

мощность нагрузки

$$P = P_{\text{н}} - \Delta P = \frac{E^2}{2R_{\text{н}} + R_{\text{н}}} - \frac{R_{\text{н}}E^2}{(2R_{\text{н}} + R_{\text{н}})^2} = \frac{2R_{\text{н}}E^2}{(2R_{\text{н}} + R_{\text{н}})^2}. \quad (84)$$

В случае идеального источника ($R_{\text{н}} = 0$) это выражение преобразуется к виду (72).

ЛИТЕРАТУРА

1. Б а л а н с энергий в электрических цепях / В. Е. Тонкаль, А. В. Новосельцев, С. П. Денисюк и др. – Киев: Наук. думка, 1992. – 312 с.
2. Ж е ж е л е н к о И. В., С а е н к о Ю. Л. Реактивная мощность в задачах электроэнергетики // Электричество. – 1987. – № 2.
3. С а е н к о Ю. Л. Реактивная мощность в системах электроснабжения с нелинейными нагрузками // Zeszyty Naukowe Politechniki Slaskiej. Elektryka, z. 123. – Gliwice, 1991. – 118 с.
4. В ы с ш а я математика: Специальные главы / П. И. Чинаев и др. – Киев: Вища школа, 1981. – 368 с.

Представлена кафедрой
электроснабжения

Поступила 5.12.2001

УДК 621.316.176

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТАРИФНЫХ ЗОН СУТОК ДЛЯ ДИФФЕРЕНЦИРОВАННЫХ ТАРИФОВ НА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ

Канд. техн. наук, доц. ПРОКОПЧИК В. В., ст. преп. СЫЧЕВ А. В.

Гомельский государственный технический университет имени П. О. Сухого

В основе традиционной практики применения и разработки тарифов на электроэнергию лежит принцип возмещения энергосистеме (ЭС) затрат на производство, транспорт и распределение электроэнергии с учетом плановых отчислений и накоплений. Единство процессов производства и потребления электроэнергии обуславливает взаимную зависимость технико-экономических показателей производителей и потребителей электроэнергии от согласования режимов их работы и режимного взаимодействия в процессе электропотребления. Игнорирование интересов и возможностей одной из сторон приводит к конфликтам как коммерческого, так и технического характера – неплатежам, штрафным санкциям, повышению себестоимости продукции, отключениям и т. д. Переход к рыночным отноше-

ниям подразумевает заинтересованность всех участников рынка электроэнергии во взаимовыгодных отношениях. Режимная взаимосвязь между энергосистемой и потребителем электроэнергии осуществляется через общий график нагрузки, формируемый потребителями и влияющий на технико-экономические показатели ЭС. Экономические связи между энергосистемой и потребителями отражают тарифы и порядок их применения. Чем лучше тарифные системы отражают режимную взаимосвязь, тем эффективнее обоюдовыгодное взаимодействие.

Негативные последствия неравномерности совмещенного графика нагрузки энергосистемы общеизвестны: необходимость наличия горячего резерва генерирующих мощностей, неравномерная и неполная загрузка оборудования электростанций, повышенный расход топлива и др. В конечном счете, издержки ЭС, обусловленные неравномерным электропотреблением, закладываются в стоимость электроэнергии и приводят к ее удорожанию.

Основным способом выравнивания графиков нагрузки (ГН) потребителей и снижения пиковых нагрузок являлась система договорных мощностей, ограничивающая потребляемую мощность в часы максимума энергосистемы при минимуме возможного суммарного недоотпуска продукции по всем предприятиям [1], с применением жестких штрафных санкций за нарушение лимитов. Для выполнения требований ЭС по ограничению потребляемой мощности разработаны различные методы, направленные на выравнивание ГН отдельного предприятия и, как следствие, способствующие выравниванию совмещенного графика нагрузки ЭС: корреляционно-резонансный метод [2], метод встречного регулирования нагрузки потребителей-регуляторов [3]. Первый метод решает задачу путем оптимального размещения во времени ГН внутрипроизводственных потребителей и сдвигов между их технологическими циклами. Второй требует наличия достаточно мощного управляемого потребителя-регулятора, что не всегда имеет место.

