

ВНЕШНИЕ И ВНУТРЕННИЕ ДЕТЕРМИНАНТЫ НА РЫНКЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ: МУЛЬТИ-МАСШТАБНЫЙ АДАПТИВНЫЙ КАУЗАЛЬНЫЙ АНАЛИЗ¹

ДМИТРИЙ ОЛЕГОВИЧ АФАНАСЬЕВ, ЕЛЕНА АНАТОЛЬЕВНА ФЕДОРОВА

Финансовый университет при Правительстве РФ

<p>Аннотация. Цель данного исследования- выявить причинно-следственных связи между ценой на электроэнергию, топливом и спросом на 3х рынках: зоне Европа-Урал и Сибирь российской биржи ATS, а также английского рынка APX Power UK. Методология исследования включала: 1. декомпозиция на эмпирические моды; 2. тест причинности по Грэнджеру. На основе расчетов было выявлено, что на краткосрочных масштабах спрос влияет на цену на электроэнергию. Изменение потребления в долгосрочной перспективе не оказывает существенного влияния на стоимость электроэнергии на всех рынках. Влияние изменений цены угля на рынок электроэнергии обнаружено только в ценовой зоне Сибирь на краткосрочных периодах. На среднесрочных масштабах цены угля не оказывают влияние на стоимость электроэнергии.</p>	<p>Abstract. The purpose of research is to identify this causal connection between the price of electric energy, fuel, and demand for 3 markets: Euro-pa-Ural region and Siberia, the Russian stock exchange the ATS, as well as English APX Power UK market. The methodology of the research, included: 1. decomposition empirical fashion; 2. causality test Granger. On the basis of the calculations it was revealed that the extent of the short-term demand affect the price of electricity. Changing consumption in the long term has no significant effect on the cost of electricity in all markets. Effect of changes in coal prices on the electricity market is only found in the Siberia price zone in the short term. In the medium-scale coal prices will not affect the cost of electricity.</p>
<p>Ключевые слова: цена электроэнергии, механизм ценообразования, причинность по Грэнджеру, декомпозиция на эмпирические моды</p>	<p>Keywords: electricity price, pricing mechanism, Granger causality, empirical mode decomposition</p>

В классической экономической теории ценообразования спрос является одним из важнейших факторов, который оказывает влияние на цену электроэнергии. Поэтому он зачастую учитывается при моделировании цены электроэнергии (Pirrong и Jermakyan, 2008; Fuss и др., 2015). Со стороны предложения цена формируется прежде всего под действием переменных затрат, которые на тепловых электростанциях определяются затратами на ископаемые топливные ресурсы – газ, уголь и мазут. При этом во многих странах доля вырабатываемой электроэнергии, приходящейся на теплогенерацию, является наиболее

значительной. Как следствие, в равновесной рыночной цене отражается не только влияние спроса на электроэнергию, но и в существенной степени внешние детерминанты – цены на топливные ресурсы. Поэтому именно они также зачастую выступают в качестве фундаментальных «драйверов» при объяснении цены электроэнергии (Pirrong и Jermakyan, 2008; Howison и Coulon, 2009; Fuss и др., 2015; Zachmann, 2013; Carmon и Coulon, 2014). В рамках данного исследования мы рассмотрим влияние на цену электроэнергии, как спроса на нее, так и цен топливных ресурсов.

Одним из методов, который позволяет

¹ Исследование выполнено при финансовой поддержке Российского фонда фундаментальных исследований (РФФИ) в рамках научного проекта № 16-06-00237 А.

исследовать механизмы ценообразования на рынке электроэнергии и получил широкое распространение в литературе, является каузальная инференция и ее частный инструмент – тестирование причинности по Грэнджеру. Хотя тестирование причинности по Грэнджеру и является эффективным методом исследования, стоит отметить, что анализ обычно выполняется на уровне исходных данных. Попытки объяснения причин внутренней динамики, т.е. на тех или иных временных масштабах исследуемого ряда, предпринимаются достаточно редко. При этом, как показано в Uritskaya и Serletis (2008); Alvarez-Ramirez и Escarela-Perez (2010) цена электроэнергии демонстрирует зависящее от временного масштаба поведение (краткосрочные флуктуации, среднесрочные существенные переломы в динамике, долгосрочный тренд). Авторы приходят к выводу, что исследование рынков электроэнергии необходимо выполнять на более детальном уровне, с использованием моделей, выходящих за границы применимости монофрactalного подхода.

