия решений о новом или дополнительном строительстве газотранспортных мощностей

Особый интерес в рамках настоящего исследования представляет Статья 20d «Принципы альтернативных механизмов распределения мощностей», которые могут действовать в отношении мощностей, введенных в строй не позднее 15 лет, в отдельных случаях этот временной горизонт может быть продлен еще на 5 лет. Для таких

<sup>49</sup> ENTSO G PROPOSAL 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, 26 декабря 2014 г.

<sup>50</sup> Amendment Proposal to COMMISSION REGULATION (EU) No 984/2013 of 14 October 2013 establishing a Network Code on Capacity Allocation Mechanisms in Gas Transmission Systems and supplementing Regulation (EC) No 715/2009

## 3. Разработка и внедрение сетевых кодексов газового рынка ЕС

мощностей может применяться механизм бронирования на основе аукциона при условии четких сигналов рынка о дополнительном спросе, одобрении национальным регулятором и гарантий, что такие аукционные торги не мешают конкуренции и эффективному функционированию рынка.

По состоянию на середину 2016 года эти поправки еще не приняты, но проведение первых аукционов по дополнительным и новым мощностям предполагается провести в 2017 году. Российская сторона активно участвовала в разработке данных поправок, предполагая использовать эти механизмы в своей дальнейшей работе на европейском рынке при строительстве новых мощностей.

### 3.2. Процедура по управлению перегрузками (CMP)

*Процедура управления перегрузками должна позволить снять искусственных дефицит забронированных, но не полностью используемых мощностей.*

24 августа 2012 года Еврокомиссия одобрила руководящую методiku по процедуре управления перегрузками в европейских передающих сетях (Congestion Management Procedures, CMP)<sup>51</sup>, которая уже частично применяется с 1 октября 2013 года.

Более совершенное управление существующими трансграничными мощностями должно их разгрузить, улучшив стандарты равноправного и открытого доступа. Нередко компании используют для транспортировки газа меньше мощностей, чем заранее резервируют, создавая при этом ситуацию их формальной перегрузки. Перегрузка также может стать неверным сигналом к необходимости инвестиций в расширение мощностей, в то время как вполне достаточно их правильного распределения.

По разным причинам во многих трансграничных пунктах наблюдается разница между законтрактованными мощностями и реально используемыми. Именно поэтому европейские регуляторы различают два понятия: контрактная перегрузка, когда уровень спроса на постоянную мощность превышает технические возможности, и физическая перегрузка, когда уровень спроса на фактическую поставку превышает технические возможности на данном пункте и в данное время.

*Законтрактовано в ЕС около 90% мощностей, но реальное использование находится на уровне 50-60%.*

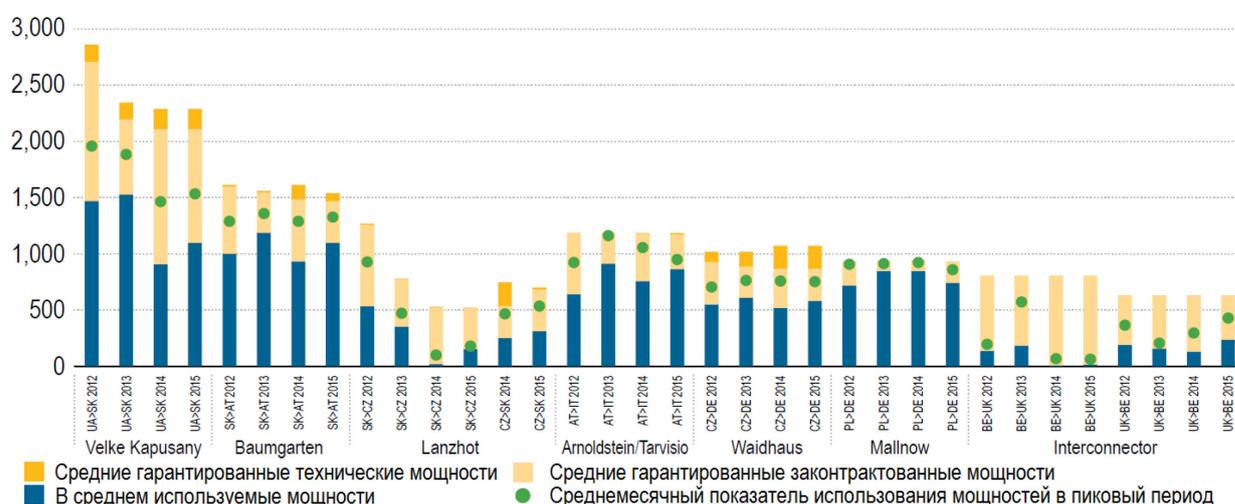
По данным ACER, в 2013 году законтрактованные мощности составили 91% от технических (в 2014 году – 89%), в то время как реальное их использование не превышает 60% (в 2014 году – 50%), в отдельные пиковые месяцы составляет 77% (в 2014 году – 67%), лишь изредка приближаясь на некоторых пунктах к порогу технических возможностей. В 2015 году ситуация практически не изменилась. Такое снижение загрузки основных газовых маршрутов регулятор объясняет в первую очередь снижением спроса, а во

<sup>51</sup> Решение ЕК в развитие приложения I к Regulation (EC) No 715/2009 по условиям доступа к газовым сетям [2012/490/EU, 24/08/2012].

### 3. Разработка и внедрение сетевых кодексов газового рынка ЕС

вторую – развитием реверсных поставок и взаимным учетом заявок во встречных направлениях.

Рисунок 12 наглядно демонстрирует значительный объем законтрактованных, но не используемых транспортных мощностей на некоторых значимых трансграничных пунктах, в частности, при поставках из Украины в Словакию, из Словакии в Австрию и Чехию и далее, из Австрии в Италию; слабо задействован Interconnector между Великобританией и Бельгией, а также трубопроводы между Норвегией и Нидерландами. Высоких уровней загрузки трансграничные мощности достигают в пиковые периоды, в то время как в среднем по Европе по итогам 2015 года физические потоки газа занимают менее 50% от имеющихся технических мощностей.



Источник: ACER MMR2016

Рисунок 12 - Технические возможности, законтрактованные объемы и физическая прокачка по некоторым трансграничным пунктам в ЕС, 2012-2015 годы

По оценке ACER<sup>52</sup> мониторинг перегрузок в пунктах соединения по итогам аукционов на период 2015-2017 гг. на всех действующих платформах показал контрактную перегрузку на 41 пункте из 246, подпадающих под действие руководящей методики SMP. Наиболее перегруженные пункты отмечены на границе Германии и соседних государств, а также на пунктах между Болгарией и Грецией, Румынией и Болгарией, Чехией и Польшей и на британском Интерконнекторе. Физическая перегрузка, приведшая к действительному прерыванию, отмечена на 9 пунктах соединения в течение нескольких дней в 2015 году.

В целях предотвращения инфраструктурных ограничений руководящая методика SMP Guidelines предусматривает обязательное использование операторами на пунктах соединения следующих механизмов:

<sup>52</sup> ACER annual report on contractual congestion at interconnection points, 31 мая 2016 года

## 3. Разработка и внедрение сетевых кодексов газового рынка ЕС

- превышение лимита и обратный выкуп излишних транспортных мощностей (oversubscription (OS), buy-back (BB));
- краткосрочный механизм «используй-или-потеряй» для непрерываемой транспортной мощности «на день вперед» (firm day-ahead use-it-or-lose-it, FDA UIOLI);
- отказ от транспортной мощности (surrender of capacity, SC);
- долгосрочный механизм «используй-или-потеряй» для транспортных мощностей (long term use-it-or-lose-it, LT UIOLI).

Имплементация основных механизмов SMP идет достаточно успешно (детали – в Приложении 3). По оценке сетевых операторов, этот процесс должен быть полностью завершен к концу 2016 года. Механизм FDA UIOLI внедряется только с 1 июля 2016 года.

### 3.3. Кодекс балансировки (BAL NC)

26 марта 2014 года ЕК одобрила панъевропейский сетевой кодекс Gas Balancing of Transmission Networks (BAL NC)<sup>53</sup>. Цель его принятия – облегчить трансграничную торговлю и ускорить развитие краткосрочного газового рынка с выработкой ценовых сигналов для совершенствования конкурентного и эффективного газового рынка ЕС. Сетевой кодекс балансировки был разработан позже первых двух кодексов (CAM NC и SMP) и вступил в силу с 1 октября 2015 года. Национальные регуляторы могут продлить срок ввода до 1 октября 2016 года, а в отдельных случаях – до апреля 2019 года.

Сетевой кодекс балансировки требует отработки балансирующих режимов в течение дня как основы для краткосрочного рынка, организованного по системе «вход-выход» с виртуальным торговым пунктом в каждой зоне. BAL NC предусматривает следующие понятия и принципы:

- представление рыночно-ориентированного гармонизированного ежедневного балансирующего режима;
- четкое определение и разделение ответственности между сетевыми операторами и пользователями;
- понятие зоны балансировки (balancing zone), правил балансировки путем торговли краткосрочными стандартными продуктами (Short-Term Standardised Products (STSPs) и услуг балансировки (balancing services);
- выделяют следующие стандартные продукты: титульные, локальные, временные и/или временные локальные;
- порядок их использования (merit order).

<sup>53</sup> Commission Regulation (EU) No 312/2014, 26. 03. 2014

## 3. Разработка и внедрение сетевых кодексов газового рынка ЕС

Балансовые зоны в ряде стран ЕС совпадают с их границами и зоной влияния национального сетевого оператора, в то время как в некоторых странах выделено несколько балансовых зон (Приложение 4). В качестве торговых платформ (не путать с платформами по бронированию мощностей) в странах с развитым рынком используются соответствующие биржевые площадки, где и торгуются стандартные продукты с временным интервалом «в течение дня» или «на следующий день».

### 3.4. Кодекс совместимости сетей (IO NC)

26 июля 2012 года был опубликован проект руководящей методики по совместимости для газовых сетей<sup>54</sup>, на основе которой был разработан соответствующий сетевой кодекс (Interoperability, IO NC), призванный развить совместимость газовых систем в ЕС, прежде всего за счет полноценного информационного обмена между сетевыми операторами, гармонизации единиц измерения для объемов, давления, калорийности и пр., а также путем открытия информации по качеству транспортируемого газа. 30 апреля 2015 года Еврокомиссия приняла правила трансграничного сотрудничества сетевых газовых операторов – Регламент ЕК 2015/703, устанавливающий сетевой кодекс оперативной совместимости и правила обмена данными<sup>55</sup>, который вводится с 1 мая 2016 года.

Сетевой кодекс совместимости должен применяться на соединительных пунктах сети (интерконнекторах), в том числе на пунктах входа газа, поставляемого из третьих стран, при одобрении национального регулятора. Газотранспортные операторы должны принимать решения по количеству и направлениям потоков газа для каждого пункта входа-выхода и для каждого временного промежутка газовых суток, как для нормального режима поставок, так и в условиях исключительных событий.

Таким образом, газотранспортные операторы должны обеспечить соблюдение правил контроля транспортных потоков газа на пунктах входа-выхода, сотрудничество для недопущения ограничений трансграничной торговли из-за различий качества поставляемого газа. Данные меры должны также включать бартерные сделки и смешивание различных торговых партий газа. Операторы должны публиковать на своих сайтах для каждого физического пункта входа-выхода данные о теплотворной способности и индексе Wobbe для газа, поступающего в ГТС и целом ряде других качественных параметров<sup>56</sup>.

<sup>54</sup> Framework guidelines on interoperability and data exchange rules for European gas transmission networks, 26.07.2012 г.

<sup>55</sup> REGULATION (EU) 2015/703 of 30 April 2015 establishing a network code on interoperability and data exchange rules).

<sup>56</sup> Последние оценки по анализу качества природного газа для некоторых стран ЕС представлены на 29 Мадридском форуме в октябре 2016 года в отчете CEER “6<sup>th</sup> CEER Benchmarking report on the quality of electricity and gas supply, 2016”

## 3. Разработка и внедрение сетевых кодексов газового рынка ЕС

### 3.5. Кодекс по тарифам (Tariff Network Code, TAR NC)

В ноябре 2013 года была одобрена руководящая методика по сетевым тарифам<sup>57</sup>, после детального обсуждения на ее основе был разработан сетевой кодекс по тарифам (TAR NC). Документ определяет методику формирования тарифов за пользование газовыми сетями, как уже существующими, так и новыми, на пунктах входа и выхода из рыночной зоны. Этот документ окончательно закрепляет переход от дистанционных тарифов к единым тарифам для каждой рыночной зоны. Предполагается периодическая публикация тарифов для каждой зоны для облегчения пользования сетевыми услугами. На основе этой руководящей методики разрабатывается соответствующий сетевой кодекс TAR NC, финальный его вариант опубликован 31 июля 2015 года<sup>58</sup>, но еще не принят. Предположительный срок ввода TAR NC намечен на сентябрь 2017 года.

В проекте Регламента установлены требования по применению методологии формирования базовой цены, которая является ценой гарантированной мощности, определяемой на год. Давая возможность пользователям ГТС прогнозировать уровень тарифов на транспортировку, в Регламенте установлены требования по раскрытию прибыли системных операторов, параметров методологии оценки базового тарифа, а также формированию различных транспортных и нетранспортных тарифов.

*Сетевые кодексы становятся технической основой формируемого единого рынка*

**Разработка и последовательное внедрение сетевых кодексов позволяют повысить эффективность использования внутренних и трансграничных сетей и пунктов соединения, став технической основой интеграционных процессов и стирания национальных границ и стандартов для газовых потоков, их гармонизации и унификации до панъевропейского уровня с целью конечного построения единого открытого рынка газа в ЕС. В целом же сетевые кодексы представляются наименее конфликтной сферой либерализации, что подтверждается их достаточно своевременным внедрением в текущую практику газотранспортных операторов.**

Регулятор ACER в кооперации с компанией Cambridge Economic Policy Associates (CEPA) в октябре 2015 г. опубликовал методику оценки влияния различных факторов на сетевые кодексы и нормы для газотранспортных сетей с точки зрения реформирования и развития единого европейского рынка<sup>59</sup>. В итоге было выбрано 45 индикаторов для оценки действия сетевых кодексов и норм (NC/GLs), а также влияния энергополитики ЕС (см. Приложение 5).

<sup>57</sup> Framework guidelines on harmonized gas transmission tariffs structures, опубликована 3.12.2013 г.

<sup>58</sup> Доступен по ссылке [http://www.entso-g.eu/public/uploads/files/publications/Tariffs/2015/TAR0500\\_150731\\_TAR-NC%20for%20Re-Submission\\_ACER.pdf](http://www.entso-g.eu/public/uploads/files/publications/Tariffs/2015/TAR0500_150731_TAR-NC%20for%20Re-Submission_ACER.pdf)

<sup>59</sup> [http://www.acer.europa.eu/Official\\_documents/Public\\_consultations/PC\\_2015\\_G\\_04/Implementation%20Monitoring%20and%20E-valuation%20of%20the%20Impact%20of%20the%20Gas%20Network%20Codes%20and%20Guidelines%20on%20the%20Internal%20Market.pdf](http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Public_consultations/PC_2015_G_04/Implementation%20Monitoring%20and%20E-valuation%20of%20the%20Impact%20of%20the%20Gas%20Network%20Codes%20and%20Guidelines%20on%20the%20Internal%20Market.pdf)

# 4. Целевая модель рынка газа ЕС

## 4. Целевая модель рынка газа ЕС

### 4.1. Редакция ЦМГР 2011 года

*Ключевая цель ЦМРГ - создание единого конкурентного открытого рынка Европы, основанного на зонах входа/выхода и виртуальных торговых хабах.*

Впервые официально тема Целевой модели газового рынка (Gas Target Model, GTM – далее ЦМГР) ЕС, как рамочной концепции, заявленной в ТЭП, была поднята на 17-ом заседании Мадридского форума (Европейский форум регулирования газового сектора) в 2010 году.

**Ключевые идеологемы ЦМГР – стирание трансграничных барьеров для свободного перемещения газа на пространстве Европы, увеличение числа участников рынка, прежде всего за счет трейдеров. Подчеркнем, что формирование единого открытого рынка Евросоюза – своего рода уникальный эксперимент, поскольку взятый в качестве ориентиров опыт США и Великобритании ограничивали построение рынка национальными рамками, в то время как европейцам предстоит объединить 28 национальных рынков, стерев их границы и унифицировав различные страновые правила и практики.**

Предлагаемая модель, наряду с делением рынка на зоны по принципу «вход-выход», основана на двух ключевых постулатах – конкурентные избыточные поставки газа на европейский рынок и обширная развитая инфраструктура. Эти два положения призваны обеспечить жизнеспособность либерализованного европейского рынка газа, который пока не обладает достаточно развитой инфраструктурой, что признается на всех уровнях, и имеет ограниченное число внешних поставщиков и высокую импортозависимость.

Объединение европейских регуляторов CEER опубликовало в декабре 2011 года видение Целевой газовой модели в Европе<sup>60</sup>. Согласно этому документу, общая структура газового рынка Европы строится на связанных транспортными мощностями зонах «вход – выход» с виртуальным хабом в каждой, при наличии достаточных мощностей и свободного доступа к ним. Функционирование оптового рынка предполагает снижение индекса концентрации (НИ) ниже 2000, уровень показателя churn-rate для хабов не ниже 8, наличие трех различных источников газа (прежде говорили о двух) в каждой зоне с потреблением не менее 20 млрд куб. м. В редакции от 1 декабря 2012 года к этим критериям добавлен индекс RSI (Residual Supply Index, соотношение общего предложения газа за минусом поставок крупнейшего поставщика к общему спросу), который должен превышать 110% в течение более чем 95 дней в году. Сроки ввода ЦМГР-2011 были намечены на 2014 год.

<sup>60</sup> CEER "Draft Vision for a European Gas Target Model", декабрь 2011.

## 4. Целевая модель рынка газа ЕС

В Таблица 7 представлены сводные показатели, свидетельствующие о низкой степени соответствия национальных газовых рынков требуемым ЦМРГ ориентирам при сохранении существенных страновых различий.

