

УДК 621.311.25:621.039.004.14:338.5.001.5

Оценка влияния ввода в эксплуатацию энергоблока ВВЭР-1200 с системой аккумулирования тепловой энергии на оптовый рынок электроэнергии и мощности

Н. И. Абросимова*

Проведена оценка влияния энергоблока атомной электростанции (АЭС) с системой аккумулирования тепловой энергии (САТЭ) на оптовый рынок электроэнергии и мощности (ОРЭМ) на примере НВАЭС. Посредством разработанной автором математической модели, использующей в соответствующей части зависимости из официальной методики прогнозирования цен, получены оценки изменения цены продажи электроэнергии на рынке «на сутки вперед» (РСВ) в регионе строительства АЭС и для первой ценовой зоны (европейская часть РФ). Показано, что в современных условиях ввод нового атомного энергоблока при неизменном потреблении приводит к незначительному (несколько процентов от средней цены на РСВ) снижению цены электроэнергии, которое частично (порядка 1/10) компенсируется ростом цены электроэнергии за счет расширения диапазона маневрирования САТЭ.

Расчетами подтверждено, что снижение ценового давления на рынок и улучшение окупаемости комплекса АЭС+САТЭ могут быть достигнуты за счет расширения диапазона маневрирования и вывода из эксплуатации неэкономичных энергоблоков.

Выполненное исследование позволяет утверждать, что ввод в эксплуатацию энергоблока АЭС с САТЭ в современных условиях имеет смысл только при существенном изменении правил ОРЭМ. Полученные результаты призваны уточнить ценовые граничные условия при нахождении оптимальных параметров комплекса АЭС+САТЭ, которые ранее принимались неизменными. Разработанная модель может быть применена при решении широкого круга задач оптимизации параметров и режимов эксплуатации энергоблоков АЭС как с системами аккумулирования так и без них.

Ключевые слова: атомная электрическая станция, паротурбинная установка, система аккумулирования тепловой энергии, оптовый рынок электроэнергии и мощности.

Введение

Существенное влияние на окупаемость энергоблока АЭС с САТЭ, рассмотренное автором в работе [1], оказывают ценовые параметры ОРЭМ. В [1] было сделано

допущение, что ввод новых мощностей не оказывает влияния на ценовую ситуацию на рынке, что, строго говоря, не так. В настоящей работе предпринята попытка оценить это влияние.

Дополнительной сложностью стала необходимость раздельного учета влияния на ценовые параметры как ввода новой мощности, так и расширенных возможностей маневрирования, вызванных наличием САТЭ.

* ani-mpei@rambler.ru

Разработанная для этих целей модель основана на официальной методике прогнозирования цен, созданной Ассоциацией «НП Совет рынка» [2].

В модели были учтены все основные параметры, влияющие на ценообразование на ОРЭМ, в том числе: состав мощностей всех видов генерации в регионе размещения АЭС, изменение оптовых цен на газ, индекс цены на продажу электроэнергии на РСВ, влияние вынужденной разгрузки тепловой генерации и т. д.

В качестве исходных данных взяты технические параметры проекта энергоблока №1 НВАЭС-2 с опцией САТЭ [3] и статистические данные ОАО «АТС» [4] за последние годы.

Правила и практика работы новых энергоблоков на ОРЭМ

Для понимания описываемой ниже математической модели используемых допущений и исходных данных важно понимать основные правила функционирования ОРЭМ.

Поставщик электроэнергии и мощности (далее — поставщик), имеющий статус «участник ОРЭМ», согласно правилам ОРЭМ [5] может продавать два товара: мощность и электроэнергию. Электроэнергия реализуется на рынке электроэнергии, мощность — на рынке мощности. Участниками ОРЭМ являются поставщики и покупатели электрической энергии и мощности, получившие статус субъектов ОРЭМ, заключившие обязательные для участников ОРЭМ договора и совершившие иные необходимые для осуществления торговли электрической энергией и мощностью на ОРЭМ действия в соответствии с договором о присоединении к торговой системе ОРЭМ (ПП РФ от 27.12.2010 № 1172)

Рынок электроэнергии

Купля-продажа электроэнергии новых энергоблоков осуществляется на РСВ (за сутки до предполагаемых торгов), на балансирующем рынке (БР) (в сутки торгов) или по свободным двусторонним договорам продажи электроэнергии (СДЭ) (в часы, фиксируемые договором). Основной объем купли-продажи новым участником ОРЭМ, как правило, реализует на РСВ, а остальное (в том числе и «торговлю отклонениями») — на БР. Реже заключаются СДЭ. При любом способе реализации (кроме СДЭ, где расчет осуществляется по фиксированной в договоре цене) поставщик получает плату за электроэнергию по цене, формирующейся на каждый час на соответствующем сегменте ОРЭМ.

