

Ценообразование на рынке электроэнергии: мульти-масштабный каузальный анализ¹

ДМИТРИЙ ОЛЕГОВИЧ АФАНАСЬЕВ

аспирант Департамента анализа данных, принятия решений и финансовых технологий

Финансовый университет при Правительстве РФ

Почтовый адрес: Москва, 125993, Ленинградский проспект, д. 49

Тел. 8-926-632-01-15

E-mail: dmafanasyev@gmail.com

ЕЛЕНА АНАТОЛЬЕВНА ФЕДОРОВА

доктор экономических наук, профессор кафедры Финансового менеджмента

Финансовый университет при Правительстве РФ

Почтовый адрес: Москва, 125993, Ленинградский проспект, д. 49

Тел. 8-919-06-140-96

профессор Департамента финансов НИУ ВШЭ

E-mail: ecolena@mail.ru

Price formation on the electricity market: multi-scale causality analysis²

DMITRIY O. AFANASYEV

postgraduate student of the Data Analysis, Decision Making and Financial Technology department

Financial University under the Government of the Russian Federation

Post address: Moscow, 125993, Leningradsky Prospect, 49.

E-mail: dmafanasyev@gmail.com

ELENA A. FEDOROVA

doctor of Economics, Professor of the Financial Management Department, Financial University under the

Government of the Russian Federation

Post address: Moscow, 125993, Leningradsky Prospect, 49.

Professor of Finance Department of the HSE

E-mail: ecolena@mail.ru

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 (Howison и Coulon, 2009; Fuss и др., 2015; Zachmann, 2013). 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.

Одним из методов, который позволяет исследовать механизмы ценообразования на рынке электроэнергии и получил широкое распространение в литературе, является

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

² The reported study was funded by Russian Foundation for Basic Research (RFBR) according to the research project No. 16-06-00237 А.

каузальная инференция или тестирование причинности по Грэнджеру (Granger, 1969; Ferkingstad и др., 2011; Moutinho и др., 2011; De Menezes и др., 2016). Стоит отметить, что анализ обычно выполняется на уровне исходных данных. Попытки объяснения причин внутренней динамики на тех или иных временных масштабах предпринимаются достаточно редко. При этом, как показано в Urtskaya и Serletis (2008), цена электроэнергии демонстрирует зависящее от временного масштаба поведение. Авторы приходят к выводу, что исследование рынков электроэнергии необходимо выполнять на более детальном уровне, с использованием моделей, выходящих за границы применимости монофрактального подхода.

Для того чтобы восполнить обозначенный пробел в литературе, мы предлагаем использовать мульти-масштабный каузальный анализ (Afanasyev и др., 2015; Yu и др., 2015), состоящий из 2х шагов: разложение рядов с помощью декомпозиции на эмпирические моды CEEMDAN (Huang и др., 1998; Wu и Huang, 2009; Torres и др., 2011) и тестирование причинности между модами IMF. Эмпирическая база исследования включает 3 рынка на сутки вперед: 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. Рисунок 1 и рисунок 2 показывают динамику соответствующих временных рядов.