Таблица 7 - Критерии развития газовых рынков стран ЕС параметрам ЦМРГ

Страна	Churn-rate	Объем газа в зоне, млрд куб.м. в год	Число источников	HHI	RSI
Австрия	3	9,8	3	7500	143%
Бельгия	6	18,3	8	1709	279%
Болгария		3,6	2	7587	13%
Хорватия		2,3	5	5987	125%
Чехия		8,8	3	9051	159
Дания		4,2	2	2570	22%
Эстония		0,8	1	10000	0
Финляндия		3,3	1	10000	0
Франция	3	45,1	13	1240	137%
Германия	4	40,7	4	1982	116%
Греция		4,6	9	5181	131%
Венгрия		10,5	4	3198	60%
Ирландия		4,8	2	1215	8%
Италия	3	74,3	12	2093	108%
Латвия		1,4	1	10000	0%
Литва		3,6	1	10000	0%
Люксембург		1,1	4	3185	0%
Нидерланды	7	39,4	6	2488	189%
Польша		17,9	3	4550	56%
Португалия		5,1	6	2821	93%
Румыния		14,6	4	3270	104%
Словакия		6,5	2	9595	369%
Словения		1,1	5	5027	74%
Испания		33,1	12	2000	159%
Швеция		1,2	1	2766	0%
Великобритания	15	84,7	11	950	142%
Ориентиры ЦМРГ	>8	>20	>3	< 2000	>110%

Источник: Frontier Economics "Wholesale market Functioning: GTM1 criteria", 2014

*Пока национальные газовые рынки слабо соответствуют озвучиваемым ориентирам ЦМРГ.*

Согласно приведенному анализу, параметрам первой редакции ЦМРГ полностью отвечала лишь одна страна – Великобритания, чей рынок действительно можно назвать зрелым и ликвидным, к ней близки Бельгия и Нидерланды. Ликвидность хабов в Германии, Италии, Франции и Испании недостаточна и требует развития. Газовый рынок Франции разделен на большое число зон. Италия слишком зависима всего от двух источников поставок газа. Германия вплотную приблизилась к требуемому уровню концентрации рынка, но может вновь откатиться назад при увеличении спроса. В странах Восточной Европы рынок, как правило, отвечает лишь одному-двум из заявленных Целевой моделью критериев, либо не отвечает им вовсе.

Помимо представленных выше рыночных индикаторов, страны Евросоюза оказываются весьма далеки друг от друга по целому

## 4. Целевая модель рынка газа ЕС

ряду значимых моментов, совокупность которых формирует совершенно индивидуальную позицию для каждой отдельной страны ЕС:

- уровень обеспеченности собственными энергоресурсами и, соответственно, степень импортозависимости;
- доступ к внешним источникам поставок, в т.ч. и СПГ;
- выстроенность отношений с внешними поставщиками, в т.ч. с Россией;
- традиции и возможности межтопливной конкуренции в стране;
- обеспеченность газовой инфраструктурой, включая ПХГ;
- наличие/отсутствие транзитных потоков;
- возможность стать региональным газовым хабом.

**Эти факторы, вкупе с различной степенью зрелости национальных газовых рынков и уровнем развития конкуренции, определяют собственные интересы каждой страны, вступающие в противоречия с унифицированными подходами Целевой модели, которая представляется одним из самых спорных и проблемных нововведений. Наиболее же дискуссионным условием ЦМГР может стать деление европейского пространства на рыночные/балансовые зоны, когда мелким национальным рынкам придется сливаться в более крупные, что на практике означает утрату суверенных прав и полномочий национальных игроков в чувствительной газовой сфере с передачей их вненациональным зональным операторам.**

### 4.2. Редакция ЦМГР 2015 года

Обновленная редакция ЦМГР-2014<sup>61</sup> была представлена агентством ACER 16 января 2015 года, чему предшествовала публикация в сентябре 2014 года программного документа ACER “A Bridge to 2025”<sup>62</sup>, где внедрение ЦМГР определено одним из ключевых приоритетов на предстоящий период. Что касается сроков ее практической реализации, то перспективный сценарий Еврокомиссии «EU Reference Scenario 2016», опубликованный в июле 2016 года, называет уже весьма расплывчатый срок для успешной реализации Целевой модели – «после 2020 года»<sup>63</sup>.

Новую редакцию ЦМГР разъясняет документ ACER «European Gas Target Model – Review and update»<sup>64</sup>. Ключевые принципы

<sup>61</sup> Во всех сопровождающих документах новая редакция Целевой модели рынка газа именуется как GTM2014, хотя презентована она была с опозданием, в 2015 году.

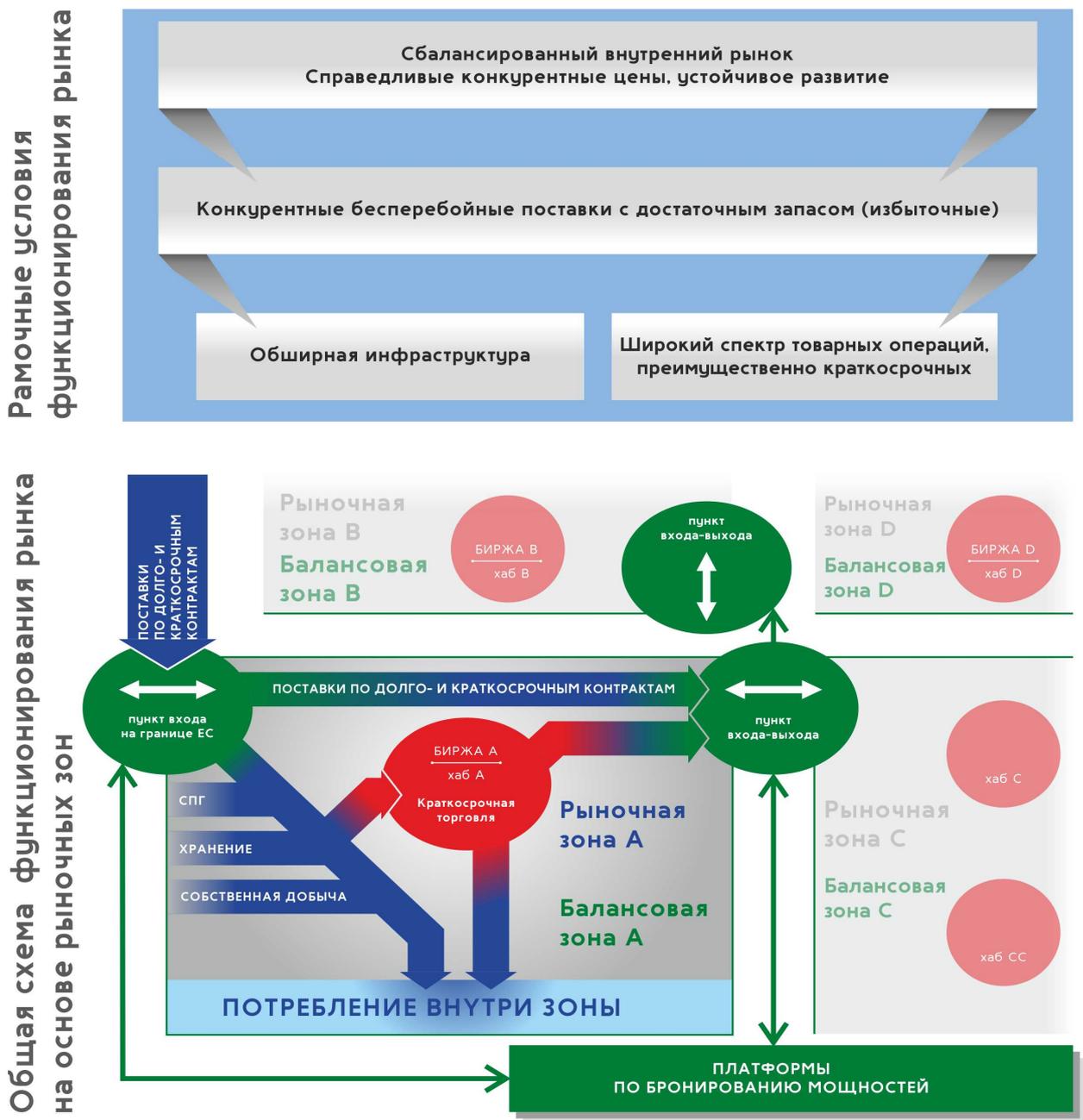
<sup>62</sup> Доступен по ссылке [http://www.acer.europa.eu/Events/Presentation-of-ACERs-Conclusions-Paper-Energy-Regulation-A-Bridge-to-2025/Documents/Bridge%20to%202025\\_Exec%20Summary.pdf](http://www.acer.europa.eu/Events/Presentation-of-ACERs-Conclusions-Paper-Energy-Regulation-A-Bridge-to-2025/Documents/Bridge%20to%202025_Exec%20Summary.pdf)

<sup>63</sup> EU Reference Scenario 2016 – Energy, Transport and GHG emissions Trends to 2050, июль 2016

<sup>64</sup> Доступен по ссылке <http://www.acer.europa.eu/Events/Presentation-of-ACER-Gas-Target-Model/default.aspx>

## 4. Целевая модель рынка газа ЕС

построения европейского газового рынка не изменились по сравнению с первой версией ЦМГР - создание единого конкурентного открытого рынка Европы, основанного на зонах входа/выхода и виртуальных торговых хабах. Рыночная интеграция обеспечивается соответствующей инфраструктурой для свободных перетоков газа между рыночными зонами к потребителям, наиболее нуждающимся в его поставках. Схематически функционирование ЦМГР, на основе неопределенного пока количества рыночных зон, соединенных по принципу перетекающих бассейнов, представлено на Рисунок 13.



Источник: ИНЭИ РАН

Рисунок 13 – Схема функционирования Целевой модели рынка газа в ЕС

## 4. Целевая модель рынка газа ЕС

Ключевым элементом ЦМРГ является **рыночная или торговая зона**, которая формируется при слиянии двух или более смежных рынков на уровне оптовой торговли путем использования совместной инфраструктуры, объединения их виртуальных торговых пунктов (хабов) и создания общей межграницной торговой/балансовой зоны.<sup>65</sup> Основными особенностями единой рыночной зоны являются:

- Единая интегрированная трансграничная балансовая зона, включающая газотранспортную систему и систему газораспределения.
- Мощности газотранспортных интерконнекторов бронируются и оплачиваются дистрибьютерами, но не поставщиками. Затраты на бронирование включены в тарифы компаний-дистрибьютеров на выходе из системы.
- Тарифы зон входа/выхода рассчитываются в соответствии с сетевым кодом NC TAR для каждой рыночной зоны.
- Все входы и выходы в/из ГТС и распределительной сети, включенные в межграницную балансовую зону, интегрированы в единую балансовую систему.
- Единый межграницный оператор рыночной зоны создается для объединенных рынков при участии системных операторов этих рынков.

Прежде чем перейти к анализу новых критериев, введенных в ЦМГР2014, отметим те характеристики рынка, от которых авторы реформ решили отказаться.

В новой редакции ЦМГР2014 из рассмотрения было исключено ограничение потребления для каждой рыночной зоны на уровне 20 млрд куб. м. Подчеркивается, что оптимальный размер рыночной зоны не должен определяться национальными границами, и в продвижении к единому рынку должны появляться более крупные зоны, однако в этом процессе возможны исключения.

Также был исключен показатель ликвидности торговых площадок (churn rate). Анализируя динамику показателя churn rate на европейских хабах, легко предположить, что авторы ЦМГР2014 отказались от этого широко применяемого в мировой практике критерия ликвидности именно из-за его огромного разрыва с принятыми стандартами и невозможностью оперативно исправить эту ситуацию.

ЦМГР2014 сохранила некоторые критерии ее прежней редакции, а именно - индекс концентрации рынка Херфиндаля-Хиршмана (HHI) на уровне ниже 2000, количество источников поставок, равное или

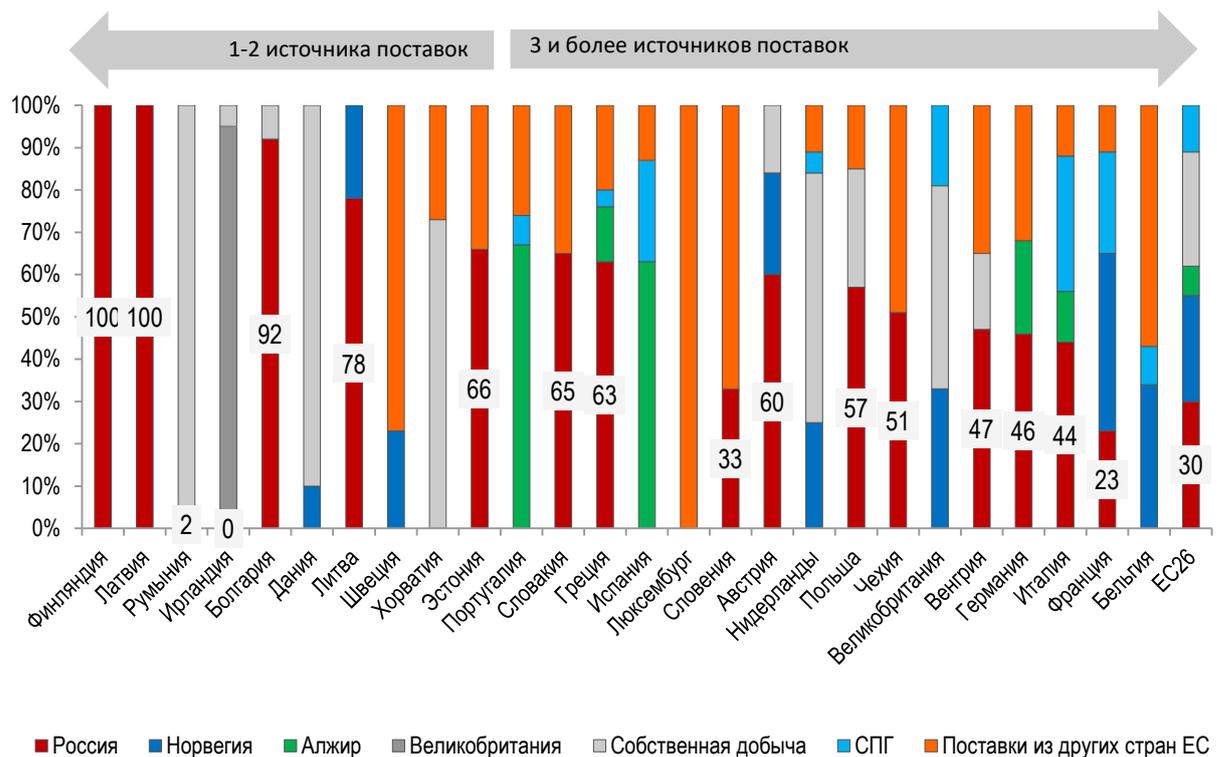
<sup>65</sup> <http://www.acer.europa.eu/Events/Presentation-of-ACER-Gas-Target-Model-Documents/European%20Gas%20Target%20Model%20Review%20and%20Update.pdf>

## 4. Целевая модель рынка газа ЕС

большее трех, а также значение индекса безопасности поставок (RSI) выше 110%. К этому перечню были добавлены показатели концентрации рынка для осуществления торговой деятельности на уровне ниже 40% для одной компании.

Каковы же позиции европейских государств в настоящий момент по отношению к ключевым критериям новой ЦМГР2014?

По состоянию на конец 2015 года 13 стран ЕС (Португалия, Словакия, Греция, Испания, Австрия, Нидерланды, Чехия, Великобритания, Венгрия, Германия, Италия, Франция и Бельгия) получают газ из четырех и более источников поставок (Рисунок 14). Хорватия, Словения и Польша имеют три источника поставок, что отвечает минимальным требованиям ЦМГР2014. При этом десять европейских государств по-прежнему зависят от одного (Финляндия и Латвия) или двух (Румыния, Ирландия, Болгария, Дания, Литва, Швеция, Эстония и Люксембург) источников поставок, что не соответствует требованиям Целевой модели.



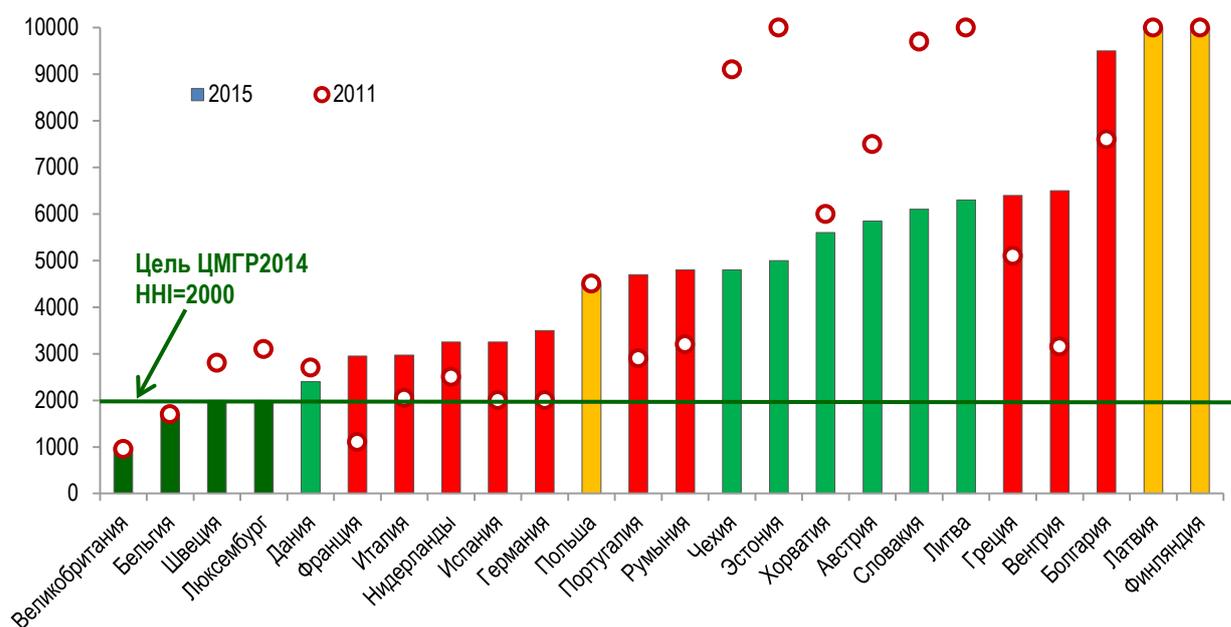
Источник: ACER MMR2016

Рисунок 14 – Структура поставок газа в страны ЕС, 2015 год, %

По итогам 2015 года весьма неожиданную динамику показывает значимый для понимания концентрации рынка индекс НИ. Требуемому уровню концентрации (ниже 2000) соответствуют лишь четыре страны (Рисунок 15). К 2015 году значительно улучшили свои позиции Литва и Эстония, что связано с открытием СПГ-терминала в Клайпеде, а также Чехия и Словакия, постепенно отходящие от

## 4. Целевая модель рынка газа ЕС

своей традиционной привязки к российскому газу за счет новой инфраструктуры. Однако за рассмотренный период целый ряд государств (средиземноморские, восточноевропейские, Франция, Германия, Греция) показали обратную динамику, т.е. существенное увеличение индекса ННИ. Они объясняют это снижением потребления и отказом от некоторых поставок СПГ на фоне необходимости выполнения своих обязательств по долгосрочным контрактам. На деле же многие из этих государств пожертвовали разнообразием источников газа в пользу крупных поставщиков, и прежде всего России, в силу ценовой конкурентоспособности и гибкости таких поставок.



Источник: ACER MMR2016

Рисунок 15 – Динамика индекса ННИ в ЕС за 2011 – 2015 гг.

Кроме рассмотренных выше, в ЦМГР2014 был введен целый ряд новых критериев, ориентированных на развитие краткосрочной торговли на оптовом рынке<sup>66</sup>, включая не только спотовую, но и форвардную и фьючерсную:

1. Объем портфеля заказов (Order book volume): достаточные и адекватные объемы предложения и спроса на газ в «портфеле заказов», необходимые для поставок газа в разумно перспективные сроки, что позволит участникам рынка покупать и продавать газ, когда им это необходимо, обеспечивая при этом эффективное управление рисками.
2. Разница между ценой спроса и ценой предложения (Bid-offer spread): низкая разница этих показателей означает низкие

<sup>66</sup> Под «оптовым газовым рынком» здесь понимается суммарная торговая деятельность на газовом рынке (включая спот, промт и форвард) с согласованной поставкой на определенный пункт и заключенной на открытой торговой площадке (т.е. на биржевых площадках или онлайн платформах). Основные пункты поставки – это виртуальные пункты входа/выхода ГТС.