Управление технологическими режимами работы на ОРЭМ (в т.ч. выбор состава генерирующего оборудования, конкурентный отбор мощности, формирование резерва и т. д.) осуществляет системный оператор (СО) через оперативно-диспетчерские и региональ-

ные диспетчерские управления (ОДУ и РДУ). Иными словами, энергоблок АЭС должен работать в режиме, строго согласованном с СО.

Как и всякое изменение объема генерации (потребления) по собственной инициативе, включение дополнительного пикового объема электроэнергии, вырабатываемого энергоблоком за счет САТЭ, в торговый график АЭС согласовывается с СО. Если этот объем востребован, то он реализуется на РСВ по цене электроэнергии на РСВ в соответствующей ГТП генерации (группе точек поставки генерации), в противном случае оплата этого пикового объема электроэнергии не производится.

Возможны и ситуации, в которых изменение объема генерации продиктовано внешними условиями. Например, снижение нагрузки или аварийное отключение энергоблоков, незапланированное увеличение объема потребления и т. п. Тогда АЭС+САТЭ может изменить пиковую нагрузку по требованию СО (или по согласованию с ним). Этот дополнительный пиковый объем электроэнергии будет квалифицирован как отклонение по внешней инициативе (ИБ+) и продан в торговые сутки на БР по цене, равной индексу БР.

Статистика соотношения почасовых уровней цен на РСВ и на БР за 2014 г. [4] показала, что 43,8% времени (3847 часов) цена электроэнергии на БР выше, чем на РСВ (таблица). На практике средние суточные колебания цен в пределах зоны суток (ночь, пик, полупик) на РСВ, исключая резкие скачки в связи с нестандартным режимом работы энергосистемы, лежат в пределах 200 руб./МВт·ч. То есть к существенным превышениям цены электроэнергии на БР над ценой на РСВ в течение 2014 г., согласно таблице, относятся лишь 3,4% случаев (298 часов). Это означает, что основной объем выручки в случае вывода АЭС+САТЭ на ОРЭМ придется на РСВ, только в редких случаях будет возможность получить дополнительную выручку на БР и, следовательно, в модели имеет смысл учитывать изменение цен на РСВ.

Количество и доля часов в 2014 г., в которых цена на БР превышала цену на РСВ в различных пределах

Диапазон отклонения цены на БР от цены на РСВ, руб./МВт·ч	Статистика по часам в 2014 г. для различных диапазонов отклонений цены БР от цены на РСВ	
	количество часов	доля часов, %
до 200	8463	96,6
от 200 до 500	221	2,5
от 500 до 1000	50	0,6
более 1000	27	0,3

Рынок мощности

В настоящее время на ОРЭМ не существует специальных правил оплаты мощности новых маневренных энергоблоков.

Мощность новых энергоблоков может быть оплачена или по Договору купли-продажи (поставки) мощности новых АЭС (ДПМ), или по цене конкурентного отбора мощности (КОМ) в случае отказа от заключения ДПМ.

Согласно типовой форме ДПМ, плата за мощность нового энергоблока устанавливается на величину установленной мощности, заявленной в договоре [6]. Оплату мощности участник ОРЭМ получает при условии, что средний фактический объем поставки мощности в течение месяца равен величине установленной мощности. В противном случае участник ОРЭМ штрафуются.

ДПМ может быть заключен до завершения строительства энергоблока. В связи с этим допустимо отклонение фактической установленной мощности вводимого в эксплуатацию энергоблока от установленной мощности, заявленной ранее в ДПМ, в пределах $\pm 10\%$. Причем, такое отклонение не штрафуются только при условии перемаркировки (совокупности процедур, направленных на разрешение работы энергоблока на мощности, превышающей установленную мощность штатной ПТУ) оборудования энергоблока. При этом плата за мощность (сумма платежа в месяц) по ДПМ не изменится.

