

**П.Ю.Красовський**

(Україна, Дніпропетровськ, Національний гірничий університет)

## **ФАКТОРИ, ЩО ВПЛИВАЮТЬ НА ДИНАМІКУ ТЕХНІЧНИХ ВТРАТ У ЛІНІЯХ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧ**

У теперішній час майже повсюди спостерігається зріст абсолютних і відносних втрат електроенергії. За даними Мінпаливенерго технологічні витрати на транспортування електроенергії (технічні і комерційні складові втрат) в електричних мережах України складають 19,11 % загального товарного відпуску. В окремих областях України втрати електроенергії досягають 30 %. В електричних мережах Росії втрати на транспортування електроенергії до кордону розділу споживач – енергопостачальна організація склали в 2001 р. 13,1 % від відпуску (2000 р. – 12,75 %; 1994 р. – 10,09 %; 1980 р. – 8,3 %). Втрати електроенергії в окремих ділянках мереж 25÷40 % та більше (сюди не включали втрати електроенергії з-за її розкрадання) [1].

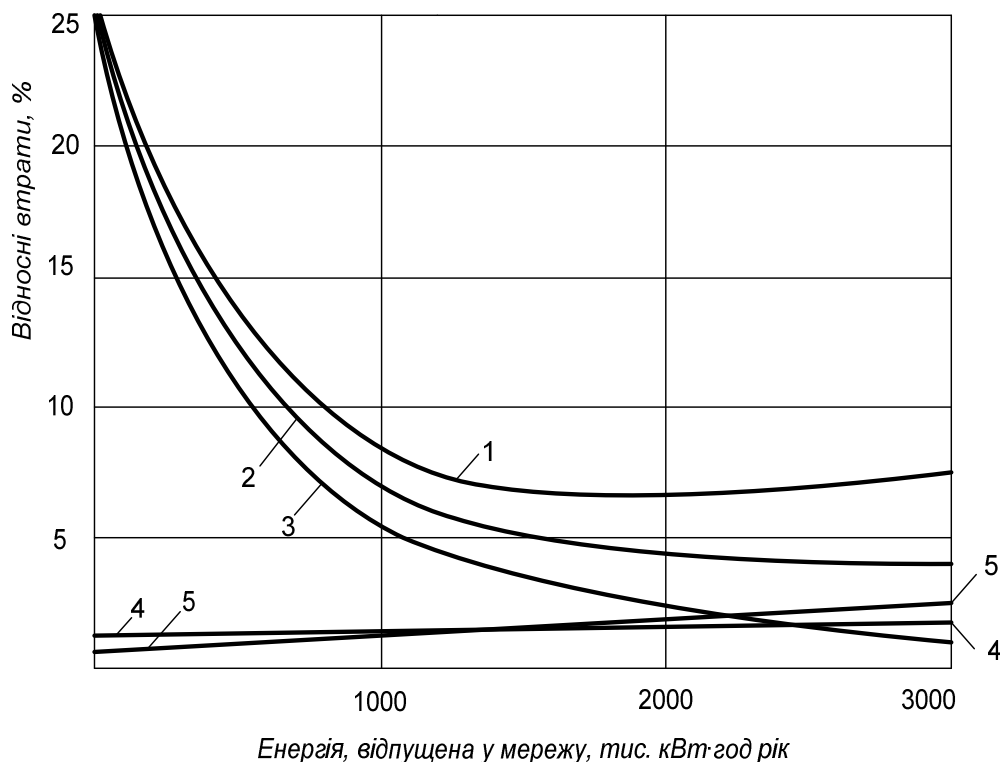
*Мета* даної статті – виділення й обґрунтування факторів, що впливають на динаміку технічних втрат у лініях електропередач.

При довгостроковій експлуатації ліній електропередач втрати енергії в них навіть при незмінному навантаженні зростають. Одна з причин – зміна конфігурації окремих ділянок ЛЕП і в зв'язку з цими змінами розрахункових значень еквівалентних опорів. З інших можливих причин слід відмітити:

- зменшення поперечного перетину і збільшення довжини проводів, обумовленого їх залишковою деформацією внаслідок дії вітрових, ожеледевих і інших навантажень;
- корозія проводів ЛЕП при впливі на них різних кліматичних факторів, в тому числі кислотних дощів, вологості, підвищеної температури, сонячної радіації, також приводять до зниження їх активного поперечного перетину;
- збільшення питомого опору матеріалу проводів ЛЕП, викликаного зміною їх структури (старінням) і залишковою деформацією ("наклепом");
- погіршення технічного стану ізоляторів, викликає появу відносно великих струмів витоку.