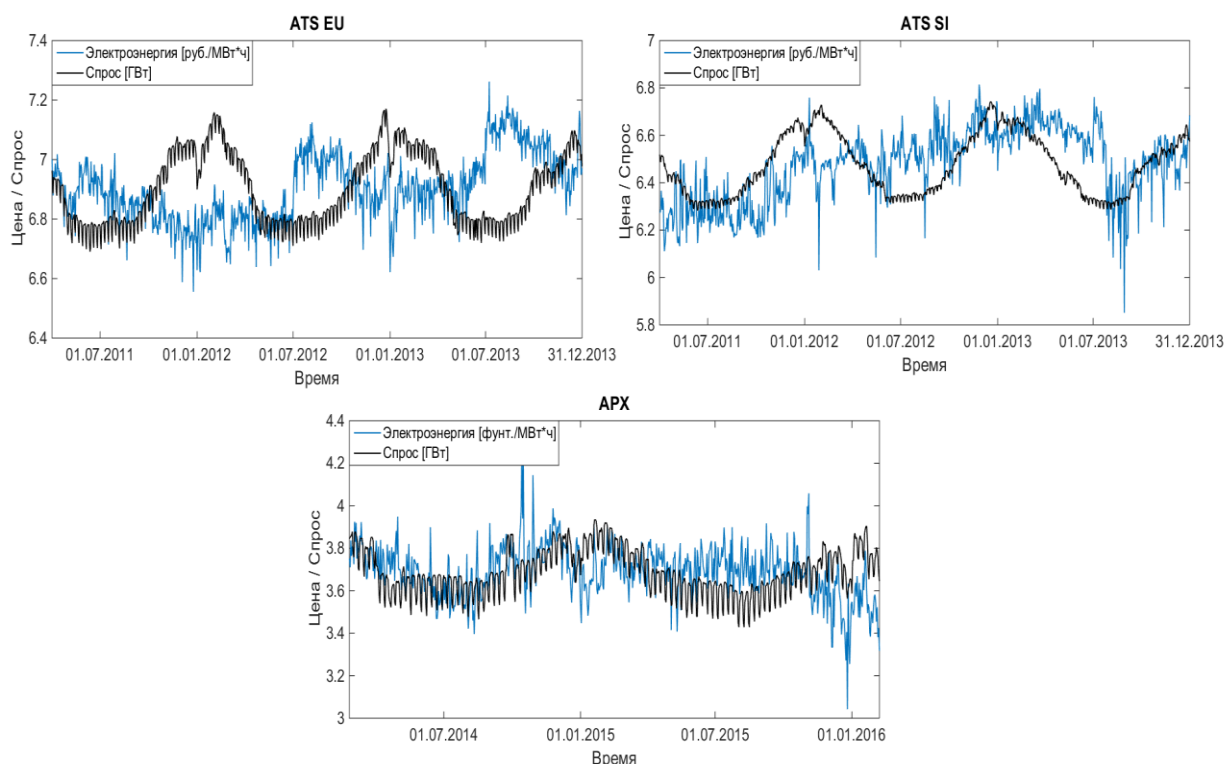


Рисунок 1. Динамика цены и спроса на электроэнергию (в логарифмах) на российских рынках Европа-Урал (ATS EU) и Сибирь (ATS SI) в период 01.04.2011 – 31.12.2013 и английской бирже APX Power UK в период 24.02.2014 – 02.07.2016. Для наглядности спрос масштабирован, чтобы его среднее совпадало со средним цены электроэнергии.

