

Г.А. БУРНАЧАЯН, В.З. МАРУХЯН

ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ ФОРМИРОВАНИЯ ТАРИФОВ НА ЭЛЕКТРИЧЕСКУЮ ЭНЕРГИЮ ПО АРМЯНСКОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЕ

Բերված են պլանային-հաշվարկային սակագների ձևավորման հիմնական սկզբունքները, և դրանց հիման վրա տրվում է հետագա տարբերակումը օրվա և տարվա կտրվածքով Հայկական էներգահամակարգի պայմաններին համապատասխան: Առաջարկվող մոտեցումը հնարավորություն է ընձեռում սակագների համակարգը դարձնելու հանրապետության էներգասպառման կառավարման տնտեսական հիմք:

Приведены основные принципы формирования планово-расчетного тарифа. Дана последующая его дифференциация и разрезе суток и года применительно для условий Армянской энергосистемы. Предложенный подход позволит системе тарифов стать экономической основой для управления электропотреблением республики.

Ենթադրություն: 2 հոդված

The main principles of forming of planned-computational rate are presented along with its following daily and annual differentiation applied to the conditions of Armenian Power System. The proposed approach will make the rate system an economic base for the management of the republican Power System.

Ref. 2.

Как известно, тарифы на электрическую энергию по своей экономической природе являются разновидностью цен. При этом основой для установления тарифов служит уровень полной себестоимости электрической энергии по системе. В условиях перехода на рыночные отношения система тарифов на электрическую энергию должна стать экономической основой управления энергопотреблением, что позволит регулировать товарно-денежные отношения между поставщиками и потребителями с учетом экономии электрической энергии и обеспечения необходимой надежности и качества электроснабжения. Таким образом, система тарифов, кроме того, что отражает стоимость электрической энергии, должна обладать побудительной основой, позволяющей привлечь их для управления электропотреблением.

Тарифы могут быть планово-расчетными и фактическими. Разработка планово-расчетных тарифов основывается на прогнозировании будущих эксплуатационных расходов в отличие от ретроспективной методики расчета фактических затрат, что в принципе может служить основой для разработки тарифов на базе предельных затрат. Однако при этом требуется серьезный анализ экономических затрат и большой объем работ. В настоящее время ввиду нестабильности экономических отношений в экономике республики трудно рассчитать предельные затраты.

Для разработки тарифов предварительно определяется величина полной планово-расчетной себестоимости электрической энергии по зависимости

$$S_c = \frac{\sum_{i=1}^{m+n} U_i + U_{лэп} + U_c + N_{n_2}}{\mathcal{E}_0 + \mathcal{E}_m - \Delta \mathcal{E}} \quad (1)$$

где $\sum_{i=1}^{m+n} U_i$ — ежегодные издержки электростанций, входящих в энергосистему; m, n — количество тепловых и гидравлических станций; $U_{лэп}, U_c$ — ежегодные издержки по линиям электропередач и общесистемные затраты; U_{n_2} — ежегодные издержки по покупке энергии, в том числе и энергии, получаемой от АЭС; $\mathcal{E}_0, \mathcal{E}_m$ — отпущенная с шин электростанций и покупная электроэнергия; $\Delta \mathcal{E}$ — потери энергии в линиях электропередач.

Имея величину S_c , можно определить величину планово-расчетного тарифа по зависимости

$$T_c = S_c + RU/\mathcal{E}_n = S_c(1+R) \quad (2)$$

где U — полные издержки производства энергосистемы за расчетный период; R — величина общей рентабельности; \mathcal{E}_n — величина электроэнергии, полезно доведенная до потребителя.

Величина T_c , определяемая по зависимости (2), является базисным тарифом [1] и обеспечивает возмещение всех затрат по производству и транспортировке электроэнергии и получению нормативной рентабельности.

Анализ суточных графиков нагрузки Армянской энергосистемы за характерные сутки (1991-1995 гг.) показал, что коэффициенты неравномерности и плотности соответственно характеризуются следующими значениями: $\gamma = 0,55 \dots 0,70$, $\beta = 0,72 \dots 0,88$. При таких значениях коэффициентов γ и β возникает вопрос дифференциация базового тарифа по зонам суточного графика нагрузки. Исходя из характера суточных и недельных графиков нагрузки, с определенной точностью предлагается следующее подразделение графика нагрузки на зоны в зависимости от часов суток:

зона провалов - (1...6) - (14...17) часы;

пиковая зона - (7...13) - (18...24) часы.

