

**Агабеков С. И.**, канд. соц. наук,  
главный экономист  
ООО «Газтехлизинг», г. Москва,  
mazmaga@yandex.ru

**Кокурин Д. И.**, докт. экон. наук,  
проф. кафедры экономической  
теории и менеджмента ГОУ ВПО  
«Московский педагогический  
государственный университет»,  
г. Москва, dk1953@yandex.ru



**Левина Е. А.**, ст. преподаватель кафедры микроэкономического анализа Национального исследовательского университета «Высшая школа экономики», г. Москва, jlevina@hse.ru

## КОНКУРЕНЦИЯ НА ИНФРАСТРУКТУРНЫХ РЫНКАХ

*В статье рассмотрены особенности определения продуктовых и географических границ рынков с единственным способом транспортировки товара (услуги). Также исследуется влияние тарифной политики и государственного регулирования на методику определения уровня конкуренции таких рынков. Предлагаются изменения в подходах к определению уровня их конкуренции.*

**Ключевые слова:** инфраструктура, конкуренция, географические границы, продуктовые границы, энергия.

### Введение

Подходы к анализу уровня конкуренции рынков, вырабатываемые на протяжении истории мирового антимонопольного законодательства, были перенесены на российскую почву, когда понадобилось привести российское законодательство в соответствие с принципами функционирования рыночной экономики, в которой могут существовать как естественные, так и «неестественные» монополии.

Принципы, которыми руководствуется российское законодательство, также постоянно совершенствуются, что отражается на постепенном изменении законодательных актов. Помимо общих законодательных установок, утверждены конкретные методологии, которыми необходимо руководствоваться при анализе рынков. Текущим методологическим документом выступает Поряд-

док проведения анализа состояния конкуренции на товарном рынке, утвержденный приказом ФАС РФ от 28.04.2010 № 220 (далее — приказ № 220).

Приказ № 220 утвердил новый порядок анализа рынков, который сменил предыдущий порядок, утвержденный приказом ФАС РФ от 25.04.2006 № 108 (далее — приказ № 108). Помимо приказа № 108 признаны утратившими силу еще шесть ранее изданных приказов.

Несмотря на постоянное совершенствование законодательной базы, существуют ситуации, в которых подходы к анализу рынков, введенные в действие приказом № 108 и приказом № 220, требуют дополнения или модификации.

Инструментарий, утвержденный приказом № 220, а также ранее утвержденный приказом № 108, нацелен на работу с такими рынками, на которых ранее существова-

ла конкуренция, а в результате действий некоторых хозяйствующих субъектов уровень конкуренции снизился. Следовательно, посредством предусмотренных законодательством действий со стороны ФАС эту ситуацию можно исправить.

Однако данная методология плохо применима к рынкам, которые изначально не были конкурентными. Конкуренция на них только начинает постепенно формироваться, несмотря на то что сами рынки существуют уже не первое десятилетие. Проблема в том, что для России одним из таких «экзотических» рынков является не какой-то малозначительный рынок, а рынок природного газа, поставляемого по магистральным трубопроводам. По данным Росстата, добыча сырой нефти и природного газа, а также предоставление услуг в этих областях составляют 7,5% ВВП в рыночных ценах<sup>1</sup>. Кроме того, для рынка природного газа законодательство Российской Федерации не прописывает учитывающие специфику рынка методики, позволяющие определить продуктовые и географические границы рынков.

Аналізу методики определения продуктовых и географических границ нетипичных рынков посвящено большое количество публикаций, среди которых можно выделить работу В. А. Бродского, в которой автор переосмысливает положения приказа ФАС № 220 и предлагает новый подход к конструированию границ рынка<sup>2</sup>, а также нашу раннюю работу, где рассматривается применимость понятия «географические границы рынка» к розничным рынкам<sup>3</sup>.

<sup>1</sup> Расчет по данным выгрузки с сайта: [http://www.gks.ru/wps/wcm/connect/rosstat\\_main/rosstat/ru/statistics/accounts/#](http://www.gks.ru/wps/wcm/connect/rosstat_main/rosstat/ru/statistics/accounts/#).

<sup>2</sup> Бродский В. А. Определение границ товарных рынков методом попарного сопоставления // Современная конкуренция. 2013, № 01 (37). С. 23–44.

<sup>3</sup> Агабеков С. И., Кокурин Д. И., Левина Е. А. Состояние конкурентной среды: теория и практика экспертной оценки // Современная конкуренция. 2011. № 4 (28). С. 37–52.

В данной статье предпринята попытка анализа существующих подходов с точки зрения их применимости к товарам, доставляемым по трубопроводам на примере рынка природного газа с акцентом на двух ключевых моментах — понятиях продуктовых и географических границ, от которых в конечном итоге зависят выводы о долях хозяйствующих субъектов и, следовательно, об уровне концентрации рынка, а также предложены возможные корректировки действующих аналитических процедур, которые позволяют точнее очертить границы рынков.

### Что есть товар?

Поставка природного газа представляет собой комплексную услугу. С одной стороны, она содержит некое действие — поставку, т. е. передачу чего-либо от продавца покупателю на основании заключенного договора. С другой стороны, она ограничена конкретной функцией — выделением тепловой энергии при горении. Альтернативными услугами, которые могут заменить поставку газа, выступают различные комбинации энергоносителей и способов их доставки до потребителей.

Энергоноситель, доставка которого представляет собой основной объект исследования — природный газ или, если быть более точным, совокупность газов, а именно — «природный газ, нефтяной попутный газ, отбензиненный сухой газ, газ из газоконденсатных месторождений, добываемый и собираемый газо- и нефтедобывающими организациями, и газ, вырабатываемый газо- и нефтеперерабатывающими организациями»<sup>4</sup>.

Этот энергоноситель представляет собой смесь углеводородов метанового ряда — метана, этана, пропана, бутанов и др. Большая часть добываемого газа приходится на метан. Основное направление использования

<sup>4</sup> Статья 2 Закона от 31.03.1999 № 69-ФЗ «О газоснабжении в Российской Федерации».

метана — котельно-печное топливо<sup>5</sup>. Удельная теплота сгорания метана составляет<sup>6</sup>  $\sim 55,6 \times 10^6$  Дж/кг или<sup>7</sup>  $35 \times 10^6$  Дж/м<sup>3</sup>.

Общим свойством углеводородных газов является возможность использовать их для производства энергии. Поставки газа, вне зависимости от того, каким образом и из каких ресурсов он был получен, осуществляются посредством магистральных газопроводов, входящих в Единую систему газоснабжения (ЕСГ) ОАО «Газпром». Если газ соответствует необходимым требованиям для закачки в магистральный газопровод, то, как только он туда попал, его происхождение перестает иметь какое-либо значение. То есть газ, который движется по магистральному газопроводу под большим давлением, представляет собой смесь газов различного происхождения, но обладающих определенными принципиально важными свойствами и отвечающих некоторым требованиям качества.

