

УДК 338.984, 338.314

А.И. Соляник

АНАЛИЗ НЕОБХОДИМОЙ ДИНАМИКИ ЦЕН РЫНКА МОЩНОСТИ С ТОЧКИ ЗРЕНИЯ ОБНОВЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ГЕНЕРАЦИИ

Аннотация. В статье рассматривается методический подход к анализу сбалансированности долгосрочной ценовой политики регулятора энергетического рынка с инвестиционными потребностями электроэнергетики. Даны количественные оценки необходимой динамики цен рынка мощности для обеспечения финансовой реализуемости стратегии обновления тепловой генерации.

Ключевые слова: обновление тепловой генерации, рынок мощности, ценовое регулирование, необходимая валовая выручка, прогнозная валовая выручка.

Andrey Solyanik

ANALYSIS OF THE POWER MARKET PRICING DYNAMICS REQUIRED FOR THERMAL GENERATION RENOVATION

Annotation. The article deals with the methodical approach for the analysis of quantitative matching of long-run regulatory pricing policy with essential investment requirements of the electric power industry. The quantitative assessment of the power market prices necessary for financial viability of thermal generation renovation is given.

Keywords: renovation of thermal generation, power market, pricing regulation, gross revenue required, gross revenue forecasted.

В минувшем десятилетии ценовая политика государства в отечественной электроэнергетике была ориентирована на стимулирование инвестиционной активности за счет формирования конкурентного рынка электроэнергии и мощности, применения механизма гарантирования доходности инвестиций (договоры о предоставлении мощности (ДПМ), заключаемые с инвесторами на условиях гарантированной оплаты новых мощностей по специальным тарифам), и других мер. Однако результаты проводимой ценовой политики оказались неоднозначными, поскольку чрезмерное применение механизма ДПМ в условиях стагнации экономики страны привело к формированию значительного избытка предложения генерирующей мощности на рынке, оплата которого ложится на потребителей. Реакцией государства, как регулятора энергетического рынка, стало ужесточение регулирования, коснувшееся, в частности, и конкурентных сегментов энергетического рынка. В результате усиления регуляторного давления на рынок складывающиеся в ходе процедуры конкурентного отбора мощности (КОМ) ценовые параметры явно недостаточны для обеспечения финансовой реализуемости проектов модернизации (обновления) низкоэффективных электростанций. Между тем, реализация программы ввода новой мощности в рамках ДПМ лишь частично снизила остроту проблемы высокого износа большей части оборудования российских электростанций, значительная часть которого была введена в строй еще в 1960–1970-е гг. и уже выработала нормативный эксплуатационный ресурс. По оценкам, в ближайшие 10 лет потребуется срочное обновление (частичная модернизация либо полная замена) не менее 25 ГВт (16 %) мощности действующих тепловых электростанций (ТЭС) [2; 3]. Однако реализация столь масштабной стратегии обновления тепловой генерации в условиях высокой чувствительности потребителей к дальнейшему росту цены требует тщательного анализа необходимых цен мощности, обеспечивающих финансовую реализуемость этой инвестиционной стратегии, и выбора наилучшего механизма ее реализации.

1. Характеристика инструментария исследования

Для решения обозначенной задачи предлагается методический подход [6], основной идеей которого является совместное решение пары взаимосвязанных задач: анализ финансовой реализуемости выбранной стратегии модернизации ТЭС при *экзогенно заданной* долгосрочной динамике ценовых параметров, отражающей влияние тех или иных решений государства как регулятора энергетического рынка, анализ перспективной динамики *минимально необходимых* ценовых параметров рынка, создающих условия для финансовой реализуемости той или иной стратегии модернизации ТЭС. Первая задача связана с оценкой влияния принятых или планируемых регулятором ценовых решений на финансовые результаты и инвестиционные возможности тепловой энергетики и ее субъектов. При ее решении требуется учесть влияние тех или иных решений в сфере государственной ценовой политики на динамику прогнозной валовой выручки (ПВВ) тепловой генерации, исходя из которой рассчитываются показатели ее перспективного финансового плана и определяются располагаемые объемы инвестиционных ресурсов. Основным результатом решения таких задач является анализ рисков реализации отраслевой инвестиционной программы в существующей или прогнозируемой ценовой среде. Вторая задача, «обратная» первой по своей логике, предполагает прогноз необходимой валовой выручки (НВВ) тепловой генерации на основе прогнозных объемов ее капиталовложений и производственных затрат, требуемой доходности вложений, целевых показателей финансовой устойчивости. Результатом решения этой задачи является количественное обоснование необходимого уровня цен в целом по рынку или в его отдельных сегментах (например, цены на рынке мощности).

