

**Александр Павлович Олейник,**  
Национальный исследовательский университет «Высшая школа экономики»,  
аспирант Школы финансов Факультета экономических наук

## **Модели интегральной оценки финансовых рисков компаний возобновляемой энергетики**

*JEL-коды: G24, G32, Q42.*

В России в период с 2013 по 2018 г. на оптовом рынке мощности было отобрано 229 проектов строительства генерирующих мощностей возобновляемой энергетики (солнечная, ветровая, малые ГЭС) совокупной мощностью 5318 МВт. Были отобраны проекты 20 компаний со строительством электростанций в 29 регионах РФ. Каждая компания (и каждый проект) обладают определенным набором рисковых характеристик, связанных как с экзогенными параметрами (макроэкономические условия среды, правовой спектр, климатические условия), так и с эндогенными параметрами самих компаний (качество внутреннего управления, эффективность технологий получения электроэнергии, финансовые показатели). Автором был разработан (на основе лучших мировых практик) структурный методологический аппарат интегральной оценки финансовых рисков компаний возобновляемой энергетики, применимый в российских реалиях.

Получены следующие **результаты**:

- Представлена эконометрическая оценка ключевых факторов дефолтов проектов в региональном разрезе. Рассчитаны средневзвешенные ставки затрат на капитал для солнечной и ветровой энергетики. Показано, что инвесторы избегают регионов с неблагоприятным профилем политических и финансовых рисков даже в условиях хорошего ресурсного потенциала возобновляемой энергетики в них. Финансовый риск в целом определяется как риск недостаточного доступа к капиталу и коррелирует с долгосрочными реальными доходами региона РФ.
- Без государственных схем поддержки интегральные риски солнечных и ветровых электростанций в перспективе будут возрастать (в условиях устаревания энергосистемы). Распределение рисков между производителями и потребителями электроэнергии в России остается неэффективным вследствие государственного вмешательства в отрасль.
- Финансовое положение компаний возобновляемой энергетики улучшается при росте цен на углеводороды, поскольку стоимость производства 1 кВт·ч электроэнергии у альтернативной энергетики выше.
- Смоделирован процесс технологического замещения при прогнозировании издержек электроэнергетических компаний. Установлено, что понижающее давление на цену электроэнергии (значительно большее через технологические инновации, чем через эффект масштаба) может привести к убыткам компаний. Низкие цены на электроэнергию представляют большую опасность для технологий возобновляемой энергетики, которые не могут напрямую влиять на

цены (например, солнечные электростанции), в то время как ценовые лидеры — зачастую компании традиционной энергетики, устанавливающие предельные цены, имеют возможность перекладывать на потребителей рост своих производственных топливных издержек.

- Установлен характер распределения доходностей для различных технологий производства электроэнергии. При этом необходимо ежечасно выбирать состав работающего оборудования электростанций (оптимизация распределения нагрузки), не допуская критических перебоев в работе оборудования. Высокие капитальные затраты объектов базовой генерации, а также низкие коэффициенты использования установленной мощности снижают инвестиционную привлекательность проектов. В анализ включены возможные барьеры на выход электростанций (например, вынужденная генерация).
- Риски компаний возобновляемой энергетики снижаются по мере захвата ими доли рынка (через возможность повышать цены в условиях низкого производства электроэнергии), в то время как совокупные риски электроэнергетической отрасли возрастают, поскольку производство солнечных и ветровых электростанций нестабильно и сильно зависит от погоды. Поскольку в возобновляемой энергетике капитальные затраты намного превышают операционные затраты, компании несут высокие инвестиционные риски. Совокупные риски отрасли можно снизить (при некотором максимально возможном значении доли возобновляемой энергетики в структуре рынка), если инвестиции в возобновляемую энергетику осуществляют компании традиционной генерации (например, для диверсификации портфеля активов). Пока возобновляемая энергетика занимает малую долю рынка, компании традиционной генерации могут включать ее в свои инвестиционные портфели (при предположении, что возобновляемые источники энергии интегрированы в энергосистему и оказывают влияние на цену электроэнергии). В дальнейшем, системные технологические риски могут препятствовать достижению высокой доли ВИЭ, поскольку рост роли ВИЭ повышает уже высокие риски электростанций пиковой нагрузки.

## Литература

1. Aïd, R., Campi, L., Huu, A. N., & Touzi, N. (2009). A structural risk-neutral model of electricity prices. *International Journal of Theoretical and Applied Finance*, 12(7), 925–947. <https://doi.org/10.1142/S021902490900552X>
2. Fan, L., Norman, C. S., & Patt, A. G. (2012). Electricity capacity investment under risk aversion: A case study of coal, gas, and concentrated solar power. *Energy Economics*, 34(1), 54–61. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2011.10.010>
3. Gross, R., Blyth, W., & Heptonstall, P. (2010). Risks, revenues and investment in electricity generation: Why policy needs to look beyond costs. *Energy Economics*, 32(4), 796–804. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2009.09.017>
4. Hinz, J., Von Grafenstein, L., Verschuere, M., & Wilhelm, M. (2005). Pricing electricity risk by interest rate methods. *Quantitative Finance*, 5(1), 49–60. <https://doi.org/10.1080/14697680500040876>
5. Lüthi, S., & Wüstenhagen, R. (2012). The price of policy risk - Empirical insights from choice experiments with European photovoltaic project developers. *Energy Economics*, 34(4), 1001–1011. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2011.08.007>

6. Lynch, M. T., Shortt, A., Tol, R. S. J., & O'Malley, M. J. (2013). Risk-return incentives in liberalised electricity markets. *Energy Economics*, *40*, 598–608. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2013.08.015>
7. Pircalabu, A., Hvolby, T., Jung, J., & Høg, E. (2017). Joint price and volumetric risk in wind power trading: A copula approach. *Energy Economics*, *62*, 139–154. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2016.11.023>
8. Reboredo, J. C. (2015). Is there dependence and systemic risk between oil and renewable energy stock prices? *Energy Economics*, *48*, 32–45. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2014.12.009>
9. Stegen, K. S., Gilmartin, P., & Carlucci, J. (2012). Terrorists versus the sun: Desertec in North Africa as a case study for assessing risks to energy infrastructure. *Risk Management*, *14*(1), 3–26. <https://doi.org/10.1057/rm.2011.15>
10. Tietjen, O., Pahle, M., & Fuss, S. (2016). Investment risks in power generation: A comparison of fossil fuel and renewable energy dominated markets. *Energy Economics*, *58*, 174–185. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2016.07.005>