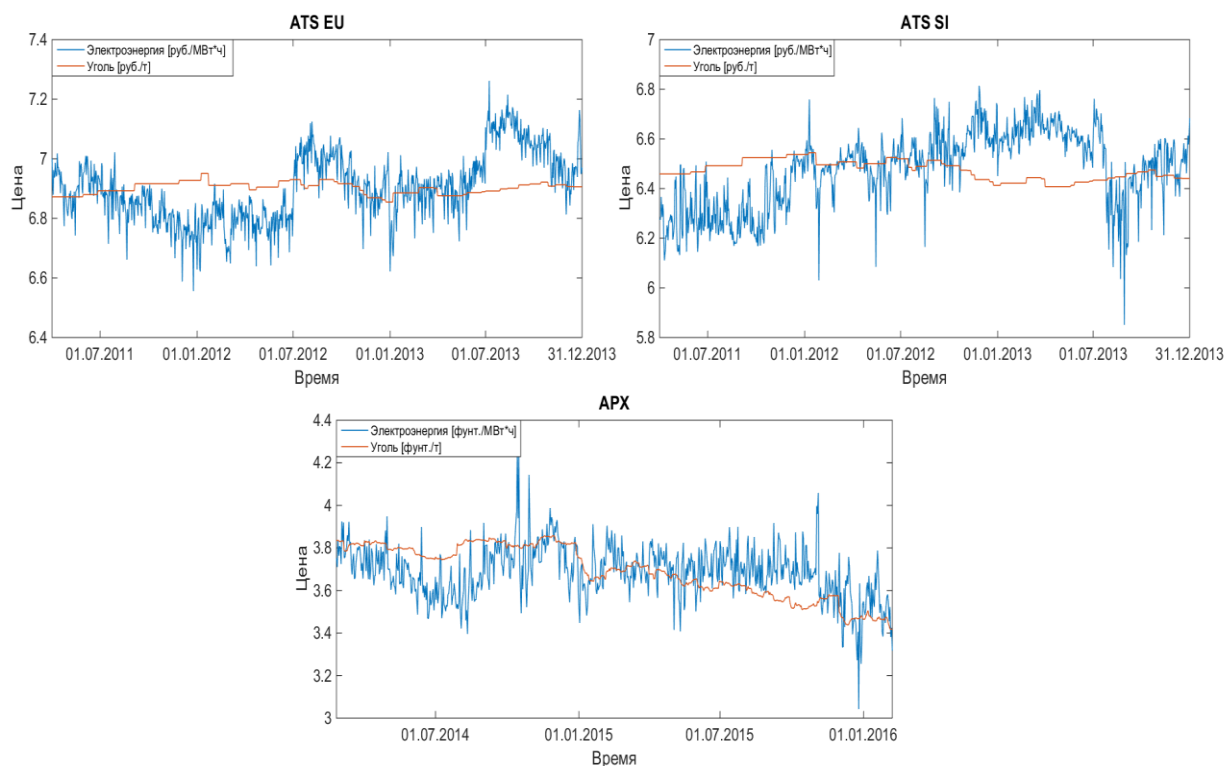


Рисунок 2. Динамика цен электроэнергии и угля (в логарифмах) на российских рынках Европа-Урал (ATS EU) и Сибирь (ATS SI) в период 01.04.2011 – 31.12.2013 и английской бирже APX Power UK в период 24.02.2014 – 02.07.2016. Для наглядности цена угля масштабирована, чтобы ее среднее совпадало со средним цены электроэнергии.

Рассмотрим сначала результаты первого шага мульти-масштабного подхода на примере цены электроэнергии в зоне Европа-Урал российского рынка. Декомпозиция на моды показала, что ряд состоит из 10 мод. Используя процедуру тестирования, предложенную Flandrin и др. (2004), мы обнаружили, что моды IMF_1 и IMF_2 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. Результаты выделения тренд-циклической составляющей (Afanasyev и др., 2016) показали, что моды с периодами более 4 месяцев объединяются в долгосрочную компоненту. Таким образом, были получены 7 компонент каждого из временных рядов, для которых далее выполняется каузальный анализ.

Таблица 1 содержит результаты тестирования причинности по Гренджеру между ценой и спросом на электроэнергию для компонент, соответствующих различным временным масштабам. Принимая 5% в качестве допустимого уровня значимости, можно сделать следующие выводы.

Таблица 1. Мульти-масштабный каузальный взаимосвязи цены и спроса на электроэнергию.

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
Среднеср-ый	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
Долгоср-ый	6-12 месяцев	-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
Краткоср-ый	< 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
Среднеср-ый	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
Долгоср-ый	6-12 месяцев	-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
Краткоср-ый	< 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
Среднеср-ый	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
Долгоср-ый	6-12 месяцев	-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 приведена статистика теста Дики-Фуллера, а в скобках – порядок интеграции I, для которого временной ряд признается стационарным на 1% уровне. В колонке BG приведена LM-статистика теста Бреуша-Годфри, а в скобках – количество лагов p, включаемых в VAR-модель. В колонках F приведена статистика теста Гранджера на причинность, а в последней колонке – направление влияния для 5% уровня значимости.

Во-первых, на краткосрочных масштабах спрос является причиной для цены электроэнергии на рынках ATS EU и APX. Это результат показывает, что краткосрочный дисбаланс спроса и предложения способен оказывать значимое воздействие на цену электроэнергии. Это вполне ожидаемо, если принять во внимание, что существенная доля генерации на этих рынках приходится на теплоэлектростанции, для которых способность задействовать резервные мощности ограничена в силу технологических особенностей. В тоже время, для ценовой зоны Сибирь российского рынка спрос не оказывает значимого влияния на цену электроэнергии. По нашему мнению, это может быть связано с тем, что в Сибири существенная доля генерации приходится на гидроэлектростанции, которые имеют возможность оперативно изменять свой режим работы, включая резервные

мощности для компенсации дисбаланса спроса и предложения. Отметим также, что в зоне Европа-Урал причинность является двусторонней, т.е. изменение цены электроэнергии оказывает влияние на спрос. Это говорит о том, что потребители здесь способны достаточно быстро корректировать свои требования к объемам электроэнергии.

