

**Выводы.** 1. При обработке измерений частоты напряжения на интервалах 0,02 с необходимо проводить фильтрацию режимного шума, обусловленного электромагнитными процессами.

2. В изменениях частоты непрерывно присутствует составляющая 0,12–0,14 Гц амплитудой до 7 мГц, что связано с колебаниями мощности по одной из межсистемных связей.

3. С вероятностью 95% средние значения находятся в пределах: для интервала 0,32 с –  $\pm 32$  мГц, для 1 мин –  $\pm 27$  мГц, для 10 мин –  $\pm 19$  мГц, для 30 мин –  $\pm 14$  мГц.

4. Качество регулирования частоты в ЕЭС/ОЭС практически соответствует европейскому стандарту.

5. В изменениях частоты присутствуют составляющие, имеющие диапазон изменения для вероятности 95%, с периодом менее 1 мин (быстрые)  $\pm 12$  мГц, с периодом 1–10 мин (средние) –  $\pm 17,8$  мГц, с периодом 10–30 мин (медленные) – 11,7 мГц и средние за 30 мин  $\pm 14$  мГц.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Оперативно-диспетчерское** управление в электроэнергетике. Регулирование частоты и перетоков активной мощности в

ЕЭС и изолированно работающих в энергосистемах России. Стандарт ОАО РАО «ЕЭС России», 2007.

2 **ГОСТ 13109–97.** Нормы качества электроэнергии в системах электроснабжения общего назначения.

3. **Андреев А.В., Лившиц Г.Н., Машанский А.М. и др.** Иерархическая система автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности ЕЭС России. – Электрические станции, 2010, №3.

4. **Smirnov S.** Measurement Results of Frequency and Exchange Power Fluctuations in Russian Power System.– Proc. of the 4th Intern. Workshop, Irkutsk (Energy Systems Institute), 13–17 July, 2009.

[26.12.11]

*А в т о р ы: Смирнов Сергей Сергеевич окончил энергетический факультет Московского энергетического института в 1962 г. В 2001 г. в Институте систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН (ИСЭМ СО РАН) защитил докторскую диссертацию «Методы исследования и нормализации режимов высших гармоник в сетях высокого напряжения». Ведущий научный сотрудник ИСЭМ СО РАН.*

*Осак Алексей Борисович окончил энергетический факультет Иркутского государственного технического университета в 1998 г. Научный сотрудник ИСЭМ СО РАН.*

\* \* \*

## Ценовые надбавки и скидки за профиль графика нагрузки

**ОБОСКАЛОВ В.П., ПАНИКОВСКАЯ Т.Ю.**

*Рассмотрена задача стимулирования потребителей–участников розничного рынка к выравниванию суточного графика нагрузки (ГН). Предложен механизм определения надбавок к нерегулируемой цене электроэнергии в период максимальных нагрузок и скидок в период минимальных. Надбавки и скидки определяются корреляцией индивидуального ГН и ГН энергосистемы или индивидуального ГН и суточного графика цены. Снижение потребления в часы пиковых или полупиковых нагрузок способствует выравниванию суммарного графика нагрузки энергосбытовой организации, осуществляющей покупку электроэнергии на оптовом рынке, и, в конечном итоге, снижению цен на электроэнергию в режиме реального времени.*

**Ключевые слова:** энергосистема, потребитель, график нагрузки, цена электроэнергии

В соответствии с законодательством Российской Федерации с 1 января 2011 г. вступил в силу Федеральный закон № 187-ФЗ [1], который определил правила государственного регулирования и принципы формирования цен (тарифов) на элект-

*An algorithm for determining additions and discounts to the tariff (adjustable price) for the load curve profile is considered. The developed procedure makes it possible to determine the additional tariff aimed at prompting a customer to shape an individual load curve helping to make the system-wide load curve more uniform and achieve more energy-efficient production of electricity.*

**Key words:** power system, consumer, load curve, price of electric energy, addition to price, discount

рическую и тепловую энергию на оптовом и розничных рынках, а также принципы регулирования цен в условиях ограничения или отсутствия конкуренции. В настоящее время вся электрическая энергия, поставляемая потребителям, за исключе-

нием населения и категорий потребителей, приравненных к нему, продается конечным потребителям по нерегулируемым ценам. Вместе с тем, на территориях, где условий для функционирования конкурентного рынка электроэнергии и мощности пока не создано (неценовые зоны и изолированные энергосистемы Дальнего Востока и Севера России) реализация электроэнергии (мощности) осуществляется только по регулируемым ценам, установленным Федеральной службой по тарифам.

На оптовом рынке электроэнергии и мощность предлагаются в трех основных секторах торговли [2]:

долгосрочные двухсторонние договоры: регулируемые договоры, для которых Федеральная служба по тарифам устанавливает предельные регулируемые цены; свободные двухсторонние договоры, в рамках которых участники рынка сами определяют контрагентов, цены и объемы поставки;

рынок «на сутки вперед» (РСВ), базирующийся на конкурентном отборе ценовых заявок поставщиков и покупателей за сутки до реальной поставки электроэнергии (мощности);

балансирующий рынок, в рамках которого осуществляется торговля отклонениями от запланированных поставок электроэнергии на РСВ и по двухсторонним договорам.