Эти методы, разработанные в период стабильной работы промышленных потребителей и действия двухставочного тарифа на электроэнергию, в условиях перехода к рыночным отношениям оказались неэффективными.

Принципиально новым инструментом в отношениях ЭС и потребителей в части регулирования совмещенной нагрузки является дифференцированный по зонам суток тариф на электроэнергию, современная концепция которого изложена в [4]. В этом случае выравнивание ГН энергоисточников достигается за счет организации режимного взаимодействия между поставщиком электроэнергии и потребителем, выгодного обеим сторонам. Деформация ГН потребителей стимулируется изменением стоимости электроэнергии в зависимости от зоны суток и дня недели. Изменения структуры ГН потребителя (соотношения электропотребления в тарифных зонах) можно достигнуть за счет следующих способов маневрирования нагрузкой:

- 1) уплотнения графика нагрузки – переноса нагрузок из зон штрафного в зоны льготного потребления, организации работ в ночное время, в выходные и праздничные дни. При этом может быть достигнута весомая экономия средств на оплату электроэнергии, но требуются значительные изменения в работе производства, возникают трудности социального характера;

2) смещения производственных циклов и циклического сдвига всего ГН во времени в относительно небольшом диапазоне $\tau = \pm 2$ ч путем переноса начала рабочего дня. Этот способ может быть менее эффективен, но не влечет серьезных изменений в работе производства и более доступен для реализации.

Указанные способы маневрирования нагрузкой не исключают друг друга, а, наоборот, дополняют и при совместной реализации позволяют достигнуть наилучших результатов. Далее будет обсуждаться второй способ маневрирования нагрузкой – циклическое смещение ГН на суточном интервале.

Экономический эффект ЭС при регулировании режимов электропотребления предприятий, который можно косвенно оценить по изменению показателей неравномерности совмещенного графика нагрузки (коэффициент неравномерности, коэффициент заполнения суточного графика), непосредственно зависит от того, насколько заинтересованы потребители маневрировать своей нагрузкой и в каких направлениях по оси времени. Экономический эффект каждого потребителя при регулировании электропотребления, в свою очередь, зависит от параметров дифференцированного тарифа: количества тарифных зон, их продолжительности и размещения во времени, тарифных коэффициентов, а также от формы ГН этого потребителя.

Параметры дифференцированного тарифа определяются ЭС на основании эквивалентной характеристики приростов стоимости выработки электроэнергии в ЭС, которая отражает зависимость этой стоимости от степени неравномерности графика нагрузки ЭС [5]. Кривую относительных приростов заменяют трехступенчатой ломаной линией и соответственно тремя значениями относительного прироста: для минимальных, средних и максимальных нагрузок, по которым в дальнейшем определяются тарифные ставки и тарифные зоны суток дифференцированного тарифа. Последний отражает фактическую стоимость электроэнергии, потребленной в данной зоне суточного графика нагрузки ЭС, и стимулирует потребителей в основном к уплотнению своего ГН.

Меры по уплотнению графика нагрузки ЭС средствами потребителей и экономический аспект этого вопроса изложены в [5]. Анализ соотношения продолжительности тарифных зон дифференцированного тарифа, применяемых в Беларуси, показывает, что стимулировать потребителей к уплотнению ГН можно в основном за счет расширения зоны льготного потребления на все часы суток выходных и праздничных дней [6].