В случае отказа от заключения ДПМ и успешного прохождения КОМ оплата мощности нового энергоблока осуществляется по цене КОМ при условии, что средний фактический объем поставки мощности равен величине, заявленной в КОМ установленной мощности. При наличии отклонений предусмотрены штрафы. Перемаркировка оборудования энергоблока в случае его участия в КОМ допустима, но оплата мощности по цене КОМ будет зависеть от уровня новой установленной мощности.

Использование САТЭ предполагает наличие многократных существенных (более 10%) отклонений от величины установленной мощности энергоблока в течение суток, причем, больший диапазон маневрирования приводит к большому снижению среднего фактического объема поставки мощности и потенциально большим штрафным санкциям.

Таким образом, при существующих «правилах игры» эксплуатация АЭС+САТЭ «по определению» ведет к подпаданию поставщика под штрафные санкции, а использование САТЭ — экономически абсурдно. Анализ необходимых изменений в правилах рынка (например, величины т. н. перемаркировки оборудования) далеко выходит за рамки данной публикации.

Основные допущения, принятые далее в модели, следующие:

отсутствуют штрафные санкции за отклонения средней фактической мощности энергоблока от заявленной установленной мощности;

допускается использование в составе энергоблока ПТУ с мощностью, превышающей номинальную мощность энергоблока, без перемаркировки оборудования;

плата за мощность (сумма платежа в месяц) для маневренного энергоблока с САТЭ сохраняется на уровне платы за мощность для неманевренного энергоблока с ВВЭР-1200.

Влияние АЭС+САТЭ на объем генерирующих мощностей

Ввод нового энергоблока на ОРЭМ в условиях минимального роста потребления вынуждает системного оператора разгружать другие виды генерации на величину новой вводимой мощности. Уменьшить объем такой разгрузки можно за счет замещения энергокомплексом АЭС+САТЭ вынужденной генерации (ВГ) электростанций, не отобранных по результатам КОМ. В 2015 г. в РФ общий объем неотобранной мощности составил 15 ГВт. Это, прежде всего, старые тепловые энергоблоки, которые не могут быть выведены из эксплуатации по причине отсутствия замещающих мощностей, или электростанции с большими затратами, окупить которые по цене, сложившейся по итогам КОМ, невозможно. Для ВГ устанавливают более высокие тарифы на мощность, что в итоге снижает эффективность ОРЭМ.

Результаты расчета [7 — 9] показали, что потенциальный объем замещения ВГ для САТЭ по Воронежской области на 2-е полугодие 2015 г. в условиях неизменного объема потребления составил 150 МВт (ТГ 4 — 9 Воронежской ТЭЦ-1, Воронежская ТЭЦ-2). В будущем, вследствие изменений правил, количество ВГ будет меняться. Так, по итогам КОМ 2016 – 2019 гг. объем ВГ составил 78 МВт. После КОМ 2020 г. возможно и увеличение количества неэффективной генерации в связи истечением сроков эксплуатации старых электростанций.

Таким образом, ввод нового атомного энергоблока с САТЭ приводит к росту суммарных генерирующих мощностей в регионе, который может быть смягчен выводом из эксплуатации вынужденной генерации.

Минимальный потенциальный объем замещения вынужденной генерации для САТЭ в ближайшее время составит 78 МВт.

Описание математической модели

Математическая модель основана на методике построения прогнозов свободных нерегулируемых цен, разработанной Ассоциацией «НП Совет рынка» [1].