На розничных рынках расчеты с потребителями проводятся по нерегулируемым и регулируемым ценам (тарифам) [3]. Основными поставщиками электроэнергии (мощности) на розничные рынки выступают энергосбытовые компании, энергоснабжающие организации и гарантирующие поставщики, покупающие электроэнергию (мощность) на оптовом рынке или у генерирующих компаний, не являющихся участниками оптового рынка. Упомянутые субъекты могут быть условно объединены в группу энергосбытовых организаций (ЭСО).

Конечная нерегулируемая цена на электроэнергию для потребителей на розничных рынках представлена двумя составляющими:

регулируемая часть устанавливается для всех категорий потребителей и состоит из платы:

за услуги по передаче электроэнергии по электрической сети;

инфраструктурным организациям;

за услуги, оказываемые энергосбытовыми компаниями, энергоснабжающими организациями или гарантирующими поставщиками;

нерегулируемая часть представлена средневзвешенной нерегулируемой ценой покупки электроэнергии (мощности) по оптовому рынку, ежемесячно определяемой ОАО «Администратор торговой системы».

В соответствии с [4] в части установления цен (тарифов) «потребителям должна быть обеспечена возможность выбора ценовых схем, учитывающих дифференцирование цен по времени суток. Дифференциация цен (тарифов) может применяться также и по иным критериям, отражающим степень использования энергетических ресурсов». Таким образом, у ЭСО существует возможность обеспечить потребителю поставку электроэнергии по дифференцированной цене (тарифу), зависящей от профиля суточного графика нагрузки субъекта, значений максимальной и минимальной активной мощности, времени максимального потребления и других факторов.

Дифференцирование тарифов на электроэнергию:

устанавливает связь между планируемыми и фактическими издержками на производство и распределение электрической энергии;

ограничивает монополию компаний, предоставляющих услуги по передаче электроэнергии;

способствует повышению надежности электроснабжения;

заинтересовывает потребителей в регулировании собственной нагрузки и, как следствие, потреблением по данной территории;

обеспечивает социальную защищенность населения;

стимулирует энергосбережение и эффективное использование энергоресурсов.

Постановление Правительства РФ от 4 ноября 2011 г. № 877 [5] позволяет частично решить задачу дифференциации нерегулируемых цен на розничных рынках, определив шесть ценовых категорий. Вместе с тем, представляется возможным еще в большей степени заинтересовать конечных потребителей участвовать в регулировании суточного графика нагрузки (ГН) в целом для ЭСО.

Снижение резерва генерирующих мощностей во время пиков потребления и увеличенное ресурсопотребление, вызванное неравномерностью ГН в экономическом отношении аналогично недостаточному предложению и приводит к росту цен. В результате интегральная стоимость производства электроэнергии, предельные издержки и конкурентные цены на электроэнергию увеличиваются. Неравномерность ГН приводит к снижению эффективности производства и передачи электроэнергии: перерасходу топлива при производстве; снижению ресурса генерирующего оборудования; сокращению общесистемных резервов мощности; увеличению потерь мощности и электроэнергии при транспортировке и другим неблагоприятным последствиям.

Современный этап развития электроэнергетики диктует необходимость проведения активной политики управления спросом. Впервые программы управления спросом появились в США в конце 80-х годов XX в. Первоначально они основывались на принципах энергосбережения и коррекции поведения потребителей на оптовых рынках. В настоящий момент управление спросом рассматривается более широко и охватывает дополнительные направления, такие как стратегия сбыта, новые области использования электроэнергии, рассредоточенное генерирование и аккумулирование энергии и т.д.

Проблема повышения энергоэффективности и энергосбережения в России регламентируется федеральным законом от 23 ноября 2009 г. [4]. Потребители, участвующие в оптовом РСВ и оплачивающие электроэнергию по зависящим от времени использования ценам, заинтересованы в снижении электропотребления в часы максимальных нагрузок [6–8]. Однако для достаточно широкого слоя потребителей, в частности на розничном рынке, характерны механизмы ценообразования (тарифообразования), при которых назначаются интегрально усредненные цены (тарифы), где колебания цены электроэнергии в краткосрочном периоде не учитываются и, как следствие, потребители не заинтересованы в энергосбережении через регулирование ГН [9]. Анализ заявок участников нового оптового рынка электроэнергии и мощности России (НОРЭМ) показывает, что от 60 до 70% общего объема покупаемой электроэнергии (мощности) в разных секторах оптового рынка осуществляется ЭСО, хотя они представлены всего 16–20% общего числа участников НОРЭМ [10]. Отсюда именно в этом секторе находится основной потенциал повышения энергоэффективности.