В зависимости от такого подразделения суточного графика нагрузки предложен следующий подход к определению дифференцированных тарифов. Известно, что общий размер платы при одноставочном тарифе определяется как произведение тарифа T_c на количество потребленной энергии \mathcal{E}_c за данный промежуток времени:

$$П = T_c \mathcal{E}_c \quad (3)$$

Исходя из этого, при дифференциации величины T_c по зонам суточного графика нагрузки необходимо, чтобы величина платы за израсходованную энергию при неизменном (одноставочном) и дифференцированном тарифах была бы одинаковой:

$$T_3 \mathcal{E}_c = T'_3 \mathcal{E}'_c + T''_3 \mathcal{E}''_c, \quad \mathcal{E}_c = \mathcal{E}'_c + \mathcal{E}''_c, \quad (4)$$

где T'_3 , T''_3 — тарифы на электрическую энергию в часы провалов и пиков графика нагрузки; \mathcal{E}'_c , \mathcal{E}''_c — величины суточной энергии в часы провалов и пиков графика нагрузки.

Из выражения (4) получаем величину планово-расчетного (базисного) тарифа

$$T_3 = T'_3 \mathcal{E}'_c / \mathcal{E}_c + T''_3 \mathcal{E}''_c / \mathcal{E}_c = a T'_3 + b T''_3, \quad (5)$$

где $a = \mathcal{E}'_c / \mathcal{E}_c$, $b = \mathcal{E}''_c / \mathcal{E}_c$ — известные величины, определяемые для каждого суточного графика нагрузки.

При формировании планово-расчетного тарифа по Армянской энергосистеме наиболее существенным и изменяющимся фактором является топливная составляющая (40...55 % системных затрат). Поэтому предлагается отношение тарифов в часы провалов и пиков принять прямо пропорциональным изменению расхода топлива в те же часы, т.е.

$$\frac{T'_3}{T''_3} = \frac{\sum_{i=1}^k \sum_{j=1}^m B_{ij}}{\sum_{j=1}^{\ell} \sum_{i=1}^m B_{ij}} = \frac{B_1}{B_2}, \quad (6)$$

где $i = 1, 2, \dots, m$ — количество тепловых станций в энергосистеме;
 $i = 1, 2, \dots, k$ — часы ночного и дневного провалов графика нагрузки;
 $j = 1, 2, \dots, \ell$ — часы дневного и вечернего пиков графика нагрузки;
 B_{ij} — часовой расход условного топлива i -й тепловой станции в i -й час;
 B_1 , B_2 — величины суммарного расхода условного топлива в часы провалов и пиков графика нагрузки.

Величины B_1 и B_2 определяются из условия оптимального распределения графика нагрузки между станциями энергосистемы. В общем случае в энергосистеме работают АЭС, ТЭЦ, нерегулируемые ГЭС, m КЭС и n регулируемых ГЭС.

Ограниченная маневренность оборудования АЭС, исходя из условия безаварийной работы, а также экономические и технические требования предопределяют целесообразность работы АЭС в базисном режиме, т.е. практически при неизменной мощности в течение суток. ТЭЦ в энергосистемах обычно работают по теплофикационному режиму, чем и предопределяется ее электрическая нагрузка. В этих условиях вовлечение ТЭЦ в процесс регулирования электрической нагрузки (свободная конденсационная мощность) должно рассматриваться как вынужденное мероприятие, когда возможности других станций системы исчерпаны. Нерегулируемые ГЭС в течение суток также работают в базисном режиме. В силу сказанного суммарная мощность вышеуказанных станций должна быть вычтена из графика нагрузки системы, а оставшаяся часть оптимальным образом покрыта КЭС и регулируемыми ГЭС.

Выбор оптимального суточного режима работы энергосистемы, состоящей из m тепловых станций и n гидростанций, исходя из критерия минимума расхода условного топлива, сводится к решению обычной вариационной задачи на безусловный экстремум. При этом отыскивается минимум некоторого функционала [1]

$$B = \int_{t_0}^{t_1} F\{\bar{P}_T(t), \bar{V}_T(t), \bar{V}'_T(t)\} dt = \int_{t_0}^{t_1} \left(\sum_{i=1}^m B_i + \lambda_i \varphi_i \right) dt \quad (7)$$

с учетом нижеследующих ограничений:

— по балансу мощностей

$$\varphi(t) = \sum_{i=1}^m P_{Ti} + \sum_{j=1}^n P_{Tj}(V_{Tj}, V'_{Tj}) - P_c - \Delta P = 0; \quad (8)$$

— по режимам работы водохранилищ регулируемых ГЭС

$$V'_{Tj} = dV_{Tj} / dt = q_{Tj} - Q_{Tj} \quad (9)$$

с граничными условиями

$$V_{Tj}(t_0) = 0, \quad V_{Tj}(t_k) = V_{Tj}^*, \quad j = 1, 2, \dots, n.$$

В выражениях (7), (8) и (9) B_i — расход условного топлива на i -й тепловой станции за единицу времени; λ_i — переменный по времени множитель; P_{Ti} , P_{Tj} — нагрузки i -й тепловой станции и j -й гидростанции; P_c , ΔP — нагрузка энергосистемы и потери в линиях электропередачи; q_{Tj} , Q_{Tj} — приток в водохранилище и расход через турбины j -й гидростанции; V_{Tj} — используемый в течение цикла регулирования объем воды на j -й ГЭС.