Анализ влияния дифференцированного тарифа как экономического стимула к смещению ГН потребителей показывает, что действующие параметры тарифа слабо стимулируют их к маневрированию нагрузкой, а стимулируемые смещения в некоторых случаях направлены в сторону ухудшения показателей совмещенного графика нагрузки [7]. Аналогичный анализ, выполненный на основе значительно большего статистического материала (анализировались ГН 33 промышленных предприятий г. Гомеля за 1-й квартал 2001 г.), подтверждает выводы [7]. Максимум совмещенной

нагрузки, который составил 74 МВт, можно снизить до 69 МВт ($\approx 7\%$ *) при участии в регулировании 50...60 % потребителей с учетом ограничений на допустимые смещения, которые обусловлены сменностью предприятий и характером технологического процесса. Но применение на предприятиях с различными по форме ГН одинаковых параметров тарифа и, в частности, интервалов тарифных зон в принципе не позволяет достаточно ощутимо экономически заинтересовать всех потенциальных регуляторов в маневрировании нагрузкой и достигнуть возможного эффекта.

Использовать более полно регулировочные способности отдельных потребителей-регуляторов можно, если отказаться от унификации параметров дифференцированного тарифа и для каждого потребителя-регулятора устанавливать индивидуальные значения временных интервалов тарифных зон и соответствующих тарифных ставок.

В данной статье рассматривается способ определения значений параметров дифференцированного тарифа, действующего на суточном интервале: количество и характер тарифных зон штрафного и льготного электропотребления и их размещение в суточном цикле. Конечная цель определения указанных параметров – сделать ГН потребителя-регулятора максимально динамичным в заданном направлении, т. е. обеспечить наибольший эффект потребителя при смещении нагрузки, способствующем оптимально возможному выравниванию совмещенного ГН энергосистемы.

Будем называть зонами штрафного электропотребления такие тарифные зоны, где стоимость 1 кВт·ч окажется больше некоторого базового значения K_6 в $K^{шт}$ раз. В зонах льготного электропотребления стоимость 1 кВт·ч будет меньше того же базового значения в $K^{лт}$ раз.

Определить тарифные зоны, делающие потребителя максимально динамичным (заинтересованным в маневрировании графиком нагрузки и снижении при этом стоимости потребленной электроэнергии), можно, если исследовать зависимость изменения энергии δW внутри некоторой тарифной зоны, имеющей начало в момент времени t_n и продолжительность T_3 , при смещении графика нагрузки $P(t)$ в заданном направлении: возрастания t ($\tau < 0$) или противоположном ($\tau > 0$). При $\tau > 0$

$$\delta W(t_n, T_3, \tau) = \int_{t_n}^{t_n+T_3} P(t) dt - \int_{t_n}^{t_n+T_3} P(t+\tau) dt. \quad (1)$$

Положительные значения δW соответствуют уменьшению, а отрицательные – увеличению потребляемой энергии внутри тарифной зоны.

„Скорость изменения энергии внутри зоны характеризуется изменением мощности δP на ее границах

$$\delta P(t_n, T_3) = \frac{\partial}{\partial \tau} \delta W(t_n, T_3, \tau) = P(t_n) - P(t_n + T_3). \quad (2)$$

* Возможное снижение совмещенного максимума нагрузки зависит от состава потребителей-регуляторов, их графиков нагрузок и глубины регулирования.

График нагрузки потребителя становится максимально динамичным в заданном направлении при размещении в суточном разрезе n тарифных зон штрафного и m зон льготного электропотребления, если начало i -й штрафной зоны будет совпадать по времени с максимумами $\delta P(t_{ni}, T_{3i})$ при $\delta P(t, T_3) > 0$, а начало j -й льготной зоны – с минимумами $\delta P(t, T_3)$ при $\delta P(t, T_3) < 0$ (имеются в виду локальные экстремумы). При этом суммарное изменение мощности на границах зон δP_Σ

$$\delta P_\Sigma = \delta P_\Sigma^{\text{штр}} - \delta P_\Sigma^{\text{лр}} = \sum_{i=1}^n \delta P(t_{ni}, T_{3i}) - \sum_{j=1}^m \delta P(t_{nj}, T_{3j}) \rightarrow \max, \quad (3)$$

где t_{ni}, T_{3i} – начало и продолжительность i -й штрафной тарифной зоны, $i = 1, n$; t_{nj}, T_{3j} – то же j -й штрафной тарифной зоны, $j = 1, m$; $\delta P_\Sigma^{\text{штр}}, \delta P_\Sigma^{\text{лр}}$ – суммарное изменение мощности на границах штрафных и льготных тарифных зон.

