

МЕЖТОПЛИВНАЯ КОНКУРЕНЦИЯ В ЭЛЕКТРОГЕНЕРАЦИИ: УГОЛЬ ИЛИ ГАЗ

Д. Гордеев

Одним из аспектов реформирования энергетических рынков в России, вызывающим наибольшие дискуссии, является целесообразность достижения определенных ценовых паритетов между различными источниками энергии, условно называемыми уровнями межтопливной конкуренции. В частности, одним из возможных будущих элементов российского рынка газа является достижение уровня межтопливной конкуренции между газом и углем в электрогенерации. Результаты упрощенного анализа текущих затрат на производство электроэнергии говорят о том, что в настоящее время природный газ значительно более конкурентоспособен, чем уголь при производстве электроэнергии. При этом умеренный рост цен на природный газ на внутреннем рынке в среднесрочной перспективе не приведет к замещению газа углем со стороны производителей электроэнергии.

Энергетические потребности человечества постоянно меняются. Изменение спроса на конкретный первичный источник энергии может быть вызвано различными факторами, такими, как цена на энергоресурсы, изменение законодательства, изменение технологий, ограничения на загрязнения окружающей среды. Как правило, говорят, что ценовой паритет, условно называемый уровнем межтопливной конкуренции, наблюдается при условии равенства издержек производства единицы полезной энергии из различных первичных источников энергии. Если данное условие не выполняется, тогда тот первичный источник энергии, с использованием которого издержки производства единицы полезной энергии будут ниже, будет более предпочтительным или, другими словами, конкурентоспособным. Природный газ и уголь традиционно конкурируют между собой в сфере тепло- и электрогенерации, однако анализ текущих мировых цен на первичные источники энергии показал, что в настоящее время в мире не наблюдается паритета межтопливной конкуренции (табл. 1)¹. Согласно статистическим данным в 2015 г. соотношение цен на единицу энергии из природного газа и угля варьировалось в диапазоне от 1,1 до 1,6, а в России в 2015 г. в среднем соотношение равнялось 1,8². Это означает, что на внутреннем рынке отношение цен на газ и уголь не соответствует отношению цен на мировых биржах, т.е. на внутреннем рынке уголь даже более конкурентоспособен по сравнению с газом, чем на внешнем рынке (т.е. на внешнем рынке единица энергии из газа стоит в 1,6 раза дороже, чем угля, а на внутреннем рынке, дороже в 1,8 раза).

1 Причины, по которым уровни межтопливной конкуренции могут не достигаться, представлены ниже по тексту статьи.

2 Расчеты автора на основании средних цен на приобретенные организациями отдельные виды товаров по Российской Федерации в 2012–2015 гг. // Росстат. URL: <http://www.gks.ru>

Таблица 1

СРАВНЕНИЕ СТОИМОСТЕЙ ЕДИНИЦЫ ЭНЕРГИИ ИЗ РАЗЛИЧНЫХ ПЕРВИЧНЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ

Месяц	Цена газа Henry Hub, долл./1000 м ³	Brent, долл./баррель	Coal SAPP, долл./т	Цена 1 ГДж энергии из природного газа, долл.	Цена 1 ГДж энергии из нефти, долл.	Цена 1 ГДж энергии из угля, долл.
2015						
Январь	106,3	48,4	51,3	2,7	7,9	1,8
Февраль	102,0	57,9	56,3	2,6	9,4	1,9
Март	100,2	55,8	58,6	2,6	9,1	2,0
Апрель	92,4	59,4	54,5	2,4	9,7	1,9
Май	101,7	64,6	51,7	2,6	10,5	1,8
Июнь	99,2	62,4	46,2	2,5	10,1	1,6
Июль	101,3	55,9	46,3	2,6	9,1	1,6
Август	98,8	47,0	47,3	2,5	7,6	1,6
Сентябрь	94,9	47,2	46,9	2,4	7,7	1,6
Октябрь	83,1	48,1	46,3	2,1	7,8	1,6
Ноябрь	74,5	44,4	46,0	1,9	7,2	1,6
Декабрь	68,7	37,7	47,4	1,8	6,1	1,6
2016						
Январь	81,3	30,8	47,7	2,1	5,0	1,6

Источник: расчеты автора на основании статистики IEA и Infomine¹.