Этан, пропан и бутаны представляют собой основное сырье для органического синтеза. Сжиженные газы (пропан и бутан) также могут использоваться как коммунально-бытовое и моторное топливо<sup>8</sup>. Удельная теплота сгорания пропана  $\sim 50,4 \times 10^6$  Дж/кг, бутана  $\sim 49,5 \times 10^6$  Дж/кг<sup>9</sup>.

В таблице 1 приведены цены на энергоносители в России в 2010–2011 гг.

В таблице 2 дана динамика натуральных величин.

<sup>5</sup> Берлин М. А., Гореченков В. Г., Волков Н. П. Переработка нефтяных и природных газов. М.: Химия, 1981. С. 8.

<sup>6</sup> Топлива. Высшая теплотворная способность — таблица. (Удельная теплота сгорания). <http://www.dpva.info/Guide/Physics/HeatAndTemperature/CombustionEnergy/FuelsHigherCaloricValues/>.

<sup>7</sup> Губинский В. И. Металлургические печи. Днепропетровск: НМетАУ, 2006. С. 10.

<sup>8</sup> Берлин М. А. [и др.] Указ. соч. С. 10.

<sup>9</sup> Топлива. Высшая теплотворная способность — таблица. (Удельная теплота сгорания). <http://www.dpva.info/Guide/Physics/HeatAndTemperature/CombustionEnergy/FuelsHigherCaloricValues/>.

Таблица 1

**Средние цены производителей на отдельные виды промышленных товаров, на конец года, руб. за ед. измерения<sup>10</sup>**

Вид промышленных товаров	2010	2011	Изменение цены, %
Уголь, за т	683	1 005	47,1
Нефть, за т	7 566	9 765	29,1
Газ горючий природный (газ естественный), за тыс. м <sup>3</sup>	626	686	9,6

Таблица 2

**Производство энергоносителей в натуральном выражении<sup>11</sup>**

Вид промышленных товаров	2010	2011	Изменение, %
Уголь, млн т	335	354	5,7
Нефть добытая, включая газовый конденсат, млн т	512	517	1,0
Газ природный и попутный, млрд м <sup>3</sup>	671	653	-2,7

Из таблицы 1 очевидно, что в течение 2011 г. произошел значительный рост цен на уголь и нефть, тогда как цена на газ выросла не столь значительно. В процентном отношении самое значительное изменение произошло с ценами на уголь. При этом никаких существенных изменений в объемах производства не произошло (табл. 2). Таким образом, в 2011 г. имел место существенный ценовой скачок, который мог быть обусловлен как спросом, так и политикой вертикально-интегрированных компаний (ВИНК).

Основная задача определения продуктовых границ заключается в проверке наличия или отсутствия альтернативных источников

<sup>10</sup> Цены в России. 2012. Статистический сборник. М., 2012. С. 144 (табл. 4.12).

<sup>11</sup> Россия 2013. Статистический справочник. М.: Росстат, 2013. С. 22.

и каналов поставки энергии, которыми можно было бы заменить энергию, даваемую природным газом. Наиболее широко применяющиеся подходы к определению продуктовых и географических границ рынка можно классифицировать следующим образом: 1) подход, использующий перекрестную эластичность; 2) подход, основанный на выявлении корреляции цен; 3) определение границ рынка с помощью анализа товарных потоков (для географических границ)<sup>12</sup>. Эти подходы используются и для анализа энергетических рынков, однако, без учета специфики энергоносителей<sup>13</sup>. Ниже приводится вывод соотношений, которые позволяют использовать специфические свойства энергоносителей для проверки взаимозаменяемости энергоносителей.

Для выявления возможных альтернативных источников и каналов поставки энергии сначала необходимо ответить на вопрос, кто выступает основными потребителями этой энергии. Традиционно ими выступают энергетические компании, металлургические заводы, машиностроительные компании, предприятия ЖКХ.

Энергоносители требуются для нагрева различных крупных емкостей для последующего использования нагреваемых в них веществ (превращение воды в пар, плавка металла и т. п.). На металлургических производ-

ствах энергоносители требуются как для нагрева плавильных печей, так и для отопления (нагрева котельных). На машиностроительных производствах энергоносители необходимы, прежде всего, для отопления. В электроэнергетике энергоносители требуются для работы паровых генераторов. В целях отопления энергоносители требуются для нагрева котлов в котельных. Используются те же основные виды топлива — уголь<sup>14</sup>, мазут<sup>15</sup>, природный газ<sup>16</sup>. Нагрев плавильных печей осуществляется такими видами топлива, как кокс, природный газ, доменный газ и мазут<sup>17</sup>.

- Кокс представляет собой твердое топливо для доменных печей, которое получают посредством термической обработки каменного угля (коксования) в коксовых печах. Удельная теплота сгорания  $29,3 \times 10^6$  Дж/кг.

- Природный газ — это газообразное топливо с содержанием метана 92–98%, которое поступает на предприятия по газопроводам с помощью компрессорных установок.

- Доменный газ — вид газообразного топлива, которое получается при выплавке чугуна, с удельной теплотой сгорания  $3,5\text{--}4,0 \times 10^6$  Дж/м<sup>3</sup>.

- Мазут — также один из возможных видов топлива. Имеет жидкую форму и поступает на предприятия с нефтеперегонных заводов в железнодорожных цистернах. Хранится в мазутохранилищах. Удельная теплота сгорания  $40\text{--}42 \times 10^6$  Дж/кг.

Таким образом, перечень основных альтернатив, которые могут обеспечить основную функцию — выделение тепла при горе-

<sup>12</sup> Massey P. Market definition and market power in competition analysis: some practical issues // *The Economic and Social Review*. 2000. V. 31 (4), pp. 309–328.

<sup>13</sup> См., например, *Asche F., Osmundsen L., Tvet-erås R.* Market integration for natural gas in Europe // *International Journal of Global Energy*. 2001. V. 16 (4). P. 300–312 — подход (2); *De Vany A., Walls W. D.* 1993. Pipeline access and market integration in the natural gas industry: evidence from cointegration tests // *The Energy Journal*. 1993. V. 14 (4). P. 1–19 — подход (2); *Reddy N. N.* Market boundaries between coal, oil, and natural gas // *Review of Industrial Organization*. 1985. V. 2 (3). P. 300–305 — подход (1); *Sauer D. G.* Measuring economic markets for imported crude oil // *The Energy Journal*. 1994. V. 15 (2). P. 107–123 — подход (2); *Wårell L.* Defining geographic coal markets using price data and shipments data // *Energy Policy*. 2005. V. 33. P. 2216–2230 — подходы (2) и (3).

<sup>14</sup> ООО «Технология тепла». Угольные котельные установки. URL: <http://www.promteplo.com/service/coalboilers.html>.

<sup>15</sup> Аналитический портал химической промышленности. URL: [http://www.newchemistry.ru/letter.php?n\\_id=1585](http://www.newchemistry.ru/letter.php?n_id=1585).

<sup>16</sup> Газовые котельные. URL: [http://www.r-kompleks.ru/products/boilers/gas\\_boilers/](http://www.r-kompleks.ru/products/boilers/gas_boilers/), <http://www.yaringcom.ru/gas/>.