НВАЭС расположена в первой ценовой зоне. Для определения изменения цены на электроэнергию на РСВ в первой ценовой зоне и в регионе строительства энергокомплекса АЭС+САТЭ использовалась факторная регрессионная модель, описывающая зависимость цены на электроэнергию от влияющих факторов. Прог-

нозная цена в первой ЦЗ на месяц t определяется уравнением, связывающим несколько параметров (в т.ч. изменение цены на газ, плановые объемы ДПМ, объем удовлетворенного ценового предложения ТЭС/ГРЭС). В целях удобства анализа и сопоставления результатов с другими источниками сохранены обозначения, использованные в методике Ассоциации «НП Совет рынка»:

$$\text{Price}^{\text{PCB_sell}t} = \beta_{\text{gas}} k_{\text{gas}t} + \beta_{\text{price}} k\text{Price}_t + \beta_{\text{gen}} \text{gen_AESnGESnDPM}_t + \text{const};$$

$$k_{\text{gas}} = \text{Price}_{\text{gas}2015} / \text{Price}_{\text{gas}2009}.$$

где k_{gas} — индекс роста цен на газ, отражающий изменение оптовых цен на газ относительно уровня, соответствующего 01.01.2009 г.; $k\text{Price}$ — доля удовлетворенного ценового предложения ТЭС/ГРЭС в общем объеме ценового предложения; gen_AESnGESnDPM_t — объем планового почасового производства всех АЭС, ГЭС и ПГУ, введенных в рамках ДПМ, и новых ПГУ, введенных не по ДПМ; β_i — коэффициенты модели; $\text{Price}_{\text{gas}}$ — цена на газ, руб./тыс.м³.

$$k\text{Price}_t = \frac{\frac{\text{avg_gen}_t}{\text{gen_min}_t} \frac{1}{k\text{Pmax}_t} - \frac{k\text{Pcenoprininim}_t}{k\text{Pmax}_t}}{\frac{k\text{Pmax_min}_t}{k\text{Pmax}_t} - \frac{k\text{Pcenoprininim}_t}{k\text{Pmax}_t}},$$

где avg_gen_t — среднее значение на месяц суммарного торгового графика по всем ТЭС и АЭС за неделю выбора состава включенного генерирующего оборудования (ВСВГО) (с субботы по пятницу); gen_min — среднее значение на месяц суммарного технического минимума ТЭС и АЭС за неделю ВСВГО; $k\text{Pmax}$, $k\text{Pcenoprininim}$, $k\text{Pmax_min}$ — расчетные коэффициенты, определяемые как:

$$k\text{Pmax}_t = \frac{\text{Pmax}_t}{\text{gen_max}_t};$$

$$k\text{Pcenoprininim}_t = \frac{\text{Pcenoprininim}_t}{\text{gen_min}_t};$$

$$k\text{Pmax_min}_t = \frac{\text{gen_max}_t}{\text{gen_min}_t},$$

где Pmax — среднечасовое на месяц суммарное значение технического максимума ТЭС, разделенное на количество часов; Pcenoprininim — среднечасовое на месяц суммарное значение ценопринимающего предложения по всем включенным ТЭС во все часы месяца, разделенное на количество часов; gen_max — среднее значение на месяц технического максимума по всем ТЭС и АЭС за неделю ВСВГО (с субботы по пятницу).

$$\text{gen_max}_t = \sum_i \text{CPЗНАЧ}[(\text{P_max_AES}_h + \text{P_max_TES}_h)]_t w_i, \quad (1)$$

где i — номер недели ВСВГО; P_max_AES_h , P_max_TES_h — суммарные почасовые значения технического максимума всех АЭС, ТЭС, соответственно; w_i — весовой коэффициент, определяемый по формуле:

$$w_i = \frac{\text{Д}_{\text{недВСВГО}_i}}{\text{Д}_{\text{мес}_t}},$$

где $\text{Д}_{\text{недВСВГО}_i}$ — дней в i -й неделе ВСВГО, $\text{Д}_{\text{мес}_t}$ — дней в месяце t .

$$\text{gen_min}_t = \sum_i \text{CPЗНАЧ}[(\text{P_min_technich_TES_AES}_h)]_t w_i, \quad (2)$$

где $\text{P_min_technich_TES_AES}_h$ — суммарное почасовое значение технических минимумов всех АЭС и ТЭС.

$$\text{avg_gen}_t = \sum_i \text{CPЗНАЧ}[(\text{P_plan_TES_AES}_h)]_t w_i, \quad (3)$$

где P_plan_TES_AES_h — суммарное почасовое значение объема генерации всех АЭС и ТЭС.