Сейчас в экспертном сообществе существует практически полное согласие в отношении того, что регулируемый уровень цен на природный газ в России является заниженным, так как не отражает реальных затрат на производство и транспортировку газа до регионов потребления². При этом в качестве аргументов в пользу повышения цены на газ приводились и приводятся доводы, зачастую имеющие спорные экономические основания – цены необходимо повышать, чтобы достичь равнодоходности поставок на внутренний и внешний рынок (ценообразование по принципу net back)³, цены необходимо повышать, чтобы устранить перекрестное субсидирование⁴, цены необходимо повышать, чтобы снизить долю газа в энергобалансе и т.д. Необходимость достижения уровня межтопливной конкуренции является одним из подобных аргументов.

Идея повышения цены на газ для достижения условий существования межтопливной конкуренции между газом и углем была предложена в

1 EIA, URL: <https://www.eia.gov/> URL: Infomine, <http://www.infomine.com/>

2 См., напр.: Гордеев Д., Идрисов Г., Карпель Е. Теоретические и практические аспекты ценообразования на природный газ на внутреннем и внешнем рынках // Вопросы экономики, 2015. № 1. С. 80–102; Tarr D.G., Thomson P.D. The merits of dual pricing of Russian natural gas // The World Economy, 2004. Vol. 27. Issue 8. P. 1173–1194.

3 Тарр и Томсон (ссылка на статью в предыдущей сноске) показывают, что именно отсутствие равнодоходности в поставках газа на внутренний и внешний рынок для России выгодно с точки зрения общественного благосостояния: цены внутри страны должны быть ниже, чем цены в Европе за вычетом экспортных пошлин и издержек поставок на экспорт.

4 Гордеев и соавторы (ссылка на статью в предыдущей сноске) показывают, что в результате существования различных схем перекрестного субсидирования цены в некоторых субъектах РФ действительно занижены, но в некоторых – завышены.

2003 г. ПАО Газпром¹. Кроме производителей газа, повышение цен на природный газ требуют и производители угля, приводя в качестве обоснования аргумент, что при текущем соотношении цен на энергоресурсы они неконкурентоспособны.

Ключевой подход, на котором базируется межтопливная конкуренция, состоит в оценке издержек, необходимых для производства единицы полезной энергии из различных видов первичных источников энергии. Крайне упрощенные рассуждения, которые иногда используются для такого расчета, состоят, например, в том, что если при сжигании килограмма каменного угля выделяется 29,3 МДж энергии, а кубометра бытового газа 39,8 МДж энергии², то стоимость природного газа должна быть выше на 45%. Однако следует отметить, что такие простые рассуждения не учитывают некоторых существенных факторов, таких как:

- различия в КПД технологий для различных видов топлива³;
- необходимость осуществления инвестиционных затрат (которые различаются в несколько раз в удельном выражении на 1 кВт мощности) и различие операционных издержек использования технологий;
- эффекты от принятия политических решений, оказывающих влияние на итоговые издержки производителя электроэнергии (например, ограничения на использование угольной энергетики, налог на выбросы парниковых газов, стимулирование возобновляемых источников энергии, технологические стандарты и т.д.)⁴.

Помимо сугубо экономических факторов, оказывающих влияние на выбор инвестором типа используемых технологий, существует большое количество прочих технических характеристик, которые отличают угольные и газовые ТЭС между собой. Среди таких характеристик можно выделить три основные:

- допустимая минимальная и оптимальная загрузка мощностей;
- скорость запуска и остановки мощностей;
- скорость изменения загрузки мощностей.

Существующие и перспективные газовые ТЭС отличаются по данным параметрам от аналогичных угольных ТЭС в лучшую сторону. Например, в Австралии для запуска, котла на угольной ТЭС требуется от 8 до 48 часов, а для газовой ТЭС менее одного часа⁵. В США скорость увеличения нагрузки на угольных ТЭС примерно в 5–8 раз ниже, чем в газовых ТЭС (около 3 МВт/мин вместо 15–25 МВт/мин)⁶. Другими словами, приведенные характеристики действительно оказывают существенное влияние на конкуренцию между газом и углем в электрогенерации.

