

МОДЕЛИРОВАНИЕ ЦЕНОВЫХ ПОСЛЕДСТВИЙ СТРАТЕГИЙ ОБНОВЛЕНИЯ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ НА БАЗЕ НИЗКОУГЛЕРОДНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ В УСЛОВИЯХ КОНКУРЕНТНОГО РЫНКА³³

Веселов Ф.В.^{а)}, Ерохина И.В.^{а)}, Никулина Е.А.^{б)}

^{а)} *Институт энергетических исследований Российской академии наук,*

г. Москва, ул. Нагорная, д. 31, корп. 2

^{б)} *SKM Market Predictor AS, Norway*

erifedor@mail.ru, info@eriras.ru

Аннотация: Предложен методический подход к прогнозу ценовых последствий обновления тепловых электростанций на базе энергоэффективных и низкоуглеродных технологий. Рассмотрены проблемы и результаты моделирования долгосрочных изменений на спотовом рынке электроэнергии под влиянием новых технологий на профиль кривой предложения и величину маржинальных затрат.

Ключевые слова: электроэнергетика, низкоуглеродные технологии, спотовый рынок, кривая предложения, моделирование.

Интенсивный переход к технологиям производства электроэнергии с более низкими (низкоуглеродные) или нулевыми (неуглеродные) выбросами CO₂ в последнее десятилетие стал общемировым технологическим направлением развития электроэнергетики. В то же время, эти изменения стали новым вызовом для конкурентных спотовых рынков электроэнергии: из-за более низких или даже нулевых переменных (топливных) затрат новых технологий серьезно меняется профиль кривой предложения, смещается точка рыночного равновесия, что в долгосрочном плане приводит к заметному сдерживанию роста или даже снижению цен электроэнергии. Эти эффекты особенно заметны в энергосистемах, где осуществляется энергетический переход на базе неуглеродных технологий возобновляемых источников энергии (ВИЭ) таких как Германия и Дания [1].

В России программы поддержки ВИЭ реализуются в ограниченном масштабе. Основной акцент в стратегии развития отрасли сделан на технологическое обновление около 60 ГВт тепловых электростанций, работающих на газе (газовых ТЭС) и достигающих предельных сроков эксплуатации в ближайшие 10-20 лет. Исходя из приоритетов Энергетической стратегии по повышению энергоэффективности и экологичности энергетики [2], традиционные паросиловые блоки на газовых ТЭС должны замещаться новыми, низкоуглеродными технологиями, прежде всего - парогазовыми (ПГУ), обеспечивающими снижение удельного расхода топлива до 1,5 раз. Интенсивно будут расти и мощности распределенных когенерационных установок на базе газовых турбин (ГТУ) и газопоршневых двигателей (ГПА) [3]. Внедрение таких энергоэффективных технологий позволит снизить и выбросы углерода пропорционально снижению удельных расходов топлива.

С точки зрения управления развитием электроэнергетики, как крупномасштабной производственно-хозяйственной системы, задача массового и интенсивного обновления действующих электростанций в рыночной среде потребует совершенствования конкурентных механизмов ценообразования на мощность, которые обеспечили бы окупаемость инвестиций в новые низкоуглеродные технологии тепловой энергетики. С другой стороны, при этом принципиально важно обеспечить минимизацию (а лучше – снижение) общей ценовой нагрузки на потребителей.

Основной эффект для потребителей может быть получен на спотовом рынке электроэнергии (РСВ), что подтверждается результатами реализации в течение последних 10 лет по вводу 28 ГВт мощностей на базе ПГУ и ГТУ, в том числе 19 ГВт в рамках договоров на поставку мощности (ДПМ). В результате доля новых, энергоэффективных и низкоуглеродных технологий газовых ТЭС в

³³ *Исследование выполнено при поддержке гранта РФФ (проект № 17-79-20354)*

суммарном производстве электроэнергии в Европейской части ЕЭС выросла с 4 до 20 %. Как показывают данные НП «Совет рынка», это (вместе с увеличением доли в балансе атомных электростанций) позволило за счет изменения профиля кривой предложения заметно сдерживать рост спотовой цены электроэнергии по сравнению с ростом цены газа. При росте цены газа Европейской части ЕЭС в 1,46 раз среднегодовая цена РСВ выросла всего в 1,21 раза, существенно отставая от инфляции (ее накопленный рост составил 1,54 раза).