Известно, что экономический эффект от варьирования розничных цен в реальном времени для бытовых потребителей экономически не оправдан [9]. Однако часть субъектов розничного рынка имеет относительно большое электропотребление и оказывает заметное влияние на ценовые заявки ЭСО. Отсюда экономическая заинтересованность таких потребителей, реализуемая через скидки и надбавки к розничной цене, может стать побудительным мотивом для выравнивания суммарного графика нагрузки ЭЭС.

Регламент НОРЭМ определяет количественные характеристики, при которых ЭСО имеют право получить статус субъекта оптового рынка [2]:

организация имеет по совокупности заключенных с потребителями на розничном рынке договоров суммарную присоединенную мощность не ме-

нее 20 МВА (в некоторых странах нижняя грань присоединенной мощности составляет 100 кВА);

минимальная присоединенная мощность в каждой группе точек поставки электроэнергии составляет не менее 750 кВА.

При таких мощностях большая часть потребителей не имеет возможности непосредственного выхода на оптовый рынок. В то же время стимулирующий энергосбережение принципа платежей пропорционально текущим ценам РСВ может быть распространен и на потребителей, покупающих электроэнергию у ЭСО, без выхода на оптовый рынок. Однако механизм перехода участников розничного рынка на систему оплаты по текущим ценам РСВ в целом не проработан.

Как известно, электропотребление носит вероятностный характер и может существенно отличаться от прогноза в силу множества случайных факторов, таких как изменение состава и текущей загрузки оборудования, отказы в поставке энергоресурсов, сырья и материалов, погодные условия и другие. Поэтому нагрузка потребителя, как правило, моделируется случайными процессами с сопутствующими вероятностными характеристиками (функции и плотности распределений, математические ожидания, дисперсии, коэффициенты корреляции и т.д. [11]).

В зависимости от нагрузки и ценовых заявок (ЦЗ) производителей формируется цена РСВ, которая также имеет стохастический характер и может быть описана вероятностно-статистическими характеристиками. Реально конфигурация графика цены электроэнергии на РСВ имеет устойчивый характер и может быть достаточно точно спрогнозирована. Поскольку потребители электрической энергии обладают некоторым потенциалом регулирования нагрузки, то правомерна задача стимулирования потребителей к выравниванию ГН энергосистемы в целом с целью энергосбережения. Основным способом стимулирования, как правило, является механизм надбавок и скидок к нерегулируемой цене (НСЦ) [12]. Из-за вероятностного характера задачи данный механизм должен основываться на статистических закономерностях, связывающих ГН ЭЭС в целом и ГН отдельного потребителя. При этом скидки могут рассматриваться как премии за электропотребление в часы минимальных нагрузок, а надбавки как штраф за потребление в часы максимальных.

*Учет профиля графика нагрузки в суммарных платежах потребителя.* Рассмотрим ситуацию, когда в соответствии с регламентом рынка электроэнергии и мощности потребитель оплачивает энергию по единой цене вне зависимости от формы

ГН. Анализ электропотребления показывает, что ряд потребителей имеет ГН, который по конфигурации повторяет типовой суточный график электрической нагрузки. На оптовом рынке такие покупатели способствуют увеличению значения дисперсии мощности и цены, что приводит к увеличению затрат на производство электроэнергии. Другие потребители, снижая свое электропотребление в пиковые часы и увеличивая его в часы минимальных нагрузок, оказывают противоположное воздействие. Для снижения дисперсии (или максимума) совмещенного ГН логично было бы первую группу потребителей экономически наказывать, а вторую – поощрять.

Для адекватного учета вклада отдельного потребителя в суммарный ГН необходимо решить задачу учета конфигурации ГН отдельного потребителя в суммарных платежах. В рассматриваемой задаче НСЦ имеют интегральный характер, поскольку объектом исследования являются суточные ГН и интегральные платежи.

Суммарные платежи отдельной ЭСО на РСВ за расчетный период  $T$  составляют

$$P_s = \sum_{t=1}^T C_t P_{st}, \quad (1)$$

где  $C_t$  – цена электроэнергии на оптовом рынке для  $s$ -й ЭСО на часовом интервале  $t$  (длительность элементарного интервала неизменности мощности может быть любой – час принят для упрощения математической модели);  $P_{st} = \sum_{i=1}^n P_{it}$  – суммарная мощность потребителей  $s$ -й ЭСО в интервале  $t$ ;  $\{P_{it}\}$  – мощность потребителя  $i$  в интервале  $t$ ;  $n$  – общее число потребителей  $s$ -й ЭСО.

Допущение о пропорциональном распределении потерь мощности в электрических сетях позволяет исключить потери в представлении суммарной мощности объединения нагрузок.