При сдвиге ГН на величину $\tau < 0$ в выражениях (1)–(3) правую часть необходимо умножить на (-1) .

Таким образом, для определения количества тарифных зон, соответствующих зонам штрафного и льготного электропотребления, необходимо:

- по заданному ГН потребителя $P(t)$ построить функцию $\delta P(t, T_3)$;
- определить множество координат (t_{ni}, T_{3i}) точек максимумов и минимумов (t_{nj}, T_{3j}) поверхности $\delta P(t, T_3)$;
- из множества координат (t_{ni}, T_{3i}) и (t_{nj}, T_{3j}) выбрать такие n для зон штрафного и m для зон льготного потребления, при которых суммарное изменение мощности δP_Σ на границах предполагаемых тарифных зон будет максимальным. При этом необходимо соблюдать условие «непересечения» тарифных зон во времени:

$$\begin{cases} t_{n_{i+1}} > t_{ni} + T_{3i}; \\ t_{n_{j+1}} > t_{nj} + T_{3j}; \\ t_{ni} \notin [t_{nj}; t_{nj} + T_{3j}], \quad i = \overline{1, n}, \quad j = \overline{1, m}; \\ t_{nj} \notin [t_{ni}; t_{ni} + T_{3i}], \quad i = \overline{1, n}, \quad j = \overline{1, m}. \end{cases} \quad (4)$$

Изменение стоимости электроэнергии при смещении ГН на интервал τ будет определяться величиной изменения энергии внутри n штрафных и m льготных тарифных зон, а также тарифными коэффициентами $K_i^{\text{штр}}$ и $K_j^{\text{лр}}$, соответствующими этим зонам. В относительных единицах изменение платы за потребленную электроэнергию в течение суток W_c при известном графике нагрузки $P(t)$ можно определить по следующему выражению:

$$\Delta \Pi(\tau) = \sum_{i=1}^n K_i^{\text{штр}} \frac{\delta W_i^{\text{штр}}(\tau)}{W_c} - \sum_{j=1}^m K_j^{\text{лр}} \frac{\delta W_j^{\text{лр}}(\tau)}{W_c} =$$

$$= \sum_{i=1}^n K_i^{\text{шт}} \int_{t_{n_i}}^{t_{n_i} + \tau} \frac{\delta P(t, T_{3i})}{W_c} dt - \sum_{j=1}^m K_j^{\text{лг}} \int_{t_{n_j}}^{t_{n_j} + \tau} \frac{\delta P(t, T_{3j})}{W_c} dt. \quad (5)$$

Для примера рассмотрим суточный график нагрузки $P(k\Delta t)$, осредненный на интервале $\Delta t = 0,5$ ч при $k = 1, 2, \dots, 48$ (рис. 1). Определим количество и размещение в суточном разрезе тарифных зон, максимально стимулирующих потребителя сместить свой ГН в направлении $\tau > 0$.