Для того чтобы восполнить обозначенный пробел в литературе, мы предлагаем использовать мульти-масштабный адаптивный каузальный анализ (Yu и др., 2015), базирующийся на декомпозиции на эмпирические моды (Huang и др., 1998; Wu и Huang, 2009; Torres и др., 2011). Мы применяем данную методологию для выявления причинно-следственных связей на 3х рынках электроэнергии: ценовых зонах Европа-Урал и Сибирь российской биржи ATS, а также английского рынка APX Power UK.

В данном исследовании мы рассмотрели 3 электроэнергетических рынка на сутки вперед: ценовые зоны Европа-Урал

(ATS EU) и Сибирь (ATS SI) российской биржи ATS в период с 01.04.2011 г. по 31.12.2013 г. и британскую биржу APX Power UK в период с 24.02.2014 г. по 02.07.2016 г. Выбор именно таких периодов в основном продиктован доступностью необходимых для исследования данных.

Рассмотрим сначала результаты первого шага мульти-масштабного адаптивного подхода. Мы провели разложение на эмпирические моды, полученное с помощью CEEMDAN. С ростом индекса IMF возрастает и период колебаний, т.е. соответствующий временной масштаб увеличивается от краткосрочных к долгосрочным. Используя процедуру тестирования, предложенную Flandrin и др. (2004), мы обнаружили, что IMF₁ и IMF₂ статистически не отличимы от белого шума, и поэтому признаются не значимыми для дальнейшего анализа. Аналогичные результаты были получены и для остальных временных рядов. Период мод с 3 по 8 изменяется от 1 недели до 4 месяцев, при этом IMF исследуемых временных рядов с одинаковыми индексами демонстрируют идентичные периоды. Результаты выделения тернд-циклической составляющей (Afanasyev и др., 2016) показали, что моды с периодами более 4 месяцев объединяются в долгосрочную компоненту. Таким образом, на выходе первого шага мульти-масштабного адаптивного подхода были получены 7 компонент каждого из временных рядов, для которых далее выполняется каузальный анализ.

Таблица 1 содержит результаты тестирования наличия причинности по Грэнджеру между ценой и спросом на электроэнергию для компонент, соответствующих различным временным масштабам.

Таблица 1. Мульти-масштабный адаптивный каузальный анализ для цены и спроса на электроэнергию для зон Европа-Урал и Сибирь (01.04.2011 – 31.12.2013) российского рынка и английской биржи APX Power UK (24.02.2014 – 02.07.2016).