Для реализации подобного методического подхода разработана система финансово-экономических расчетов, отражающая зависимость между параметрами долгосрочной производственной и инвестиционной программы тепловой генерации и ее финансового плана. Основными входными данными этой системы расчетов являются прогнозные параметры долгосрочной производственной и инвестиционной программы тепловой генерации – динамика установленной мощности ТЭС (с выделением действующей, модернизируемой и вновь вводимой мощности), выработки электроэнергии, отпуска тепла, расхода газа и угля. Для прогнозирования этих параметров используется существующий инструментарий балансовых расчетов на базе оптимизационных и имитационных моделей [1].

Предложенная система финансово-экономических расчетов включает несколько расчетных блоков. Расчет динамики капитальных, топливных и условно-постоянных затрат тепловой генерации на основе показателей ее производственной и инвестиционной программы с последующим укрупненной оценкой динамики стоимости основных производственных средств и амортизационных отчислений. Расчет НВВ тепловой генерации как суммы необходимой чистой прибыли (рассчитываемой с учетом инвестиционных потребностей отрасли и допустимого объема привлечения заемного капитала по соотношению «Долг/EBITDA»), налоговых отчислений и производственных затрат тепловой генерации. Расчет ПВВ тепловой генерации на основе прогнозного распределения отпуска электроэнергии и мощности по различным секторам энергетического рынка с учетом различных моделей и параметров ценообразования в каждом из них в настоящее время и динамики их изменения в будущем, определяемой решениями регулятора в сфере ценовой политики.

Совместное решение задач по расчету долгосрочной динамики отраслевой НВВ и ПВВ, отражающей влияние тех или иных ценовых решений регулятора в энергетике, позволяет за несколько итераций выявить сбалансированные между собой параметры инвестиционной и ценовой политики в электроэнергетике.

2. Оценка необходимых цен рынка мощности для реализуемости стратегии модернизации ТЭС

Для выполнения оценки ценовых параметров рынка, обеспечивающих финансовую реализуемость различных стратегий обновления ТЭС, вышеописанный методический подход был адаптиро-

ван к существующей в России модели рынка электроэнергии и мощности. На первом шаге расчетов выполняется прогноз долгосрочной производственной и инвестиционной программы тепловой генерации, с учетом прогнозного спроса и экономически эффективных масштабов развития других энергетических технологий. Полученные производственные и инвестиционные параметры (установленная мощность, выработка электроэнергии, вводы мощности и т.д.) являются важными входными данными для прогнозирования НВВ тепловой генерации на рассматриваемую перспективу. С другой стороны, прогнозирование динамики изменения цен топлива и его удельного расхода на ТЭС позволяет оценить динамику цены на рынке электроэнергии (рынок на сутки вперед – РСВ) и рассчитать прогнозную выручку тепловой генерации на РСВ. Однако выполненные расчеты показывают, что выручка на РСВ лишь частично покрывает потребность тепловой генерации в НВВ (см. табл. 1).

Таблица 1

Потребность тепловой генерации в оплате мощности, млрд руб. (в ценах 2013 г.)

	2014 г. (факт) [4]	2020 г.	2025 г.	2030 г.	2035 г.
НВВ (без учета тепла)	970	997	1130	1358	1685
Выручка на РСВ	670	661	792	986	1185
Необходимая выручка на рынке мощности	300	336	338	372	500
Выручка ТЭС на рынке мощности при сохранении существующих параметров оплаты в КОМ	300	309	229	183	186
Прогнозный дефицит выручки	-	27	109	189	314

Таким образом, оставшаяся часть НВВ ТЭС должна быть получена на рынке мощности. При этом прогноз выручки от реализации мощности должен строиться с учетом сильной дифференциации ценовых условий в разрезе сегментов рынка мощности, включая действующие регулируемые сегменты рынка (поставки мощности в рамках регулируемых договоров (РД), мощность «вынужденной» генерации, сегмент ДПМ). Для всех прочих (не входящих в уже реализуемую программу ДПМ) объемов модернизации, замены и новых вводов мощности ТЭС могут рассматриваться различные варианты распределения объемов их оплаты между конкурентными и тарифными механизмами.

Для оценки ценовых условий, необходимых для финансовой реализуемости инвестиционных решений по обновлению парка оборудования ТЭС, в работе были рассмотрены три альтернативных варианта оплаты мощности: оплата проектов замены и нового строительства ТЭС по тарифам, гарантирующим нормативную доходность проекта, а оплата проектов модернизации ТЭС (наряду с действующими ТЭС) – через единую цену КОМ, тарифная оплата сохраняется только для новых ТЭС, в то время как замена и модернизация оплачиваются через КОМ, все инвестпроекты, включая новое строительство, финансируются через КОМ. Таким образом, цена КОМ будет минимальной для варианта 1, где за ее счет оплачивается только действующие и модернизируемые мощности ТЭС, и максимальной для варианта 3, где за счет выручки на КОМ предполагается обеспечить финансирование для всех типов инвестиционных проектов в тепловой генерации, включая новое строительство. Количественные оценки необходимой динамики цены КОМ для каждого варианта оплаты представлены в таблице 2.