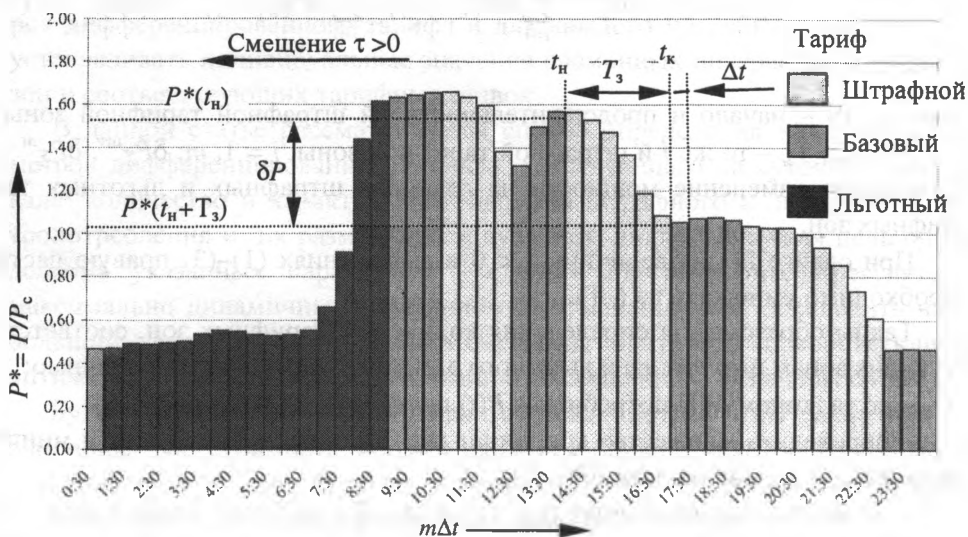


Рис. 1. График нагрузки предприятия

Исследуем изменение мощности на границах скользящих тарифных зон продолжительностью $T_3 = 2, \dots, 4$ ч для зон пиковых нагрузок и $T_3 = 8$ ч — для зон ночного минимума. Кривые изменения мощности $\delta P/W_c$ приведены на рис. 2.

Максимум $\delta P^* = 1,19\%$ в области допустимых значений $T_3 = 2, \dots, 4$ ч штрафной зоны лежит на кривой для $T_3 = 4$ ч и имеет место при $t_n = 18:30$. Таким образом, параметры 1-го интервала для штрафной зоны: $t_{n1} = 18:30$; $T_{31} = 4$ ч. Увеличить изменение мощности на границах штрафной зоны можно, если установить 2-й интервал штрафной зоны. Второй пик $\delta P^* = 1,02\%$ в области допустимых значений $T_3 = 2, \dots, 4$ ч лежит на кривой для $T_{32} = 3$ ч и имеет место при $t_{n2} = 13:30$. Аналогично определяем параметры 3-го интервала штрафной зоны: $t_{n3} = 10:00$; $T_{33} = 2$ ч. Кроме указанных точек на кривых $\delta P/W_c$ при $T_3 = 2, \dots, 4$ ч имеются еще пики ($t_n = 8:00$, $t_n = 9:00$), но соответствующие им интервалы не удовлетворяют условию «непересечения» тарифных зон (4).

Минимум $\delta P^* = -2,42\%$ для продолжительности льготной зоны $T_3 = 8$ ч имеет место при $t_n = 00:30$. Таким образом, параметры 1-го интервала для льготной зоны: $t_n = 00:30$; $T_3 = 8$ ч. Другие точки минимумов на кривой δP^* не удовлетворяют условию «непересечения» тарифных зон (4).

Следовательно, наибольшую динамичность в направлении $\tau > 0$ исходный ГН приобретает при $n = 3$ тарифным зонам штрафного и $m = 1$ зоне льготного потребления со следующими параметрами:

t_n	$T_3, \text{ч}$	$\delta P, \%$	Временной интервал	Тариф
00:30	8	-2,42	00:30...8:30	Льготный
$\delta P_\Sigma = -2,42$				
10:00	2	0,71	10:00...12:00	Штрафной
13:30	3	1,02	13:30...16:30	Штрафной
18:30	4	1,19	18:30...22:30	Штрафной
$\delta P_\Sigma = 2,92$				

Смещение графика нагрузки на величину $\tau = 0,5 \text{ ч}$ в структуре суточного потребления снижает энергию внутри штрафных зон на 2,92 % и увеличивает ее на 2,42 % в зоне льготного потребления.

В интервалах между штрафными и льготными тарифными зонами должен действовать базовый тарифный коэффициент $K_6 = 1$. Размещение тарифных зон во времени приведено на рис. 1, 2.