Во-вторых, 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.

Наконец, в-третьих, на долгосрочных масштабах причинность 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 тренд-циклических масштабов от 1 года, то причинность 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.

Важно отметить, что результаты для исходных не декомпозированных данных не всегда совпадают с таковыми для наиболее долгосрочных временных масштабов, хотя можно ожидать, что последние вносят основной вклад в вариацию временных рядов. Это говорит о том, что мульти-масштабный каузальный анализ позволяет более детально исследовать комплексные механизмы ценообразования, учитывая взаимосвязи в том числе на кратко- и среднесрочных масштабах, которые могут существенно корректировать общий получаемый результат.

Таблица 2. Мульти-масштабный каузальный анализ взаимосвязи цены электроэнергии и угля.

Временной масштаб	ADF _E (I)	ADF _C (I)	BG (p)	F _E	F _C	Влияние	
<i>ATS EU</i>							
Исходный	-10,71*** (1)	-9,93*** (1)	97,39* (19)	2,38***	0,57	E --> C	
Краткоср-ый	< 1 недели	-19,97*** (0)	-22,19*** (0)	106,33* (22)	0,86	0,46	E x C
	1 неделя	-16,27*** (0)	-14,3*** (0)	91,94* (18)	1,25	0,89	E x C
	2 недели	-12,22*** (0)	-11,6*** (0)	98,26 (24)	1,26	1,27	E x C
Среднеср-ый	1 месяц	-8,99*** (0)	-7,77*** (0)	29,2 (7)	2,77***	1,11	E --> C
	2 месяца	-5,14*** (1)	-5,4*** (0)	25,2 (6)	2,4**	0,88	E --> C
Долгоср-ый	6-12 месяцев	-4,51*** (1)	-5,35*** (2)	26,73 (5)	0,76	1,46	E x C
	> 1 года	-4,39*** (2)	-8,34*** (4)	39,75 (8)	1,65	2,35**	E <-- C

Временной масштаб		ADF _E (I)	ADF _C (I)	BG (p)	F _E	F _C	Влияние
<i>ATS SI</i>							
Исходный		-10,33*** (1)	-9,14*** (1)	38,58 (12)	1,21	2,22***	E <-- C
Краткоср-ый	< 1 недели	-15,48*** (0)	-21,36*** (0)	53,16 (15)	0,93	2,05***	E <-- C
	1 неделя	-15,17*** (0)	-16,28*** (0)	115,34* (24)	1,27	0,93	E x C
	2 недели	-11,66*** (0)	-11,28*** (0)	112,86* (23)	0,52	1,68***	E <-- C
Среднеср-ый	1 месяц	-7,83*** (0)	-7,14*** (0)	64,43 (15)	1,23	1,1	E x C
	2 месяца	-5,37*** (0)	-4,37*** (0)	33,21 (7)	1,65	0,67	E x C
Долгоср-ый	6-12 месяцев	-4,76*** (1)	-3,94*** (0)	25,39 (6)	0,55	0,8	E x C
	> 1 года	-3,99*** (2)	-3,91*** (2)	27,07 (6)	2,88***	0,56	E --> C
<i>APX</i>							
Исходный		-12,75*** (1)	-7,93*** (1)	46,96* (9)	1,16	0,9	E x C
Краткоср-ый	< 1 недели	-13,53*** (0)	-18,87*** (0)	50,14 (12)	1,06	0,77	E x C
	1 неделя	-10,57*** (0)	-14,52*** (0)	90,64* (18)	0,9	0,82	E x C
	2 недели	-9,17*** (0)	-9,17*** (0)	131,8* (27)	0,86*	0,69	E x C
Среднеср-ый	1 месяц	-6,62*** (0)	-4,98*** (0)	50,79 (11)	1,07	1,19	E x C
	2 месяца	-4,89*** (1)	-5,21*** (0)	42,85 (9)	1,25	1,74*	E x C
Долгоср-ый	6-12 месяцев	-4,43*** (2)	-3,91*** (0)	23,09 (8)	3,18***	0,42	E --> C
	> 1 года	-5,84*** (4)	-7,17*** (4)	8,5 (2)	1,16	3,99**	E <-- C

