

$$P_{OO}^I = P_N \lambda_{NO} + P_{N_1} \lambda_{N_1O} + P_{N_2} \lambda_{N_2O} + P_{N_3} \lambda_{N_3O} + \lambda_2 P_1 + \lambda_1 P_2 + \lambda_3 P_4 + \lambda_4 P_5 + \lambda_1 P_6 + \lambda_6 P_7 + \lambda_5 P_8 - P_{OO} (2 \mu_2 + 2 \mu_1 + \sum_{i=3}^6 \mu_i + \mu'_{NO} + \sum_{j=1}^3 \mu_{N_jO}) .$$

Решение систем дифференциальных уравнений для рассмотренных случаев осуществляется с помощью стандартных программ.

Разработанная в БелЭНИИ система сбора и обработки информации о дефектах позволяет на основе формализованного документа "Ведомость дефектов" накапливать сведения о техническом состоянии, получать показатели надежности ЛЭП.

ЛИТЕРАТУРА

1. Вентцель Е.С. Исследование операций. — М.: Советское радио, 1972. — 552 с.
2. Гнеденко Б.В., Беляев Ю.К., Соловьев А.Д. Математические методы в теории надежности. — М.: Наука, 1965. — 524 с.

УДК 621. 316

М.А. КОРОТКЕВИЧ, канд. техн. наук,
САНТЬЯГО ЛАХЕС ЧОЙ, инженер (БПИ)

К ОЦЕНКЕ УДЕЛЬНОЙ СТОИМОСТИ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Принципиально важное значение при проектировании и эксплуатации электрических систем и сетей имеет правильно установленная величина удельной стоимости потерь электроэнергии. В последние годы этому вопросу было уделено достаточно большое внимание. Однако представляет интерес определение стоимости 1 кВт·ч потерянной электроэнергии для энергосистемы, работающей в условиях тропического климата со специфическим графиком нагрузки.

Электроэнергия, теряемая в отдельных элементах электрической системы, должна быть выработана на электростанциях и передана к месту потерь. Поэтому при оценке потерь необходимо учитывать затраты на производство и передачу потерь электроэнергии.

Ранее стоимость потерь электроэнергии определяли по тарифу на электроэнергию; по топливной части станционной составляющей; по себестоимости производства электроэнергии.

Недостатки этих методов общеизвестны.

В настоящее время [1] стоимость 1 кВт·ч потерянной электроэнергии оценивается исходя из следующих положений:

— при рассмотрении схемы электроснабжения (т.е. электрической системы в целом) затраты на покрытие потерь энергии в системе следует оценивать так же, как и на полезно используемую энергию;

— когда электрическая сеть или электропередача рассматривается отдельно и определяются ее оптимальные параметры, тогда стоимость потерь электроэнергии определяется по замыкающим затратам, т.е. по стоимости производства электроэнергии на самой новой конденсационной электростанции.

При первом из указанных подходов исчисление затрат на электроэнергию следует производить с учетом расходов на передачу ее по сетям и дифференциально с учетом неравномерности графика нагрузки потребителя (T_{\max}) и степени участия его в максимуме нагрузки системы (κ_{\max}) [2].

Вначале определили стоимость 1 кВт·ч потерянной электроэнергии по формуле [2, 3]

$$\beta = C_e + p_H \left(\frac{\kappa_M \kappa_P \kappa_{CH} a_Y}{\tau} + b_T \kappa_T \right), \quad (1)$$

где C_e — себестоимость производства электроэнергии; p_H — нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений; κ_M — коэффициент попадания нагрузки рассматриваемого дополнительного потребителя (или дополнительной потери мощности) в максимум энергосистемы; κ_P , κ_{CH} — коэффициенты, учитывающие соответственно увеличение установленной мощности электростанции на создание необходимого резерва мощности в системе и обеспечение собственных нужд электростанции; a_Y — удельное капитальное вложение на 1 кВт установленной мощности на электростанциях; τ — время потерь; κ_T — удельная стоимость условного топлива; b_T — удельный расход условного топлива на электростанциях на выработку 1 кВт·ч электроэнергии.