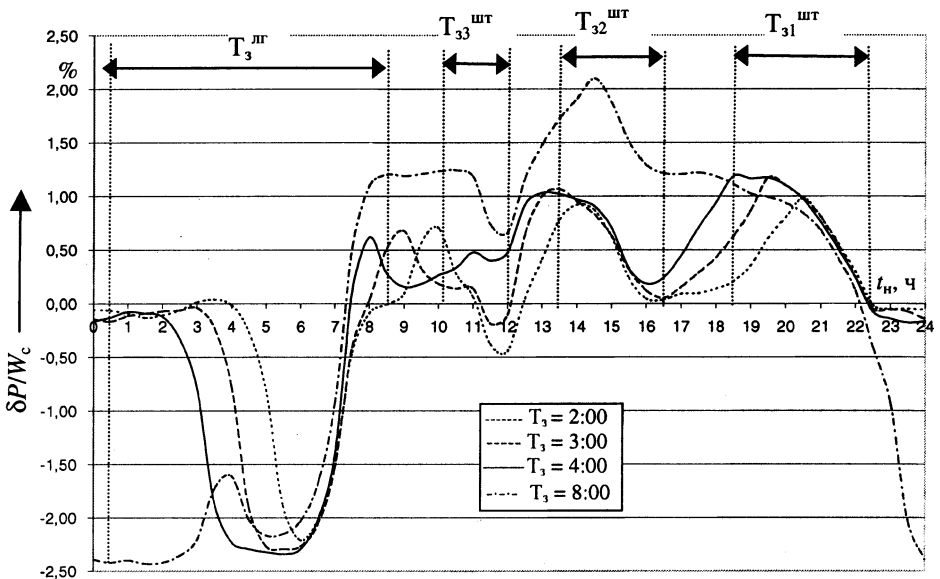


Рис. 2. Изменение мощности $\delta P(t_n)$ на границах тарифной зоны продолжительностью T_3

Количество интервалов штрафной и льготной тарифных зон, полученное в данном примере, обусловлено формой графика нагрузки, заданным направлением смещения и при других исходных условиях (другого потребителя) будет отличаться. Кроме того, окончательное количество интервалов тарифных зон может быть ограничено техническими возможностями средств учета электроэнергии, а также предельным значением δP , меньше

которого интервал тарифной зоны нецелесообразно выделять в суточном цикле.

Изменение стоимости потребляемой электроэнергии (5) при различных сдвигах суточного ГН для тарифных коэффициентов, применяемых в Республике Беларусь на сегодняшний день ($K_i^{\text{шт}} = K_{\text{пик}} = 3$; $K_6 = K_{\text{п/п}} = 1$; $K_j^{\text{шт}} = K_{\text{ночь}} = 0,5$), приведено на рис. 3. Как следует из диаграммы, при маневрировании ГН в диапазоне $\tau = 0,5 \dots 2$ ч потребитель может снизить стоимость потребляемой электроэнергии в пределах $\Delta\Pi = 4 \dots 12,5$ %, что достаточно существенно. Характер кривой $\Delta\Pi(\tau)$ зависит от соотношения тарифных коэффициентов. Абсолютные значения тарифных коэффициентов и величина тарифной ставки должны определяться из условия постоянства стоимости электроэнергии при сохранении режима электропотребления [5]. Вопросы определения значений тарифных коэффициентов в данной статье не рассматриваются.