**Зависимость цены на электроэнергию от суммарной нагрузки. 1. Пропорциональная.** При заданном и неизменном составе потребителей и производителей с некоторой погрешностью можно считать, что текущая цена для поставщика на оптовом рынке линейно зависит от мощности нагрузки  $C_t = bP_{st}$  (ЦЗ пропорциональна относительному приросту затрат, который, в свою очередь, пропорционален мощности). В этом случае общая стоимость покупной электроэнергии для отдельной ЭСО за расчетный период может быть определена по выражению:

$$P_s = \sum_{t=1}^T C_t P_{st} = b \sum_{t=1}^T P_{st}^2 = \frac{1}{b} \sum_{t=1}^T C_t^2. \quad (2)$$

При определении суммарных платежей ЭСО за купленную на рынке электроэнергию для простоты изложения будем считать, что сбытовая надбавка пропорциональна объемам электроэнергии, отпущенной потребителю. Тогда, учитывая интегральный характер цены и энергии, выражение (2) можно представить через средние значения на рассматриваемом интервале времени мощности  $\bar{P}_i$  и индивидуальные расчетные цены (ИРЦ) для потребителя  $j_i$ :

$$P_s = \sum_s W_s = T \sum_s \bar{P}_s = \sum_{i=1}^n j_i W_i = T \sum_{i=1}^n j_i \bar{P}_i, \quad (3)$$

где  $j_s$  – средневзвешенная цена электроэнергии на интервале  $T$ ;  $W_s, W_i$  – объемы электроэнергии, купленные на оптовом рынке энергоснабжающей организацией и отпущенные потребителю  $i$  соответственно.

Из данного выражения следует, что расчетная цена покупки электроэнергии на оптовом рынке  $j_s$  является средневзвешенной от ИРЦ потребителей:

$$j_s = \frac{\sum_{i=1}^n j_i \bar{P}_i}{\sum_{i=1}^n \bar{P}_i} = \frac{\sum_{i=1}^n j_i W_i}{\sum_{i=1}^n W_i}. \quad (4)$$

Принимая за основу вероятностную модель [10, 13], в которой нагрузки являются случайными величинами, из (3) получаем расчетное выражение для математического ожидания платежей:

$$\begin{aligned} M(P_s) &= T b M(P_s^2) = T b (D_s + \bar{P}_s^2) = \frac{T}{b} M(C^2) = \\ &= \frac{T}{b} (D_c + \bar{C}^2), \end{aligned} \quad (5)$$

где  $M(\ )$  – математическое ожидание представленной в скобках случайной величины;  $\bar{C}$  и  $\bar{P}_s$  – средняя на рассматриваемом интервале цена электроэнергии на оптовом рынке и суммарная мощность поставщика соответственно;  $D_c, D_s$  – соответствующие дисперсии цены и мощности.

Таким образом, в суммарных платежах присутствует дисперсионная составляющая цены (или суммарной нагрузки).

Дисперсия суммарного графика нагрузки может быть представлена через матрицу  $\{K_{ij}\}$  корреляционных нагрузок:

$$D_s = D_c + \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n K_{ij}. \quad (6)$$

Поскольку  $K_{ij} = M(DP_i DP_j)$ , где  $DP_i = P_i - \bar{P}_i$ ,  $DP_j = P_j - \bar{P}_j$ , то

$$\begin{aligned} \sum_{j=1}^n K_{ij} &= \sum_{j=1}^n M(DP_i DP_j) = M\left(\sum_{j=1}^n DP_i \sum_{j=1}^n DP_j\right) \\ &= M(DP_i DP_s) = K_{is} \end{aligned} \quad (7)$$

и, следовательно,

$$D_s = \sum_{i=1}^n K_{is}.$$

Подставляя полученное выражение в (5) и учитывая (3), после соответствующих преобразований определим индивидуальные расчетные цены для потребителей:

$$\begin{aligned} \Pi_s &= T(b\bar{P}_s^2 + D_s) = T\left(\sum_{i=1}^n \bar{P}_s^2 + \sum_{i=1}^n K_{is}\right) \\ &= T \sum_{i=1}^n b(\bar{P}_s \bar{P}_i + K_{is}). \end{aligned} \quad (8)$$

В результате индивидуальная расчетная цена определяется через среднюю на расчетном интервале цену  $\bar{C}$ :

$$\begin{aligned} j_i &= b(\bar{P}_s + K_{is} / \bar{P}_i) = \bar{C} + bK_{is} / \bar{P}_i \\ &= \bar{C}(1 + K_{is} / \bar{P}_i \bar{P}_s). \end{aligned} \quad (9)$$

Выражение в скобках можно рассматривать как поправочный коэффициент к средней цене (корреляционный тарифный коэффициент или относительный тариф):

$$y_i = j_i / \bar{C} = 1 + K_{is} / \bar{P}_i \bar{P}_s = 1 + k_{is} v_i v_s, \quad (10)$$

где  $k_{is}$  – коэффициент корреляции графиков нагрузки потребителя  $i$  и поставщика  $s$ ;  $v_i = s_i / \bar{P}_i$ ;  $v_s = s_s / \bar{P}_s$  – коэффициенты вариации;  $s_i, s_s$  – среднеквадратичные отклонения мощности потребителя  $i$  и мощности поставщика  $s$  соответственно.

Формула (10), представленная через коэффициенты корреляции графиков нагрузки потребителя  $i$ , поставщика  $s$  и коэффициенты вариации, легко адаптируется к графику цены.