При довгостроковій експлуатації електричної мережі її навантаження практично завжди змінюється (зменшується або збільшується). Це призводить до зміни споживаної електроенергії споживачами цієї мережі і зміни величини і структури втрат електроенергії. Для прикладу розглянуто електричну мережу із сталою схемою, яка розрахована на відпущену в мережу енергію 2000 тис. кВт·год в рік. Відповідно до фізичних явищ абсолютне значення втрат від навантаження буде змінюватися пропорційно квадрату зміни сили струму, а умовно-постійні втрати залишатимуться незмінними. Значно більший інтерес становить зміна відносних значень втрат, які наведені на рисунку, де 1 – загальні втрати; 2 – загальні втрати у трансформаторі; 3 – умовно-постійні втрати у трансформаторах; 4 – втрати у трансформаторах від навантаження; 5 – втрати у

проводах лінії. Як видно, при малих навантаженнях і відповідно малому значенні відпущеної електроенергії у мережі (до 1300 тис. кВт·год на рік) головну частину втрат становлять втрати у трансформаторах і з них – умовно-постійні. При збільшенні навантаження частка умовно-постійних втрат зменшується від 24 до 4 %, а загальні втрати у мережі – від 25 до 7,3 %. Втрати від навантаження у цьому діапазоні зміни навантаження зростають від 1,0 до 1,5 %.



Залежність відносних втрат електроенергії у мережі від відпуску електроенергії

Якщо кількість відпущеної у мережу електроенергії становить 1300-3400 тис.кВт·год, загальні втрати описуються пологою кривою з мінімальним значенням втрат 6,3 % при кількості відпущеної електроенергії 2000 тис. кВт·год, і кінцевим 7,0 % – при 3400 тис. кВт·год. Умовно-постійні втрати знизяться від 3,9 % до 1,3 %, а втрати від навантаження збільшаться від 1,5 до 2,6 %.

При зміні кількості відпущеної електроенергії майже в три рази загальні втрати від 7,3 % знизилися до 6,3 %, а потім зросли до 7,0 %, тобто функція загальних втрат має мінімум, а зміна функції біля точки мінімуму дуже повільна. Це дозволяє визначити величину загальних втрат 6,3 % для цієї мережі як оптимальну. Відповідно оптимальною буде і структура втрат: 1,9 % – у проводах ліній і 4,4 % – у трансформаторах, з них – 2,8 % – умовно-постійні, 1,6 % – втрати від навантаження.

Такі криві описують зміну втрат у кожній лінії. Хід кривих залежить від співвідношення характеристик лінії (довжини, площі поперечного перерізу проводу) і трансформаторів (кількість, установлена потужність). При розрахунках втрат електроенергії у діючих електричних мережах слід звертати увагу на такий характер зміни величини і структури втрат; доцільно розглядати також

зміну втрат електроенергії у мережі по місяцях протягом року.

В електричних мережах експлуатуються лінії з алюмінієвими, сталевими та сталевими проводами.

Величина втрат в лініях із алюмінієвими та сталевими проводами на ділянці довжиною  $L$

$$\Delta W = 3I^2 R_0 L t \cdot 10^{-3},$$

де  $R_0$  – повздовжній опір 1 км проводу, Ом/км;  $t$  – час, за який визначають втрати, год;  $I$  – сила струму лінії, А.

Якщо графік навантаження змінюється і лінія має кілька ділянок, то втрати в усій лінії знаходяться за формулою

$$\Delta W = \sum_i \sum_t \Delta W_{it},$$

де  $\Delta W_{it}$  – втрати електроенергії на  $i$ -й ділянці за  $t$ -ту годину.

Інколи цю величину рекомендують збільшувати на 10 % для врахування опору перехідних контактів, скрутня жил і способу прокладання ліній.

При визначенні опору в лінії його приймають сталим, що призводить до похибок у визначенні втрат електроенергії у мережах 20-30 %. Але опір залежить від температури:

$$R = R_0 [1 + \alpha(\Theta_{II} - 20^\circ)],$$

де  $R_0$  – опір провідника при температурі 20 °С;  $\alpha$  – температурний коефіцієнт, який для проводів А та АС дорівнює 0,004, тобто 4 % на 10 °С;  $\Theta_{II}$  – температура проводу, °С.

Температуру проводу визначають за трьома факторами: величиною струму, температурою навколишнього середовища і швидкістю вітру. Головним фактором, який визначає температуру проводу, є температура навколишнього середовища. Врахування температурного фактора підвищує точність розрахунків на 10-15 %. Якщо навантаження лінії не перевищує 70-80 % допустимої за умовами нагрівання, то температуру проводів при розрахунках втрат приймають рівною середньорічній температурі повітря (наприклад для Києва + 7 °С).

Реактивний опір повітряних ліній (повздовжній опір) визначають взаємним положенням проводів і їх геометричними розмірами. Для визначення реактивного опору сталевих проводів використовують формулу

$$x = 0,1451g \frac{D_c}{r},$$

де  $r$  – радіус проводу, приведений до поверхневого розподілу струму, мм ( $r = 0,95r_n$  – для сталевих проводів і  $r = 0,85r_n$  для алюмінієвих);  $D_c$  – сере-

дньо геометрична відстань між проводами, мм,

$$D_c = \sqrt[3]{D_{ab} \cdot D_{bc} \cdot D_{ca}} .$$

Для практичних розрахунків опір повітряних ліній напругою 6-110 кВ приймають 0,38-0,4 Ом/км.