<sup>17</sup> Губинский В. И. Указ. соч. С. 10–11.

нии — выглядит так: доставка природного газа по газопроводу, доставка мазута железнодорожными цистернами и доставка каменного угля железнодорожными вагонами. К этому перечню можно добавить доставку цистернами сжиженного газа.

Для того чтобы проверить взаимозаменяемость источников энергии, необходимо сопоставить стоимость этих энергоносителей с учетом удельной теплоты сгорания, сопоставить стоимость их транспортировки, проверить возможность перевода цехов и котельных с одного вида топлива на другой.

Временно не будем рассматривать стоимость переоборудования цехов. Предположим, для нагрева некоей печи или котла требуется определенное количество энергии. Обозначим это количество энергии  $E$ . Предположим также, что данное количество энергии может быть получено сжиганием двух альтернативных видов топлива. Пусть  $F_1$  — количество топлива 1-го вида, которое необходимо для получения энергии  $E$ . Пусть  $F_2$  — количество топлива 2-го вида, которое необходимо для получения того же количества энергии.  $T_1$  и  $T_2$  — удельная теплота сгорания 1-го и 2-го вида топлива, соответственно. Тогда

$$E = F_1 \cdot T_1 = F_2 \cdot T_2. \quad (1)$$

Следовательно,

$$F_2/F_1 = T_1/T_2. \quad (2)$$

С одной стороны, соотношение (1) вполне закономерно — чем ниже удельная теплота сгорания, тем больше требуется топлива для получения заданного количества энергии.

С другой стороны, для приобретения топлива 1-го вида потребитель должен затратить объем средств, равный  $F_1 (P_1 + C_1)$ , где  $P_1$  — рыночная цена топлива,  $C_1$  — размер транспортных издержек на единицу измерения количества топлива (кг, т, м<sup>3</sup>). Аналогично для альтернативного вида топлива  $F_2 (P_2 + C_2)$ .

Согласно п. 3.7 Порядка «определение взаимозаменяемых товаров в соответствии со статьей 4 Закона о защите конкуренции основывается на фактической замене товаров приобретателем или готовности приобретателя заменить один товар другим при потреблении (в том числе при потреблении в производственных целях), учитывая их функциональное назначение, применение, качественные и технические характеристики, цену и другие параметры.

Товары не относятся к взаимозаменяемым, если для замены товара другим товаром в процессе потребления требуется более года или в связи с заменой приобретателя товара несет значительные издержки (превышающие, как правило, 10 процентов от цены товара)...».

Следуя п. 3.7 Порядка издержки при переходе на альтернативное топливо не должны превышать 10%, т. е. должно выполняться следующее соотношение:

$$F_2 (P_2 + C_2)/F_1 (P_1 + C_1) \leq 1,1. \quad (3)$$

Если соотношение (3) не выполнено, альтернативные виды топлива принадлежат к разным рынкам и не попадают в продуктовые границы предварительно определенного товара (в данном случае природного газа).

Для удобства проверки преобразуем с учетом соотношения (2) соотношение (3) к виду:

$$T_1 (P_2 + C_2)/T_2 (P_1 + C_1) \leq 1,1. \quad (4)$$

Проверим альтернативу «природный газ — каменный уголь» для оптовых потребителей г. Магнитогорска. Первоначально оценим стоимость железнодорожной транспортировки каменного угля в текущих ценах, для чего применим открытый калькулятор *riccom.ru*. В качестве примера рассмотрим доставку каменного угля из Кемерово в Магнитогорск. Результаты расчета приведены в табл. 3.

Таблица 3

### Расчеты тарифа железнодорожной транспортировки

Параметры расчета	Значения
Тариф в ценах	текущих
Станция отправления	Кемерово (Западно-Сибирская ЖД, код 870104)
Станция получения	Магнитогорск-Грузовой (Южно-Уральская ЖД, 817600)
Груз	уголь каменный марки к-коксовый (код 161147.1)
Тип вагона	полувагон
Масса, кг	65 000
Тарифное расстояние, км	2 128
Срок доставки, сут.	9
Схема расчета	И1 В4
Тариф по 1001	63576,27
НДС	11 443,73
Стоимость транспортировки 1 кг угля с НДС, руб.	1,15

Как видно из табл. 3, стоимость транспортировки 1 кг каменного угля составляет 1,15 руб. с НДС. Эту стоимость необходимо сопоставить со стоимостью природного газа. Текущая оптовая цена природного газа без учета удельной теплоты сгорания для предприятий Магнитогорска составляет от 3023 до 3325 руб. за 1000 м<sup>3</sup> без НДС. В среднем это составляет 3174 руб. за 1000 м<sup>3</sup> без НДС<sup>18</sup>. Размер снабженческо-сбытовой надбавки составляет 53 руб. за 1000 м<sup>3</sup> без НДС<sup>19</sup>. Совокупная стоимость для оптовых потребителей Магнитогорска составляет 3227 руб. за 1000 м<sup>3</sup> без НДС или 3807,86 руб. за 1000 м<sup>3</sup> с НДС.

Для определения продуктовых границ рынка необходимо выполнить процедуру

<sup>18</sup> Приказ ФСТ от 04.05.2012 № 89-э/2.

<sup>19</sup> Приказ ФСТ от 10.12.2010 № 426-э/16 (ред. от 02.04.2012).

Таблица 4

### Проверка вхождения угля в продуктовые границы рынка

Параметры	2012
Удельная теплота сгорания природного газа (Т1), МДж/м <sup>3</sup>	31,80
Удельная теплота сгорания каменного угля (Т2), МДж/кг	29,30
Цена газа для потребителей г. Магнитогорска (Р1) с НДС, руб. /м <sup>3</sup>	3,75
Средняя по РФ цена каменного угля (Р2) с НДС, руб. /кг	1,01 <sup>20</sup>
Снабженческо-сбытовая надбавка за газ (С1) с НДС, руб. /м <sup>3</sup>	0,06
Стоимость транспортировки кузнецкого угля (С2) с НДС, руб. /кг	1,15
Значение левой части неравенства (4)	0,6

проверки того, насколько увеличатся расходы потребителей газа при переходе на другой вид топлива. Предварительная проверка будет проведена без учета инвестиционных затрат на переоборудование печей и котельных. Сопоставление двух альтернативных видов топлива с использованием соотношения (4) дает результат, представленный в табл. 4.

Из таблицы видно, что значение левой части в неравенстве (4) меньше 1,1. Это означает, что формально уголь входит в продуктовые границы рассматриваемого рынка и может быть использован как альтернативное топливо. При этом остается открытым вопрос стоимости переоборудования. Если переоборудование первоначально не было приспособлено для работы на различных видах топлива, то переоборудование сопряжено со значительными инвестиционными затратами. Поскольку реконструкция представляет собой аналог капитального ремонта, ее стоимость будет списываться на расходы через амортизацию в течение срока полезного использования. Следовательно, эту стоимость необходимо добавить в числитель

<sup>20</sup> Цена 2011 г.