Принимая во внимание линейный характер зависимости цены от мощности, можно определить корреляционный момент между ценой и почасовыми значениями мощности, покупаемой ЭСО на оптовом рынке:

$$K_{is} = M(DP_i DC) = bM(DP_i DP_s) = bK_{is}$$

или

$$K_{is} = \frac{1}{b} K_{ic},$$

где  $DC = C - \bar{C}$ .

Дисперсия цены может быть представлена через корреляционные моменты между нагрузкой потребителя  $i$  и ценой электроэнергии оптового рынка:

$$D_c = b^2 D_s = b^2 \sum_{i=1}^n K_{is} = b \sum_{i=1}^n K_{ic}. \quad (11)$$

Подстановка полученных выражений в (5) позволяет получить суммарные платежи ЭСО за интервал  $T$ :

$$\begin{aligned} M(\Pi_s) &= T \sum_{i=1}^n j_i \bar{P}_i = T \sum_{i=1}^n (\bar{C} \bar{P}_i + K_{ic} / \bar{P}_i) \\ &= T \sum_{i=1}^n \bar{P}_i (\bar{C} + K_{ic} / \bar{P}_i) \end{aligned} \quad (12)$$

В результате индивидуальная расчетная цена потребителя  $i$

$$j_i = \bar{C} + z_i = \bar{C} + K_{ic} / \bar{P}_i = \bar{C}(1 + k_{ic} v_i v_c), \quad (13)$$

где  $z_i = k_{ic} v_i v_c$  – надбавка/скидка к средней цене для  $i$ -го потребителя за профиль ГН.

При этом корреляционный тарифный коэффициент

$$y_i = 1 + x_i = j_i / \bar{C} = 1 + K_{ic} / (\bar{P}_i \bar{C}) = 1 + k_{ic} v_i v_c, \quad (14)$$

где  $x_i = k_{ic} v_i v_c$  – надбавка/скидка к среднему тарифному коэффициенту  $y_{cp} = 1$ ;  $v_c$  – коэффициент вариации цены.

*Непропорциональная зависимость.* Приведенный качественный вывод о наличии в платежах дисперсионной составляющей должен быть количественно адаптирован к ценовым графикам, которые в общем случае не пропорциональны графикам мощности, а статистические оценки дисперсий и корреляционных моментов относительно небольшой выборки наблюдаемых величин являются смещенными относительно глобальной совокупности.

Суммарные платежи ЭСО могут быть представлены в виде аддитивной функции ГН потребителей:

$$\Pi_s = \sum_{i=1}^n \Pi_i = \sum_{i=1}^n \sum_{t=1}^T C_t P_{it}. \quad (15)$$

Вложенная сумма определяет второй момент между ГН потребителя  $i$  и графиком цены покупаемой ЭСО электроэнергии, который может быть выражен через корреляционный момент:

$$\Pi_i = \sum_{t=1}^T C_t P_{it} = \bar{C} \bar{P}_i T + K_{ic} (T - 1) =$$

$$= \bar{C} W_i + K_{ic} (T - 1). \quad (16)$$

Следовательно, платежи потребителя  $i$ , как и в предыдущей математической модели, структурно состоят из двух составляющих – базовой (по средней цене) и дополнительной (определяемой корреляцией ГН потребителя с графиком цены).

Платежи потребителей могут быть выражены через индивидуальные расчетные цены  $j_i$ :

$$P_i = j_i W_i = (\bar{C} + z_i) W_i = \frac{\bar{C}}{e} + \frac{K_{ic} T - 1}{P_i} \frac{1}{T} W_i.$$

Надбавка  $z_i$  за профиль ГН может быть представлена через коэффициенты корреляции  $k_{ic}$  и вариации  $v_i$ :

$$z_i = \frac{K_{ic} T - 1}{P_i} = k_{ic} v_i s_c \frac{T - 1}{T}, \quad (17)$$

тогда корреляционный тарифный коэффициент

$$y_i = 1 + z_i / \bar{C} = 1 + k_{ic} v_c v_i (T - 1) / T.$$

Выражение (17) практически совпадает с (14) с точностью до множителя  $(T - 1) / T$ , который появился в результате поправки на оценку корреляционного момента по выборке ограниченного объема. Таким образом, математическая модель пропорциональной цены не противоречит более общей модели корреляционной зависимости цены и нагрузки.