Динамика необходимой цены КОМ в европейской части России, руб. 2016 г./кВт*мес.

	2016 г. (факт) [5]	2020 г.	2025 г.	2030 г.	2035 г.
вариант 1 (оплата замены и новых мощностей по тарифам)	113	146	209	162	141
вариант 2 (оплата новых мощностей по тарифам, оплата замены через КОМ)	113	146	220	217	266
вариант 3 (оплата всех инвестпроектов через КОМ)	113	146	231	281	368

Результаты расчетов показывают, что для начала финансирования пилотных проектов модернизации основного оборудования ТЭС в европейской части страны во всех вариантах требуется обеспечить реальный рост цены КОМ к 2020 г. в 1,3 раза от уровня 2016 г. Дальнейшая динамика цены КОМ принципиально различается по вариантам. Так, в **варианте 1** к 2025 г. требуется дальнейшее увеличение цены КОМ в реальном выражении – почти в 1,9 раза от отчетного. Однако уже в последующем пятилетии, ввиду снижения физических объемов модернизации ТЭС и применения тарифных механизмов оплаты замены и нового строительства, становится возможным снижение цены конкурентного рынка мощности до уровня 1,4 от отчетного к 2030 г. и 1,25 к 2035 г. В **варианте 2**, ввиду включения в объемы КОМ проектов замены действующей мощности ТЭС, рост цены будет более заметным – до 1,9 – 2 раз к 2025 г. и будет продолжаться далее, хотя и с более медленным темпом. В целом к концу периода требуемая цена КОМ в этом варианте возрастает в 2,35 раза от уровня 2016 г. Наиболее мощный рост цены характерен для **варианта 3**, где через конкурентный сегмент оплачивается вся мощность ТЭС, в том числе сооружаемая на новых площадках. В этом варианте цена КОМ поступательно увеличивается относительно уровня 2016 г.: в 2 раза к 2025 г., в 2,5 раза – к 2030 г. и в 3,3 раза – к 2035 г.

Проведенный анализ показывает, что необходимые по техническим причинам масштабы обновления ТЭС требуют значительного увеличения располагаемых финансовых ресурсов тепловой генерации, которое лишь частично обеспечивается за счет ожидаемого роста цен электроэнергии на РСВ. Между тем существующие в настоящий момент правила и ценовые параметры оплаты мощности и их ожидаемая динамика на перспективу не в состоянии обеспечить бездефицитное развитие тепловой генерации. Выше были рассмотрены несколько альтернативных вариантов изменений в правилах оплаты мощности, различающихся распределением выручки между конкурентными и тарифными механизмами рынка мощности. Показано, что при выборе любого из вариантов неизбежно значительное повышение цены КОМ относительно нынешнего уровня. Минимальная ценовая нагрузка достигается при включении в состав предложения на КОМ только модернизируемых мощностей ТЭС, однако в этом случае требуется оплата новых ТЭС по тарифам с учетом гарантированной доходности.

Библиографический список

1. Веселов, Ф. В. Методы и инструментальный прогнозирования развития электроэнергетики / Ф. В. Веселов, Е. А. Волкова, А. Е. Курилов [и др.] // Известия РАН. Энергетика. – 2010. – № 4. – С. 82–94.
2. Веселов, Ф. В. Наличие резерва генерирующей мощности с точки зрения перспективного развития отрасли [Электронный ресурс] / Ф. В. Веселов, И. В. Ерохина // Доклад на круглом столе НИУ ВШЭ «Проблема избыточных мощностей в электроэнергетике: пути решения», Москва, апрель 2015 г. – Режим доступа : http://www.eriras.ru/files/veselov_izbytki_moshchnosti_vshe_apr15-fin.pdf (дата обращения : 1.12.2016).

3. Воропай, Н. И. Исследование вариантов развития ЕЭС России на перспективу до 2030 г. / Н. И. Воропай, В. В. Труфанов // Электро. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая политика. – 2013. – № 3. – С. 2–6.
4. Годовой отчет ОАО «Администратор торговой системы» о функционировании рынка за 2014 год [Электронный ресурс]. – Режим доступа : http://www.atsenergo.ru/sites/default/files/reportdocs/2016/02/godovoy_otchet_oao_ats_2014.pdf (дата обращения : 1.12.2016).
5. Отчет ОАО «Системный оператор ЕЭС» о результатах проведения конкурентного отбора мощности на 2016 год [Электронный ресурс]. – Режим доступа : http://www.bigpowernews.ru/photos/0/0_jqRKotpm6vyYY2RioW2JyJrTI284PnAa.pdf (дата обращения : 1.12.2016).
6. Соляник, А. И. Многоуровневый подход к финансово-экономической оценке параметров ценовой политики государства в электроэнергетике и долгосрочных последствий принимаемых решений / А. И. Соляник Ф. В. Веселов // Известия РАН. Энергетика. – 2016. – № 4. – С. 37–48.