## 4. Целевая модель рынка газа ЕС

операционные издержки для участников рынка и поддерживает участников рынка с низким показателем маневренности и гибкости при торговых операциях.

3. Ценовая чувствительность «портфеля заказов» (Order book price sensitivity): низкое значение данного показателя означает более низкую добавочную стоимость для участников рынка при покупке или продаже существенных объемов газа и поддерживает участников рынка с низким показателем маневренности и гибкости при торговых операциях.

4. Количество сделок (Number of trades): достаточное количество торговых операций, убеждающих участников рынка, что цены прозрачны и справедливо отражают ситуацию на рынке.

По результатам консультаций, агентство ACER установило предельные значения для новых параметров, основанные на практике ликвидных хабов NBP и TTF в 2013 году. Эти критерии подлежат пересмотру с периодичностью раз в два года (Таблица 8).

Таблица 8 - Критерии для участников отдельно взятого оптового рынка газа и его жизнеспособности

Критерии для участников рынка			
Показатели	Предельное значение		
	Поставка "на день вперед"	Поставка "на месяц вперед"	форвард
Объем "портфеля заказов"	≥ 2000 МВт на каждое значение цены спроса и цены предложения	≥ 470 МВт на каждое значение цены спроса и цены предложения	≥ 120 МВт на каждое значение цены спроса и цены предложения на 17 месяцев вперед
Разница между ценой спроса и ценой предложения на вторичном рынке	≤ 0,4% от цены спроса	≤ 0,2% от цены спроса	≤ 0,7% от цены спроса на 24 месяца вперед
Ценовая чувствительность "портфеля заказов"	≤ 0,02% ценовой разницы между средней ценой 120 МВт и самой выгодной ценой на каждое значение цены спроса и цены предложения	≤ 0,1% ценовой разницы между средней ценой 120 МВт и самой выгодной ценой на каждое значение цены спроса и цены предложения	≤ 0,2% ценовой разницы между средней ценой 120 МВт и самой выгодной ценой на каждое значение цены спроса и цены предложения на 24 месяца вперед
Количество сделок	≥ 420 сделок в день	≥ 160 сделок в день	≥ 8 сделок в день на 22 месяца вперед
Критерии жизнеспособности рынка			
	Предельное значение		
Индекс Херфиндаля-Хиршмана (HHI)	Спот, промт и форвардный рынки, вместе взятые ≤ 2 000		
Количество источников поставок	≥ 3		
Индекс остаточного предложения (RSI)	≥ 110%		
Концентрация рынка для осуществления операций спроса и предложения	≤ 40% рыночной доли на компанию (или группу компаний) при оптимальной цене спроса и предложения 120 МВт		
Концентрация рынка для торговых операций	≤ 40% рыночной доли на компанию (или группу компаний) при продаже и закупках газа		

Источник: ACER "European Gas Target Model – Review and update" январь 2015 г.

## 4. Целевая модель рынка газа ЕС

По состоянию на середину 2016 года этим новым критериям в целом соответствуют две рыночные зоны в ЕС, объединенные вокруг британского хаба NBP и голландского хаба TTF. По нескольким показателям к ним приближается Германия с рыночными зонами вокруг хабов NCG и Gaspool, прочие европейские рыночные зоны пока заявленным критериям ликвидности далеко не отвечают (подробнее см. Приложение 6).

Дополняя «портрет» новой модели рынка, добавим, что, по мнению ее авторов, безопасность поставок и upstream-конкуренция требуют разнообразия и явной «избыточности» – как инфраструктуры, так и внешних поставок. Падение спроса на газ в последнее время внесло вклад в формирование необходимой «избыточности» газотранспортных мощностей, но этого еще явно недостаточно для формирования безопасной и конкурентной системы. Кроме того, поддержание избыточности инфраструктуры означает увеличение конечных цен. Каким образом должна складываться экономика избыточных поставок газа, также не вполне ясно, ведь постоянное резервирование определенных его объемов также увеличит конечную стоимость.

Особенного внимания заслуживают еще несколько рекомендаций документа об обновленной Целевой модели газового рынка в ЕС «European Gas Target Model – Review and update» (ACER).

Регуляторы убеждены, что приоритеты в энергополитике должны быть отданы рыночно-ориентированным мерам, однако в отдельных ситуациях необходимо внедрение нерыночных мер, и в ряде государств-членов ЕС такие меры уже были предприняты. Любопытно, что в качестве примера нерыночного решения данного вопроса приводятся страны Балтии, сократившие свою зависимость от импорта из России путем строительства СПГ-терминала, для реализации продукции которого пришлось ввести директивную квоту в 25% для всех потребителей.

Также странам ЕС предлагается обязывать поставщиков дробить общий объем импорта на мелкие направления поставок, к примеру, как минимум 20% должно поступать с пунктов импорта на западе и около 80% - с пунктов импорта на востоке страны.

Следующими возможными директивными мерами могут стать легальные ограничения ресурсов, получаемых из одного источника<sup>67</sup>, предлагается введение некой премиальной наценки, чтобы стимулировать замещение недостающих из основного источника поставок за счет других источников. ACER оговаривается, что подобные нерыночные меры должны применяться только при

<sup>67</sup> «... Если в результате развития рынка возникает долгосрочная чрезмерная зависимость от определенного источника поставок газа, дополнительной возможной мерой может стать законное ограничение доли этого единственного источника. Данная мера может рассматриваться в качестве законного пути, при помощи которого ЕС с наименьшими издержками поддерживает обеспечение безопасности поставок...» Подробнее об этом см. раздел 3.3.3. документа ACER «Gas target model – review and update»

## 4. Целевая модель рынка газа ЕС

срыве поставок и снижении уровня их безопасности, не называя при этом точных критериев определения кризисной ситуации. По сути, этот путь позволяет формировать искусственные условия, в которых с одной стороны повышается уровень конкуренции, но с другой стороны ограничиваются возможности отдельных участников рынка и вероятно повышение цен.

**Таким образом, новая редакция ЦМГР в ЕС усиливает внимание к развитию и оптимизации краткосрочной торговли. Что касается организации внешних поставок, что принципиально важно для энергодефицитной Европы, то наряду с декларациями о повышении конкуренции и диверсификации, предлагаются также и нерыночные меры, вплоть до крайней – директивное ограничение поставок из одного источника. Подобные предложения пока не закреплены нормативно, но важно, что они высказываются общеевропейским регулятором, а это делает вероятность их реализации достаточно высокой.**

Работа над концепцией Целевой модели, и тем более ее практическая реализация, далеко не завершены. Эксперт OIES П.Хиатер предполагает, что могут измениться не только контуры, цели и сроки внедрения модели, но и собственно взгляды Еврокомиссии на единый энергорынок. «Если оценивать текущее положение дел в 2015 году, то такое впечатление, что политика ЕС в отношении газового рынка не может быть полностью реализована, а скорее всего, будет осуществляться поэтапный переход от региона к региону с течением времени.»<sup>68</sup>

Общая логика трансформации европейского газового рынка в рамках реализации Третьего энергопакета и Целевой модели рынка газа представлены в Таблица 9. Текущее состояние европейского рынка газа – это переход от прежних традиционных подходов к новой модели рынка газа, основанной на англо-американской модели.

Таблица 9 – Динамика развития газового рынка ЕС

Ситуация на рубеже XX – XXI веков	Текущее положение (2016 год)	Среднесрочная перспектива
<b>Структура, организация и функционирование рынка</b>		
<b>Конкуренция и число поставщиков ограничены. Концентрация рынка высокая</b>	Незначительное расширение конкуренции. Число поставщиков растет преимущественно за счет СПГ. Концентрация рынка остается высокой.	Высокая конкуренция. Снижение концентрации рынка.
<b>Отдельные национальные рынки. Прямые соглашения между национальными правительствами / крупными</b>	Национальные рынки и значительные отличия между странами сохраняются. Межстрановые зоны формируются в качестве	Рыночные зоны (без привязки к национальным рынкам). Стирание национальных границ и трансграничных барьеров, глубокая интеграция

<sup>68</sup> P. Heather “The evolution of European traded gas hubs”, OIES, декабрь 2015 г.

## 4. Целевая модель рынка газа ЕС

<p>потребителями с поставщиками.</p>	<p>пилотных проектов, идет развитие интеграционных процессов. Национальный суверенитет в решении газовых вопросов (поставки, инфраструктура) размывается.</p>	<p>рынка. В рамках создания Энергосоюза ЕС растет вероятность усиления союзного присутствия в отношениях с третьими странами, в т.ч. введения коллективных закупочных механизмов и иных нерыночных решений.</p>
<p><b>Высокая страновая дифференциация оптовых и розничных цен</b></p>	<p>Ценовая дифференциация в целом сохраняется, при растущей конвергенции цен на хабах, прежде всего в Западной Европе</p>	<p>Сглаживание ценовых различий между отдельными рыночными зонами, формирование «справедливой цены» для потребителей.</p>
<p><b>Доминирование долгосрочных контрактов с нефтяной привязкой</b></p>	<p>Гибридная модель с одновременным присутствием долгосрочных контрактов с нефтяной привязкой и поставок с гибридной формулой цены. Сокращение сроков контрактов.</p>	<p>Стремление к доминированию краткосрочной торговли на основе конкуренции «газ-газ».</p>
<p><b>Формирование торговли газом на хабах. Незначительное число трейдеров</b></p>	<p>Общее количество хабов – 18, из которых 9- основных, но развитие хабовой торговли тяготеет к Северо-западной Европе. Ликвидность хабов низкая, кроме NBP и TTF.</p>	<p>Ликвидный хаб в каждой рыночной зоне, с большим числом поставщиков и трейдеров.</p>
<b>Инфраструктура и сетевые кодексы</b>		
<p><b>Инфраструктура преимущественно монопольно используется поставщиками газа для реализации своих контрактов. Доступ третьих сторон ограничен. Общая инфраструктура недостаточна и не обеспечивает реверсные поставки. Единые контракты на товарную поставку газа и его транспортировку/транзит Дистанционный транспортный тариф</b></p>	<p>Отделение сетей от ВИНК. Пилотное внедрение бронирования сетевых мощностей на рыночных условиях. Предоставление доступа третьих сторон к инфраструктуре. Инвестиционные сигналы к расширению мощностей не выработаны. Новые проекты реализуются при значительной поддержке бюджета ЕС. Расширение реверсных поставок. Разделение контрактов на товарную поставку газа и транспортировку/транзит. Нормативная отмена понятия «транзит» от пункта до пункта, при фактическом сосуществовании на рынке контрактов на транзит и на внутреннюю поставку газа в системе вход-выход. Переход от дистанционного тарифа к тарифам по зонам</p>	<p>Полноценный запуск общеевропейской/ региональных платформ по бронированию мощностей. Формирование избыточных транспортных мощностей и прочих объектов инфраструктуры (ПХГ, СПГ- терминалы) с широкой возможностью реверса и доступа третьих сторон. Строительство мощностей для внешних поставок возможно лишь при формировании четких инвестиционных сигналов. Все контракты на транспортировку газа должны быть приравнены к контрактам на внутреннюю поставку газа, полностью исключив транзитные контракты point-to-point. Тариф на транспортировку рассчитывается для каждой зоны с постепенным переходом к единому тарифу.</p>
<p><b>Сетевые кодексы отсутствуют,</b></p>	<p>Разработка и пилотное внедрение сетевых кодексов</p>	<p>Полноценное внедрение сетевых кодексов,</p>

## 4. Целевая модель рынка газа ЕС

<b>трансграничные издержки высокие</b>	для свободных потоков газа и снижения транзакционных издержек.	существенное снижение трансграничных издержек, эффективное использование инфраструктуры.
<b>Регулирование</b>		
<b>Все ключевые решения принимаются национальными правительствами. Влияние общеевропейских правовых актов на работу национальных газовых рынков незначительное.</b>	Еврокомиссия и союзные структуры начинают все активнее влиять на принятие решений. Государства – члены ЕС обязаны имплементировать союзные правовые нормы и требования, которые оказывают существенное влияние на национальные газовые рынки.	Принятие ключевых решений в газовой сфере может полностью перейти на союзный уровень, оставив за национальными правительствами лишь второстепенные решения.
<b>Роль национальных регуляторов незначительная</b>	Укрепление роли национальных и наднационального регуляторов.	Дальнейшее укрепление роли ACER и национальных регуляторов.

Источник: составлено авторами

Предложенная модель формирования открытого конкурентного рынка газа на пространстве ЕС вкупе с настойчивостью его руководства по претворению своих идей в жизнь, практически не оставляет европейцам сомнений в его жизнеспособности и выбора в путях и методах его формирования. За период с начала реформ на пространстве объединенной Европы значительно выросла конкуренция, как со стороны поставщиков, так и среди компаний, работающих на внутреннем рынке, в секторе транспортировки и распределения; запущены интеграционные процессы, подкрепленные принятием единых операционных и технических правил (сетевых кодексов); сокращается ценовой разрыв между странами, традиционная система контрактных поставок все более трансформируется в краткосрочную рыночную модель с постепенным формированием газовых хабов. Однако очевидны и некоторые особенности и слабые места проводимых преобразований:

- Высокая разнородность участников рынка и столь же сильные различия в их интересах, вынужденных, тем не менее, подчиняться единым нормативам и общим алгоритмам действий.
- Газовый рынок Европы функционирует в условиях, отличных от англо-американской модели рынка, которая развивалась в пределах одной страны, при существенной собственной добыче, низкой импортозависимости, избыточной инфраструктуре и большом числе участников.
- Краткосрочный рынок и превращение многих ВИНК после отделения сетевого бизнеса в газовых трейдеров осложняет реализацию крупных инфраструктурных проектов. Но уже имеющиеся мощности при их далеко неполной загрузке на

## 4. Целевая модель рынка газа ЕС

фоне падения спроса вообще могут привести к отказу от крупномасштабного строительства, ограничиваясь лишь расшивкой «узких мест», что делает проблему новых крупных мощностей менее чувствительной. Но если бы отрасль в регионе находилась на стадии уверенно растущего спроса, то отдельные требования регулирования могли бы стать тормозом этого процесса.

Модель открытого единого рынка газа в ЕС – одно из проявлений общеевропейской рыночной концепции, которая, в свою очередь, базируется на идее объединенной Европы с ее базовым постулатом о свободном перемещении людей, товаров и услуг. Насколько жизнеспособной окажется эта идея в условиях новых геополитических и экономических вызовов, ведущих к дезинтеграции и ресуверенизации стран ЕС, пока неочевидно.

**Таким образом, мы наблюдаем смену законодательной парадигмы европейского газового рынка, что объективно требует времени. Процесс разработки и внедрения сетевых кодексов и Целевой модели рынка газа по сути означает тотальную замену нормативных, технических и организационных правил функционирования рынка со значительными институциональными изменениями на союзном, национальном и корпоративном уровнях. Еврокомиссия, четко определив свои цели и создав правовые инструменты для их достижения, неуклонно движется к их реализации, в итоге преодолевая сопротивление среды, что становится еще одним подтверждением верховенства союзного права над национальными интересами. Концептуальные подходы Еврокомиссии по созданию единого рынка вполне могут корректироваться под влиянием общеэкономических и политических трендов.**

## 5. Программные и законодательные инициативы ЕС в отношении развития рынка газа 2014-2016 годов

### 5. Программные и законодательные инициативы ЕС в отношении развития рынка газа 2014-2016 годов

В данном разделе будут рассмотрены значимые для российской стороны европейские регуляторные инициативы последних лет, уже принятые или находящиеся в стадии обсуждения.

#### 5.1. Стратегия энергобезопасности ЕС

В мае 2014 года Еврокомиссия представила новую Европейскую стратегию энергобезопасности (European Energy Security Strategy)<sup>69</sup>, где вопросы перспективного развития европейской энергетики увязаны с анализом энергозависимости отдельных государств. Особый акцент сделан на поставках газа из России и тех странах, где такие поставки составляют более половины от общего объема импорта природного газа.

Помимо краткосрочных мер по укреплению энергобезопасности (увеличение емкости ПХГ, развитие инфраструктуры, в т.ч. реверсных потоков, сокращение энергопотребления и переключение на альтернативные топлива), новая стратегия предлагает ряд долгосрочных мер:

- Увеличение энергоэффективности, прежде всего, для секторов зданий и промышленности, на долю которых приходится 40 и 25% общеевропейского энергопотребления соответственно.
- Увеличение производства энергоресурсов в ЕС (включая альтернативную энергетику, добычу ископаемых топлив и мирный атом) и диверсификация стран-поставщиков и маршрутов поставки.
- Развитие конкуренции на внутреннем энергорынке ЕС и сооружение интерконнекторов для оперативного перенаправления потоков в случае их прерывания или иной необходимости.
- Выступление «единым голосом» в энергополитике, включая информирование Еврокомиссии странами-членами о предполагаемых или заключаемых соглашениях с третьими сторонами, способными повлиять на энергобезопасность ЕС.
- Укрепление кооперационных механизмов и преодоление инфраструктурных ограничений, включая координацию

<sup>69</sup>European Energy Security Strategy, COM (2014) 330 final, Брюссель, 28.05.2014

## 5. Программные и законодательные инициативы ЕС в отношении развития рынка газа 2014-2016 годов

между странами ЕС по использованию ПХГ, развитию реверсных потоков и снижению рисков как на региональном, так и общеевропейском уровнях.

*Одной из основных задач новой стратегии Энергобезопасности ЕС стал поиск решений на случай проблем с поставками газа по одному из направлений.*

Уязвимость газоснабжения государств Европы выявляют опубликованные ЕК результаты стресс-тестов<sup>70</sup>, при полной остановке поставок российского газа либо его транзита через территорию Украины на период от одного до шести месяцев. При остановке транзита российского газа через территорию Украины Болгария, Венгрия, Босния и Герцеговина, Македония, Сербия, Финляндия и Прибалтика столкнутся с необходимостью сократить потребление газа на 20-60%, Польша, Румыния и Греция — на 10%. Максимальное месячное сокращение поставок может составить 100% по Болгарии, Финляндии, БИГ и Македонии, 73% по Эстонии, 64% по Сербии, 59% по Литве, 35% по Венгрии, 31% по Румынии и 28% по Польше.

**По сути, предложенная стратегия энергобезопасности, подкрепленная результатами стресс-тестов, готовит европейское сообщество к обеспечению функционирования своей экономики в условиях рисков, в т.ч. полной или частичной остановки поставок российского газа, предлагая для их компенсации развернутый набор краткосрочных и долгосрочных мер.**

### 5.2. Создание Энергетического союза ЕС

25 февраля 2015 года Еврокомиссия опубликовала документ по созданию Европейского энергетического союза<sup>71</sup>, предусматривающий выработку консолидированной позиции всех стран ЕС по вопросам энергетики, включая и взаимоотношения с третьими странами. Ключевые положения стратегии вполне укладываются в русло европейской энергетической политики и охватывают следующие основные направления:

- безопасность поставок, предполагающая снижение энергозависимости от стран, не входящих в ЕС, за счет более эффективного использования собственных энергоресурсов и диверсификация источников поставок извне;
- развитие внутреннего энергорынка со свободными перетоками энергии, без технических или регуляторных барьеров, что в итоге должно обеспечить оптимальный уровень цен, а также полностью реализовать потенциал в сфере ВИЭ;

<sup>70</sup> «Preparedness for a possible disruption of supplies from the East during the fall and winter of 2014/2015», 16 октября 2014 г.