По аналогии с (17) надбавку/скидку к средневзвешенной цене электроэнергии, приобретаемой  $s$ -й ЭСО на оптовом рынке, за профиль ГН для потребителя можно определить как

$$z_s = k_{cs} s_s v_s \frac{T - 1}{T}. \quad (18)$$

Отсюда индивидуальная надбавка потребителя за профиль ГН может быть выражена через так называемую системную надбавку и уже не содержит поправочного коэффициента  $(T - 1) / T$ :

$$z_i = K_{ic} \frac{T - 1}{T} = z_s \frac{\bar{P}_s}{P_i} \frac{K_{ic}}{K_{sc}} = z_s \frac{k_{ic} v_i}{k_{sc} v_s}. \quad (19)$$

Представляет интерес определение индивидуальных расчетных цен через средневзвешенную на интервале  $T$  цену электроэнергии для ЭСО. Представим среднюю цену  $\bar{C}$  покупаемой ЭСО электроэнергии через средневзвешенную цену  $j_s$ . Выражение (16) приемлемо не только для индивидуальных, но и суммарного графиков нагрузки:

$$P_s = j_s W_s = \sum_{t=1}^T C_t P_{st} = \bar{C} W_s + K_{sc} (T - 1),$$

тогда

$$\bar{C} = j_s - \frac{K_{sc} T - 1}{P_s} = j_s - \bar{C} k_{sc} v_s v_c \frac{T - 1}{T}.$$

После преобразования

$$\bar{C} = j_s / \left( 1 + k_{sc} v_s v_c \frac{T - 1}{T} \right)$$

где выражение в скобках

$$1 + k_{sc} v_s v_c (T - 1) / T = y_s = 1 + x_s \quad (20)$$

определим как системный корреляционный тарифный коэффициент.

При этом индивидуальные расчетные цены для потребителя могут быть представлены через средневзвешенную цену электроэнергии, приобретаемой ЭСО:

$$j_i = y_i \bar{C} = j_s y_i / y_s.$$

**Расчетный пример.** В качестве примера в таблице представлено определение индивидуальных расчетных цен за профиль графика нагрузки для четырех потребителей – трех потребителей ( $P_1, P_2, P_3$ ) и группового («Прочие»).

Первый потребитель характеризуется равномерным графиком нагрузки, третий имеет согласный, а второй – противоположный по конфигурации ГН по отношению к суммарному графику нагрузки ЭСО, осуществляющей покупку электроэнергии на НОРЭМ. Прочие потребители практически повторяют конфигурацию суммарного графика нагрузки. В качестве промежуточных данных в таблице представлены вероятностно-статистические характеристики: средние значения за рассматриваемый период времени, среднеквадратичные отклонения  $s$ , коэффициенты вариации  $v$ , коэффициенты корреляции  $k_{ic}$  графиков нагрузок и цены, надбавки/скидки к среднему тарифному коэффициенту  $x_i = k_{ic} v_c v_i$  и корреляционные тарифные коэффициенты  $y_i$ .

Для сопоставления приведены различные типы платежей:

платежи  $P_1$  рассчитаны для случая оплаты по единой цене, определяемой отношением суммарных платежей поставщика к объему покупки электроэнергии на оптовом рынке  $j_s = P_s / W_s$  (в рассматриваемом примере  $j_s = 680,6$ );

платежи  $P_2$  получены при условии оплаты за электроэнергию по текущим часовым ценам

$$P_i = \sum_{t=1}^T C_t P_{it};$$

$T$	$C$	$P_s$	$P_1$	$P_2$	$P_3$	Прочие	Сумма
1	457	800	100	120	100	480	
2	514	900	100	115	110	575	
3	800	1400	100	80	175	1045	
4	857	1500	100	70	180	1150	
5	686	1200	100	90	150	860	
6	571	1000	100	100	125	675	
$\bar{C}, \bar{P}_i$	648	1133	100	95,8	140	797	
$s$	160,4	280,5	0	19,6	33,6	266,4	
$v$	0,248	0,2478	0	0,204	0,240	0,334	
$k_{ic}$		0,999	0	-0,988	0,997	0,9999	
$x$		0,051	0	-0,042	0,049	0,069	
$y$		1,051	1	0,958	1,049	1,069	
$j$		680,6	647,5	620,5	679,5	692,1	
$z$		33,07	0	-27,01	31,99	44,63	
Платежи	П1	4627900	408344	391330	571682	3256544	4627900
	П2	4627900	388500	356780	570775	3311845	4627900
	П3	4627900	388500	356780	570775	3311845	4627900
D, %		0	-4,86	-8,83	-0,16	1,70	0

платежи  $P_3$  получены при условии оплаты с учетом корреляционных тарифных коэффициентов  $P_i = y_i T \bar{P}_i \bar{C} = y_i \bar{C} W_i$ .

Сравнение суммарных платежей  $P_2, P_3$  показывает, что они абсолютно идентичны. Отсюда следует, что идеология корреляционных тарифных коэффициентов полностью соответствует идеологии почасовых цен и имеет ту же энергосберегающую направленность. Таким образом, численная оценка дополнительного тарифа или корреляционного тарифного коэффициента может служить мерой эффективности системы платежей по текущим ценам.

Сравнение  $P_3$  с  $P_1$  представлено строкой  $D = (P_3 - P_1) / P_1$ . Нетрудно видеть, что наибольшее снижение платежей получает потребитель с противоположным по отношению к суммарному по конфигурации ГН. Существенное снижение платежей получил потребитель с равномерным графиком нагрузки. Снижение платежей у одних потребителей компенсируется увеличением платежей у других (группа «Прочие»), ГН которых по конфигурации практически совпадает с профилем графика покупки электроэнергии поставщика в целом.