Объемы потенциального обновления действующих газовых ТЭС кратно (в 3-4 раза) больше вводов по программе ДПМ. Соответственно, более ощутимыми должны быть и эффекты для потребителей от более низкой цены электроэнергии на конкурентном рынке (РСВ). Данная задача требует многовариантного модельного исследования, которое было выполнено с использованием комбинации двух линейных оптимизационных моделей:

- модели развития электроэнергетики (EPOS), обеспечивающей оптимизацию структуры генерирующих мощностей на горизонте 20-25 лет с учетом системы прогнозных условий (ограничений) по балансам электроэнергии, мощности, централизованного тепла, исходя из критерия минимума суммарных дисконтированных капитальных и операционных затрат [4];
- модели внутригодовой оптимизации загрузки электростанций и формирования спотовых цен электроэнергии (EMPS), имитирующих процесс коммерческой диспетчеризации генерирующих мощностей с учетом суточной и сезонной неравномерности спроса, исходя из критерия минимизации переменных (топливных) затрат [5, 6]. Модельные расчеты были выполнены в рамках общего проекта с компанией SKM Market Predictor AS

Исследование охватывало несколько вариантов перспективной структуры генерирующих мощностей, с различными масштабами замены паросиловых блоков на газовых ТЭС низкоуглеродными ПГУ и ГТУ на горизонте следующих 20 лет: от 0 до 60 ГВт, т.е. около 25 % установленной мощности в ЕЭС России. В качестве пессимистического был рассмотрен вариант отсутствия перехода на новые технологии в теплоэнергетике, с массовой реконструкцией действующих ТЭС при сохранении прежней технологии производства электроэнергии и без существенного снижения удельного расхода топлива (а значит, и выбросов CO₂). В качестве базового был рассмотрен вариант полной замены всего выбывающего оборудования газовых ТЭС низкоуглеродными технологиями (ПГУ, ГТУ, ГПА).

Для каждого из вариантов по результатам оптимизации загрузки электростанций на основе двойственных оценок балансовых уравнений были определены конкурентные цены электроэнергии, отражающие маржинальные (предельные) затраты на обеспечение дополнительной единицы спроса. Анализ динамики агрегированных показателей среднегодовых спотовых цен электроэнергии позволяет сделать ряд выводов о масштабах и неоднородности ценового эффекта для потребителей:

1). Интенсивное замещение действующих мощностей новыми технологиями на газовых ТЭС вместе с выводом избыточных (наименее эффективных) мощностей из эксплуатации потенциально окажет сильное понижающее влияние на спотовую цену электроэнергии. На горизонте 2025 г. в объединенных энергосистемах (ОЭС) Европейской части ЕЭС она может снизиться на 10-15 % против отчетного значения. Этого снижения в большинстве энергозон будет достаточно, чтобы еще несколько лет удерживать цену ниже отчетного уровня, несмотря на рост цены газа, что, несомненно, является значимым эффектом для потребителей. В базовом варианте в 2035 году ОЭС Урала рост спотовой цены к отчетному значению составит 4% а в ОЭС Центра – останется ниже на 5.5%.