<sup>71</sup> A Framework Strategy for a Resilient Energy Union with a Forward-Looking Climate Change Policy, COM/2015/080 final, 25.02.2015.

## 5. Программные и законодательные инициативы ЕС в отношении развития рынка газа 2014-2016 годов

- повышение энергоэффективности, способствующее снижению вредного воздействия на окружающую среду и потребностей в импорте энергоресурсов;
- снижение вредных выбросов (достижение 40%-го снижения выбросов к 2040 году относительно 1990 года), ревизия Европейской системы торговли квотами на вредные выбросы и рост инвестиций в возобновляемую энергетику;
- исследования и инновации в энергетике, способствующие технологическому лидерству в альтернативной энергетике и снижению энергопотребления<sup>72</sup>.

Стратегия по созданию Энергосоюза – самая значимая инициатива ЕС в сфере энергетики после Третьего энергопакета. Она включает стремление ЕК получить значительную часть суверенных полномочий государств ЕС для проведения внешней энергополитики союза. При этом в числе стран для развития стратегического сотрудничества названы Алжир, Турция, Азербайджан, Туркмения, страны Ближнего Востока, Африка, Норвегия, США и Канада, с особым акцентом на сотрудничество с Украиной<sup>73</sup>. Единственное упоминание о России в этом документе подчеркивает, что при благоприятных условиях возможен пересмотр отношений в сфере энергетики при соблюдении рыночной открытости, справедливой конкуренции и взаимной выгоды.

*Создание Энергосоюза призвано помочь ЕС «обрести единый голос во время переговоров с третьими странами»*

Создание Энергосоюза призвано помочь ЕС «обрести единый голос во время переговоров с третьими странами» (“...speaks with one voice in global affairs...”) <sup>74</sup>. Еврокомиссия предлагает рассмотреть варианты коллективных газовых закупок в кризисных ситуациях, что особенно актуально для стран, зависящих от единственного поставщика (страны Балтии и Восточной Европы). Ранее на возможности коллективных договоров по покупке газа настаивала Польша, но в более радикальной форме.

Примечательно, что Дорожная карта Энергосоюза<sup>75</sup> наряду с инициативой по укреплению Energy Community и подписанием меморандума о стратегическом партнерстве с Украиной, предполагала уже в 2015 году подписать трехсторонний меморандум по строительству Транскаспийского газопровода между Туркменией и Азербайджаном (с дальнейшим экспортом в Европу), однако позднее этот срок был перенесен на 2016 год<sup>76</sup>.

<sup>72</sup> В рамках данной работы будет рассмотрен только газовый аспект концепции создания Энергосоюза

<sup>73</sup> A Framework Strategy for a Resilient Energy Union with a Forward-Looking Climate Change Policy, COM/2015/080 final, 25.02.2015., сmp. 6-7

<sup>74</sup> A Framework Strategy for a Resilient Energy Union with a Forward-Looking Climate Change Policy, COM/2015/080 final, 25.02.2015., сmp. 1

<sup>75</sup> Roadmap to the Energy Union, annex 1 to A Framework Strategy for a Resilient Energy Union with a Forward-Looking Climate Change Policy, COM/2015/080 final, 25.02.2015

<sup>76</sup> Updated Roadmap of the Energy Union, Annex to COM(2015) 572, 18.11.2015

## 5. Программные и законодательные инициативы ЕС в отношении развития рынка газа 2014-2016 годов

Представленные Еврокомиссией в ходе масштабного тура руководства Энергосоюза по всем европейским государствам в 2015-2016 годах документы с описанием преимуществ объединения для каждой страны (Benefits of the Energy Union for ...<sup>77</sup>), конкретизируют направленность этой инициативы в части газового рынка. Практически каждый такой краткий анализ начинается с акцента на зависимости данной страны от импорта газа из России и предлагаемых мерах по ее преодолению в рамках Энергосоюза.

В ноябре 2015 года Еврокомиссия опубликовала пакет документов, основным из которых является Статус Энергетического союза ЕС<sup>78</sup> и ряд отчетов, отслеживающих значимые для функционирования Энергосоюза процессы в их состоянии на конец 2015 года. В целях настоящей работы проанализируем лишь те аспекты из этих документов, которые относятся к газовому рынку (хотя далеко не всегда прослеживается прямая причинно-следственная связь между созданием ЭС и определенными событиями на рынке):

- В течение 2015 года новый терминал СПГ в Клайпеде (Литва) впервые обеспечил диверсификацию поставок газа в Балтийском регионе, окончательно его изоляцию снимет интерконнектор между Польшей и Литвой, соглашение о котором достигнуто. Отмечается также важность интерконнектора между Венгрией и Словакией с возможностью реверса, наряду с такими же мощностями на границе с Украиной.
- Группа по газу для Центральной и Юго-Восточной Европы согласовала список приоритетных проектов, реализация которых обеспечит региону доступ минимум к трем источникам газа. Также начал работу созданный ЕК Форум по энергетической инфраструктуре, первая встреча прошла 9-10 ноября 2015 года.
- Еврокомиссия ведет активную работу со странами-членами по снятию регуляторных барьеров в трансграничной торговле газом и электроэнергией и полной имплементации положений ТЭП. Интенсификация инициативы ЕК по структуре рынка (market design initiative) задает рамки дальнейшего развития регуляторного процесса в целях интеграции энергорынков.

Один из острых вопросов - высокая ценовая дифференциация и перекосы в рыночной интеграции между различными странами, что наблюдается даже при высокой ценовой конвергенции основных газовых хабов из-за влияния долгосрочных контрактов и недостающей инфраструктуры. Розничные рынки при этом остаются

<sup>77</sup> Доступны по ссылке [http://ec.europa.eu/priorities/publications/benefits-energy-union-country-factsheets\\_en](http://ec.europa.eu/priorities/publications/benefits-energy-union-country-factsheets_en)

<sup>78</sup> State of the Energy Union 2015 COM(2015) 572, 18.11.2015

## 5. Программные и законодательные инициативы ЕС в отношении развития рынка газа 2014-2016 годов

национальными, поэтому ЕК предлагает активизировать региональную рыночную интеграцию.

Комментируя планы компаний по сооружению новых сетей, связывающих Россию и Германию по дну Балтийского моря, ЕК подчеркивает, что 3 и 4 очереди Северного потока не обеспечат доступа к новому источнику газа, а станут только еще одним маршрутом из России, в то время как уже существующие мощности используются лишь наполовину. Этот проект должен полностью соответствовать европейскому законодательству, и Еврокомиссия оставляет за собой право соответствующей его оценки.

Для систематического мониторинга процесса создания Энергосоюза, предложен целый ряд ключевых индикаторов по пяти основным направлениям<sup>79</sup>, (см. Приложение 7). Стратегическое планирование базируется на национальных планах, первая редакция которых предполагается к 2017 году, с тем, чтобы после доработки они вступили в силу с 2021 года с их последующей периодической корректировкой.

В рамках создания Энергосоюза, в феврале 2016 года Еврокомиссия представила пакет по безопасности энергопоставок, призванный обеспечить включение Евросоюза в процесс перехода мировой энергетики к низкоуглеродной, а также повысить его готовность к возможным перебоям в энергопоставках. Ключевыми документами этого пакета, значимыми для развития газового рынка, являются пересмотр регламента о безопасности поставок 994/2010, пересмотр информационных механизмов в рамках межправительственных соглашений и стратегия по СПГ и ПХГ, которые будут рассмотрены ниже.

### 5.3. Пересмотр Регламента о безопасности поставок 994/2010

Регламент 994/2010<sup>80</sup> по обеспечению безопасности поставок газа основан на уроках январского газового кризиса 2009 года и вступил в действие 3 декабря 2010 года. Целью документа является обеспечение участия каждого государства-участника ЕС в подготовке и эффективном управлении ситуацией с дефицитом природного газа, вызванного как нарушениями поставок, так и крайне высоким спросом.

Документ предусматривает разделение ответственности за безопасность поставок газа. Каждая страна-член разрабатывает Превентивный план действий и План действий в чрезвычайных ситуациях, ведет регулярный мониторинг безопасности поставок газа на национальном уровне, с оценкой рисков, информацией о

<sup>79</sup> Рабочий документ ЕК "Monitoring progress towards the Energy Union objectives - Concept and first analysis of key indicators", SWD (2015) 243, 18.11.2015

<sup>80</sup>REGULATION (EU) No 994/2010 concerning measures to safeguard security of gas supply and repealing Council Directive 2004/67/EC, 20 октября 2010 г.

## 5. Программные и законодательные инициативы ЕС в отношении развития рынка газа 2014-2016 годов

существующих и планируемых соединениях в системе, о трансграничных поставках и доступе к хранилищам и физическим мощностям по транспортировке газа. Полная оценка рисков должна содержать данные о размере рынка, конфигурации газовой сети, фактических поставках, наличии собственной добычи и хранилищ и роли газа в энергетическом балансе. Национальные и совместные Планы действий в чрезвычайной обстановке предусматривают действия на трех уровнях: уровень раннего предупреждения; аварийный уровень; уровень чрезвычайной ситуации.

Регламент направлен на развитие трансграничных мощностей путем создания новой инфраструктуры, которая может быть коммерчески невыгодной, но необходима для обеспечения безопасности снабжения природным газом. В этих целях предложена реализация так называемого «правила/стандарта N-1» и формирование реверсных потоков газа.

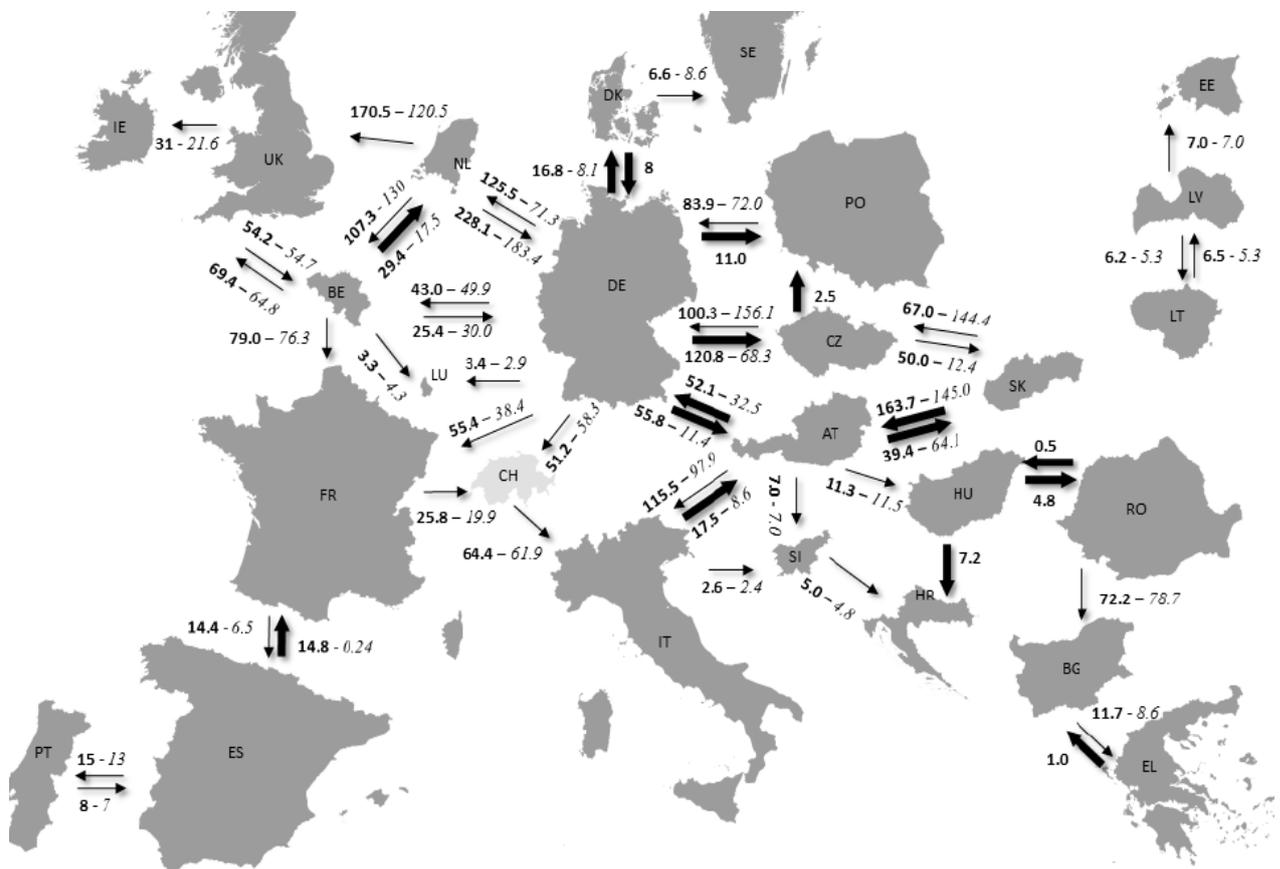
Регламент ввел единый индикатор, позволяющий оценить серьезность угрозы для газоснабжения, известный как «правило N-1». Согласно этому стандарту страны должны обеспечить поставки газа не менее 30 дней в чрезвычайной ситуации защищенным категориям потребителей (домохозяйствам и пр.). Стандарт N-1 внедрен с декабря 2014 года, его требованиям отвечают 20 стран. Три страны-участницы с небольшими и изолированными газовыми рынками (Швеция, Люксембург и Словения) освобождены от его соблюдения, Болгария и Литва пока не отвечают заявленным требованиям.

Развитие внутреннего энергетического рынка привело к необходимости экономически эффективных и гибких способов транспортировки газа, одним из которых стали виртуальные реверсные потоки (backhaul). Если газовый поток, суммирующий индивидуальные заявки через определенный пункт равен такой же сумме заявок в противоположном направлении, то физической поставки газа не происходит. Виртуальные потоки позволяют газу, согласно контракту, течь в обоих направлениях, а также в тех точках, где физически невозможны реверсные поставки.

В случае физических реверсных потоков газ может быть транспортирован в обоих направлениях. Количество межгосударственных пунктов соединения с реверсом увеличилась с 12 в 2009 году до 21 в 2014 году; а еще четыре границы стали доступны для поставок в двух направлениях (Германия-Дания, Италия-Австрия, Греция-Болгария и Румыния-Венгрия). Часть обратных потоков коммерчески оправдана, некоторые же важны для обеспечения надежности поставок газа, например, газопровод Ямал между Польшей и Германией, интерконнекторы между Румынией и Венгрией и между Грецией и Болгарией.

## 5. Программные и законодательные инициативы ЕС в отношении развития рынка газа 2014-2016 годов

Несмотря на прогресс в организации реверсных потоков, ЕК считает, что гибкость газовой сети ЕС недостаточна. При перебоях поставок газа с востока, странам из Центрально-Восточной Европы придется получать газ с западных рынков. В этом случае входные мощности из Северо-Западной Европы в Германию и мощности на выходе к востоку должны быть максимальными. Отсутствие двунаправленных потоков в частности на пунктах Obergaibach и Waidhaus приводит к тому, что природный газ полностью или частично не может быть физически поставлен с северо-запада, Франции и с рынка Иберии на восток. Это сокращает возможность использования СПГ или газа из Норвегии для газоснабжения Восточной Европы (Рисунок 16).



Примечание: полужирным шрифтом указаны мощности, действующие в 2014 году, курсивом – в 2009 году. Жирной стрелкой показано расширение сети: новые интерконнекторы, увеличение мощности существующих или реверсные мощности

Источник: Рабочий документ ЕК «Report on the implementation of Regulation (EU) 994/2010 and its contribution to solidarity and preparedness for gas disruptions in the EU», 16.10.2014

Рисунок 16 - Трансграничные мощности ЕС, 2009-2014 гг., млн куб. м. в день

За первые пять лет после принятия ТЭП в Европе были расширены, модернизированы для реверса или сооружены вновь 16 интерконнекторов. Общая пропускная способность этих трансграничных соединительных сетей выросла с 1992 млн куб. м в день в 2009 году до 2272 млн куб. м в день по итогам 2014 года

## 5. Программные и законодательные инициативы ЕС в отношении развития рынка газа 2014-2016 годов

(+14%), что вкупе с развитием реверсных поставок увеличивает общую гибкость системы.

Новая редакция Регламента о безопасности поставок 994/2010<sup>81</sup> была принята в феврале 2016 года, с целью обеспечить внедрение всеми странами-членами ЕС соответствующих механизмов управления негативными факторами резкого снижения или перерывов поставок газа, а также факторами резкого роста спроса на него. Одной из основных мер для достижения этих целей названы принципы солидарности соседних государств для совместного газоснабжения защищенных категорий потребителей (домохозяйств, медицинских учреждений, социальных служб и пр.) в условиях серьезного кризиса. Такой подход отражает движение от национального к региональному уровню в обеспечении безопасности поставок.

Помимо уже обозначенных задач по оценке рисков, составлению превентивных планов и планов действий в кризисных ситуациях, солидарных действий, страны-члены ЕС должны принять решения об обеспечении двунаправленных потоков газа в каждом трансграничном пункте с участием всех заинтересованных в движении по данному коридору государств.

Кроме того, нефтегазовые компании обязаны автоматически информировать своих национальных регуляторов и союзные структуры обо всех значимых для обеспечения безопасности поставок условиях контрактов с момента их заключения или изменения.

Документ также содержит ряд корректировок стандартов поставок, правила N1, оценки рисков, содержания национальных планов и пр.

Примечательно, что финальная версия документа лишь упоминает о механизме совместных закупок газа, как о возможном, но не прописывает конкретных процедур его реализации. Такой подход можно считать компромиссом между стремлением некоторых восточных стран ЕС к введению такого механизма и позицией других государств и участников рынка, считающих его нерыночным и неконкурентным (Eurogas, EFET и пр.).