Временной масштаб		ADF _E (I)	ADF _D (I)	BG (p)	F _E	F _D	Влияние
<i>ATS EU</i>							
Исходный		-10,71*** (1)	-9,08*** (1)	118,86 (26)	4,44** *	2,77** *	E <--> D
Краткоср-ый	< 1 недели	-19,97*** (0)	-24,21*** (0)	114,36* (23)	5,56** *	1,61** *	E <--> D
	1 неделя	-16,27*** (0)	-14,91*** (0)	161,05*** (30)	5,17** *	3,87** *	E <--> D
	2 недели	-12,22*** (0)	-10,96*** (0)	94,73* (19)	0,83	2,22** *	E <-- D
Среднесроч-ный	1 месяц	-8,99*** (0)	-6,61*** (0)	65,77 (16)	2,34** *	1,19	E --> D
	2 месяца	-5,14*** (1)	-5,31*** (0)	25,15 (6)	2,76** *	0,6	E --> D
Долгосрочный	6-12 меся-цев	-4,51*** (1)	-4,22*** (0)	24,1 (6)	3,67** *	1,54	E --> D
	> 1 года	-4,39*** (2)	-5,75*** (0)	34,78 (7)	0,17	1,14	E x D
<i>ATS SI</i>							
Исходный		-10,33*** (1)	-6,66*** (1)	55,2 (12)	1,06	1,2	E x D
Краткосроч-ный	< 1 недели	-15,48*** (0)	-23,2*** (0)	69,22 (14)	1,04	1,43	E x D
	1 неделя	-15,17*** (0)	-16,03*** (0)	132,76 (28)	0,66	0,49	E x D
	2 недели	-11,66*** (0)	-10,91*** (0)	113,74 (24)	0,82	1,04	E x D
Среднесрочный	1 месяц	-7,83*** (0)	-6,62*** (0)	33,79 (7)	1,3	0,87	E x D
	2 месяца	-5,37*** (0)	-7,23*** (1)	41,07 (11)	1,26	0,47	E x D
Долгосрочный	6-12 меся-цев	-4,76*** (1)	-4,16*** (0)	23,64 (7)	2,00** *	1,07	E --> D
	> 1 года	-3,99*** (2)	-3,94*** (0)	45,56 (8)	0,58	1,65	E x D
<i>APX</i>							
Исходный		-12,75*** (1)	-9,92*** (1)	56,91 (14)	1,05	3,18** *	E <-- D
Краткосроч-ный	< 1 недели	-13,53*** (0)	-20,19*** (0)	58,08 (14)	0,72	3,22** *	E <-- D
	1 неделя	-10,57*** (0)	-12,93*** (0)	85,53 (23)	1,19	3,72** *	E <-- D
	2 недели	-9,17*** (0)	-8,75*** (0)	84,51 (24)	1,33	3,96** *	E <-- D
Среднесроч-ный	1 месяц	-6,62*** (0)	-6,03*** (0)	58,21 (14)	0,58	1,57*	E x D
	2 месяца	-4,89*** (1)	-5,6*** (0)	25,74 (6)	1,75	0,7	E x D
Долгосрочный	6-12 меся-цев	-4,43*** (2)	-4,46*** (0)	27,15 (5)	2,22** *	0,36	E --> D
	> 1 года	-5,84*** (4)	-7,06*** (4)	8,33 (2)	1,19	0,56	E x D

Примечание: Уровни значимости: *** - 1%, ** - 5%, * - 10%. Индекс E – цена электроэнергии, D – спрос на электроэнергию. В колонках ADF статистика теста Дики-Фуллера, а в скобках – порядок интеграции I, для которого временной ряд признается стационарным на 1% уровне. В колонке BG LM-статистика теста Бреуша-Годфри, а в скобках – количество лагов p в VAR-модели. В колонках F приведена статистика теста Грэнджера на причинность, а в последней колонке – направление влияния для 5% уровня значимости.

На краткосрочных масштабах спрос является причиной по Гренджеру для цены электроэнергии на рынках ATS EU и APX. На среднесрочных масштабах влияние со стороны спроса на цену электроэнергии не обнаруживается ни на одном рынке. По нашему мнению, такой результат можно объяснить тем, что независимо от технологической структуры конкретного рынка, на временных периодах от 1 до 2 месяцев электростанции способны задействовать необходимые мощности, чтобы обеспечить баланс генерации и потребления на рынке электроэнергии. На долгосрочных масштабах причинность по Гренджеру обнаруживается для периодов колебаний 6-12 месяцев, которые соответствуют годовой сезонности спроса. При этом, т.к. выявлено именно влияние цены электроэнергии на спрос, но не обратное, то можно заключить, что годовая сезонность спроса не оказывает существенного воздействия на цену электроэнергии на исследованных рынках. Что касается «трендовых» масштабов от 1 года, то причинность по Гренджеру здесь не была обнаружена. Таким образом, можно сделать вывод, что изменения потребления в долгосрочной перспективе не оказывает существенного влияния на стоимость электроэнергии на рынках ATS EU, ATS SI и APX.