Себестоимость производства 1 кВт·ч электроэнергии находится так:

$$C_e = b_T \kappa_T + \frac{a_Y \kappa_M \kappa_P \kappa_{CH}}{\tau} (p_a + p_{T,P}), \quad (2)$$

где p_a , $p_{T,P}$ — соответственно доля отчислений от капиталовложений в электростанции на амортизацию, текущий ремонт и обслуживание.

С учетом (2) выражение (1) можно записать

$$\beta = (p_a + p_{T,P} + p_H) \frac{\kappa_M \kappa_P \kappa_{CH} a_Y}{\tau} + b_T \kappa_T (p_H + 1) = V \kappa_T + \frac{A}{\tau}, \quad (3)$$

где $A = (p_a + p_{T,P} + p_H) \kappa_M \kappa_P \kappa_{CH} a_Y$;

$$V = b_T (p_H + 1).$$

На рис. 1 показаны области изменения значений (β), определенных для конкретной энергосистемы, которая работает в условиях тропического климата, при изменении параметров A и τ (кривые 1 и 2).

Расчетным коэффициентам, указанным в формулах (1)–(3), придавались следующие значения:

$$p_a = 0,024-0,057; p_{T,P} = 0,004-0,02; \kappa_M = 0,8-1,0;$$

$$\kappa_p = 1,0-1,2; \kappa_{CH} = 1,0-1,2; a_y = 130-200 \text{ руб/кВт};$$

$$b_T = 283 \text{ г/кВт}\cdot\text{ч}; \kappa_T = 2,36 \cdot 10^{-4} \text{ руб/ч}; p_H = 0,12.$$

При этом в качестве топлива принята нефть, которая приобретает на мировом рынке по существующим ценам. Нижним значениям коэффициентов соответствует кривая 1, а верхним — кривая 2 (рис. 1).

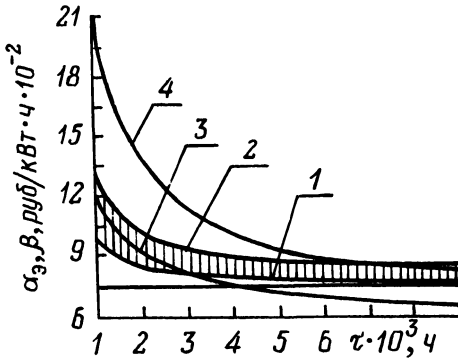


Рис. 1. Области изменения удельной стоимости потерь электроэнергии, полученные по формуле (3) (кривые 1, 2) и по формуле (7) (кривые 3, 4).

соответственно на базисной и пиковой электростанциях, определенные для их оптимального числа часов использования T_6, T_n ; b_6, b_n — удельные веса мощности соответственно базисных и пиковых электростанций, участвующих в покрытии дополнительной нагрузки, определяемые из соотношений:

$$b_6 = \frac{\tau - T_n \kappa_{рп}}{T_6 \kappa_{рб} - T_n \kappa_{рп}}; \quad (5)$$

$$b_n = 1 - b_6, \quad (6)$$

где $\kappa_{рб}, \kappa_{рп}$ — коэффициенты, учитывающие резервы мощности на базисных и пиковых электростанциях.

С учетом (5) и (6) выражение (4) можно преобразовать

$$a_3 = \frac{z_6 T_6 - z_n T_n}{T_6 \kappa_{рб} - T_n \kappa_{рп}} + \frac{\kappa_M}{\tau} \left(z_n T_n + \frac{T_n z_n \kappa_{рп} - T_n T_6 z_6 \kappa_{рп}}{T_6 \kappa_{рб} - T_n \kappa_{рп}} \right); \quad (7)$$

$$a_3 = B_1 + \frac{A_1}{\tau},$$

Замыкающие оценки стоимости электроэнергии (a_3) являются дифференциальными показателями, характеризующими удельный прирост дополнительного потребления электроэнергии, и определяются по формуле [1]