Прогнозная цена в регионе R (регион строительства энергокомплекса АЭС+САТЭ) на месяц t определяется как:

$$\text{Price}^{\text{PCB_sell}}_{R,t} = \beta^{\text{PCB_sell}}_R \text{Price}^{\text{PCB_sell}}_t + \beta^{\text{gen}}_R \text{gen_AESnGESnDPM}_{R,t} + \text{const}_R.$$

В качестве исходных данных (массив точек весьма большого объема (30 дней·24 часа·20 параметров — более 14,4 тысяч точек). На графике столь большой массив выглядит сплошным пятном, привести его в табличном виде — невозможно) использованы статистические данные АТС [4]. Период прогнозирования цены на электроэнергию на РСВ — сентябрь 2015 г.

Ранее было отмечено, что ввод нового атомного энергоблока обеспечивается разгрузкой других электростанций на величину вводимой мощности АЭС. В расчете принято, что ввод АЭС+САТЭ дополнен снижением минимумов тепловой генерации на величину вводимой мощности энергокомплекса, а технический максимум ТЭС не меняется.

Согласно результатам, полученным в [2], рассмотрен вариант повышения пиковой мощности энергоблока ВВЭР-1200 с САТЭ за счет использования новой ПТУ повышенной номинальной мощности в пределах 10% от мощности штатной ПТУ.

Суточный режим работы энергокомплекса АЭС+САТЭ ($N_{\text{АЭС+САТЭ}}$) определяется системой уравнений:

$$\left\{ \begin{array}{l} N_{уст} - N_{зар_САТЭ}, t_{зар} = (0-6) \text{ ч}; \\ N_{ПТУ}^{нов}, t_{пик} \leq \text{ЦЕЛОЕ} \left[\frac{N_{разр_САТЭ}}{O_{пик}} \right] \text{ ч}; \\ N_{уст} + N_{разр_САТЭ} - \text{ЦЕЛОЕ} \left[\frac{N_{разр_САТЭ}}{O_{пик}} \right] O_{пик}; \\ t_{пик} \leq \text{ЦЕЛОЕ} \left[\frac{N_{разр_САТЭ}}{O_{пик}} \right] \text{ ч}; \\ N_{уст}, t_{баз} = 24 - t_{зар} - t_{разр}, \end{array} \right.$$

где $N_{уст}$ — установленная номинальная мощность;
 $N_{ПТУ}^{нов}$ — установленная мощность новой ПТУ;
 $N_{зар_САТЭ}, N_{разр_САТЭ}$ — мощности зарядки и разрядки САТЭ соответственно, определяемые по формулам:

$$N_{зар_САТЭ} = N_{уст} \mu;$$

$$N_{разр_САТЭ} = N_{зар_САТЭ} t_{зар} \eta_{САТЭ},$$

где $t_{зар}, t_{разр}$ — время зарядки и разрядки САТЭ; $t_{пик}$ — длительность пиковой разрядки САТЭ; $\eta_{САТЭ}$ — КПД САТЭ (80%); μ — процент разгрузки энергоблока в ночные часы (0 — 25%).

Максимальный возможный дополнительный пиковый объем мощности $O_{пик}$, выдаваемый в час, определяется следующим образом:

$$O_{пик} = N_{ПТУ}^{нов} - N_{уст}.$$

Изменения ценообразующих факторов модели, описанных выше уравнениями (1) — (3), равны:

$$\begin{aligned} \text{gen}_{\text{AESnGESnDPM}} &= N_{\text{AES+CATЭ}}; \\ \text{gen}_{\text{min}} &= N_{(\text{AES+CATЭ})}^{\text{min}} - P_{(\text{min_TES})}^{\text{technich}}, \end{aligned}$$

где $N_{(\text{AES+CATЭ})}^{\text{min}}$ — технический минимум АЭС+САТЭ;
 $P_{(\text{min_TES})}^{\text{technich}}$ — высвобождаемый технический минимум ТЭС при вводе АЭС+САТЭ.

$$\text{gen_max} = N_{\text{AES+CATЭ}}^{\text{max}} - P_{\text{max_TES}}^{\text{technich}},$$

где $N_{\text{AES+CATЭ}}^{\text{max}}$ — технический максимум АЭС+САТЭ;
 $P_{\text{max_TES}}^{\text{technich}}$ — снижение технического максимума ТЭС при вводе АЭС+САТЭ.