Также было проведено тестирование причинности по Гренджеру между рынками элек-

троэнергии и угля для компонент, соответствующих различным временным масштабам. На краткосрочных периодах влияние изменений цены угля на рынок электроэнергии обнаружено только в ценовой зоне Сибирь.

На среднесрочных масштабах цены угля не оказывают влияние на стоимость электроэнергии. При этом на рынке ATS EU обнаруживается обратная взаимосвязь. Это говорит о том, что на данных временных периодах поставщики угля устанавливают цену ориентируясь на ситуацию на рынке электроэнергии. Наконец, в-третьих, на «трендовых» масштабах от 1 года уголь значимо влияет на цену электроэнергии на рынках ATS EU и APX, в то время как на рынке ATS SI направление влияния является обратным. Последнее, по нашему мнению, связано с тем что, хотя уголь и является важнейшим топливом для электрогенерации в Сибири, все-таки в долгосрочной перспективе основное влияние оказывает развитие гидрогенерации, а поставщики угля вынуждены адаптироваться под ситуацию на рынке электроэнергии.

Полученные результаты можно использовать для практического использования при прогнозировании цены на электроэнергию.

...

Литература

1. Afanasyev, D., Fedorova, E., Popov, V., 2015. Fine structure of the price–demand relationship in the electricity market: Multi-scale correlation analysis. *Energy Economics* 51, 215–226.
2. Afanasyev, D., Fedorova, E., 2016. The long-term trends on the electricity markets: Comparison of empirical mode and wavelet decompositions. *Energy Economics* 56, 432–442.
3. Alvarez-Ramirez, J., Escarela-Perez, R., 2010. Time-dependent correlations in electricity markets. *Energy Economics* 32 (2), 269–277.
4. Carmon, R., Coulon, M., 2014. A survey of commodity markets and structural models for electricity prices. в: *Quantitative Energy Finance*. Springer New York, сс. 41–83.
5. Fuss, R., Mahringer, S., Prokopczuk, M., 2015. Electricity derivatives pricing with forward-looking information. *Journal of Economic Dynamics and Control* 58, 34–57.
6. Granger, C.W.J., 1969. Investigating causal relations by econometric models and cross-spectral methods. *Econometrica* 37 (3), 424–438.
7. Howison, S., Coulon, M., 2009. Stochastic behavior of the electricity bid stack: from fundamental drivers to power prices. *Journal of Energy Markets* 2 (1), 29–69.

8. Huang, N., Shen, Z., Long, S., Wu, M., Shih, H., Zheng, Q., Yen, N., Tung, C., Liu, H., 1998. The empirical mode decomposition and the Hilbert spectrum for nonlinear and non-stationary time series analysis. *Proceedings of the Royal Society of London. Series A: Mathematical, Physical and Engineering Sciences*. Tom 454. cc. 903–995.
9. Pirrong, C., Jermakyan, M., 2008. The price of power: The valuation of power and weather derivatives. *Journal of Banking and Finance* 32 (12), 2520–2529.
10. Torres, M., Colominas, M., Schlotthauer, G., Flandrin, P., 2011. A complete ensemble empirical mode decomposition with adaptive noise. *Proceedings of the IEEE International Conference on Acoustics, Speech and Signal Processing*, 4144–4147.
11. Uritskaya, O. Y., Serletis, A., 2008. Quantifying multiscale inefficiency in electricity markets. *Energy Economics* 30 (6), 3109–3117.
12. Wu, Z., Huang, N., 2009. Ensemble empirical mode decomposition: A noise-assisted data analysis method. *Advances in Adaptive Data Analysis* 1 (1), 1–41.
13. Yu, L., Li, J., Tang, L., Wang, S., 2015. Linear and nonlinear granger causality investigation between carbon market and crude oil market: A multi-scale approach. *Energy Economics* 51, 300–311.
14. Zachmann, G., 2013. A stochastic fuel switching model for electricity prices. *Energy Economics* 35, 5–13.