В связи с этим важна позиция самого влиятельного европейского игрока – Германии, которая также подчеркивает, что данный механизм противоречит либерализации газовых рынков. В целом же правительство Германии указывает на то, что уровень интеграции стран должен варьироваться для различных отраслей экономики. Так, полномасштабное внедрение общего рынка энергоносителей необходимо, но, когда это касается энергоструктуры отдельно

<sup>81</sup> Proposal for a REGULATION concerning measures to safeguard the security of gas supply and repealing Regulation (EU) No 994/2010, COM (2016) 52 от 16.02.2016

## 5. Программные и законодательные инициативы ЕС в отношении развития рынка газа 2014-2016 годов

взятой страны, она должна свободно решать, что выбрать исходя из своих реальных возможностей. С другой стороны, Германия пока не определилась, какие компоненты рынка должны регулироваться централизованно, а какие – на региональном (национальном) уровне.<sup>82</sup>

### 5.4. Пересмотр решения об информационном обмене в рамках межправительственных соглашений в сфере энергетики (IGA Decision 994/2012)

Дорожная карта Энергосоюза предусматривает пересмотр обмена информацией по межправительственным соглашениям стран ЕС с третьими странами в сфере энергетики, который регламентируется решением Европейского Совета от 25 октября 2012 года (The IGA Decision)<sup>83</sup>. Пересмотр вызван тем, что Еврокомиссия получала информацию о межправсоглашении только после его подписания. При выявлении несоответствий двустороннего договора европейскому законодательству, последующее изменение уже подписанного соглашения было затруднительным. Так, из 124 представленных Еврокомиссии межправительственных соглашений, заключенных до вступления в силу IGA Decision, претензии были высказаны в отношении 17 из них, преимущественно по несоответствию ТЭП<sup>84</sup>. Всего же около трети всех действующих межправительственных соглашений в той или иной мере не соответствуют европейскому законодательству, при этом Комиссии ничего не известно об устранении нарушений. Примечательно, что после принятия IGA Decision в конце 2012 года, ни одно государство ЕС добровольно не поставило в известность Еврокомиссию о своих текущих переговорах с третьими странами.

*Еврокомиссия настаивает на необходимости собственной проверки и согласования всех межправительственных соглашений*

В силу этого, ключевое изменение в IGA's Decision требует обязательной и предварительной проверки соглашения и сопутствующих документов со стороны Еврокомиссии до его заключения. Соглашение может быть подписано только после получения развернутого решения ЕК. Более того, страны обязаны информировать ЕК о факте вступления в переговоры с третьими странами по поводу не только самих соглашений, но и меморандумов о взаимопонимании, совместных деклараций и прочих документов в области энергетики, где могут быть отсылки к европейскому законодательству.

Вмешательство Еврокомиссии также объясняется тем, что двусторонние соглашения европейских государств могут оказать негативный эффект на соседние государства, что в свою очередь

<sup>82</sup> German Government, "German Non-paper on the Energy Union", март 2015

<sup>83</sup> Decision 994/2012/EU establishing an information exchange mechanism with regard to intergovernmental agreements (IGAs) between Member States and third countries in the field of energy, 25 октября 2012

<sup>84</sup> EC Public consultation document on the Intergovernmental Agreements (IGAs) Decision, 2015 год

## 5. Программные и законодательные инициативы ЕС в отношении развития рынка газа 2014-2016 годов

будет препятствовать интеграционным процессам в рамках формирования Энергосоюза. Документ также содержит упоминание о том, что действующие в Европе правила могут препятствовать коммерческим интересам поставщиков из третьих стран, под давлением которых страны-члены ЕС могут включить в свои соглашения определенные условия, способные нанести урон полноценному функционированию внутреннего рынка ЕС. К таким условиям могут быть отнесены барьеры к разделению собственности, ограничения в доступе к инфраструктуре, или препятствия к перепродаже сырья в другие страны ЕС. Следует отметить, что эти пункты в различной степени относятся к сотрудничеству с Россией. Если страна считает содержание межправсоглашения конфиденциальным, такая информация может быть предоставлена Еврокомиссии в обобщенном виде.

Соглашения между компаниями не обязательны к предоставлению, но могут быть представлены в добровольном порядке.

В случае обнаружения Еврокомиссией несоответствий соглашения текущему европейскому законодательству, для данной страны будет открыта процедура по устранению нарушений. Новая редакция решения о межправительственных соглашениях<sup>85</sup> вступила в силу в феврале 2016 года.

Уже сейчас очевидно, что требование ЕК о ревизии существующих и участия в заключении новых межправсоглашений станет поводом для конфликтов между руководством ЕС и странами-членами, стремящимися сохранить свой суверенитет при решении энергетических вопросов в соответствии со ст.194 TFEU. Так, премьер-министр Венгрии В. Орбан уже заявил, что это может стать «серьезной проблемой».

**Принятые в рамках создания Европейского Энергосоюза новая редакция Регламента о безопасности поставок газа и новое решение об информационном обмене при заключении межправительственных соглашений обострили общеевропейскую энергетическую повестку. Требования по введению солидарных принципов для соседних государств, а особенно участие ЕК в двусторонних отношениях европейских государств с третьими странами, рассматривается многими из них как вмешательство в суверенную сферу. Кроме того, эти решения напрямую затрагивают интересы третьих стран, что может привести к пересмотру уже действующих соглашений, а также к формированию иной договорной базы при заключении новых. Таким образом, в целом для ЕС происходит гармонизация процессов торговли, но для отдельных стран это**

<sup>85</sup> *DECISION on establishing an information exchange mechanism with regard to intergovernmental agreements and non-binding instruments between Member States and third countries in the field of energy and repealing Decision No 994/2012/EU, COM (2016) 53 om 16.02.2016*

## 5. Программные и законодательные инициативы ЕС в отношении развития рынка газа 2014-2016 годов

способно привести к ухудшению условий внешнего сотрудничества.

Изменение стандарта безопасности газоснабжения также может отразиться на текущих взаимоотношениях. Все более широкое развитие реверсных поставок, способствующее свободным перетокам газа и взаимным зачетам встречных потоков, настоятельно требует рассматривать европейский рынок уже не как совокупность национальных рынков, а как формирующееся единое открытое пространство.

### 5.5. Стратегия по СПГ и ПХГ

Для выравнивания уровня обеспечения энергетической безопасности в различных странах Европы, в феврале 2016 года была представлена стратегия в области сжиженного природного газа (СПГ) и подземного хранения (ПХГ)<sup>86</sup>. Стратегия нацелена на более полное раскрытие потенциала рынка СПГ и подземных хранилищ газа для придания европейской газовой системе большей диверсификации и гибкости, что является одной из ключевых задач Энергосоюза по обеспечения безопасных, устойчивых и конкурентных поставок газа в регион.

*Стратегия по СПГ и ПХГ предполагает расширение возможности использования функционирующих мощностей всеми участниками единого рынка и, при необходимости, создание новых объектов.*

Для максимального доступа к растущему мировому рынку СПГ и формированию привлекательного для поставщиков рынка ЕС необходим анализ инфраструктуры, которая обеспечивает странам ЕС доступ к рынку СПГ напрямую, либо через сопредельные страны, что особенно важно для наиболее уязвимых государств. Также необходимо завершить формирование единого открытого внутреннего рынка газа на территории ЕС, способного подавать адекватные ценовые сигналы как для привлечения внешних поставок СПГ, так и необходимых инвестиций в инфраструктуру. Евросоюз также намерен активизировать диалог с настоящими и потенциальными поставщиками и крупнейшими потребителями СПГ.

По состоянию на конец 2015 года в Европе действуют регазификационные терминалы общей мощностью 195 млрд куб. м в год, к 2019 году их мощность будет доведена до 213 млрд куб. м в год за счет уже строящихся. Кроме этого еще существуют планируемые проекты на 146 млрд куб. м.

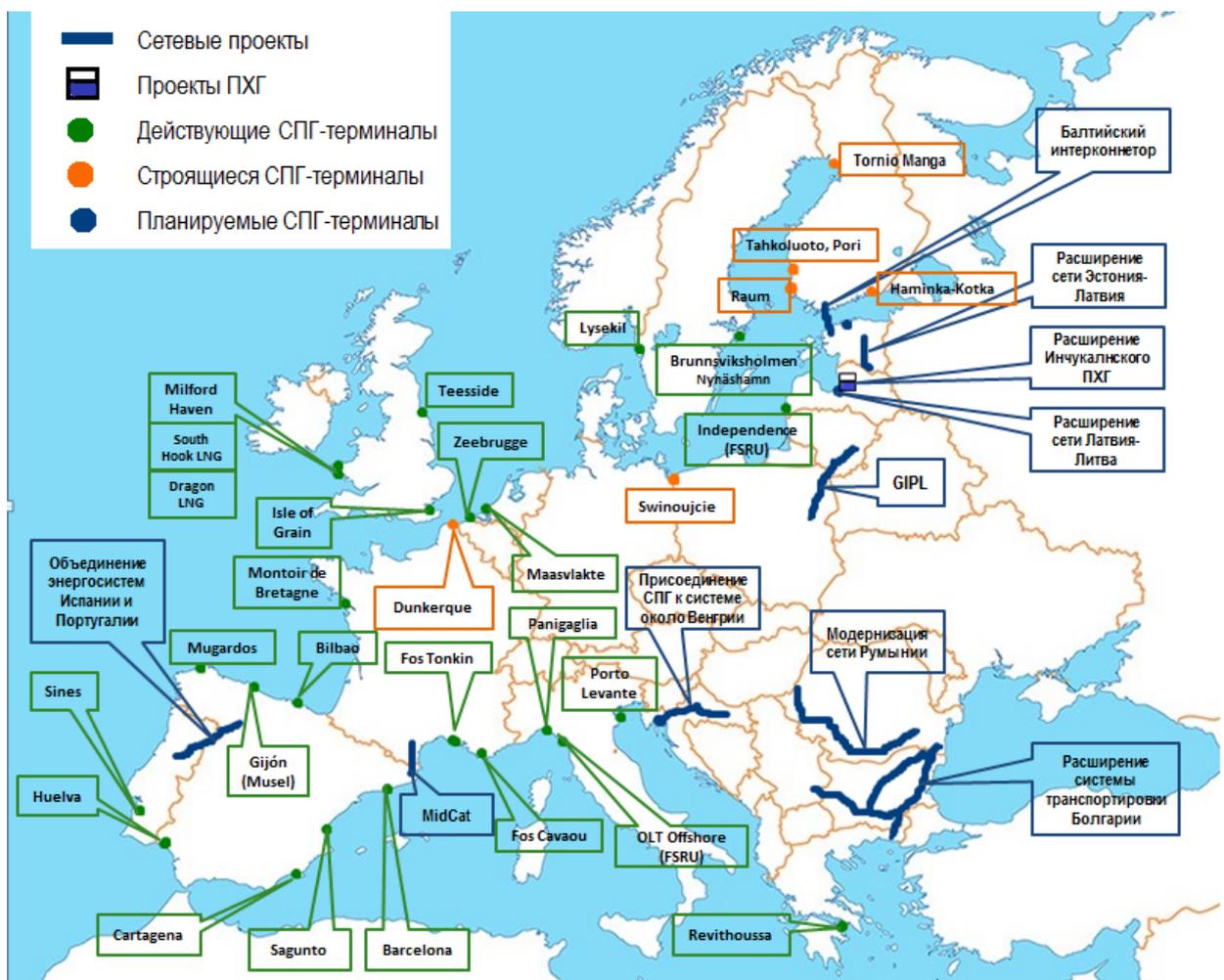
Не слишком оптимальное распределение действующих мощностей по приему СПГ в Европе должно быть исправлено путем сооружения новых терминалов в наиболее подходящих к тому местам. Развитие инфраструктуры, связывающей ликвидные хабы с приемными

<sup>86</sup> Communication on an EU strategy for liquefied natural gas and gas storage, COM (2016) 49, 16.02.2016

## 5. Программные и законодательные инициативы ЕС в отношении развития рынка газа 2014-2016 годов

терминалами СПГ и крупными газовыми магистралями, должно повысить уровень безопасности энергообеспечения в странах ЕС с ограниченным числом источников поставок, а также улучшить общую трансграничную интеграцию для формирования единого рынка.

Так, обобщенный проект Central East South Europe Gas Connectivity group (CESEC) включает в себя шесть приоритетных проектов, обеспечивающих доступ к СПГ для всех стран региона по двум коридорам от терминала Krk на восток и на север. Проект Baltic Energy Market Interconnection Plan (BEMIP) также включает в себя шесть проектов по доступу к СПГ и подземным хранилищам в регионе, связывая балтийские страны и Финляндию с европейской сетью (Рисунок 17).



Источник: Еврокомиссия

Рисунок 17 – Действующие и планируемые СПГ-терминалы и связующие сетевые проекты в ЕС

## 5. Программные и законодательные инициативы ЕС в отношении развития рынка газа 2014-2016 годов

Трансформация ситуации на газовом рынке также означает изменения в секторе подземного хранения газа, играющем ключевую роль в оптимизации газовой инфраструктуры и общей балансировке системы, особенно при возможных перебоях.

Участники рынка отмечают, что при принятии решений о сооружении новых объектов инфраструктуры необходим более тщательный анализ эффективности затрат (СВА). Так, например, при обсуждении строительства/использования стратегических хранилищ, как одного из элементов безопасности поставок, была названа цифра, что только для покрытия спроса в Германии в течение пяти холодных дней использование таких хранилищ будет стоить 7,5 млрд евро в течение 20 лет<sup>87</sup>.

Отметим, что если уровень загрузки ПХГ на максимуме хранения в осенне-зимний сезон 2015-2016 года в Европе составлял около 84%, а в среднем – около 30%, то загрузка СПГ-терминалов по итогам 2015 года не превышает 25%. Инвестиции в строительство новых подобных объектов потребует дополнительной поддержки, поскольку текущий уровень использования инфраструктуры в этих секторах не обеспечивает их быстрый возврат.

**Рассмотренные правовые и стратегические документы, принятые Еврокомиссией в 2014-2016 годах, являются последовательным развитием законодательного тренда на создание единого открытого и конкурентного рынка газа, заданного Третьим энергопакетом. Помимо этого, документы закрепляют вполне очевидное и настойчивое стремление европейцев максимально диверсифицировать возможности поставок газа и способы его перетоков.**

<sup>87</sup> Security of Supply review and LNG, storage strategy, CEFIC-IFIEC position 28 Madrid Forum, 2015

## 6. Оценка последствий регулирования газового рынка ЕС для поставок российского газа

### 6. Оценка последствий регулирования газового рынка ЕС для поставок российского газа

Весь блок рассмотренных выше документов, регулирующих текущее функционирование и перспективное развитие европейского газового рынка, оказывает прямое влияние на организацию экспорта российского газа в этот регион и функционирование проектов с российским участием.

Наиболее резонансными в связи с этим являются многолетние дискуссии вокруг крупных инфраструктурных проектов по доставке российского газа европейским потребителям. Так, требование ТЭП о свободном доступе третьих сторон к объектам газовой инфраструктуры ограничило использование мощностей газопровода-отвода от Северного потока OPAL, что в целом крайне негативно сказалось на общей экономике проекта. Газопроводу OPAL немецким регулятором Bundesnetzagentur в 2009 году было предоставлено освобождение, позволяющее компании-оператору OPAL Gastransport полностью использовать мощности сроком на 22 года. Однако Еврокомиссия заблокировала это решение, а попытки разрешить ситуацию в соответствии с европейским законодательством пока не принесли итогового результата. Последнее предложение, вынесенное немецким регулятором на утверждение ЕК в мае 2016 года, вновь базируется на обновленном соглашении 2009 года, но по состоянию на октябрь 2016 года окончательного решения нет.

Реализация другого масштабного проекта Южный поток изначально была основана на межправительственных соглашениях, однако все шесть таких соглашений со странами, по чьей территории предполагалось проложить трубу, были признаны ЕК не соответствующими европейскому законодательству, впоследствии это стало одним из факторов, повлиявшим на отказ от проекта.

Неопределенность сохраняется и в отношении проекта Северный поток-2. Ситуация вокруг проекта показала глубокий разрыв интересов между европейскими компаниями и руководством ЕС, между различными европейскими странами, а также ограниченную роль ЕК в принятии решений по крупной инфраструктуре. Ярким подтверждением этому стал запрет польского регулятора UOKiK на создание СП по проекту, что лишний раз подчеркивает возросшую роль энергорегуляторов при принятии ключевых решений. Отсутствие единства в отношении этого проекта и серьезное ему противодействие обязывают российскую сторону многократно обезопасить свои инвестиции с учетом всего опыта последнего десятилетия.

## 6. Оценка последствий регулирования газового рынка ЕС для поставок российского газа

Положение ТЭП о предоставлении свободного доступа третьих сторон к существующей газовой инфраструктуре, затруднив реализацию крупных проектов с российским участием, несет в себе и некий позитивный сигнал. Российская сторона отныне имеет право действовать в духе Третьего энергопакета, указывая на ответственность европейских операторов ГТС по созданию новых мощностей для удовлетворения спроса<sup>88</sup>. Согласно статье 13.2 газовой директивы 2009/73, «каждый оператор ГТС обязан строить достаточные трансграничные мощности для объединения европейской газотранспортной инфраструктуры, покрывающие весь экономически целесообразный и технически реализуемый спрос на мощности, с учетом надёжности газоснабжения». Иными словами, европейские сетевые операторы обязаны профинансировать и построить новые транспортные мощности в соответствии с текущим и перспективным рыночным спросом.

**Требование ТЭП о предоставлении свободного доступа третьих сторон к объектам инфраструктуры, бывшее серьезным препятствием в отношениях двух сторон, в итоге оказалось той областью, где, на наш взгляд, возможен компромисс. Российская сторона пересмотрела свои традиционные подходы с партнерами и стремление продвинуться как можно дальше по газовой цепочке на европейском рынке в рамках стратегии вертикальной интеграции (что было вполне логично в рамках предыдущих регуляторных и рыночных правил) в пользу более прагматичного для новых условий подхода, с перенесением ответственности, в т.ч. и финансовой, за доставку газа конечным потребителям по территории ЕС на европейских операторов. При этом неочевидно, что обеспечивая соответствие законодательным нормам, потребители Евросоюза от этого выиграют. Также остается вопрос в способности операторов своевременно вводить необходимые мощности.**

С сентября 2015 года ПАО «Газпром» ввел практику проведения в Санкт-Петербурге газовых аукционов для потребителей ЕС, в сентябре 2016 года прошел уже третий раунд таких аукционов. Сменивший собственника на выходе из российской ГТС газ, далее может быть прокачан на условиях доступа третьих сторон по европейской системе (включая OPAL). Нельзя исключать и дальнейшего развития торговых механизмов при реализации российского газа на краткосрочной и среднесрочной основе. Такие подходы могут лечь в основу обеспечения работоспособности таких проектов как Северный поток 2.

<sup>88</sup> Выступление А.Миллера на конференции «Европа и Евразия: на пути к новой модели энергобезопасности», организованной Валдайским клубом, Берлин, 13 апреля 2015 года, доступно по ссылке <http://www.gazprom.ru/press/miller-journal/029076/>

## 6. Оценка последствий регулирования газового рынка ЕС для поставок российского газа

Базовое требование ТЭП об отделении сетевой составляющей в структуре ВИНК заставило ПАО «Газпром» отказаться от многих своих сетевых активов: долей в балтийских компаниях Lietuvos Dujos, Amber Grid, Eesti Gaas, Interconnector (Великобритания), Gasum (Финляндия). Наиболее значимые из оставшихся – это Gascade Gastransport (Германия, 49,98%), ЕвроПолГаз (Польша, 48%), где российской стороне принадлежит менее 50% акций. Также группа «Газпром» совместно со своими европейскими партнерами сооружают, эксплуатируют и арендуют мощности по хранению газа в Германии, Сербии, Нидерландах и Чехии.