$$a_3 = -\frac{\kappa_M}{\tau} (z_6 b_6 T_6 + z_n b_n T_n),$$

где κ_M — коэффициент попадания нагрузки рассматриваемого дополнительного потребителя (или дополнительной мощности) в максимум энергосистемы; τ — продолжительность использования максимума нагрузки потребителя (потерь мощности); z_6, z_n — приведенные затраты на 1 кВт·ч, отпущен-

$$\text{где } A_1 = K_M \left(z_{\text{п}} T_{\text{п}} + \frac{T_{\text{п}}^2 z_{\text{п}} K_{\text{рп}} - T_{\text{п}} T_{\text{б}} z_{\text{б}} K_{\text{рп}}}{T_{\text{б}} K_{\text{рб}} - T_{\text{п}} K_{\text{рп}}}; \right);$$

$$B_1 = \frac{z_{\text{б}} T_{\text{б}} - z_{\text{п}} T_{\text{п}}}{T_{\text{б}} K_{\text{рб}} - T_{\text{п}} K_{\text{рп}}}.$$

Величины $z_{\text{б}}$ и $z_{\text{п}}$ определены как

$$z_{\text{б}} = \left(b_{\text{тб}} z_{\text{тб}} + K_{\text{сн.б}} \frac{a_{\text{уб}} (P_{\text{н}} + p_{\text{эс.б}})}{T_{\text{уст.б}}} \right) K_{\text{пот}} + \frac{a_{\text{с}} (p_{\text{н}} + p_{\text{с}})}{T_{\text{уст.б}}};$$

$$z_{\text{п}} = \left(b_{\text{тп}} z_{\text{тп}} + K_{\text{сн.п}} \frac{a_{\text{уп}} (p_{\text{н}} + p_{\text{эс.п}})}{T_{\text{уст.п}}} \right) K_{\text{пот}} + \frac{a_{\text{с}} (p_{\text{н}} + p_{\text{с}})}{T_{\text{уст.п}}},$$

где $b_{\text{тб}}$, $b_{\text{тп}}$ — удельный расход условного топлива на 1 кВт·ч, отпущенный шин базисной и пиковой электростанций; $z_{\text{тб}}$, $z_{\text{тп}}$ — замыкающая оценка на топливо в энергосистеме для базисных и пиковых электростанций; $K_{\text{сн.б}}$; $K_{\text{сн.п}}$; $K_{\text{пот}}$ — коэффициенты, учитывающие расход на собственные нужды и потери в сетях; $a_{\text{уб}}$, $a_{\text{уп}}$ — удельные капитальные вложения на 1 кВт установленной мощности в базисную и пиковую электростанции; $a_{\text{с}}$ — удельные капитальные вложения в электрические сети для выдачи мощности электростанции на шины распределительного напряжения подстанций энергосистем; $P_{\text{эс.б}}$; $P_{\text{эс.п}}$; $p_{\text{с}}$ — соответственно доля отчислений от капиталовложений на амортизацию, текущий ремонт и обслуживание электростанций и сети; $T_{\text{уст.б}}$; $T_{\text{уст.п}}$ — число часов использования установленной мощности базисной и пиковой электростанций.

На рис. 1 показана область изменения значений ($a_{\text{з}}$), определенная по формуле (7) для рассматриваемой энергосистемы при изменении параметров (A_1) и (τ).

Нижним значениям коэффициентов соответствует кривая 3, а верхним — кривая 4.

Следует заметить, что параметр B_1 при изменении влияющих факторов изменяется весьма незначительно.

ЛИТЕРАТУРА

1. Справочник по проектированию электроэнергетических систем/Под ред. С.С. Рокотюна и М.М. Шапиро. — М.: Энергия, 1977. — 288 с. 2. Поспелов Г.Е., Федин В.Т. Проектирование электрических сетей и систем. — Минск: Вышэйшая школа, 1978. — 302 с. 3. Поспелов Г.Е., Сыч Н.М. Учет и оценка потерь мощности и энергии в электрических сетях энергосистем. — Минск: БПИ, 1976. — 78 с.