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

Таблица 2 содержит результаты тестирования причинности по Грэнджеру между рынками электроэнергии и угля для компонент, соответствующих различным временным масштабам. Как и ранее принимая 5% в качестве приемлемого уровня значимости, можно заключить следующее. Во-первых, на краткосрочных периодах влияние изменений цены угля на рынок электроэнергии было обнаружено только в ценовой зоне Сибирь. По нашему мнению, это объясняется 2мя фактами: 1) электростанций в общем случае формируют запасы угля, а также заключают среднесрочные договора на поставку данного топлива, ввиду чего изменение цены последнего не отражается единомоментно на стоимости электроэнергии (поэтому мы не обнаружили данное влияние на ATS EU и APX), и 2) в Сибири существенная доля теплогенерации приходится на угольные электростанции, поэтому здесь перенос ситуации с рынка угля на рынок электроэнергии происходит достаточно быстро.

Во-вторых, 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 тренд-циклических 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, но в долгосрочной перспективе основное влияние оказывает развитие гидрогенерации, а поставщики угля вынуждены адаптироваться под ситуацию на рынке электроэнергии.

Таким образом, можно утверждать, что механизм ценообразования на исследованных рынках электроэнергии является комплексным, зависит от характерных временных масштабов и на каждом из них формируется с учетом особенностей конкретного рынка. При этом для рынков ATS EU и APX подтверждаются такие известные стилизованные факты, как наличие влияния недельной сезонности спроса на цену и сонаправленное долгосрочное движение цен электроэнергии и первичных видов топлива, в то время как для ATS SI мы не нашли достаточных доказательств этого. С практической точки зрения это говорит о необходимости учитывать разные факторы при построении моделей цен электроэнергии в целях прогнозирования и риск-менеджмента на указанных рынках.

Список литературы

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. De Menezes, L., Houllier, M. A., Tamvakis, M., 2016. Time-varying convergence in european electricity spot markets and their association with carbon and fuel prices. *Energy Policy* 88, 613–627.
4. Ferkingstad, E., Løland, A., Wilhelmsen, M., 2011. Causal modeling and inference for electricity markets. *Energy Economics* 33 (3), 404–412.
5. Flandrin, P., Goncalves, P., Rilling, G., 2004. Detrending and denoising with empirical mode decomposition. в: 12th European Signal Processing Conference. сс. 1581–1584.
6. Fuss, R., Mahringer, S., Prokopczuk, M., 2015. Electricity derivatives pricing with forward-looking information. *Journal of Economic Dynamics and Control* 58, 34–57.
7. Granger, C.W.J., 1969. Investigating causal relations by econometric models and cross-spectral methods. *Econometrica* 37 (3), 424–438.
8. 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.
9. 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. в: *Proceedings of the Royal Society of London. Series A: Mathematical, Physical and Engineering Sciences*. Том 454. сс. 903–995.
10. Moutinho, V., Vieira, J., Moreira, A. C., 2011. The crucial relationship among energy commodity prices: Evidence from the spanish electricity market. *Energy Policy* 39, 5898–5908.
11. 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.
12. 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.
13. Uritskaya, O. Y., Serletis, A., 2008. Quantifying multiscale inefficiency in electricity markets. *Energy Economics* 30 (6), 3109–3117.
14. Wu, Z., Huang, N., 2009. Ensemble empirical mode decomposition: A noise-assisted data analysis method. *Advances in Adaptive Data Analysis* 1 (1), 1–41.
15. 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.
16. Zachmann, G., 2013. A stochastic fuel switching model for electricity prices. *Energy Economics* 35, 5–13.