В последнем правом столбце представлена сумма платежей рассматриваемых потребителей. Их равенство с суммарными платежами поставщика в целом является индикатором платежного баланса.

На первый взгляд у потребителя  $P_1$  с нулевым коэффициентом корреляции  $k_{1c} = 0$  должно быть нулевое отклонение от платежей по средней цене  $D_1 \gg 0$ , а у потребителя  $P_3$  с согласным по конфигурации ГН  $k_{3c} = 0,997$  будет увеличение платежей  $D_3 > 0$ . Однако как первый, так и третий потребитель имеют снижение платежей. Дело в том, что в ЭЭС присутствует существенная по мощности группа («Прочие»), с еще большим коэффициентом корреляции  $k_{прс} = 0,9999$ , которая и обеспечила положительную компенсацию снижения платежей ( $P_1 - P_3$ ). Более наглядной здесь является строка «z», показывающая дополнительную к средней цене составляющую за профиль графика нагрузки. Для равномерного графика эта добавка равна нулю. Для ГН с положительным коэффициентом корреляции она положительна, а с отрицательным – отрицательна. В последней строке таблицы показан суммарный взвешенный баланс отклонений платежей  $\dot{a} D_i P_i = 0$ .

Представленная математическая модель не ограничена длительностью временного интервала. Поэтому она с успехом адаптируется к зонным тарифам, хотя при такой системе ценообразования эффективность модели снижается, поскольку снижается разница коэффициентов корреляции различных потребителей. Поэтому рассмотренный механизм индивидуальных расчетных цен в большей степени предназначен для потребителей, оплачи-

вающих электроэнергию по одноставочным нерегулируемым ценам.

**Длительный расчетный период.** Корреляционные тарифные коэффициенты  $y_i$  могут определяться по тестовым замерам для характерного периода (рабочий, выходной, летний или зимний день и др.). В результате они априори не соответствуют конфигурации ГН потребителя для конкретного дня. Кроме того, переход на новую систему платежей рассчитан на относительно длительный период. Поэтому для более точной оценки эффективности замены механизма платежей требуется учет неопределенности и погрешности измеряемых параметров при их распространении на прогнозируемый период.

График цены имеет более высокую неопределенность (большие значения вариаций) по сравнению с суммарным графиком нагрузки поставщика. Поэтому в расчетах на перспективу предпочтительнее рассматривать взаимное влияние ГН отдельных потребителей и поставщика. В качестве допущения при выводе основных расчетных выражений можно принять линейную регрессию почасовых цен от мощности. Коэффициент регрессии цены и мощности индивидуального потребителя может быть представлен через произведение коэффициентов корреляции:

$$r_{ci} = k_{ci} \frac{s_c}{s_i} = \frac{\partial C}{\partial P_i} = \frac{\partial C}{\partial P_s} \frac{\partial P_s}{\partial P_i} = r_{cs} r_{si} = k_{cs} k_{ci} \frac{s_c}{s_i} \quad (22)$$

откуда  $k_{ci} = k_{cs} k_{si}$ ,  $K_{ci} = K_{cs} K_{si} / s_s^2$ , а надбавка/скидка для  $i$ -го потребителя за профиль ГН составит

$$z_i = \frac{K_{cs} K_{si} T - 1}{s_s^2 \frac{P_i}{T}} = k_{cs} s_c k_{si} v_i (T - 1) / T. \quad (23)$$

Принимая во внимание (18), нетрудно получить представление об индивидуальной надбавке/скидке за профиль ГН через системную надбавку/скидку для  $i$ -го потребителя:  $z_i = z_s k_{si} v_i / v_s$ .

Аналогичным образом с учетом соотношения (20) можно получить составляющую тарифного коэффициента  $x_i = x_s k_{si} v_i / v_s$ .

В результате индивидуальная расчетная цена потребителя равна

$$j_i = y_i \bar{C} = \frac{\bar{C}}{e} 1 + x_s k_{si} \frac{v_i}{v_s} \bar{C} + z_s k_{si} \frac{v_i}{v_s} \quad (24)$$

и зависит от следующих параметров оптового и розничного рынков: средней цены оптового рынка за расчетный период времени  $T$ , коэффициентов корреляции цены оптового рынка и графика на-

грузки потребителя  $i$ , соответствующих коэффициентов вариации.

При введении предложенной системы стимулирования потребителя к оптимизации платежей за ЭЭ гарантирующий поставщик должен дополнительно к информации, которая подлежит обязательному опубликованию на официальных сайтах компаний [5], предоставлять потребителю информацию о конфигурации графика нагрузки (можно в отн. ед., поскольку это не отражается на коэффициенте корреляции  $k_{si}$ ), индивидуальной надбавке/скидке за профиль ГН для потребителя  $z_i$ , индивидуальной составляющей тарифного коэффициента  $x_i$  и коэффициенте вариации графика нагрузки поставщика. Таким образом, каждый потребитель, зная обобщенную информацию по ЭСО и собственные характеристики, может оптимизировать свои платежи за электроэнергию, изменяя профиль графика нагрузки.