левой части соотношения (3), из чего можно получить некоторое требование на размер инвестиции.

Обращаем внимание, что при выводе соотношения (4) нигде не было сказано о том, за какой период должно быть истрачено количество топлива  $F_r$ . Но согласно п. 3.7 Порядка срок переоборудования не должен превышать 1 года, а издержки 10%. В связи с этим не вполне понятно, издержки за какой период имеются в виду. Если издержки за год, то амортизация не должна давать такую прибавку к издержкам, что их совокупное значение превысит 10%. Проблема заключается в том, что размер инвестиции в отличие от транспортных расходов нельзя привести к 1 м<sup>3</sup> газа или 1 кг альтернативного топлива.

Из этого можно сделать вывод, что методология Порядка вообще никак не предусматривает затраты, подпадающие под понятие реконструкции и списывающиеся на расходы через амортизацию, а не в момент их возникновения. Следовательно, либо к моменту повышения цен у потребителей уже есть все необходимые мощности для перехода на иной вид топлива, а сам переход сопряжен лишь с текущими затратами, либо альтернативные товары автоматически принадлежат к иным товарным рынкам.

Если базовым товаром является природный газ, то важно понять предусматривался ли переход на альтернативные источники при оборудовании предприятия. Если нет, то возникает вопрос, каким образом на предприятии организована система энергетической безопасности, например, на случай аварии на магистральном или региональном газопроводе. Ответ может дать только процедура, предусмотренная п. 3.9 Порядка и названная «тестом гипотетического монополиста», суть которой заключается в следующем.

Граница рынка определяется таким образом, что при предполагаемой монополизации на рынке — увеличение цены на 5–10% гипотетическим монополистом — потреби-

тели не переходят на потребление других товаров, что приводит к росту прибыли гипотетического монополиста. Хотя впервые метод на законодательном уровне был сформулирован в 1982 г. в Рекомендациях по слияниям, утвержденных министерством юстиции США, аналогичная аргументация уже использовалась в ходе судебных разбирательств более чем за два десятилетия до этого<sup>21</sup>. На сегодняшний день тест гипотетического монополиста или SSNIP<sup>22</sup> широко применим в антимонопольном законодательстве по всему миру<sup>23</sup>, хотя и с некоторыми различиями.

Однако применение данной процедуры требует правильно сформированной анкеты. Глубинный анализ оптового рынка энергоносителей невозможен без добавления в вопросы анкеты просьбы о расшифровке причин отсутствия возможности перехода на альтернативные виды топлива. Маловероятно, что замена одного оборудования на другое возможна в течение короткого времени. Предприятия работают на том сырье, под которое они изначально создавались. На российских генерирующих и металлургических предприятиях преобладает газовое оборудование. Их перевод на уголь потребует не только изменения производственного цикла, но и внедрения иных, нежели при использовании газа, мер экологической защиты (улавливание и хранение CO<sub>2</sub>). На сегодняшний день угольная генерация

<sup>21</sup> Werden G. J. The 1982 merger guidelines and the ascent of the hypothetical monopolist paradigm // *Antitrust Law Journal*. 2003. V. 71 (1). P. 253–275.

<sup>22</sup> От англ. *small but significant and non-transitory increase in price*.

<sup>23</sup> Например, законодательство Канады (Merger Enforcement Guidelines. Competition Bureau Canada. 2011. Oct. URL: [http://www.competitionbureau.gc.ca/eic/site/cb-bc.nsf/vwapj/cb-meg-2011-e.pdf/\\$FILE/cb-meg-2011-e.pdf](http://www.competitionbureau.gc.ca/eic/site/cb-bc.nsf/vwapj/cb-meg-2011-e.pdf/$FILE/cb-meg-2011-e.pdf)) и ЕС (Commission Notice on the definition of the relevant market for the purposes of Community competition law // *Official Journal of the European Communities*. 1997. V. 40 (C 372). P. 5–13. URL: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:C:1997:372:0005:0013:EN:PDF>).

не выдерживает конкуренцию с альтернативными видами выработки электроэнергии<sup>24</sup>. Несмотря на то, что с 1980-х, ввиду роста потребления электроэнергии, спрос на уголь в мире возрос, многие страны Европы перевели электрогенераторы с угля на газ<sup>25</sup>.

### Географические границы инфраструктурных рынков

Географические границы любого товарного рынка возникают вследствие наличия транспортных издержек. Даже если на удаленной территории товар стоит дешевле, нежели в том месте, в котором находится потребитель, расходы на перемещение до места продажи товара могут свести на нет все ценовые преимущества. Такая методология полностью применима к рынкам, имеющим определенную территорию продажи (в географическом смысле).

С развитием и удешевлением способов доставки продукции (железнодорожный, морской, воздушный транспорт) география большинства оптовых рынков расширяется как минимум до территории государств, а то и глобальных размеров. При этом на одних рынках потребитель должен перемещаться к товару, на других — товар к потребителю, а на третьих возможны обе ситуации. Но на некоторых рынках существует единственный способ доставки товара к потребителю. К ним, в частности, относятся рынки природного газа, электроэнергии, связи. На этих рынках товар может перемещаться только, соответственно, по газопроводам, линиям электропередач, линиям связи. Будем называть такие рынки инфраструктурными. Их выделение в отдельную группу обусловлено тремя главны-

ми особенностями их формирования и исследования:

- в России упомянутые рынки сформировались через выделение из единой экономической инфраструктуры СССР посредством изменения прав собственности (приватизации), что дало новым собственникам временную монопольную власть;
- у этих рынков отсутствует территория торговли в традиционном, географическом, смысле слова;
- факт входа на рынок тождественен факту подключения к инфраструктуре.

Вопрос определения географических границ таких рынков состоит в том, может ли потребитель, в случае повышения цен расположенной рядом компанией, заключить договор с альтернативной компанией, расположенной на значительном расстоянии от месторасположения потребителя. При этом стоимость товара, который он будет получать от новой компании, не должна превышать прежнюю стоимость газа более чем на 10% (п. 4.4 Порядка).

Рассмотрим особенности определения географических границ инфраструктурных рынков на примере рынка природного газа. Начнем с определений.

В соответствии с Федеральным законом «Федеральная система газоснабжения — совокупность действующих на территории РФ систем газоснабжения: Единой системы газоснабжения, региональных систем газоснабжения, газораспределительных систем и независимых организаций»<sup>26</sup>.

Единая система газоснабжения (ЕСГ) — это неделимый<sup>27</sup> имущественный производственный комплекс, состоящий из «технологически, организационно и экономически взаимосвязанных и централизованно управляемых производственных и иных объектов,

<sup>24</sup> Краснянский Г. Сланцевая революция и российский уголь. Эксперты дискутируют о роли угля в мировой экономике // Российская газета. №5993 (17). 2013. 29 января. С. 4. URL: <http://www.rg.ru/2013/01/29/ugol.html>.

<sup>25</sup> Wårell L. Указ. соч. P. 2219.

<sup>26</sup> Ст. 5 Федерального закона от 31.03.1999 №69-ФЗ.