Опір сталевих проводів нелінійно залежить від сили струму. Його можна знайти за графічними залежностями  $R=f(I)$ , які наведені у довідниках. Опір проводів можна обчислити за допомогою кубічних поліномів:

$$\left. \begin{aligned} R(I) &= a_0 + a_1 I + a_2 I^2 + a_3 I^3 \\ x(I) &= b_0 + b_1 I + b_2 I^2 + b_3 I^3 \end{aligned} \right\}$$

де  $I$  – сила струму, А;  $a_0, a_1, a_2, a_3, b_0, b_1, b_2, b_3$  – коефіцієнти поліному (таблиця 1).

Таблиця 1

Коефіцієнти кубічних поліномів для обчислення опору сталевих проводів

| Коефіцієнти | Марки проводів        |                       |                       |                       |
|-------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|
|             | ПС-25                 | ПС-35                 | ПС-50                 | ПСО-5                 |
| $a_0$       | 5,29                  | 3,68                  | 2,77                  | 7,74                  |
| $a_1$       | $-4 \cdot 10^{-2}$    | $-1,84 \cdot 10^{-2}$ | $-9,92 \cdot 10^{-3}$ | $-1,2 \cdot 10^{-1}$  |
| $a_2$       | $8,4 \cdot 10^{-3}$   | $4,02 \cdot 10^{-3}$  | $1,01 \cdot 10^{-3}$  | $3,65 \cdot 10^{-1}$  |
| $a_3$       | $-1,7 \cdot 10^{-4}$  | $-5,91 \cdot 10^{-5}$ | $-9,64 \cdot 10^{-6}$ | $-2,88 \cdot 10^{-2}$ |
| $b_0$       | $2,82 \cdot 10^{-1}$  | $3,82 \cdot 10^{-1}$  | $2,43 \cdot 10^{-1}$  | 2,27                  |
| $b_1$       | $1,69 \cdot 10^{-2}$  | $-4,21 \cdot 10^{-2}$ | $-7 \cdot 10^{-4}$    | $2,15 \cdot 10^{-1}$  |
| $b_2$       | $3,58 \cdot 10^{-3}$  | $8,35 \cdot 10^{-3}$  | $6 \cdot 10^{-4}$     | $4,35 \cdot 10^{-1}$  |
| $b_3$       | $-7,97 \cdot 10^{-5}$ | $-2,07 \cdot 10^{-4}$ | $-5,83 \cdot 10^{-6}$ | $-3,63 \cdot 10^{-2}$ |

Повні втрати електроенергії в лініях електропередач [2, 3, 4]

$$\Delta W_{\text{л}} = \Delta P \cdot \tau_a + \Delta Q \cdot \tau_p ,$$

де  $\Delta P = 3 \cdot K_{\phi}^2 \cdot I_m^2 \cdot R_{\phi}$  – втрати активної потужності від її передачі;  
 $\Delta Q = 3 K_{\phi}^2 (I_m \sin \varphi)^2 \cdot R_{\phi}$  – втрати реактивної потужності від її передачі;  
 $\tau_a = (0,124 + T_{ma} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760$  – число годин максимального навантаження по активній потужності;  $\tau_p = (0,124 + T_{mp} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760$  – число годин максимального навантаження по реактивній потужності;  $K_{\phi}$  – коефіцієнт форми графіка;  $I_m$  – максимальний розрахунковий струм (відповідає  $T_m$ );  $R_{\phi}$  – еквівалентний активний опір лінії;  $T_{ma}$  – число годин використання максимального навантаження по ак-

тивній потужності;  $T_{mr}$  – число годин використання максимального навантаження по реактивній потужності.

Таким чином, існує багато перерахованих вище факторів, що впливають на динаміку технічних втрат в лініях електропередач, які недостатньо повно враховуються при розрахунках і мають бути досліджені ретельніше.

### Список літератури

1. Кудрин Б.И., О потерях электрической энергии та мощности в электрических сетях //Энергетика. – 2003. – №2. – С.3
2. Электротехнический справочник: В 3-х т. Т.3. Кн.1. Производство, передача та распределение электротехнической энергии /Под общ. ред. В.Г. Герасимова, П.Г. Грудинского, Л.А. Жукова та др. – 6 изд. испр. и доп. – М.: Энергоиздат, 1982. – 656 с.
3. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий. Промышленные электрические сети /Под общ. ред. А.А. Федорова и Г.В. Сербиновского. – 2-е изд., перераб. и доп. – М: Энергоиздат. – 1981. –360 с.
4. Потери электроэнергии в электрических сетях энергосистем. /В.Э. Воротницкий, Ю.С. Железко, В.Н. Казанцев и др. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 368 с.