В результате продажи активов и изменения подходов к регулированию транспортной составляющей в ЕС традиционная производственная цепочка по доставке российского газа оказалась разорвана, что привело к необходимости пересматривать механизмы доставки газа потребителям. С учетом длины маршрута, пересечения нескольких границ, а также новых условий доступа к газотранспортным мощностям при невозможности выкупить 100% необходимых мощностей, такое разделение может стать причиной т.н. «контрактного несоответствия», с увеличением рисков несовпадения различных контрактов по объемам, срокам или иным условиям. В связи с этим важно учитывать изменение операционных и технических правил на европейском рынке, где Газпром сейчас выступает преимущественно как поставщик (shipper), при сохранении за ним ответственности по исполнению контрактных условий.

Напомним также, что под давлением европейских потребителей, и в соответствии с рыночной конъюнктурой, российская компания много раз пересматривала условия долгосрочных контрактов, как в части ценовых условий, так и по формуле ценообразования, уровню «take-or-raise», объемам make-up газа и иным показателям<sup>89</sup>.

Таким образом, практическая имплементация Третьего энергетического пакета ЕС, принятого в развитие либерализационных процессов на европейском газовом рынке, обернулась для России несколькими ключевыми вызовами:

- тенденцией к усилению краткосрочности рынка, что существенно осложняет долгосрочное планирование всего газового бизнеса и меняет систему сложившихся взаимоотношений с потребителями;
- затруднением для использования компанией уже действующей инфраструктуры и большими проблемами при реализации новых крупных проектов;

<sup>89</sup> Митрова Т. А., Кулагин В. А. «Газовый рынок Европы: утраченные иллюзии и робкие надежды», М., НИУ ВШЭ/ИНИЭИ РАН, 2015 г.

## 6. Оценка последствий регулирования газового рынка ЕС для поставок российского газа

- высокими рисками в исполнении своих контрактных обязательств в связи с противоречиями в ходе интеграции системы поставок российского газа в новую концепцию европейского рынка газа.

Более детально риски и возможности для поставок российского газа и деятельности Газпрома на европейском газовом рынке, связанные с последними изменениями законодательства ЕС в сфере энергетики, представлены в Таблица 10.

*Таблица 10 - Риски и возможности для поставок российского газа в Европу и деятельности Газпрома на европейском рынке в связи изменениями законодательства ЕС в сфере энергетики*

Риски/возможности	Комментарии
<b>Третий энергопакет ЕС</b>	
<b>Неполное соответствие традиционных подходов в поставках российского газа в ЕС новым требованиям регулирования</b>	Необходимость соответствовать требованиям ТЭП в части отделения сетевой составляющей, доступа третьих сторон, реализации крупных проектов, предложенных условий конкуренции при растущей роли регуляторов. Необходимость адаптации ценовых контрактных механизмов к рыночным условиям.
<b>Риск несвоевременного или неполного выполнения контрактных обязательств, снижение надежности транзита и увеличения его стоимости</b>	Проблема «контрактного несоответствия», когда контракты на поставку газа не всегда могут быть обеспечены соответствующими контрактами на транзит. Есть риск их несовпадения по объемам, срокам или иным условиям. При этом ответственность за соблюдение условий контракта остается за поставщиком, у которого возможности влияния на оператора ограничены.
<b>Риск пересмотра транзитных контрактов на поставку газа</b>	Европейские регуляторы рассматривают традиционные транзитные контракты point-to-point как устаревшие, требуя их уравнивания с контрактами на внутреннюю поставку газа и интеграции в новую систему «вход-выход». Отмененные де-юре, фактически транзитные контракты еще сохраняются, что не снимает риска их пересмотра.
<b>Неопределенность и высокие риски реализации крупных инфраструктурных проектов на территории ЕС, возможность переложить ответственность за реализацию новых проектов на операторов</b>	Условие доступа третьих лиц к газовой инфраструктуре при ограничении рентабельности сетевых операций значительно ухудшает условия финансирования крупных инвестиционных проектов – как планируемых, так и уже реализованных (OPAL). Исключение крупных инфраструктурных проектов из-под действия ТЭП не регламентировано и носит закрытый характер. При этом все крупные проекты, кроме российских, реализованы на условиях исключения. Текущее законодательство и формирование преимущественно краткосрочного рынка газа в Европе не стимулируют новое крупное строительство. Поправки в сетевые кодексы по новой инфраструктуре пока не приняты. Но при этом у поставщиков есть хорошая возможность переложить обязательства по сооружению новой инфраструктуры на европейских операторов.
<b>Рынок ЕС, кроме северо-запада, незрелый и низколиквидный. Форсирование краткосрочной торговли, не подкрепленное соответствующим состоянием рынка, создает риски для всех его участников, включая риски рыночных спекуляций и ценовых перекосов.</b>	Ускоренный переход от долгосрочных газовых контрактов, имеющих привязку к формуле цены, к краткосрочной низколиквидной торговле на газовых хабах и биржах, с преобладанием последних, увеличивает вероятность рыночных спекуляций, перекоса в сторону «бумажного» рынка, что увеличивает волатильность и непредсказуемость цен, которые могут не отражать объективную ситуацию. Эти риски усиливаются низкой ликвидностью всех европейских хабов за исключением NBP и TTF, чьи цены сейчас автоматически транслируются на Центральную и Восточную Европу.
<b>Ограничение возможностей для вхождения в новые проекты и риски по управлению и владению имеющимися активами</b>	Впервые на уровне ЕС введено ограничение прав иностранных инвесторов в сфере энергетики, т.н. оговорка о третьих странах (т.н. «статья 11»), когда сертификация подконтрольных иностранным компаниям системных операторов возможна лишь при условии, что они отвечают требованиям ЕС по эффективному разделению, а также при доказательстве, что они не создают рисков для надежности поставок.

## 6. Оценка последствий регулирования газового рынка ЕС для поставок российского газа

	Требования ТЭП и другие ограничения уже привели к значительной реструктуризации активов с российским участием, прежде всего в части утраты контроля над сетями.
<b>Формирование и внедрение целевой модели рынка газа в ЕС и сетевых кодексов</b>	
<b>Необходимость принятия новых операционных и технических правил и стандартов по мере их введения в практику</b>	Замена национальных рынков трансграничными зонами по принципу «вход-выход», со свободными перетоками газа, реверсными поставками и широким замещением встречных потоков по принципу сообщающихся бассейнов требует принципиального пересмотра сложившейся ментальности для эффективного включения в новую систему газоснабжения. Требуется системное выстраивание отношений с сетевыми операторами с учетом европейских реалий.
<b>Расширение действия Третьего энергопакета на страны Энергетического сообщества</b>	
<b>Риск разрыва транзитного контракта из-за разделения НАК «Нафтогаз Украины».</b>	Приняв ТЭП, Украина выделила из состава Нафтогаза сетевого оператора и оператора ПХГ, что резко увеличивает финансовые и транзитные риски для российского газа по территории этой страны, а также вероятность пересмотра действующих контрактов.
<b>European Energy Security Strategy</b>	
<b>Снижение импорта газа из России</b>	Документ делает выраженный акцент на слишком высокую зависимость ЕС от импорта российского газа как на один из рисков европейской энергобезопасности.
<b>ACER "European Gas Target Model – Review and update"</b>	
<b>Возможность легального ограничения поставок газа из одного источника</b>	Применение нерыночных мер, принудительная диверсификация поставок газа, возможность легитимного ограничения поставок газа из одного источника
<b>Создание Энергетического союза ЕС</b>	
<b>Повышение роли ЕК в отношениях с поставщиками. Риск диктата условий поставок со стороны ЕС. Поддержка проекта Транскаспийского трубопровода.</b>	Выработка консолидированной позиции всех стран ЕС по вопросам энергетики, при общей направленности концепции Энергосоюза на сдерживание российского присутствия в энергосекторе Европы. Участие ЕК при заключении контрактов на внешние поставки. Допуск нерыночных подходов в кризисных ситуациях при отсутствии определения кризисной ситуации как таковой.
<b>Пересмотр Regulation 994/2010, IGA Decisions</b>	
<b>Участие ЕК в заключении новых межправительственных соглашений, риск пересмотра действующих в части долгосрочных контрактов на поставку газа под влиянием ЕК.</b>	Пересмотр Регламента о безопасности поставок газа задает новые стандарты безопасности газоснабжения, что может отразиться на текущих взаимоотношениях. Широкое развитие реверсных поставок для свободных перетоков газа и взаимный зачет поставок требует рассматривать европейский рынок не как совокупность национальных рынков, а как формирующееся единое открытое пространство. Активное участие ЕК в подготовке и заключении новых межправительственных соглашений по энергетике с изменением условий договорной базы, пересмотр действующих соглашений.

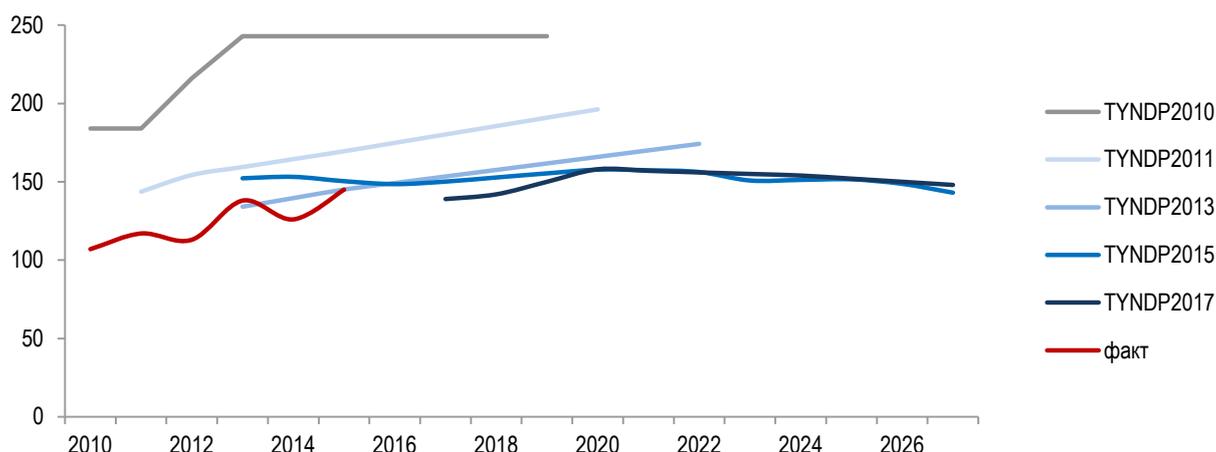
Источник: ИЭИ РАН

Возникшее после транзитных кризисов 2006 и 2009 годов стремление европейцев снизить свою зависимость от российского газа и напряжение в отношении Газпрома, резко обострилось на фоне политической эскалации на Украине, что привело к принятию в 2014-2015 годах ряда новых программных документов ЕС, несущих в себе явные негативные сигналы для отношений России и ЕС в газовой сфере. Дополнительного драматизма ситуации добавило беспрецедентное падение спроса на газ - на 116 млрд куб. м (-20%) с 2010 по 2014 гг., - с некоторым восстановлением в 2015 году, и очевидная для всех участников рынка крайняя степень неопределенности с перспективами его использования даже при горизонте планирования не более десяти лет.

## 6. Оценка последствий регулирования газового рынка ЕС для поставок российского газа

В результате, взаимоотношения России и Европы в газовой сфере к настоящему моменту перешли от стратегического партнерства к обычному коммерческому взаимодействию, отягощенному к тому же серьезными политическими разногласиями<sup>90</sup>. Однако, отметим, что российско-европейский газовый бизнес по итогам 2015 года показал лучшие результаты по сравнению с предыдущими годами, когда доля России достигла исторического максимума в 30% от общего потребления газа в регионе, в 2016 году эта тенденция сохраняется. Налицо некий разрыв между целеполаганием Еврокомиссии, направленным на максимальное сдерживание России в газовом секторе ЕС, и реальной экономической практикой европейских потребителей.

Динамику отношений России и ЕС в газовой сфере легко проследить по Десятилетним планам развития газовых сетей (Ten Year Network Development Plan, TYNDP), которые, согласно требованиям ТЭП, разрабатывает и раз в два года обновляет европейское объединение сетевых операторов ENTSOG. Разница перспективных оценок по импорту российского газа от 2009 года (TYNDP2010) и 2016 года (TYNDP2017) составляет около 100 млрд куб. м в год. Собственно, это не что иное, как оцифрованное изменение отношения европейских потребителей к газу вообще, и к российскому в частности, произошедшее за время действия Третьего энергопакета, но не только под его влиянием (Рисунок 18). Существенное влияние на оценки импорта оказывает также и рыночная конъюнктура, включая потребности экономики в энергоресурсах и межтопливную конкуренцию.



Источник: ENTSOG TYNDP 2010, 2011, 2013, 2015, фактические поставки из России – ФТС

Рисунок 18 - TYNDP's: поставки газа из России (базовые сценарии), млрд куб. м

<sup>90</sup> Подробнее об этом см. Митрова Т.А., Кулагин В.А. «Газовый рынок Европы: утраченные иллюзии и робкие надежды», М., ИНЭИ РАН, 2015 г.

## **6. Оценка последствий регулирования газового рынка ЕС для поставок российского газа**

Либерализация европейского энергорынка с глубоким изменением прежних подходов, нормативно-правовой базы и регуляторной практики, подтолкнула российскую сторону к постепенному изменению своей экспортной стратегии, причем в перспективе от российской стороны потребуются значительные усилия по адаптации к новой институциональной среде. На фоне традиционных обвинений в адрес ПАО «Газпром» об использовании природного газа в качестве политического оружия, решения ЕК также обнаруживают в своей основе все более очевидную политическую составляющую, что в совокупности формирует для российской стороны особые условия функционирования, и далеко не всегда имеющие чисто рыночный характер.

## Приложения

### Приложения

Приложение 1 – Инфраструктурные газовые проекты, выведенные из-под действия требования ТЭП по предоставлению свободного доступа третьих сторон

Проект	Оператор
Baltic Pipe	Energinet.dk
Albania - Kosovo Gas Pipeline	Min. of Energy and Industry of AL & Min. of Economic Development of KO
Компрессорная станция Legden	Open Grid Europe GmbH
Модернизация Transmission Capacity at Slovak-Hungarian interconnector	Magyar Gáz Tranzit Zrt.
Расширение Transmission Capacity of Slovak-Hungarian interconnector	Magyar Gáz Tranzit Zrt.
СПГ-терминал Gate, фаза 3	Gate
GCA Mosonmagyaróvár	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH
Interconnection Macedonia-Serbia	MER JSC Skopje
Interconnector Greece-Bulgaria (IGB Project)	ICGB a.d.
Измерительная и регулирующая станция на ПХГ South Kavala	DESFA S.A.
Измерительная станция Komotini to IGB Nea-Messimvria to FYROM pipeline	DESFA S.A.
Nybro-Interconnector PL-DK - модернизация	Energinet.dk
Oude(NL)-Bunde(DE) GTG H-Gas	Gastransport Nord GmbH
СПГ-терминал Porto Empedocle	Nuove Energie S.r.l.
Poseidon Pipeline	Natural Gas Submarine Interconnector Greece-Italy Poseidon S.A
СПГ-терминал Shannon и подводящая линия Trans Adriatic Pipeline	Shannon LNG Trans Adriatic Pipeline AG
Vecsés-Városföld gas transit pipeline	Magyar Gáz Tranzit Zrt.
Организация потока с запада на восток на пункте IP Waidhaus	GRTgaz Deutschland GmbH

## Приложения

### Приложение 2 – Мониторинг внедрения сетевого кодекса по управлению распределением мощностей (SAM NC)

#### Внедрение отдельных положений SAM NC сетевыми операторами в ЕС

Положение SAM NC	Внедрено	Не внедрено	Не применимо	Примечания
Статья 4. Координация эксплуатации и ремонтов	41	0	0	Все сетевые операторы установили информационные каналы для координации работ по эксплуатации системы, это касается как технически доступных, так и бронируемых мощностей.
Статья 6(1) Учет мощности и ее максимизация	34	0	7	Уточнение данных о технических мощностях на каждом IP должно происходить ежегодно перед аукционом с учетом всех возможных планов по расширению или новому строительству (TYNDPs, национальные и иные)
Статья 8 (6) Методология распределения	37	1	3	Большинство операторов уже приняли предложенную методику
Статья 9 Стандартные продукты для мощностей	40	0	1	Сетевые операторы должны предлагать следующие стандартные продукты: ежегодные, квартальные, месячные, дневные, в течение дня
Статья 10 Применяемые единицы мощности	41	0	0	Большинство операторов (33) применяют единицу мощности кВт-ч в час, шесть операторов – кВт-ч в день и двое операторов – обе единицы
Статья 11 (3). Ежегодные аукционы мощностей	36	4	1	Большинство операторов согласились с предложенными правилами проведения аукционов. Ни один оператор не предлагает продуктов по бронированию мощностей сроком более 15 лет.
Статья 19 (1) Связанные продукты для мощностей	32	7	2	Большинство операторов предлагают максимум доступных технических мощностей как связанные продукты (одновременно на входе и выходе)
Статья 19 (5) Связанные продукты для мощностей	36	1	4	Большинство операторов проводят аукционы для несвязанных мощностей в соответствии с ежегодно утверждаемым календарем аукционов (для всех продуктов)
Статья 19 (7) Связанные продукты для мощностей	30	10	1	30 операторов предлагают пользователям сетей заявлять связанные мощности через одну заявочную процедуру. Остальные планируют ввести такой порядок до конца 2016 года.
Статья 21 (1) Распределение прерываемых услуг	33	1	7	Большинство операторов предлагают прерываемые мощности в обоих направлениях на своих IP
Статья 21 (2) Распределение прерываемых услуг	41	0	0	Все операторы ограничивают предложение непрерывной мощности с целью предложения прерываемой мощности
Статья 21 (4) Распределение прерываемых услуг	39	1	1	Операторы используют разные подходы при предложении прерываемых мощностей, большинство – через проведение аукционов на платформах по бронированию
Статья 21 (5), (6) Распределение прерываемых услуг	37	1	3	Большинство операторов предлагают прерываемую мощность «в течение дня» сверх процедуры номинации

## Приложения

Статья 21 (7) Распределение прерываемых услуг	35	1	2	<p>Большинство операторов публикуют отчеты о прерываемых мощностях продолжительностью свыше одного дня до начала соответствующих аукционов.</p> <p>Большинство операторов договорились о минимизации времени упреждения прерываний, но у разных операторов оно разное – от 1 часа до 1 дня, около половины операторов установили время в 1 час 45 минут.</p> <p>Большинство операторов в случае прерываний напрямую информируют об этом смежных с ними операторов.</p> <p>Большинство операторов определили временные промежутки для определения последовательности прерываний.</p> <p>Большинство операторов применяют пропорциональное снижения для различных случаев прерываний.</p> <p>Для нивелирования разницы между различными процедурами прерывания предусмотрены совместные процедуры в пунктах соединения.</p> <p>Большинство операторов прописывают возможные причины прерываний в основном договоре с пользователями или в отдельном соглашении.</p> <p>Большинство операторов применяют регулируемые тарифы в качестве резервных цен на всех аукционах для стандартных продуктов мощностей для постоянных и прерываемых мощностей на всех IP.</p>
Статья 22 (2) Минимизация времени упреждения прерываний	40	1		
Статья 23 Координация процесса прерывания	40	1		
Статья 24 (1) Определение последовательности прерываний	40	1		
Статья 24 (2) Определение последовательности прерываний	36	1	4	
Статья 24 (3) Определение последовательности прерываний	37	1	3	
Статья 25 Причины для прерываний	38	1	2	
Статья 26 (1) Тарифы	35	3	3	

Источник: ENTSOG CAM NC implementation monitoring report, апрель 2016.