<sup>27</sup> Ст. 14 Федерального закона от 31.03.1999 №69-ФЗ.



предназначенных для добычи, транспортировки, хранения и поставок газа»<sup>28</sup>.

Согласно ст. 7 Федерального закона № 69-ФЗ, региональная система газоснабжения — это независимый от ЕСГ имущественный производственный комплекс, который состоит из «технологически, организационно и экономически взаимосвязанных и централизованно управляемых производственных и иных объектов, предназначенных для добычи, транспортировки, хранения и поставок газа».

Газораспределительная система — это независимый от ЕСГ и региональных систем газоснабжения имущественный производственный комплекс. Он состоит из «организационно и экономически взаимосвязанных объектов, предназначенных для транспортировки и подачи газа непосредственно его потребителям на соответствующей территории Российской Федерации»<sup>29</sup>. Газораспределительные сети различаются по уровню давления на сети низкого давления (газоснабжение жилых домов), сети высокого и среднего давления (газоснабжение промышленных предприятий)<sup>30</sup>.

Единые требования к газу, поступающему в магистральный газопровод от разных добывающих компаний, и единство газотранспортной инфраструктуры создает для всех потребителей единый рынок газового топлива. Каковы его географические границы и существуют ли они на таком рынке?

Оптовыми потребителями газа выступают промышленные предприятия. Поставки газа проводятся на основании договоров между поставщиками и потребителями независимо от форм собственности<sup>31</sup>. Газ постав-

ляется на газораспределительные станции (ГРС) местной организации, осуществляющей транспортировку газа до сети конечного потребителя.

Постановление Правительства РФ от 29.12.2000 № 1021 различает такие понятия, как «цена на газ», «тарифы на услуги по транспортировке газа» и «плата за снабженческо-сбытовые услуги»<sup>32</sup>. В том же постановлении дается следующее определение: регулируемая плата за снабженческо-сбытовые услуги — это не распространяющаяся на независимые от ОАО «Газпром» добывающие организации плата за снабженческо-сбытовые услуги, которые поставщики газа оказывают его потребителям.

Указанное Постановление не содержит расшифровки того, какие именно расходы покрываются из данной надбавки. Говорится лишь, что это плата сверх цены газа за какие-то дополнительные услуги. Некоторые пояснения о том, что именно должно покрывать снабженческо-сбытовая надбавка, даны в других нормативных документах, например в приказе ФСТ от 15.12.2009 № 412-э/8, но полного представления о ее структуре указанные документы все же не дают.

Поскольку для потребителей, которые покупают газ у компаний, аффилированных с ОАО «Газпром», нормативными документами не устанавливается зависимость цены газа от расстояния между поставщиком и потребителем газа, уместно предположить, что эта надбавка есть не что иное, как плата за его транспортировку.

Для независимых (от ОАО «Газпром») газодобывающих компаний тариф на транспортировку газа по магистральному газопроводу, напротив, устанавливается в зависимости от дальности транспортировки, а именно, в размере 12,02 руб. за 1000 м<sup>3</sup> на 100 км<sup>33</sup>.

<sup>28</sup> Ст. 6 Федерального закона от 31.03.1999 № 69-ФЗ.

<sup>29</sup> Ст. 7 Федерального закона от 31.03.1999 № 69-ФЗ.

<sup>30</sup> Как транспортируют природный газ. <http://www.gazprominfo.ru/articles/natural-gas-transportation/>.

<sup>31</sup> Ст. 18 Федерального закона от 31.03.1999 № 69-ФЗ.

<sup>32</sup> П. 2 раздела IV Постановления от 29.12.2000 № 1021.

<sup>33</sup> Приказ ФСТ от 08.06.2012 № 143-э/1.

Предельная дальность транспортировки газа для внутреннего потребления в 2010 г. составляла 2,5 тыс. км<sup>34</sup>. По данному тарифу транспортировка газа на максимальное расстояние обошлась бы в 300,5 руб. за 1000 м<sup>3</sup> без НДС. Стоимость транспортировки составляет ~8,7% усредненной стоимости газа без НДС согласно приказу от 04.05.2012 № 89-э/2. Такая максимальная стоимость транспортировки в принципе позволяет покупать газ у независимой газоснабжающей компании в случае предложения ею сравнительно более выгодной цены.

Для того чтобы получать газ от альтернативной газоснабжающей компании, потребителю необходимо перезаключить два договора: с альтернативной (удаленной) газоснабжающей компанией и газораспределительной организацией на территории потребителя. Если договор с газораспределительной организацией не заключен, у потребителя нет возможности получать газ от газораспределительной станции до своих мощностей.

Потребитель газа, которого перестала устраивать цена конкретного поставщика, мог заключить договор либо с какой-либо добывающей организацией, аффилированной с ОАО «Газпром», либо с другой независимой газоснабжающей организацией.

В случае если первоначально потребитель получал газ от независимой газоснабжающей компании, а затем решил получать газ от компании, аффилированной с ОАО «Газпром», то для него стоимость газа будет регулироваться приказами ФСТ (оптовая цена плюс снабженческо-сбытовая надбавка). Если же, наоборот, потребитель решит сменить компанию, аффилированную с ОАО «Газпром», на независимую, то стоимость газа для него будет рассчитываться в зависимости от дальности транспортировки.

На региональных газовых рынках можно наблюдать следующие явления. Например,

<sup>34</sup> Как транспортируют природный газ. <http://www.gazprominfo.ru/articles/natural-gas-transportation/>.

НГК «ИТЕРА» — крупнейший поставщик газа в Свердловскую область<sup>35</sup>. При этом, согласно мнению некоторых экспертов, проблемы в отношениях НГК «ИТЕРА» с администрацией Свердловской области в связи с неплатежами за газ создают предпосылки для выхода на региональный рынок других газоснабжающих компаний<sup>36</sup>.

В то же время имеют место переходы потребителей от одних газоснабжающих компаний к другим. Примером является переход ОГК-1 на закупки газа у ОАО «НОВАТЭК». Иные многочисленные примеры также приведены в статье, опубликованной на сайте газеты «Коммерсант»<sup>37</sup>.

Монопольная власть газоснабжающей компании потенциально может возникать на уровне не магистрального газопровода, а региональных сетей. Именно доступ к региональным газораспределительным сетям может выступать препятствием для расширения присутствия тех или иных компаний на региональных рынках. Нельзя исключать и того, что согласование доступа той или иной компании на региональные рынки может происходить на уровне не только руководства потребителя и продавца газа, но и администраций регионов.

Формально законодательство устанавливает недискриминационный доступ организаций к местным газораспределительным сетям<sup>38</sup>, но при наличии свободной мощно-

<sup>35</sup> Интервью с председателем Правительства Свердловской области Д. В. Паспером о сотрудничестве с НГК «ИТЕРА» // Нефтегазовая вертикаль. 2012. № 21. С. 24–25. <http://www.ngv.ru/upload/iblock/916/91625a160ef22ef5b9fe334911ebe23c.pdf>.