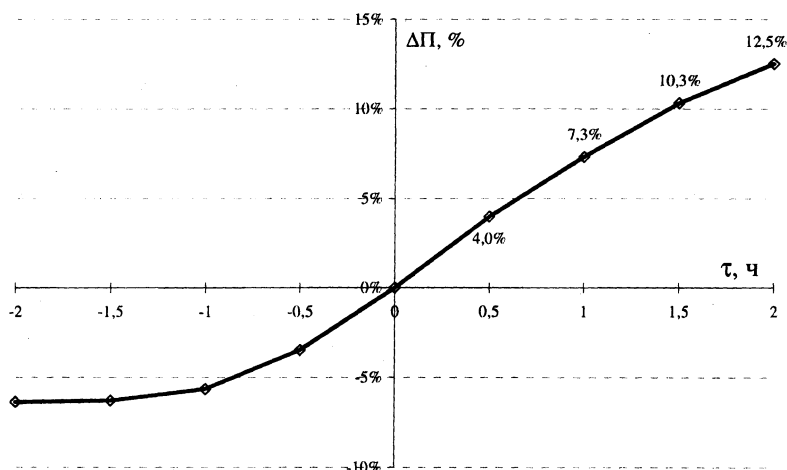


Рис. 3. Изменение стоимости электроэнергии при смещении ГН

Таким образом, формируя экономические стимулы для отдельных потребителей-регуляторов, можно непосредственно заинтересовать их в смещении своих ГН и выровнять совмещенный график нагрузки на различных уровнях энергосистемы (ПЭС, РЭС), что приведет к выравниванию нагрузки всей ЭС.

Современное состояние систем автоматизированного коммерческого учета электроэнергии на предприятиях позволяет создавать и централизованно собирать в органах Энергонадзора данные по суточным графикам нагрузки потребителей. На сегодняшний день этот богатейший статистический материал не используется. Он может служить основой для регулирования нагрузки потребителями и, в частности, при маневрировании ГН. Можно предложить следующий механизм реализации режимного взаимодействия ЭС и потребителей:

- на основании статистических данных выполняется прогноз ГН потребителей на расчетный период;
- на основании прогнозируемых ГН потребителей определяется наиболее оптимальное их размещение во времени, обеспечивающее максимально

возможное выравнивание совмещенного ГН энергосистемы (например, корреляционно-резонансным методом);

– определяются состав потенциальных потребителей-регуляторов и значения оптимальных сдвигов τ их ГН;

– предлагаемым выше способом для потребителей-регуляторов определяются суточные параметры дифференцированного тарифа: количество и характер тарифных зон, их размещение в суточном цикле;

– рассчитывается ожидаемое снижение стоимости потребляемой электроэнергии $\Delta P(\tau)$ потребителей-регуляторов при смещении ГН;

– расчетные значения суточных параметров дифференцированного тарифа согласуются с потребителями и закрепляются в договоре на пользование электроэнергией при условии обязательного смещения ГН на заданные энергосистемой величины τ .

ВЫВОДЫ

1. Для достижения максимально возможного выравнивания совмещенной нагрузки для части потребителей предлагается устанавливать индивидуальные тарифные зоны дифференцированного тарифа.

2. Представлена модель графика нагрузки потребителя, позволяющая определить количество и размещение во времени тарифных зон суток дифференцированного тарифа, максимально стимулирующих потребителя смещать ГН в заданном направлении.

3. Предложен механизм режимного взаимодействия энергосистемы и потребителей-регуляторов на основании индивидуальных значений суточных параметров дифференцированного тарифа: количества тарифных зон и их размещения в суточном цикле.

ЛИТЕРАТУРА

1. Гордеев В. И., Васильев И. Е., Щуцкий В. И. Управление электропотреблением и его прогнозирование. – Ростов н/Д: Изд-во Рост. ун-та, 1991. – 104 с.

2. Гордеев В. И. Регулирование максимума нагрузки промышленных электрических сетей. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 184 с.

3. Сбродов Г. П. Принцип встречного регулирования совмещенных графиков нагрузки // Электроснабжение промышленных предприятий: Тез. докл. XII сессии всесоюз. науч. семинара «Кибернетика электрических систем». – Гомель, 1991. – С. 51–52.

4. Денисов В. И., Кузовкин А. И., Яркин Е. В. Методы дифференциации тарифов на электрическую энергию по зонам времени // Промышленная энергетика. – 2000. – № 9. – С. 2–6.

5. Михайлов В. В. Тарифы и режимы электропотребления. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 216 с.

6. Забелло Е. П. Тарифы и тарифные системы на электрическую энергию как способ косвенного управления электрическими нагрузками // Энергоэффективность. – 2000. – № 9. – С. 14–17.

7. Прокопчик В. В., Сычев А. В. Эффективность применения дифференцированных тарифов на электроэнергию // Энергоэффективность. – 2000. – № 1. – С. 2–4.

Представлена кафедрой
электроснабжения

Поступила 30.01.2002