### Внедрение отдельных положений CAM NC по пунктам соединений сетей

Положение CAM NC	Внедрено	Не внедрено	Не применимо
Статья 3 (7).	318	12	0
Статья 6 (1a) Учет мощности и ее максимизация	249	25	41+15
Статья 6 (1b) Учет мощности и ее максимизация	259	15	41+15
Статья 8 (1) Методология распределения	318	12	0
Статья 9 .Стандартные продукты для мощностей	328	2	0
Статья 19 (1) (2) Связанные продукты для мощностей	259	29	41+1
Статья 19 (5) Связанные продукты для мощностей	246	23	41+20
Статья 21 (1), (3) Распределение прерываемых услуг	330		
Статья 26 (2) Тарифы	324	5	1

Источник: ENTSOG CAM NC implementation monitoring report, апрель 2016

## Приложения

### Приложение 3 – Сроки внедрения механизмов Управления перегрузками (CMP)

	OS & BB	FDA UIOLI	LT UIOLU	SC	Примечания
Австрия		4Q'13	4Q'13	4Q'13	NRA: механизм OS&BB не должен применяться
Бельгия	4Q'13		4Q'13	4Q'13	Нет контрактных перегрузок
Болгария	4Q'16		4Q'16	4Q'16	Ожидается решение NRA
Хорватия	3Q'14		3Q'14	3Q'14	Нет контрактных перегрузок
Чехия	4Q'13		4Q'13	4Q'14	
Дания	1Q'15		До 2013	4Q'15	
Франция	4Q'13		4Q'13	4Q'13	Нет контрактных перегрузок
	4Q'16		4Q'13	4Q'13	
Германия		4Q'13	4Q'13	4Q'13	NRA: механизм OS&BB не должен применяться
Греция	3Q'13		4Q'13	4Q'13	
Венгрия	2Q'16		4Q'13	4Q'13	Ожидается решение NRA
Ирландия	4Q'13		4Q'13	4Q'13	Нет контрактных перегрузок
Италия	2016		3Q'14	3Q'14	NRA проводит консультации по выбору между OS + BB или FDA UIOLI.
Литва	2016		1Q'15	1Q'15	Нет контрактных перегрузок. Исключение по ст.49
Нидерланды	1Q'14		2Q'15	1Q'14	
	4Q'15		4Q'15	4Q'15	
Польша	1Q'14		1Q'14	3Q'14	
Португалия	4Q'16		3Q'16	3Q'16	Ожидается решение NRA
Румыния		3Q'16	3Q'16	3Q'16	
Словения	4Q'13		4Q'13	4Q'13	
Словакия	4Q'13		4Q'13	4Q'13	
Испания	4Q'16		4Q'13	4Q'13	Ожидается решение NRA
Великобритания			До 4Q'15		
<b>Эстония, Латвия, Финляндия, Люксембург и Швеция – исключение в соответствии со ст. 49 Газовой Директивы</b>					

Источник: ENTSOG "CMP implementation monitoring report 2015" апрель 2016 года

## Приложения

### Приложение 4 – Имплементация кодекса балансировки (BAL NC) странами ЕС

Страна	Балансовая зона	Торговая платформа	Краткосрочные стандартизированные продукты	Торговые уведомления и время выполнения	Ежедневная плата за дисбаланс, (с 1 октября 2015 г.)
Австрия	Market Area East	CEGH	Титульный <sup>91</sup> и локальный продукты в течение дня	от 30 мин до 2 часов	Да
Бельгия	BELUX	ICE-Endex	Титульный продукт в течение дня	30 мин	Да
Болгария	National Balancing Zone /Transit Balancing Zone	Альтернатива БП к концу 2016	На обсуждении	от 30 мин до 2 часов	Нет
Чехия	Чехия	OTE	Титульный продукт с1 июля 2016)	30 мин	Нет
Германия	Gaspool Market Area / NCG Market Area	PEGAS PEGAS / TTF (VTP) Balancing Platform of GPL / NCG	Титульные и локальные продукты	30 мин	Да
Дания	Дания	Gaspoint Nordic	Титульный продукт в течение дня	от 30 мин до 2 часов	Да
Эстония	Эстония	-	На обсуждении	более 2 часов	Нет
Греция	Греция	Альтернатива БП работает. БП возможна к концу 2017	На обсуждении	Не реализованы	Да
Испания	Испания	MIBGAS с декабря 2015	Титульные и локальные продукты в течение дня и на день вперед с 1.10.2016	30 мин	Нет
Франция	PEG Nord, Trading Region France (TRS)	PEGAS (Spot) на Powernext	Титульный продукт в течение дня	30 мин	Да
Хорватия	Хорватия	БП действует, торговая платформа планируется с 1.10.2016	Локальные продукты на день вперед	от 30 мин до 2 часов	Нет
Венгрия	Венгрия	CEEGEX	Титульные и локальные продукты в течение дня и на день вперед	от 30 мин до 2 часов	Февраль 2016
Ирландия	Ирландия	Альтернативная БП	На обсуждении	30 мин	Да
Италия	Италия	GME Trading platform	Титульные продукты на день вперед	30 мин	Да
Литва	Литва	GET Baltic	Титульные продукты в течение дня и на день вперед	30 мин	Да
Люксембург		Действует	Титульные продукты на день вперед	30 мин	Да
Нидерланды	GTS	ICE-ENDEX	Титульные продукты в течение дня и на час	30 мин	Да

<sup>91</sup> Титульные (основные) продукты торгуются, если:

(а) один участник торгов извещает о намерении приобрести определенный торговый объем, а другой – размещает аналогичное предложение о продаже;

(б) обе торговые заявки должны четко определять количество газа, предлагаемое к поставке участником торгов, который сделал заявку на продажу, а также количество, которое покупатель готов приобрести.

## Приложения

вперед					
<b>Польша</b>	H-Gas gas balancing area, L-Gas gas balancing area, SGTgas balancing area	TGE POLPX, EEX (GPL), БП	Титульные и локальные продукты	от 30 мин до 2 часов	Да
<b>Португалия</b>	Португалия	Создание торговой платформы отложено до октября 2016	На обсуждении	от 30 мин до 2 часов	Нет
<b>Румыния</b>	Румыния	Решение по БП отложено до 2018, альтернативная платформа как переходная мера	На обсуждении	от 30 мин до 2 часов	Нет
<b>Швеция</b>	Швеция	БП действует	Отсутствуют	от 30 мин до 2 часов	Нет
<b>Словения</b>	Словения	VTP – Virtual Trading Point	Титульные продукты – в течение дня и на день вперед	от 30 мин до 2 часов	Да
<b>Словакия</b>	Slovak transmission system	БП, CEGH	Титульные продукты в течение дня	от 30 мин до 2 часов	Нет
<b>Великобритания</b>	Великобритания	WebICE (также известная как OCM)	OCM TITLE DAY OCM LOCATIONAL DAY	30 мин	Да
<b>Северная Ирландия</b>	Северная Ирландия	Альтернативная платформа	Отсутствуют	от 30 мин до 2 часов	Да

\*БП – балансирующая платформа

\*\*Имплементация BAL NC не является обязательной для Кипра, Эстонии, Финляндии, Латвии, Люксембурга и Мальты в соответствии со ст.49 Газовой директивы 2009/73

Источник: ENTSOG BAL NC Implementation monitoring report 2015

## Приложения

### Приложение 5 – Рекомендуемые индикаторы для оценки желательных (планируемых) эффектов от применения сетевых правил и кодексов

Название	Описание индикатора	Ед. измерения	Примерные источники данных
<b>CMP Guideline – Кодекс механизмов управления перегрузками</b>			
CMP. 1	Дополнительные объемы мощностей, доступные посредством каждого CMP	кВт ч/сут или кВт ч/ч	ENTSOG TP
CMP. 2	Эффективность использования законтракованной мощности на пунктах соединения сети каждым поставщиком	% трансп. потоков/забронированная мощность	REMIT
CMP. 3	Совокупная эффективность использования законтракованной мощности на пунктах соединения сети (трансп. потоки/забронированная мощность)	% трансп. потоков/забронированная мощность	ENTSOG TP
<b>NC CAM – Сетевой Кодекс механизма распределения мощностей</b>			
CAM. 1	Изменение от года к году среднесуточной и пиковой технологической мощности на пунктах соединения сети	кВт ч/сут или кВт ч/ч	ENTSOG TP
CAM. 2	Временное высвобождение связанных транспортных мощностей	МВт ч	REMIT
CAM. 3	Общая доля мощности, проданной в качестве связанной на биржевых площадках по бронированию мощностей	% от общего объема мощности, проданной на пункте соединения сети	REMIT
CAM. 4	Вторично торгуемая связанная и несвязанная мощность	% от объема продажи связанной мощности	REMIT
CAM. 5	Эффективность использования законтракованной мощности на пунктах соединения сети (забронированная/техническая мощность)	% от технической мощности	ENTSOG TP
CAM. 6	Физический объем задействованной мощности на пунктах соединения сети (трансп. потоки/техническая мощность)	% от технической мощности	ENTSOG TP
<b>INC – Дополнительные и новые мощности</b>			
INC. 1	Дополнительная и новая мощность, предлагаемая на основе альтернативных механизмов /аукционов	МВт ч	NRAs/TSOs
INC. 2	Пропорция планируемых дополнительных/новых проектов мощностей, которые прошли /не прошли экономические тесты	% от всех планируемых проектов	NRAs/TSOs
INC. 3	Диапазон значений f-фактора в формировании экономического теста	Число выбранных национальными регуляторами	NRAs/TSOs
<b>NC BAL – Сетевой Кодекс по балансу мощностей</b>			
BAL. 1	Формирование баланса мощностей системными операторами для краткосрочных стандартных продуктов или для сбалансированных сервисных контрактов	% от общего балансового объема системного оператора	REMIT/TSOs
BAL. 2	Доля системного оператора в общем балансе	% от общего балансового спроса	REMIT/TSOs
BAL. 3	Изменение суточного физического заполнения газотранспортной системы	млн куб. м	NRAs/TSOs
BAL. 4	Объективный анализ составления баланса	€/МВт ч	REMIT/TSOs/NRAs
<b>NC TAR – Сетевой кодекс по тарифам</b>			
TAR. 1	Оценка участников рынка надежности процесса принятия решений и общего процесса формирования тарифной методологии	Многофакторн.	Обзоры торговых ассоциаций ЕС
TAR. 2	Оценка возможности всех моделей и данных	многофакторная	Обзоры национальных

## Приложения

	обеспечить формирование актуальных и справедливых тарифов	оценка	регуляторов/ торговых ассоциаций ЕС
TAR. 3	Оценка участников рынка информационной возможности в обеспечении прогноза динамики тарифов	многофакторная оценка	Обзоры национальных регуляторов/участников в рынка
TAR. 4	Соответствие/несоответствие тесту распределения затрат	бинарный (соотв./несоотв.)	NRAs
TAR. 5	Параметры и конечные результаты урегулирования прибыли (дохода)	€, время и частота (годы)	TSOs
TAR. 6	Коэффициенты, применяемые каждым системным оператором	Количество, выбранное национальными регуляторами	PRISMA/TSOs/NRAs
TAR. 7	Изменение тарифных уровней в пунктах соединения сетей	годовой % изменения	ENTSOG TP
<b>Значимая цель политики по повышению эффективности конкуренции</b>			
CO. 1	Индекс Херфиндала-Хиршмана (HHI)	значение в диапазоне от 0 до 10	REMIT
CO. 2	Индекс остаточного предложения (RSI)	доля от общего спроса	REMIT
CO. 3	Доля прибыли в цене (PCM)	доля в замыкающих затратах	REMIT; для проч. источников см. Chyong и Hobbs (2014)
CO. 4	Спрос на газ	ТВт ч	Eurostat/TSOs/IEA
CO. 5	Участники рынка	количество	REMIT, биржи
CO. 6	Торгуемые продукты	типы	REMIT, биржи
CO. 7	Объемы торговли	ТВт ч	REMIT, биржи
CO. 8	"Глубина рынка"	индекс	ICIS Heren
CO. 9	Коэффициент оттока	соотношение	Такие же, как для CO.8 и CO.5
CO. 10	Симуляционная модель	различные	различные
<b>Значимая цель политики эффективного функционирования рынка</b>			
MF. 1	Транзакционные издержки	€	Обзоры
MF. 2	Оценка уровня перегрузки на каждом соедин. пункте сети	€/пункт соедин. сети/год	ENTSOG TP; MI. 1
MF. 3	Потенциальная прибыль от недозагрузки физических объемов	€	ENTSOG TP; MI. 1
MF. 4	Потенциальный убыток от частично неэффективных торговых потоков на каждом пункте соединения сети	€	ENTSOG TP; MI. 1
<b>Значимая цель политики по интеграции рынка</b>			
MI.1	Ценовая конвергенция	€/МВт ч	REMIT
MI.2	Ценовая корреляция	коэф. корреляции	REMIT
MI.3	Корреляция ценовой волатильности	коэф. корреляции	REMIT
MI.4	Контрактные цены в сравнении со спотовыми	€/МВт ч	REMIT
MI.5	Нефте-индексированное ценообразование в сравнении с биржевым	соответствующие объемы	REMIT
MI.6	Число источников поставок	Количество стран-поставщиков	Eurostat Comext
<b>Значимая цель политики по формированию недискриминационного рынка</b>			
ND.1	Качество публикуемых данных	многофакторная оценка	исследование
ND.2	Барьеры для доступа на рынок	многофакторная оценка	исследование

Источник: CEPA /ACER Implementation Monitoring and Evaluation of the Impact of the Gas Network Codes and Guidelines on the Internal Market"

## Приложения

### Приложение 6 – Мониторинг функционирования европейских газовых хабов согласно новым критериям ЦМГР2014

Таблица 6.1 – Объемы "портфелей" заказов на европейских хабах в период с ноября 2015 по апрель 2016 г.\*

Название рынка	Поставка "на день вперед", МВт				Поставка "на месяц вперед", МВт		Форвард (квартал, год)- доступный объем - 120 МВт	
	предложение		спрос		предложение	спрос	предложение	спрос
	брокеры	рын. операторы	брокеры	рын. операторы				
Критерий ЦМГР	≥ 2000 МВт	≥ 2000 МВт	≥ 2000 МВт	≥ 2000 МВт	≥ 470 МВт	≥ 470 МВт	≥ 120 МВт	≥ 120 МВт
Австрия-VTP	450-750	150-450	750-1050	150-450	0-150	0-150	0-4	0-4
Бельгия-ZEE1	150-450	н/д	450-750	н/д	0-150	0-150	0-4	0-4
Бельгия-ZTP2	0-150	н/д	0-150	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Чехия-VOB	150-450	н/д	0-150	н/д	0-150	0-150	0-4	0-4
Германия-GPL	450-750	1050-1350	750-1050	1050-1350	150-450	150-450	0-4	0-4
Германия-NCG	1350-1650	1350-1650	1650-1950	1350-1650	150-450	150-450	0-4	0-4
Франция-PEG NORD	150-450	450-750	150-450	450-750	150-450	150-450	0-4	4-8
Франция-TSR	н/д	150-450	н/д	150-450	0-150	0-150	н/д	н/д
Италия-PSV	150-450	н/д	150-450	н/д	150-450	150-450	0-4	0-4
Нидерланды-TTF	1350-1650	1050-1350	1350-1650	1050-1350	1350-1650	1350-1650	36-42	36-42
Великобритания-NBP	1650-1950	1650-1950	1950-2250	1350-1650	2250-2550	2250-2550	36-42	36-42
Словакия-OTC	0-150	н/д	0-150	н/д	0-150	0-150	0-4	0-4
Польша-VPGZ	0-150	150-450	0-150	н/д	0-150	0-150	0-4	0-4
Словения-AOC4	н/д	н/д	н/д	н/д	150-450	150-450	0-4	0-4
Дания-GPN3	н/д	450-750	н/д	450-750	0-150	0-150	н/д	н/д
Венгрия-MGP	н/д	0-150	н/д	0-150	0-150	0-150	0-4	0-4
Люксембург-GET	н/д	0-150	н/д	0-150	н/д	н/д	н/д	н/д
Румыния-OPCO_BRM	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	0-4	0-4

\* – рассчитываются как среднее значение доступных к заказу объемов спроса и предложения в течение дня

Источник: расчеты ACER на основе данных REMIT

## Приложения

Таблица 6.2 - Соотношение цены спроса и предложения мощностей в период с ноября 2015–по апрель 2016, %%\*

Критерий ЦМГР	Поставка "на день вперед"		Поставка "на месяц вперед"		Форвард - 6 месяцев	
	брокеры	рын. операторы	брокеры	рын. операторы	брокеры	рын. операторы
Австрия-VTP	0,25%-0,5%	0,5%-0,75%	0,75%-1%	1,5%-1,75%	1,25%-1,5%	н/д
Бельгия-ZEE	0,5%-0,75%	н/д	1%-1,25%	н/д	н/д	н/д
Бельгия-ZTP	0,75%-1%	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Чехия-VOB	1%-1,25%	н/д	1,25%-1,5%	н/д	н/д	н/д
Германия-GPL	0,25%-0,5%	0,25%-0,5%	0,5%-0,75%	0,75%-1%	0,75%-1%	1,75%-2%
Германия-NCG	0,25%-0,5%	0,5%-0,75%	0,5%-0,75%	1%-1,25%	0,75%-1%	2%-2,5%
Франция-PEG NORD	0,75%-1%	0,75%-1%	1%-1,25%	1%-1,25%	н/д	1,75%-2%
Франция-TSR	н/д	1,25%-1,5%	н/д	2%-2,5%	н/д	н/д
Италия-PSV	0,75%-1%	н/д	1%-1,25%	1,25%-1,5%	1%-1,25%	н/д
Нидерланды-TTF	0,25%-0,5%	0,5%-0,75%	0,25%-0,5%	н/д	0,5%-0,75%	н/д
Великобритания-NBP	0,5%-0,75%	н/д	0,5%-0,75%	н/д	0,5%-0,75%	н/д
Словакия-OTC	2%-2,5%	н/д	2,5%-4%	н/д	н/д	н/д
Польша-VPGZ	н/д	0,75%-1%	н/д	0,75%-1%	н/д	1%-1,25%
Словения-AOC	н/д	н/д	2%-2,5%	н/д	н/д	н/д
Дания-GPN	н/д	1%-1,25%	н/д	2%-2,5%	н/д	н/д
Венгрия-MGP	н/д	2,5%-4%	н/д	2,5%-4%	н/д	н/д
Люксембург-GET	н/д	1,25%-1,5%	н/д	н/д	н/д	н/д
Румыния-OPCO_BRM	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д

\*- данный процентный показатель определяется на основе разницы между наименьшим уровнем цены предложения и наибольшим уровнем цены спроса на мощности, определяемой в процентах от наибольшего уровня цены предложения в течение дня