2). Относительный ценовой эффект (в сравнении с пессимистическим вариантом) зависит от доли действующих газовых ТЭС в структуре генерирующих мощностей энергозон в Европейской части ЕЭС. В пессимистическом варианте при проведении реконструкции ТЭС без перехода на новые технологии спотовая цена вырастет относительно отчетной на 25-45 %. Наибольший относительный эффект (разность между относительными уровнями цен базового и пессимистического вариантов) будет максимальным для потребителей с наибольшей долей газовых ТЭС: в зонах Волги, Центра и Запада и достигнет 42-49 % на конец прогнозного периода. В зонах с наличием угольных ТЭС (Урал, Кубань), также влияющих на профиль кривой предложения на спотовом рынке, этот эффект будет ниже, но все равно оценивается в 19-24 %. В зоне Западной Сибири рассматриваемый ценовой эффект практически отсутствует, из-за высокой доли угольных электростанций и крайне малых объемах замещаемых газомазутых ТЭС (варианты замены угольных электростанций газовыми технологиями не включались в модельный анализ)

3). Увеличение масштабов новых, низкоуглеродных технологий газовых ТЭС будет сопровождаться слегка нелинейным снижением цены электроэнергии, исходя из особенностей структуры генерирующих мощностей по энергозонам Европейской части ЕЭС и соответствующего

профиля кривой предложения электроэнергии на спотовом рынке. Лишь немногим менее точная оценка по линейному тренду ($R^2=0,93$) позволила определить интегральную приростную характеристику для ценового эффекта на спотовом рынке: снижение цены электроэнергии составит 1,4 % в энергозоне Урала и 3,3 % в энергозоне Центра на каждый 1 ГВт дополнительной мощности ПГУ, замещающей паросиловые газовые ТЭС.

В целом, проведенные детальные многовариантные модельные расчеты подтвердили ранее высказывавшиеся качественные суждения о влиянии масштабов обновления на цену электроэнергии и позволили количественно оценить эти эффекты для разных энергозон ЕЭС России. Таким образом, переход к новым технологиям в теплоэнергетике, более энергоэффективным и низкоуглеродным, будет сопровождаться положительными эффектами для потребителей электроэнергии (особенно в случае введения дополнительной нормированной или рыночно формируемой платы за эмиссию углерода). Однако в рамках государственной ценовой политики должна быть решена задача создания такой системы поддержки инвестиций в новые технологии при обновлении ТЭС, чтобы растущие объемы оплаты мощности не перекрыли весь положительный эффект на спотовом рынке [7].

Литература

1. Веселов Ф.В., Хоршев А.А., Ерохина И.В., Аликин Р.О. Экономические вызовы для угольной генерации в России и мире // Электрические станции. 2019. №3. С. 2-8.
2. Макаров А.А., Веселов Ф.В., Макарова А.С., Новикова Т.В., Панкрушина Т.Г. Стратегические перспективы электроэнергетики России // Теплоэнергетика. 2017. №11. С. 40-52.
3. Филиппов С.П., Дильман М.Д. Перспективы использования когенерационных установок при реконструкции котельных. // Промышленная энергетика. 2014. № 4. С. 7-11.
4. Макаров А.А., Веселов Ф.В., Макарова А.С., Хоршев А.А. Использование оптимизационного инструментария в задачах долгосрочного развития топливно-энергетического комплекса и энергетических рынков. // Управление развитием крупномасштабных систем (MLSD'2012). Труды Шестой международной конференции (ежегодный сборник). Под общей редакцией С.Н.Васильева, А.Д.Цвиркуна. М.: ИПУ РАН. 2012. С. 313-323.
5. EMPS - multi area power-market simulator [Электрон. ресурс] URL: <https://www.sintef.no/en/software/emps-multi-area-power-market-simulator/> (дата обращения 27.05.2019)
6. Wolfgang, O., Skjelbred, H. I. and M. Korpås, "Evaluating North Sea grid alternatives under EU's RES-E targets for 2020," Sintef Energi AS, 2012.
7. Веселов Ф.В., Соляник А.И. О механизмах реализации стратегии обновления теплоэнергетики. // Энергорынок. 2017 №3. С. 15-22.