$$\text{avg}_{\text{gen}} = N_{\text{AES+CATЭ}} - P_{\text{TES}}^{\text{plan}},$$

где $P_{\text{TES}}^{\text{plan}}$ — разгрузка планового торгового графика ТЭС при вводе АЭС+САТЭ.

$$\begin{aligned} P_{\text{max}} &= -P_{\text{max_TES}}^{\text{technich}}; \\ P_{\text{cenoprini}} &= -P_{\text{min_TES}}^{\text{technologich}}, \end{aligned}$$

где $P_{\text{min_TES}}^{\text{technologich}}$ — высвобождаемый технологический минимум ТЭС при вводе АЭС+САТЭ.

Результаты расчетов

Результаты расчетов представлены на рис. 1. Согласно им, ввод нового энергоблока ВВЭР-1200 без САТЭ при сохранении общего объема энергопотребления приведет к снижению цены продажи электроэнергии на РСВ в ГТП НВАЭС на 16,51 руб./МВт·ч, а в первой ценовой зоне — на 10,28 руб./МВт·ч.

Использование САТЭ (режим несения нагрузки: ночью — 75%, пиковые часы — 110% от номинальной мощности) позволяет частично «отыграть» снижение цены электроэнергии в ценовой зоне до 0,31 руб./МВт·ч, в регионе до 1,35 руб./МВт·ч, причем эти величины меняются линейно с ростом диапазона маневрирования.

Таким образом, большему диапазону маневрирования соответствует меньшее снижение цены продажи электроэнергии на РСВ как в ценовой зоне, так и в регионе.

Глубже понять причины подобного поведения цен на примере региона позволяет график изменения цен по зонам суток («регион день», «регион ночь» на рис. 1). Видно, что днем цена электроэнергии снижается, а в ночные часы увеличивается. Это объясняется маржинальным принципом ценообразования на РСВ (рис. 2).

Рынок на сутки вперед — это аукцион ценовых заявок поставщиков (предложение) и потребителей (спрос), по результатам которого определяется равновесная цена (P_p) продажи/покупки электроэнергии на каждый час.

АЭС покрывают базовую часть графика электрической нагрузки и по правилам ОРЭМ обязаны подавать ценопринимающие заявки на РСВ (объем по 0 руб.), чтобы в полном объеме отобраться при торгах и получить оплату произведенной электроэнергии. ТЭС участвуют в суточном регулировании нагрузки, т.е. подаваемые ими ценовые заявки содержат пары цена–количество, причем, чем выше топливная составляющая затрат на производство электроэнергии, тем выше цена в заявке.

Видно, что при снижении объема ценопринимающих заявок (часы ночной зарядки АЭС+САТЭ) доля дорогих предложений на РСВ растет и цена продажи электроэнергии (P_p) повышается, а при увеличении объема ценопринимающих заявок (часы пиковой разрядки АЭС+САТЭ) доля дорогих предложений на РСВ уменьшается и цена продажи электроэнергии (P_p) снижается.

Выдаваемый в пиковые часы суммарный дополнительный объем мощности составляет 80% от объема запасенной мощности в ночные часы графика электрической нагрузки. Почасовой дополнительный объем мощности не превышает 10% от установленной мощности штатной ПТУ. Следовательно, прирост цены электроэнергии в ночные часы графика электрической нагрузки превышает снижение цены электроэнергии в пиковые часы графика электрической нагрузки, т.е. выполняется условие:

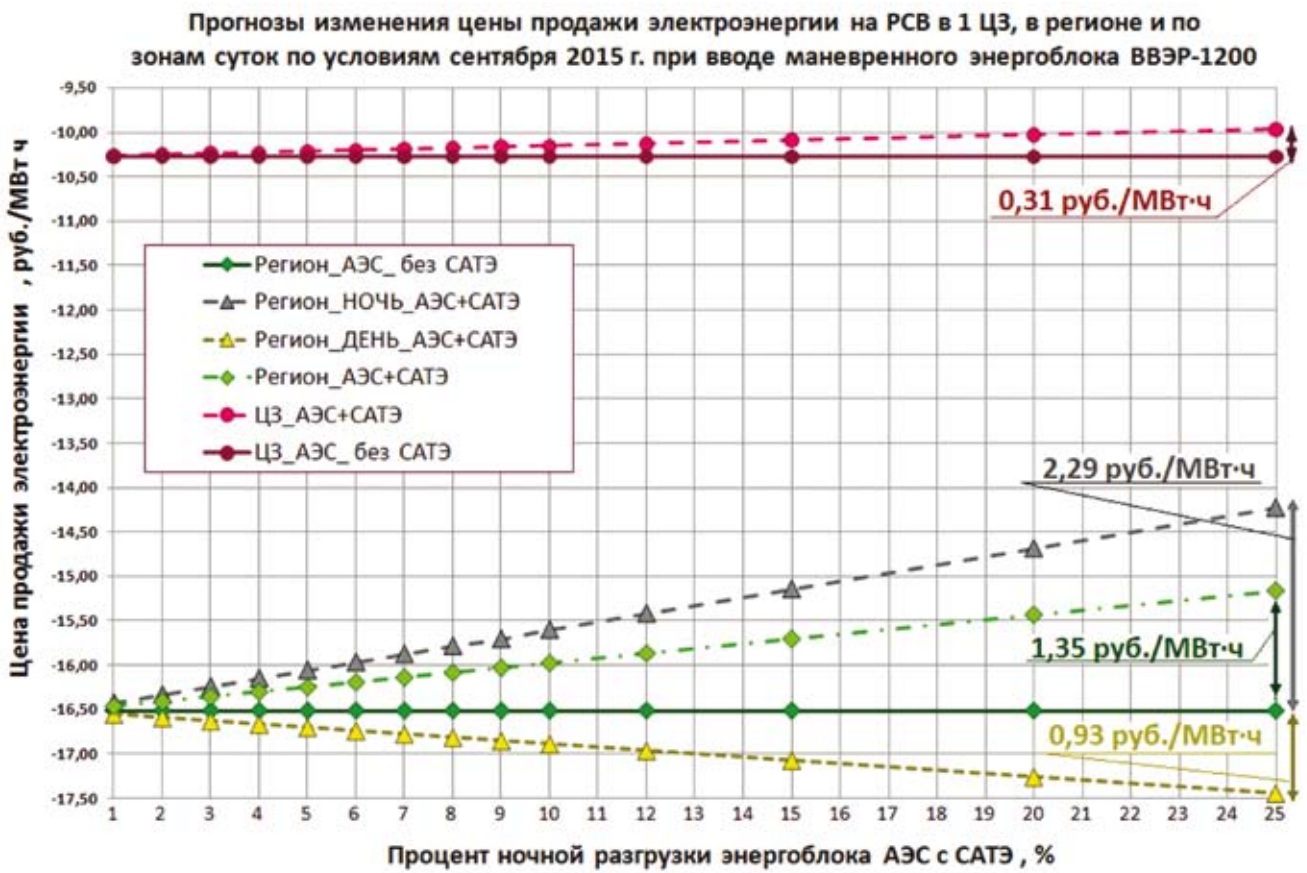


Рис. 1. Прогнозы изменения цены продажи электроэнергии на РСВ в 1 ЦЗ, в регионе и по зонам суток по условиям сентября 2015 г. при вводе маневренного энергоблока ВВЭР-1200



Рис. 2. Схема ценообразования на РСВ

$$|Ц_{р-} - Ц_p| > |Ц_{р+} - Ц_p|.$$

Таким образом, средняя цена продажи электроэнергии на РСВ увеличивается с расширением диапазона маневрирования АЭС+САТЭ.

Выводы

Вывод на ОРЭМ энергокомплекса АЭС+САТЭ, помимо очевидных преимуществ как для участников ОРЭМ, так и для эксплуатирующей организации (выполнение требований СО ЕЭС по режимам работы электростанций [10, 11], расширение диапазона маневрирования АЭС при сохранении базового режима работы РУ, повышение надежности и безопасности функционирования электроэнергетической системы РФ в целом и т.д.), приводит к следующим технико-экономическим последствиям:

основной объем электроэнергии АЭС независимо от наличия в ее составе САТЭ в существующих условиях будет реализован на РСВ, обеспечивающем более высокую цену продажи большую часть (56,2%) времени;