1 Круглый стол «Перспективы развития нефтегазового сектора в России и СНГ», выступление начальника департамента экономической экспертизы и ценообразования ОАО «Газпром» Елены Карпель, URL: <http://www.gazprom.ru/press/news/2003/september/article54564/>

2 По данным инженерного справочника, URL: <http://www.dpva.info/> и справочного портала URL: www.calc.ru

3 Power generation from coal. Measuring and reporting efficiency performance and CO2 emissions, IEA, 2010.

4 Tuthill L. Investment in Electricity Generation Under Emissions Price Uncertainty // The Plant-Type Decision. Oxford institute for energy studies, 2008.

5 Introduction to Australia's energy market // Australian energy market operator, 2010.

6 Gas to coal competition in the U.S. power sector // IEA, 2013.

Проведем упрощенную модельную оценку затрат для функционирования тепло-электрогенерирующей мощности в России в пересчете на 1 кВт для угля и газа. Общие затраты, необходимые для производства полезной энергии мощностью в 1 кВт на протяжении года, как правило моделируются в виде функции общих издержек для существующих и создаваемых мощностей¹:

$$TC = C_{\text{топл.}} + OC + IC, \quad (1)$$

где TC – общие издержки; $C_{\text{топл.}}$ – топливные издержки – затраты на приобретение топлива, необходимого для обеспечения функционирования мощности; OC – постоянные и переменные (без учета топлива) операционные издержки, необходимые для функционирования мощности; IC – издержки, связанные с использованием заемного капитала необходимого для инсталляции мощности.

При этом для упрощенного расчета мы использовали следующие предпосылки:

- средняя цена приобретения каменного угля в России в 2013 г. промышленными потребителями составляет 1512 руб./т²;
- средняя цена приобретения природного газа в России в 2013 г. промышленными потребителями составляет 4638 руб. за 1000 куб. м³;
- удельная теплота сгорания угля равняется 22,5 ГДж/т⁴;
- удельная теплота сгорания природного газа равняется 38,4 ГДж/100 куб. м⁵;
- время функционирования генерирующей мощности составляет 365 календарных дней, при средней загрузке 80%;
- затраты на использование заемного капитала составляют 5% в год от величины инвестиционных затрат, необходимых для инсталляции мощности;
- прочие технологические характеристики взяты из базы данных технологий МЭА⁶.

В табл. 2 представлены расчеты затрат для существующих и перспективных технологий тепло- и электрогенерации на угле и природном газе.

С учетом того, что в России вся промышленная электроэнергия от тепловых электростанций производится только с учетом когенерации тепла, целесообразно сравнивать только ТЭЦ на угле и природном газе⁷, не рассматривая электростанции, производящие только электроэнергию.

Расчет затрат на производство 1 кВт полезной электроэнергии показывает, что экономически выгоднее использовать газовые ТЭЦ, причем,

1 Levelized Cost and Levelized Avoided Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2015 // EIA, URL: http://www.eia.gov/forecasts/aeo/electricity_generation.cfm

2 Средние цены на приобретенные организациями отдельные виды товаров по Российской Федерации в 2012–2015 гг. // Росстат. URL: <http://www.gks.ru>

3 Там же.

4 U.S. Energy Information and Administration, International Energy Statistics, URL: <https://www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/IEDIndex3.cfm?tid=1&pid=1&aid=10>

5 Там же.

6 Energy supply technologies, IEA-ETSAP, URL: http://www.iea-etsap.org/Energy_Technologies/Energy_Supply.asp

7 Energy balances of Non-OECD countries, IEA, 2015, 580 P.

Таблица 2

ЗАТРАТЫ НА ГЕНЕРАЦИЮ 1 КВТ ПОЛЕЗНОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ РАЗЛИЧНЫХ ВИДОВ ТЕПЛО И ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ, РУБ./КВТ

Тип электростанции ¹	КПД пр-ва электроэнергии	Вид ресурса	Операционные затраты	Затраты на топливо	Инвестиционные затраты	Общие затраты на КВт без учета инвестиций	Общие затраты на КВт с учетом инвестиций
ТЭЦ (ФВС)	0,26	Уголь	3341	6492	103415	9833	15004
ТЭЦ (ССГТ)	0,46	Газ	1591	6729	41366	8320	10389
ТЭЦ (ФВС) в 2020 г.	0,28	Уголь	3341	6028	95460	9369	14142
ТЭЦ (ССГТ) в 2020 г.	0,47	Газ	1527	6586	38184	8114	10023

Источник: расчеты автора на основании статистических данных МЭА и Росстата.