<sup>36</sup> Предложения ИТЕРЫ по решению проблемы долгов за газ предприятий ЖКХ Свердловской области. Neftegaz.ru. 2012. 6 апр. URL: <http://neftegaz.ru/news/view/102181>.

<sup>37</sup> Мищенко В. Газовая атака // Коммерсант. Приложение «Нефть и газ». 2011. № 219. 23 янв. URL: <http://www.kommersant.ru/doc/1815391>.

<sup>38</sup> П. 1 Положения об обеспечении доступа организаций к местным газораспределительным сетям, утвержденного Постановлением Правительства РФ от 24.11.1998 № 1370.

сти<sup>39</sup>. Данная оговорка является существенной, но в целях исключения злоупотреблений к газораспределительным организациям предъявляются серьезные требования по допуску к информации и объектам учета газа<sup>40</sup>.

Если потребитель меняет газоснабжающую компанию, то с точки зрения загрузки региональной сети ничего не меняется. Поэтому теоретически, в случае отказа в доступе новой газоснабжающей компании, сам потребитель совместно с этой компанией может инициировать судебное разбирательство. Тогда единственным способом заставить потребителя отказаться от заключения договора может стать использование в той или иной форме административного ресурса.

Таким образом, в географические границы рынка газа для потребителей любой области (газифицированной) попадает вся территория Российской Федерации, на которой свою хозяйственную деятельность осуществляют газоснабжающие компании (поставщики), подключенные к системе магистральных газопроводов. Фактически географическая граница рынка газа представляет собой саму систему магистральных и региональных газопроводов. В некотором смысле это означает, что географические границы рынка как таковые отсутствуют. Рынок ограничен не территорией, а наличием инфраструктуры.

Необходимо отметить, что единство газового рынка и обеспечение конкуренции добывающих компаний выступало в качестве стратегической цели государственной политики еще в 2000 г.<sup>41</sup> Существуют различ-

ные модели повышения уровня конкуренции инфраструктурных рынков. Основным путем считается разделение производящих и транспортирующих мощностей. Различия между конкретными моделями, плюсами и минусами их реализации, зависят от структуры прав собственности на транспортные активы и системы управления ими<sup>42</sup>. Представляется, что конкретная модель разделения, а, быть может, и отказ от разделения не столь важны. Важнее законодательно установить единую систему тарифов на транспортировку.

Пунктами 5–6 Постановления Правительства РФ от 29.12.2000 № 1021 декларировался временный характер государственного регулирования оптовых цен на газ и тарифов на услуги по его транспортировке (по магистральным газопроводам). Для независимых организаций его планировалось осуществлять до перехода к государственному регулированию единых для всех поставщиков газа тарифов на услуги транспортировки. Сам переход от государственного регулирования оптовых цен к государственному регулированию тарифов на услуги по транспортировке предполагалось производить поэтапно.

На первом этапе осуществляется государственное регулирование оптовых цен на газ и тарифов на услуги по его транспортировке по магистральным газопроводам для независимых организаций и другие меры. На втором этапе подготавливаются обоснования для либерализации цен на газ и ограничения сферы государственного регулирования газовой отрасли за счет установления тарифов на услуги по транспортировке газа по магистральным газопроводам и газораспределительным сетям.

В условиях России необходимо остановиться еще на одной особенности развития конкуренции на инфраструктурных рынках,

<sup>39</sup> П. 4 Положения об обеспечении доступа организаций к местным газораспределительным сетям, утвержденного Постановлением Правительства РФ от 24.11.1998 № 1370.

<sup>40</sup> П. 14 Положения об обеспечении доступа организаций к местным газораспределительным сетям, утвержденного Постановлением Правительства РФ от 24.11.1998 № 1370.

<sup>41</sup> Пп. е) п. 11 раздела IV Постановления Правительства РФ от 29.12.2000 № 1021.

<sup>42</sup> *Pollitt M.* The arguments for and against ownership unbundling of energy transmission networks // *Energy Policy*. 2008. V. 36. P. 704–713. P. 704–706.

которая объясняется историей формирования данного рынка. Первоначально в процессе приватизации образовался рынок с абсолютным монопольным участием одной компании. Это было вполне закономерно, поскольку единая система газоснабжения СССР строилась без расчета на последующее изменение прав собственности и не предусматривала обеспечение конкуренции между газодобывающими предприятиями.

Постепенно, в ходе развития рыночных отношений на рынке начали появляться независимые газодобывающие компании. Нефтяные компании повышали долю полезного использования попутного нефтяного газа. Тем не менее, цены на газ у основного поставщика — ОАО «Газпром» продолжают регулироваться государством. При этом оптовые цены на газ растут из года в год. Стратегия роста регулируемых цен обусловлена, вероятно, стремлением сблизить внутренние и экспортные цены на газ. Вследствие этого в ряде регионов возможна ситуация, при которой оптовые цены ОАО «Газпром» окажутся выше оптовых цен, предлагаемых независимыми нефтяными и газовыми компаниями. Сравнительно более низкие цены у независимых компаний могут порождать их доминирование на региональных рынках и снижать долю ОАО «Газпром» на внутреннем рынке.

Однако доминирование не вполне соответствует классической ситуации, которая должна подпадать под антимонопольное регулирование, поскольку такое доминирование не результат каких-либо действий по искусственному вытеснению конкурентов, а следствие более эффективной работы. По сути, это временное явление, которое возникает из-за исторических особенностей формирования рынка. Применение в данной ситуации антимонопольных мер приведет не к росту конкуренции, а к сдерживанию развития газового рынка.

Резюмируя сказанное, можно сделать вывод о том, что традиционное понятие географических границ для рынка газа не вполне

применимо. Целесообразно ввести понятие инфраструктурных границ. Разница состоит в том, что ширина границ жестко определяется тарифной политикой и геометрией инфраструктуры (в данном случае газопровода). Введя понятие инфраструктурных границ, можно говорить о расстоянии, на котором потребителю экономически допустимо получать товар (в данном случае газ). Соответственно, в рамки инфраструктурных границ попадают те хозяйствующие субъекты (газоснабжающие компании), у которых точки подключения к магистральному газопроводу находятся на расстоянии от потребителя меньшем ширины инфраструктурных границ. При этом местом расположения потребителя (точкой «0») можно считать то место на магистральном газопроводе, которое соединено с газораспределительной станцией, от которой по региональным газораспределительным сетям газ поступает к потребителю.

До тех пор, пока цена на газ основного хозяйствующего субъекта регулируется ФСТ, инфраструктурными границами рынка природного газа будет вся протяженность магистрального газопровода. Если произойдет переход к единым принципам определения стоимости транспортировки как для независимых производителей газа, так и для дочерних обществ ОАО «Газпром», ширина инфраструктурных границ может измениться.