**Выводы.** 1. Для потребителей, не имеющих права доступа на НОРЭМ и заинтересованных в оптимизации платежей за потребленную электроэнергию путем варьирования своего ГН, должен существовать механизм коррекции тарифа в зависимости от профиля ГН.

2. Одним из механизмов коррекции тарифа является учет в индивидуальных расчетных ценах корреляционной зависимости между суммарным графиком нагрузки ЭСО и ГН потребителя, что полностью соответствует идеологии дифференцированных во времени рыночных цен.

3. В платежах потребителя за отпущенную ему электрическую энергию должна быть показана дисперсионная составляющая цены электроэнергии (или суммарной нагрузки ЭСО).

4. Предлагаемые надбавки/скидки за конфигурацию индивидуальных графиков нагрузки призваны стимулировать потребителя к выравниванию суммарного графика нагрузки и повышению энергоэффективности выработки и передачи электрической энергии.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Федеральный закон** от 26 июля 2010 г. № 187-ФЗ «О внесении изменений в Федеральный закон «Об электроэнергетике» и Федеральный закон «Об особенностях функционирования электроэнергетики в переходный период и о внесении изменений в некоторые законодательные акты Российской Федерации и признании утратившими силу некоторых законодательных актов Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона «Об электроэнергетике». – Собрание законодательства Российской Федерации, № 31, 02.08.2010, ст. 4156.

2. **Постановление** Правительства РФ от 31 августа 2006 г. № 529 «О совершенствовании порядка функционирования оптового рынка электрической энергии (мощности)». – Российская газета, 2006, № 4160.

3. **Постановление** Правительства РФ от 31 августа 2006 г. № 530 «Правила функционирования розничных рынков электрической энергии в переходный период реформирования электроэнергетики». – Российская газета, 2006, № 4160.

4. **Федеральный закон** от 23 ноября 2009 г. № 261–ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации». – Российская газета, 2009, № 5050.

5. **Постановление** Правительства РФ от 4 ноября 2011 г. № 877 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации в целях совершенствования отношений между поставщиками и потребителями электрической энергии на розничном рынке». – Российская газета, 2011, № 5627.

6. **Lamoureux M.A., Palamarchuk S.L., Voropai N.I.** Current Developments in Russian Power Industry Restructuring. – Proc. of the Intern. Workshop «Liberalization and Modernization of Power Systems: Congestion Management Problems». – Irkutsk: Energy Systems Institute, 2003.

7. **Schwepe F.C., Caramanis M.C., Tabors R.D., Bohn R.E.** Spot Pricing of Electricity. – Kluwer Academic Publishers, 1988.

8. **Aalami H.A., Moghaddam M.P., Yousefi G.R.** Demand response modeling considering Interruptible/Curtailable loads and capacity market programs. – Applied Energy, 2010, № 87.

9. **Стофт С.** Экономика энергосистем. Введение в проектирование рынков электроэнергии/Пер. с англ. – М.: Мир, 2006.

10. **Паниковская Т.Ю., Шабалин С.А.** Регулирование нагрузки на рынке электроэнергии как средство повышения эффективности работы энергосистемы. – Труды Всероссийской научно-техн. конф. «Электроэнергетика глазами молодежи» в 2 т. – Екатеринбург: УрФУ, 2010, т. 1.

11. **Орнов В.Г., Рабинович М.А.** Задачи оперативного и автоматического управления энергосистемами. – М.: Энергоатомиздат, 1988.

12. **Обоскалов В.П.** Дифференцированные во времени надбавки и скидки к тарифам за электроэнергию. – Изв. РАН. Энергетика, 1998, № 6.

13. **Ерохин П.М., Карпов И.В., Обоскалов В.П.** Ценовые скидки за ограничение нагрузки в часы суточного максимума. – Вестник УГТУ–УПИ «Энергосистема: управление, качество, конструкция» (Сб. докладов II Всероссийской научно-техн. конф.). – Екатеринбург ГОУ ВПО УГТУ–УПИ, 2004, № 12 (24).

14. **Миллер Б.М., Панков А.Р.** Теория случайных процессов. – М.: ФИЗМАТЛИТ, 2002.

[28.11.12]

*Авторы: Обоскалов Владислав Петрович окончил Уральский политехнический институт (УПИ) в 1963 г. по специальности «Электрические системы и сети». В 1999 г. в Новосибирском государственном техническом университете защитил докторскую диссертацию «Вероятностное эквивалентирование в задачах надежности электроэнергетических систем». Профессор кафедры «Автоматизированные электрические системы» Уральского федерального университета (УрФУ).*

*Паниковская Татьяна Юрьевна окончила УПИ в 1986 г. по специальности «Электрические системы и сети». В 1993 г. защитила кандидатскую диссертацию «Разработка моделей и методов анализа структуры и режимов электрических систем (в задачах развития)». Доцент кафедры «Автоматизированные электрические системы» и «Экономика энергетики и маркетинга» УрФУ.*