если общие затраты для существующих типов электростанций различаются на 15–20% (т.е. в тариф не включены затраты на использование заемного капитала), то для инсталлируемых с нуля ТЭЦ разница общих затрат составит около 40–50%. Удельные затраты только на топливо для газовых электростанций выше, чем для угольных. Поэтому уголь, без учета прочих затрат, более конкурентоспособен. Это объясняется низкой ценой на уголь, в том числе за счет субсидий на перевозку угля железнодорожным транспортом.¹

Для достижения межтопливного ценового паритета между природным газом и углем (выравнивания общих затрат на производство 1 КВт полезной энергии на новых ТЭЦ) нужно было бы увеличить среднюю цену на газ на 3200 рублей за 1000 куб. м, или на 69% от средней цены в 2013 г. Однако такое повышение цены на газ в среднесрочной перспективе вряд ли приемлемо как для российской промышленности, так и для государства. Согласно мнению экспертов, повышение цен на газ на внутреннем рынке будет способствовать росту конкурентоспособности отечественных производителей за счет проведения модернизации. Однако итоговая цена должна формироваться исходя из затрат на добычу и транспортировку газа до регионов потребления². Директивное создание условий для существования межтопливной конкуренции между газом и углем за счет ограничений и субсидий будет приводить к потерям общественного благосостояния, так как искаженные ценовые сигналы будут провоцировать неэффективное использование ресурсов. Помимо этого, при сокращении масштабов субсидирования тарифов на перевозку угля с помощью железнодорожного транспорта³, требуемое увеличение цен на газ должно быть еще выше.

1 ФВС – технология угольных ТЭЦ, в которых производство тепло и электроэнергии осуществляется путем сжигания твердых топлив в кипящем слое. ССГТ – технология газовых ТЭЦ, в которых производство тепло и электроэнергии осуществляется с использованием парогазовой установки.

2 См., напр.: Гордеев Д., Идрисов Г., Карпель Е. Теоретические и практические аспекты ценообразования на природный газ на внутреннем и внешнем рынках // Вопросы экономики, 2015. № 1. С. 80–102; Долматов И. Анализ влияния уровней цен на энергоносители и тарифов естественных монополий на конкурентоспособность российских компаний на мировом рынке // НИУ ВШЭ, 2011; Фомченков Т. Цены на газ должны расти // Российская Газета, 2013; Выгон Г. Какими должны быть цены на газ в России // Газета РБК, 2015.

3 Оптимизация расходов ОАО РЖД приводит к повышению цен на услуги естественной монополии; подробнее в работе Идрисов Г., Пономарева Е. Регулирование

Проведенный нами упрощенный анализ затрат на производство электроэнергии показал, что в настоящее время в выработке электроэнергии уголь является неконкурентным первичным источником энергии по отношению к природному газу. В условиях ожидаемого умеренного повышения цен на газ на внутреннем рынке и сохранения практики субсидирования железнодорожных перевозок угля, затраты на производство электроэнергии из природного газа останутся более низкими, чем при производстве из угля. Спрос на уголь на внутреннем рынке может быть простимулирован только за счет значительного снижения инвестиционной стоимости угольных тепло- и электростанций и повышения их КПД. На экспортном рынке в среднесрочной и долгосрочной перспективе спрос на уголь, по-видимому, будет возрастать преимущественно в развивающихся странах, так как развитые страны будут принимать меры, направленные на сокращение выбросов парниковых газов¹.

Глобальное формирование цен на первичные источники энергии и выбор используемых технологий в мировой практике во многом определяются межтопливной конкуренцией. Однако директивное установление цены на природный газ на внутреннем рынке на уровне межтопливной конкуренции, на наш взгляд, будет способствовать и чрезмерному росту затрат на производство конечной продукции. Повышать цену на природный газ в России в среднесрочной перспективе необходимо, но это повышение должно быть в большей степени связано с действием рыночных механизмов балансировки спроса и предложения только газового рынка, а не с достижением уровня межтопливной конкуренции. ●

естественных монополий не должно опережать развитие рынков // Экономическое развитие России, 2015. № 8. С. 64–68.

¹ BP Energy Outlook 2016 edition, BP, 2016; World Energy Outlook 2014 Executive Summary, IEA, 2014.