В плане прогноза наиболее вероятным представляется постепенный рост присутствия на газовом рынке нефтяных и независимых газовых компаний. Запасы природного газа ОАО «НОВАТЭК» в 2010 г. по сравнению с 2009 г. увеличились на 35,8%, а в 2011 г. по сравнению с 2010 г. еще на 50,3%<sup>43</sup>. Региональные потребители постепенно будут заключать с ними все больше договоров. Сами нефтяные компании будут не только наращивать инвестиции в переработку попутного нефтяного газа,

<sup>43</sup> Годовой отчет ОАО «НОВАТЭК» за 2011 г. С. 17.

но также вкладывать средства в строительство собственных транспортных мощностей. Так, ОАО «ЛУКОЙЛ» в 2013 г. планирует завершить строительство системы газопроводов «Хальмерпаутинское месторождение — Пяяхинское месторождение» и «Пяяхинское месторождение — Находкинское месторождение»<sup>44</sup>.

Эволюционным путем монополия ОАО «Газпром» будет «размываться», а конкуренция на внутреннем газовом рынке нарастать. Существует мнение, что поставка сланцевого газа в Европу сократит экспортные возможности ОАО «Газпром», и добываемый газ останется на внутреннем рынке. Тогда у генерирующих и металлургических компаний будет наблюдаться рост инвестиций в переоборудование своих мощностей с угля на газ<sup>45</sup>. Наличие к этому времени значительных мощностей по добыче и производству природного и отбензиненного сухого газа приведет к установлению цен конкурентного рынка. Если ОАО «Газпром» окажется экономически не готово продавать газ по более низким ценам, это приведет к резкой потере им значительной доли рынка.

### Гибкая антимонопольная политика

Господствующая в настоящее время идеология антимонопольного регулирования заключается в установлении факта наличия или отсутствия на рынке доминирования одного предприятия или группы предприятий. При этом доминирование устанавливается через простой расчет доли по объему продаж или иному показателю. Если доля превышает определенные пороговые значения, к предприятию начинают применяться меры антимонопольного регулирования.

Такая идеология не только не устраняет причины возникновения монопольной власти, но и опасна с точки зрения долгосрочного инновационного развития предприятий, которые завоевали большую долю рынка, поставляя более качественный или более дешевый товар. Опасность ее применения к инфраструктурным рынкам еще выше, поскольку такие рынки образуют сердцевину современной российской экономики. Так, согласно некоторым теориям конкуренции (Чикагская школа) большая доля рынка есть следствие более эффективной работы компании<sup>46</sup>.

Особенности инфраструктурных рынков так или иначе должны учитываться при дальнейшей разработке антимонопольного законодательства. При анализе уровня конкуренции таких рынков необходимо учитывать не только прошлое и текущее состояние рынков, но и сценарии его развития. Дальность сценариев может составлять 5–10 лет. Вряд ли целесообразно применять антимонопольные меры к тем компаниям, которые в ближайшее время вследствие внутренней и мировой конъюнктуры рынков и так могут столкнуться со значительной потерей доли рынка.

Имеет смысл повысить статус сценарного анализа, поскольку он позволит оценить целесообразность применения антимонопольных мер к предприятиям, рыночная доля которых в течение нескольких лет должна снизиться и без антимонопольного регулирования. Кроме того, антимонопольное регулирование не должно снижать инновационную активность предприятий на инфраструктурных рынках. В противном случае есть риск пропуска прорывных технологий (например, сланцевых и шельфовых технологий).

Проблема заключается в том, что антимонопольные дела возбуждаются, как пра-

<sup>44</sup> Годовой отчет ОАО «ЛУКОЙЛ» за 2011 г. С. 50.

<sup>45</sup> Краснянский Г. Указ. соч. URL: <http://www.rg.ru/2013/01/29/ugol.html>.

<sup>46</sup> Hellmer S., Wårell L. On the evaluation of market power and market dominance — The Nordic electricity market // Energy Policy. 2009. V. 37. P. 3235–3241. P. 3238.

вило, в связи с заявлением предприятий, которые по тем или иным причинам не устраивает текущее состояние рынка (зависимость от воли поставщиков при заключении договоров). Но целью антимонопольных исследований должно стать не столько установление факта рыночного доминирования какой-либо компании, сколько глубинных причин такого доминирования, связаны ли они со сложившейся рыночной ситуацией, с государственным регулированием или с применением этой компанией нерыночных мер вытеснения конкурентов.

В первом случае необходимо понять, почему рыночные механизмы ведут к установлению на рынке монопольной власти, во втором случае — дать оценку эффективности государственного регулирования, в третьем — определить перечень мер, которые будут препятствовать подобной деятельности.

Глубинный анализ причин монопольной власти изменит функцию ФАС с точки зрения системы управления рынками. Карательная функция будет заменена на реальное регулирование. Служба начнет выполнять посредническую миссию установления баланса интересов между продавцами и покупателями товара на различных рынках, выступая, в том числе, инициатором новых законодательных инициатив. Через эту миссию будет происходить тонкая настройка рынков на максимальную эффективность функционирования.

Кроме того, не вполне очевидна применимость понятия географических (или инфраструктурных) границ к укрупненным группам потребителей. Например, представляется некорректным понятие «географические границы рынка природного газа для потребителей области N», так как различные предприятия могут получать газ по региональным газораспределительным сетям от разных газораспределительных станций. Следовательно, у каждого оптового потребителя (или группы потребителей) точка «0» может различаться и, соот-

ветственно, будет различаться перечень хозяйствующих субъектов (газоснабжающих компаний), попадающих в рамки инфраструктурных границ. Поэтому при оценке уровня конкуренции инфраструктурных рынков целесообразно четко оговаривать, что анализ проводится либо для конкретного предприятия, либо для группы потребителей, получающих товар (например, газ) от такой-то точки инфраструктуры (№ ГРС). Без конкретизации группы потребителей через установление точки «0» исследование уровня конкуренции рынка теряет смысл.

## Заключение

Исследование инфраструктурных ограничений на перемещение товара и его влияние на географические и продуктовые границы рынка позволяет сделать следующие основные выводы:

- Вследствие особенностей производственного цикла оптовых потребителей продуктовые границы рынков энергоносителей, как правило, сводятся к поставкам конкретного товара.
- Фактически поставляемым товаром на рынках энергоносителей выступает объем энергии, который получают предприятия-потребители.
- Имеются рынки, на которых перемещение товара строго ограничено существующей инфраструктурой.
- При анализе уровня конкуренции инфраструктурных рынков понятие географических границ рынка должно быть расширено понятием инфраструктурных границ.
- Государственное регулирование тарифов на перемещение товара влияет на инфраструктурные границы рынка и, как следствие, на доли хозяйствующих субъектов и уровень конкуренции, завышенные тарифы для регулируемых компаний могут приводить к временному региональному доминированию независимых компаний.

- При исследовании уровня конкуренции рынков и применении антимонопольных мер целесообразно группировать потребителей по месту получения товара из инфраструктуры, в противном случае определение географических (инфраструктурных) границ лишено смысла.

- Корректный анализ уровня конкуренции рынков требует учета не только текущего и прошлого состояний рынка, но и прогнозов (сценариев) его будущего состояния на ближайшие 5–10 лет.

- Необходимо выявлять не только факт доминирования какой-либо компании через определение долей рынка, а причины сложившейся ситуации.