Кривые, реализующие экстремум рассматриваемого функционала, должны удовлетворять дифференциальным уравнениям Эйлера-Лагранжа, которые применительно к рассматриваемой задаче могут быть записаны в следующем виде:

$$\frac{\partial B_i}{\partial P_{Ti}} + \lambda_i \left(1 - \frac{\partial \Delta P}{\partial P_{Ti}} \right) = 0, \quad (10)$$

$$\lambda_i \left(1 - \frac{\partial \Delta P}{\partial P_{Ti}} \right) \frac{\partial P_{Tj}}{\partial P_{Ti}} - \frac{d}{dt} \left[\lambda_i \left(1 - \frac{\partial \Delta P}{\partial P_{Ti}} \right) \frac{\partial P_{Tj}}{\partial V'_{Tj}} \right] = 0.$$

Из системы уравнений (10) после несложных преобразований можно получить следующее условие, позволяющее выбрать оптимальные режимы работы станций системы:

$$b_i / (1 - \partial \Delta P / \partial P_{Ti}) = [C_j - \Delta \lambda_j(t)] q_{Tj} / (1 - \partial \Delta P / \partial P_{Tj}), \quad (11)$$

где $b_i = \partial B_i / \partial P_{Ti}$, $q_{Tj} = \partial Q_{Tj} / \partial P_{Tj}$ — относительные приросты расхода условного топлива на i -й теплостанции и воды на j -й гидростанции; $\partial \Delta P / \partial P$ — относительные приросты потерь активной мощности в линиях электропередачи; C_j — постоянный множитель в течение цикла регулирования на j -й гидростанции; $\Delta \lambda_j(t)$ — поправка, учитывающая изменение напора на j -й гидростанции.

Согласно условию (11), производится оптимальное распределение нагрузки между станциями системы и определяются величины расходов условного топлива в часы провалов и пиков нагрузки, т.е. B_1 и B_2 .

Имея эти величины и решая совместно уравнения (5) и (6), получим

$$T_1'' = T_1' B_1 / aB_1 + bB_2; \quad T_2'' = T_2' B_1 / aB_1 + bB_2 \quad (12)$$

Проведенные расчеты для ряда характерных графиков нагрузки за рассматриваемый период показали, что отношение T_2'' к T_1'' изменяется как ≈ 2 к единице. Для более обоснованного определения этого отношения необходимо выполнить серию расчетов для различных графиков нагрузки с целью получения достаточно большого объема данных. Только на основе этих данных можно обоснованно установить величины дифференцированных тарифов в течение суток. Кроме этих тарифов, в республике может быть внедрена и система дифференцированных тарифов в годовом разрезе. Такое предположение обусловлено, с одной стороны, изменением графиков нагрузки по сезонам, а с другой - наличием значительного числа гидроэлектростанций, выработка которых носит изменчивый характер. Исходя из этого, предлагается произвести дифференциацию тарифов в следующем порядке: для зимне-осеннего (I, IV кварталы) периодов - один тариф, а для весеннего и летнего периодов (II, III кварталы) - другой.

Для определения дифференцированных тарифов по сезонам года, исходя из ранее принятых предпосылок, могут быть использованы следующие зависимости:

$$T_1 = cT_2, \quad T_1 = T_1 \Delta_1 / c\Delta_1 + \Delta_2,$$

где $c = \Delta_1 / \Delta_2$ - известная величина для каждого годового графика нагрузки;

T_1, T_2 - тарифы за (I, IV) и (II, III) кварталы; $\Delta_1, \Delta_2, \Delta_T$ - величины энергии за (I, IV) и (II, III) кварталы и годовой энергии.

Исследования показали, что тарифы за зимне-осенний периоды превышают тарифы за летне-весенний периоды на 30-40%.

Исходя из вышесказанного, можно сделать следующие выводы:

1. Тарифы должны быть дифференцированы по времени суток и сезонам года.
2. Тарифы должны отражать все виды затрат, связанные с процессом производства, передачи, распределения электрической энергии, и служить побудительной основой, позволяющей привлечь их для управления электропотреблением.

ЛИТЕРАТУРА

1. Михайлов В. В. Тарифы и режимы электропотребления. -М.: Энергоатомиздат, 1986 - 212 с.
2. Внуков А. К. Тарифы на тепло- и энергопотребление // Энергетик - 1995 - № 1 - С. 8-10

ГИУА

10.10.1996