факт ввода нового энергоблока АЭС с ВВЭР-1200 (без учета САТЭ) в условиях практически неизменного потребления и предложения на ОРЭМ приведет к снижению цены продажи электроэнергии на РСВ в ГТП НВАЭС на 16,51 руб./ МВт·ч, в первой ценовой зоне — на 10,28 руб./ МВт·ч;

использование маневренных возможностей энергоблока с САТЭ позволит частично «отыграть» снижение цены электроэнергии в ценовой зоне до 0,31 руб./ МВт·ч,

в регионе до 1,35 руб./МВт·ч (режим несения нагрузки: ночью — 75%, пиковые часы — 110% от номинальной мощности), причем большому диапазону маневрирования соответствует меньшее снижение цены продажи электроэнергии на РСВ.

Некоторое улучшение окупаемости комплекса АЭС+САТЭ возможно:

за счет реализации части пиковой электроэнергии на БР, когда разница цен продажи электроэнергии на БР и на РСВ превышает 500 руб./МВт·ч, что наблюдается в 0,9% случаях (77 часов в году);

при увеличении объема вынужденной генерации (в настоящее время 78 МВт в регионе НВАЭС), который может быть замещен АЭС, и снижении таким образом влияния новых мощностей на цены.

Следует отдельно подчеркнуть, что ввод в эксплуатацию энергоблока АЭС с САТЭ в современных условиях имеет смысл только при существенном изменении правил ОРЭМ (как минимум, отмены штрафных санкций за отклонение средней фактической мощности поставки от установленной мощности и обязательств по перемаркировке оборудования), детальное рассмотрение которых далеко выходит за рамки данной статьи.

Литература

1. **Абросимова Н.И.** Оценка оптимальной пиковой мощности энергоблока ВВЭР-1200 с системой аккумуляции тепловой энергии на основе подходов Cost Estimating // Вестник МЭИ. 2015. № 3. С. 22 — 27.

2. **Методика** построения прогнозов свободных нерегулируемых цен на электрическую энергию по субъектам Российской Федерации на период регулирования (по полугодиям) на 2015 г. [Официальный сайт]. <http://www.npr-sr.ru/> (дата обращения 01.05.2016).

3. **Бельский А.А., Чаховский В.М.** Оценка технической возможности и экономической целесообразности работы АЭС с ВВЭР в маневренных режимах за счет использования тепловых аккумуляторов

энергии во втором контуре // Росэнергоатом: ежемесячный журнал атомной энергетики России. 2010. [Официальный сайт]. www.rosenergoatom.info (дата обращения 01.05.2015).

4. **ОАО «АТС»** [Официальный сайт]. <https://www.atsenergo.ru/> (дата обращения 01.05.2016).

5. **Постановление** Правительства РФ от 27.12.2010 №1172 Об утверждении Правил оптового рынка электрической энергии и мощности и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам организации функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности.

6. **Стандартная** форма Договора купли-продажи мощности новых атомных станций, утвержденная Решением Наблюдательного совета НП «Совет рынка». Протокол заседания Наблюдательного совета НП «Совет рынка» № 28/2010 от 15 октября 2010 г., с изменениями.

7. **СО ЕЭС.** Раздел КОМ [Официальный сайт]. www.shttp://monitor.so-ups.ru/?P=41&NewzID=262 (дата обращения 01.05.2016).

8. **ФСТ РФ** [Официальный сайт]. <http://www.fstrf.ru/> (дата обращения 01.05.2016).

9. **Приказ** Минэнерго России от 09.09.2015 № 627 Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2015 — 2021 гг. [Электронный ресурс]. www.consultant.ru (дата обращения 01.05.2016).

10. **СТО 59012820.27.120.20.004-2013.** Нормы участия энергоблоков атомных электростанций в НПРЧ.

11. **СО ЕЭС.** Технические требования к генерирующему оборудованию участников оптового рынка» от 30.01.12 [Официальный сайт]. www.so-ups.ru (дата обращения 01.05.2016).

12. **Современная** рыночная электроэнергетика Российской Федерации / под общей ред. С.С. Жолнерчик. М.: АНО «Учебный центр НП «Совет рынка», 2012.

Статья поступила в редакцию 25.02.2016