- Корректировка подходов к определению уровня конкуренции рынков позволит расширить функцию ФАС с простого регулирования до посреднической миссии между рынками и органами законодательной власти для выхода рынков на оптимальный уровень конкуренции.

### Список литературы

1. *Asche F., Osmundsen L., Tveterås R.* Market integration for natural gas in Europe // *International Journal of Global Energy*. 2001. V. 16 (4). P. 300–312.
2. Commission Notice on the definition of the relevant market for the purposes of Community competition law // *Official Journal of the European Communities*. 1997. V. 40 (C 372). P. 5–13. URL: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:C:1997:372:0005:0013:EN:PDF>.
3. *De Vany A., Walls W. D.* 1993. Pipeline access and market integration in the natural gas industry: evidence from cointegration tests // *The Energy Journal*. 1993. V. 14 (4). P. 1–19.
4. *Hellmer S., Wårell L.* On the evaluation of market power and market dominance — The Nordic electricity market // *Energy Policy*. 2009. V. 37. P. 3235–3241.
5. *Massey P.* Market definition and market power in competition analysis: some practical issues // *The Economic and Social Review*. 2000. V. 31 (4). P. 309–328.
6. *Merger Enforcement Guidelines.* Competition Bureau Canada. 2011. Oct. URL: [http://www.competitionbureau.gc.ca/eic/site/cb-bc.nsf/vwapj/cb-meg-2011-e.pdf/\\$FILE/cb-meg-2011-e.pdf](http://www.competitionbureau.gc.ca/eic/site/cb-bc.nsf/vwapj/cb-meg-2011-e.pdf/$FILE/cb-meg-2011-e.pdf).
7. *Pollitt M.* The arguments for and against ownership unbundling of energy transmission networks // *Energy Policy*. 2008. V. 36. P. 704–713.
8. *Reddy N. N.* Market boundaries between coal, oil, and natural gas // *Review of Industrial Organization*. 1985. V. 2 (3). P. 300–305.
9. *Sauer D. G.* Measuring economic markets for imported crude oil // *The Energy Journal*. 1994. V. 15 (2). P. 107–123.
10. *Wårell L.* Defining geographic coal markets using price data and shipments data // *Energy Policy*. 2005. V. 33. P. 2216–2230.
11. *Werden G. J.* The 1982 merger guidelines and the ascent of the hypothetical monopolist paradigm // *Antitrust Law Journal*. 2003. V. 71 (1). P. 253–275.
12. *Агабеков С. И., Кокурин Д. И., Левина Е. А.* Состояние конкурентной среды: теория и практика экспертной оценки // *Современная конкуренция*. 2011. № 4 (28). С. 37–52.
13. Аналитический портал химической промышленности. URL: [http://www.newchemistry.ru/letter.php?n\\_id=1585](http://www.newchemistry.ru/letter.php?n_id=1585).
14. *Берлин М. А., Гореченков В. Г., Волков Н. П.* Переработка нефтяных и природных газов. М.: Химия, 1981.
15. *Бродский В. А.* Определение границ товарных рынков методом попарного сопоставления // *Современная конкуренция*. 2013, № 01 (37). С. 23–44.
16. Газовые котельные. URL: [http://www.r-kompleks.ru/products/boilers/gas\\_boilers/](http://www.r-kompleks.ru/products/boilers/gas_boilers/), <http://www.yaringcom.ru/gas/>.
17. Годовой отчет ОАО «ЛУКОЙЛ» за 2011 г.
18. Годовой отчет ОАО «НОВАТЭК» за 2011 г.
19. *Губинский В. И.* *Металлургические печи.* Днепропетровск: НМетАУ, 2006.
20. Закон от 31.03.1999 № 69-ФЗ «О газоснабжении в Российской Федерации».
21. Интервью с председателем Правительства Свердловской области Паспером Д. В. о сотрудничестве с НГК «ИТЕРА» // *Нефтегазовая вертикаль*. 2012. № 21. С. 24–25. URL: <http://>

- [www.ngv.ru/upload/iblock/916/91625a160ef22ef5b9fe334911ebe23c.pdf](http://www.ngv.ru/upload/iblock/916/91625a160ef22ef5b9fe334911ebe23c.pdf).
22. Как транспортируют природный газ. URL: <http://www.gazprominfo.ru/articles/natural-gas-transportation/>.
  23. Краснянский Г. Сланцевая революция и российский уголь. Эксперты дискутируют о роли угля в мировой экономике // Российская газета. 2013. № 5993 (17). 29 января. С. 4. URL: <http://www.rg.ru/2013/01/29/ugol.html>.
  24. Мищенко В. Газовая атака // Коммерсант. Приложение «Нефть и газ» № 219. 2011. 23 января. URL: <http://www.kommersant.ru/doc/1815391>.
  25. Национальные счета. Валовой внутренний продукт в рыночных ценах. URL: [http://www.gks.ru/wps/wcm/connect/rosstat\\_main/rosstat/ru/statistics/accounts/#](http://www.gks.ru/wps/wcm/connect/rosstat_main/rosstat/ru/statistics/accounts/#).
  26. ООО «Технология тепла». Угольные котельные установки. URL: <http://www.promteplo.com/service/coalboilers.html>.
  27. Постановление Правительства РФ № 1021 от 29.12.2000 г.
  28. Постановление Правительства РФ № 1370 от 24.11.1998 г.
  29. Предложения ИТЕРЫ по решению проблемы долгов за газ предприятий ЖКХ Свердловской области. Neftgaz.ru. 2012. 6 апреля. URL: <http://neftgaz.ru/news/view/102181>.
  30. Приказ ФСТ № 143-э/1 от 08.06.2012.
  31. Приказ ФСТ № 426-э/16 от 10.12.2010 (ред. от 02.04.2012).
  32. Приказ ФСТ № 89-э/2 от 04.05.2012.
  33. Россия 2013. Статистический справочник. М.: Росстат, 2013.
  34. Топлива. Высшая теплотворная способность — таблица. (Удельная теплота сгорания). URL: <http://www.dpva.info/Guide/GuidePhysics/GuidePhysicsHeatAndTemperature/ComnustionEnergy/FuelsHigherCaloricValues/>.
  35. Цены в России. 2012. Статистический сборник. М., 2012.

---

*S. Agabekov, PhD, Chief economist Gaztechleasing, Ltd., Moscow, mazmaga@yandex.ru*

*D. Kokurin, PhD, Professor of Economic Theory and Management Department, Moscow State Pedagogical University, dk1953@yandex.ru*

*E. Levina, Senior Lecturer Department of Microeconomic Analysis, National research university 'Higher School of Economic', Moscow, levina\_hse@mail.ru*

## THE COMPETITION ON THE INFRASTRUCTURE MARKETS

Some market area estimation features are described in the article for the markets where production is transmitted only one method. The tariff policy and state adjustment influence on market's competitive researching is investigated. Some updating to method of market's competitive researching are suggested.

**Keywords:** infrastructure, competition, market area, substitutes set, energy.