Источник: расчеты ACER на основе данных REMIT

Таблица 6.3 – Среднее число совершенных сделок в день

Критерий ЦМГР	Поставка "на день вперед"	Поставка "на месяц вперед"	Форвард – квартал, полугодие, год
Австрия-VTP	300-400	50-100	0-50
Бельгия-ZEE	100-200	0-50	0-50
Бельгия-ZTP	0-50	0-50	н/д
Чехия-VOB	50-100	0-50	0-50
Германия-GPL	400-500	50-100	0-50
Германия-NCG	100-200	100-200	50-100
Франция-PEG NORD	300-400	0-50	0-50
Франция-TSR	100-200	0-50	0-50

## Приложения

Италия-PSV	100-200	0-50	50-100
Нидерланды-TTF	1100-1500	900-1000	900-1000
Великобритания-NBP	700-800	1100-1500	600-700
Словакия-OTC	0-50	0-50	0-50
Польша-VPGZ	200-300	0-50	0-50
Словения-AOC	н/д	0-50	0-50
Дания-GPN	0-50	0-50	н/д
Венгрия-MGP	0-50	0-50	0-50
Люксембург-GET	0-50	н/д	н/д
Румыния-OPCO_BRM	0-50	0-50	0-50

Источник: расчеты ACER на основе данных REMIT

**Таблица 6.4 – Критерии жизнеспособности рынка для европейских хабов - индекс Херфиндаля-Хиршмана (HHI) для газовых хабов**

	Покупатель			Продавец		
	Поставка "на день вперед"	Поставка "на месяц вперед"	Форвард – квартал, полугодие, год	Поставка "на день вперед"	Поставка "на месяц вперед"	Форвард – квартал, полугодие, год
Критерий ЦМГР	≤ 2 000			≤ 2 000		
Австрия-VTP	0-1000	0-1000	0-1000	0-1000	0-1000	0-1000
Бельгия-ZEE	1000-2000	1000-2000	0-1000	1000-2000	1000-2000	0-1000
Бельгия-ZTP	1000-2000	2000-3000	н/д	2000-3000	2000-3000	н/д
Чехия-VOB	0-1000	0-1000	0-1000	0-1000	1000-2000	1000-2000
Германия-GPL	0-1000	0-1000	0-1000	0-1000	0-1000	0-1000
Германия-NCG	0-1000	0-1000	0-1000	0-1000	0-1000	0-1000
Франция-PEG NORD	0-1000	0-1000	0-1000	0-1000	1000-2000	1000-2000
Франция-TSR	0-1000	0-1000	0-1000	0-1000	1000-2000	1000-2000
Италия-PSV	0-1000	0-1000	0-1000	0-1000	1000-2000	1000-2000
Нидерланды-TTF	0-1000	0-1000	0-1000	0-1000	0-1000	0-1000
Великобритания-NBP	0-1000	0-1000	1000-2000	0-1000	1000-2000	1000-2000
Словакия-OTC	1000-2000	1000-2000	1000-2000	1000-2000	0-1000	1000-2000
Польша-VPGZ	2000-3000	2000-3000	2000-3000	5000-6000	5000-6000	4000-5000
Словения-AOC	н/д	0-1000	0-1000	н/д	0-1000	1000-2000
Дания-GPN	2000-3000	2000-3000	н/д	1000-2000	2000-3000	н/д
Венгрия-MGP	2000-3000	1000-2000	н/д	1000-2000	3000-4000	н/д
Люксембург-GET	1000-2000	н/д	н/д	1000-2000	н/д	н/д
Румыния-OPCO_BRM	н/д	1000-2000	2000-3000	н/д	1000-2000	3000-4000

Источник: расчеты ACER на основе данных REMIT

## Приложения

Таблица 6.5 - Критерии жизнеспособности рынка для европейских хабов – рыночная доля в торговых объемах трех крупнейших участников рынка (CR3)

	Покупатель			Продавец		
	Поставка "на день вперед"	Поставка "на месяц вперед"	Форвард – квартал, полугодие, год	Поставка "на день вперед"	Поставка "на месяц вперед"	Форвард – квартал, полугодие, год
Критерий ЦМГР	≤ 40%					
Австрия-VTP	30%-40%	30%-40%	20%-30%	40%-50%	30%-40%	20%-30%
Бельгия-ZEE	50%-60%	30%-40%	40%-50%	60%-70%	40%-50%	40%-50%
Бельгия-ZTP	50%-60%	60%-70%	н/д	70%-80%	70%-80%	н/д
Чехия-VOB	30%-40%	30%-40%	60%-70%	30%-40%	40%-50%	70%-80%
Германия-GPL	20%-30%	20%-30%	20%-30%	20%-30%	30%-40%	40%-50%
Германия-NCG	30%-40%	20%-30%	20%-30%	30%-40%	20%-30%	30%-40%
Франция-PEG NORD	40%-50%	40%-50%	40%-50%	40%-50%	50%-60%	40%-50%
Франция-TSR	30%-40%	30%-40%	40%-50%	30%-40%	40%-50%	40%-50%
Италия-PSV	30%-40%	30%-40%	40%-50%	30%-40%	40%-50%	70%-80%
Нидерланды-TTF	20%-30%	20%-30%	20%-30%	20%-30%	20%-30%	20%-30%
Великобритания-NBP	30%-40%	30%-40%	40%-50%	30%-40%	40%-50%	40%-50%
Словакия-OTC	40%-50%	50%-60%	60%-70%	40%-50%	40%-50%	50%-60%
Польша-VPGZ	80%-90%	70%-80%	70%-80%	70%-80%	90%-100%	90%-100%
Словения-AOC	н/д	30%-40%	30%-40%	н/д	30%-40%	40%-50%
Дания-GPN	60%-70%	70%-80%	н/д	60%-70%	70%-80%	н/д
Венгрия-MGP	70%-80%	50%-60%	90%-100%	60%-70%	90%-100%	н/д
Люксембург-GET	60%-70%	н/д	н/д	60%-70%	н/д	н/д
Румыния-OPCO_BRM	н/д	50%-60%	70%-80%	н/д	60%-70%	90%-100%

Источник: расчеты ACER на основе данных REMIT

## Приложения

### Приложение 7 – Основные индикаторы для мониторинга прогресса по созданию Энергетического Союза ЕС

Энергобезопасность, солидарность и доверие	S1: Зависимость от нетто-импорта
	S2: Совокупный для каждой страны Индекс концентрации поставщиков
	S3: Правило N-1 для газовой инфраструктуры
Полностью интегрированный внутренний энергетический рынок	S4: Мощность соединительных электросетей
	S5: Рыночный индекс концентрации для энергогенерации
	S6: Рыночный индекс концентрации для оптовых поставок газа
	S7: Оптовые цены на электроэнергию
	S8: Оптовые цены на газ
	S9: Ежегодная частота переключений на рынках поставок электроэнергии
	S10: Ежегодная частота переключений на рынках поставок газа
	S11: Индекс энергетической бедности
Энергоэффективность и регулирование спроса	S12: Первичное энергопотребление
	S13: Первичная энергоемкость экономики
	S14: Конечная энергоемкость в промышленности
	S15: Конечное энергопотребление на м2 в бытовом секторе, скорректированное с учетом норм по энергосбережению в зданиях
	S16: Средний объем выбросов CO2 от новых проданных автомобилей
	Декарбонизация
S18: Разница между последней фактической учетной информацией системы по торговле выбросами и прогнозными целями	
S19: Доля ВИЭ в процентах от валового конечного энергопотребления	
S20: Уровень выбросов парниковых газов конкретно взятой экономики	
Исследования, инновации и конкуренция	
	S22: Количество внедрений патентов по низкоуглеродным технологиям на миллион жителей
	S23: Стоимость энергии в действующих единицах

Источник: Рабочий документ ЕК "Monitoring progress towards the Energy Union objectives - Concept and first analysis of key indicators", SWD (2015) 243, 18.11.2015

## Список использованной литературы

### Список использованной литературы

1. ACER "Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets" 2010-2016
2. ACER "Annual report on its activities under REMIT in 2013", 2014
3. ACER "Annual report on contractual congestion at interconnection points", 31 мая 2016
4. ACER "CMP implementation monitoring report 2014", 13/01/ 2015
5. ACER-ENTSOG "Report on the early implementation of the Balancing Network Code (BAL NC)", 22/10/ 2014
6. ACER "European Gas Target Model – Review and update", 01/ 2015
7. ACER "A Bridge to 2025", 23/09/2014
8. ACER "Framework guidelines on harmonized gas transmission tariffs structures", 3/12/2013
9. ACER "Transit contracts in EU member states", апрель 2013 г.
10. ACER "Amendment Proposal to Regulation (EU) No 984/2013 of 14 October 2013 establishing a Network Code on Capacity Allocation Mechanisms in Gas Transmission Systems and supplementing Regulation (EC) No 715/2009" 14/10/2013
11. ACER "Framework guidelines on interoperability and data exchange rules for European gas transmission networks", 26/07/2012
12. ACER "REPORT ON UNIT INVESTMENT COST INDICATORS AND CORRESPONDING REFERENCE VALUES FOR ELECTRICITY AND GAS INFRASTRUCTURE", 20.07.2015.
13. ACER- ENTSOG "Final Roadmap on the early implementation of the Capacity Allocation Mechanisms Network Code" 09/11/2015
14. ACER-ENTSOG "Report on the early implementation of the Balancing Network Code (BAL NC)", 22/10/2014
15. CEPA"ACER Implementation Monitoring and Evaluation of the Impact of the Gas Network Codes and Guidelines on the Internal Market", 10/2015
16. CEER "Draft Vision for a European Gas Target Model", 05/07/2011
17. CEER "Security of Gas Supply: CEER concept paper", 21/07/2015
18. CEER Status Review on the Implementation of Transmission System Operators' Unbundling Provisions of the 3rd Energy Package, апрель 2016 г.
19. Commission Of The European Communities "Inquiry pursuant to Article 17 of Regulation (EC) No 1/2003 into the European gas and electricity sectors (Final Report)", 10/01/2007
20. Council of the European Union "Consolidated Versions of the Treaty of the European Union and the Treaty on the Functioning of the European Union (TFEU)", 30/04/2008
21. ENTSOG "Report on capacity booking platforms", 04/11/ 2014

## Список использованной литературы

22. ENTSOG "Capacity map data set", 06/2015
23. ENTSOG "European Ten Year Network Development Plan", редакции 2010, 2011, 2013, 2015
24. ENTSOG Proposal 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, 26/12/2014
25. ENTSOG "BAL NC Implementation monitoring report 2015", 2016
26. ENTSOG "CAM NC implementation monitoring report", апрель 2016
27. ENTSOG "CMP implementation monitoring report 2015" апрель 2016
28. European Commission "European Energy Security Strategy", 28/05/2014
29. European Commission "Energy prices and costs in Europe", 2014
30. European Commission "Energy Economic Developments in Europe 2014"
31. European Commission "A Framework Strategy for a Resilient Energy Union with a Forward-Looking Climate Change Policy", 25/02/2015
32. European Commission "Preparedness for a possible disruption of supplies from the East during the fall and winter of 2014/2015", 06/10/2014
33. European Commission Regulation (EU) No 984/2013", 14/10/2013
34. European Commission decision of 24 August 2012 on amending Annex I to Regulation (EC) No 715/2009 of the European Parliament and of the Council on conditions for access to the natural gas transmission networks", 28/08/2012
35. European Commission Regulation (EU) No 312/2014 of 26 March 2014 establishing a Network Code on Gas Balancing of Transmission Networks", 27/03/2014
36. European Commission Regulation (EU) No 176/2014 of 25 February 2014 amending Regulation (EU) No 1031/2010 in particular to determine the volumes of greenhouse gas emission allowances to be auctioned in 2013-20", 25/02/2014
37. European Commission "Progress towards completing the Internal Energy Market", 13/10/2014
38. European Commission "The Communication from the Commission to the European Parliament and the Council on "Energy Efficiency and its contribution to energy security and the 2030 Framework for climate and energy policy"", 23/07/2014
39. European Commission "Energy Economic Developments in Europe", European Economy, 01/2014
40. European Commission "Regulation (EC) No 713/2009 of the European Parliament and of the Council as of 13 July 2009 establishing as Agency for the Cooperation of Energy Regulators", 14/08/2009
41. European Commission "Regulation (EC) No 1775/2005 of the European Parliament and of the Council of 28 September 2005 on conditions for access to the natural gas transmission networks", 03/11/2005

## Список использованной литературы

42. European Commission "Regulation (EC) No 715/2009 of the European Parliament and of the Council as of 13 July 2009 on conditions for access to the natural gas transmission networks and repealing Regulation (EC) No 1775/2005", 13/07/2009
43. European Commission "Regulation (EU) No.1219.2012 of the European Parliament and of the Council of 12 December 2012 establishing transitional arrangements for bilateral investment agreements between Member States and third countries", 12/12/2012
44. European Commission "Directive 98/30/EC of the European Parliament and of the Council of 22 June 1998 concerning common rules for the internal market in natural gas"
45. European Commission "Directive 2003/55/EC of the European Parliament and of the Council of 26 June 2003 concerning common rules for the internal market in natural gas and repealing Directive 98/30/EC"
46. European Commission "Directive 2009/73/EC of the European Parliament and the Council of 13 July 2009 concerning common rules for internal market in natural gas and repealing Directive 2003/55/EC"
47. European Commission "REGULATION (EU) No 994/2010 concerning measures to safeguard security of gas supply and repealing Council Directive 2004/67/EC", 20/10/2010
48. European Commission "Report on the implementation of Regulation (EU) 994/2010 and its contribution to solidarity and preparedness for gas disruptions in the EU", 16/10/2014.
49. European Commission "Updated Roadmap of the Energy Union, Annex to COM(2015) 572", 18/11/2015
50. European Commission "State of the Energy Union 2015 COM(2015) 572", 18/11/2015
51. EU Reference Scenario 2016 – Energy, Transport and GHG emissions Trends to 2050, июль 2016
52. International Gas Union "Wholesale gas price survey report", 2014, 2015, 2016
53. Oxford Institute for Energy Studies "Lessons from the February 2012 gas 'crisis' " (2012)
54. Oxford Institute for Energy Studies "The EU Third package for gas and the Gas target model: major contentious issues inside and outside the EU" (2013 г.)
55. Oxford Institute for Energy Studies "The Dynamics of a liberalised European Gas Market: Key determinants of hub prices, and roles and risks of major players" (2014)
56. Oxford Institute for Energy Studies "Does the cancellation of South Stream signal a fundamental reorientation of Russian gas export policy?", 01/2015

## Список использованной литературы

57. Гудков И. В. «Энергетический диалог России и ЕС: актуальные политико-правовые проблемы», ежемесячное интернет-издание «Вся Европа», №7 (89) 2014
58. Конопляник А. А. «Экономическая подоплека газовых проблем в треугольнике Россия-ЕС-Украина и возможные пути их решения», Москва, 2014
59. Конопляник А. А. «Уменьшить риски и неопределенности Третьего энергопакета ЕС», «Нефтегазовая вертикаль», №7 2012 г.
60. Мельникова С. И. «Какова цель «целевой модели»?», «Россия в глобальной политике» №2 (март-апрель) 2012 г.
61. Мельникова С. И. «Третий энергопакет ЕС: prima facie», «Нефтегазовая вертикаль», №5 2013 г.
62. Мельникова С. И. «Третий энергопакет: не копай яму другому...», «Нефтегазовая вертикаль», №10, 2014 г.
63. Митрова Т. А., Кулагин В. А. «Газовый рынок Европы: утраченные иллюзии и робкие надежды», М., ИНЭИ РАН, 2015 г.

## Список сокращений и обозначений

### Список сокращений и обозначений

ACER	– Agency for the Cooperation of Energy Regulators – Агентство по взаимодействию регуляторов в энергетике
ATC	– Available Transmission capacity – располагаемая пропускная способность
Booking platforms	– платформы резервирования транспортных мощностей
Bundled capacity	– связанные транспортные мощности
CAM	– Capacity Allocation Mechanism - механизм распределения мощностей
CEER	– Council of European Energy Regulators – Совет европейских регуляторов энергетики
CMP	– Congestion Management Procedures – механизмы управления перегрузками транспортных сетей
DSO	– Distribution System Operator - оператор распределительной системы
DSR	– demand-side response – отклик, чувствительность, реакция потребителя
Energy Security Stress Tests	– стресс-тесты на безопасность поставок
ENTSO	– European Network of Transmission System Operators - объединения Европейских сетевых операторов (ENTSO-e - электроэнергетических сетей; ENTSOG – газовых сетей)
ERGEG	– European Regulators' Group for Electricity and Gas – Группа европейских органов регулирования электроэнергии и газа
EU Pilot Case	– предварительная процедура разбирательства, инициируемая Еврокомиссией
FCFS	– First come, first served – «первым обратился – первым обслужен»
FDA	– механизм распределения мощностей по принципу «на день вперед»
FDA UIOLI	– Firm Day- Ahead Use- It- Or- Lose- It - краткосрочный механизм «используй-или-потеряй» для непрерываемой транспортной мощности «на день вперед»

## Список сокращений и обозначений

Firm capacity	– непрерываемая гарантированная транспортная мощность
Framework Guideline	– руководящая методика
GTM	– Gas Target Model - целевая модель газового рынка
Interruptible capacity	– прерываемая мощность
IEM	– Internal Energy Market – внутренний энергорынок
IP	– Interconnection Point – пункт соединения сети
ISO	– Independent System Operator - независимый системный оператор
ITO	– Independent Transmission Operator - независимый сетевой оператор
LDZ	– local distribution zone – местная зона распределения
LT UIOLI	– Long Term Use It or Lose It - долгосрочный механизм «используй-или-потеряй» для транспортных мощностей
LTCs	– long term contracts – долгосрочные контракты
MAM	– market area manager, – менеджер рыночной зоны
NC	– Network Code – правила управления сетью, «сетевой кодекс»
NRA	– National Regulatory Authority – национальный регулирующий орган
NTC	– net transfer capacity – «чистая» пропускная способность
Ofgem	– Office of Gas and Electricity Markets – Служба по газовому и электроэнергетическому рынкам
OS & BB	– Oversubscription and Buy Back - превышение лимита мощностей и обратный выкуп излишних транспортных мощностей
OU	– Ownership unbundling - оператор с разделением собственности
P2P	– point-to-point - [передача энергоресурса] от точки к точке
PCI	– Projects of common interest - проекты общего интереса

## Список сокращений и обозначений

Standard capacity products	– транспортные мощности в виде стандартных продуктов
Surrender of capacity	– отказ от транспортной мощности
TFEU	– Treaty on the Functioning of the European Union - Договор о функционировании Европейского Союза
Third countries clause	– оговорка для третьих стран
TPA	– Third Party Access- доступ третьих сторон к сетевым мощностям
TSO	– Transmission System Operator – системный оператор передающей сети
TYNDP	– Ten-Year Network Development Plan – Десятилетний план расширения сети
UNC	– Uniform network code – свод единых правил недискриминационного доступа к газораспределительной сети
VTP	– virtual trading point - виртуальный торговый хаб
ТЭП	– Третий энергетический пакет

