

УДК 621.311.1

П.Д. ЛЕЖНЮК (д-р техн. наук, проф.), Л.Р. ПАУТКІНА (канд. техн. наук, доц.),  
Н.В. СЕМЕНЮК

Вінницький національний технічний університет  
[lpd@inbox.ru](mailto:lpd@inbox.ru)

## ВИЗНАЧЕННЯ ВТРАТ ВІД АДРЕСНИХ ТРАНЗИТНИХ ПЕРЕТОКІВ ЗА ДАНИМИ ОІУК

У статті запропоновано методіку адресного визначення втрат активної потужності в передаючій системі, спричинених транзитом потужності до навантаження кожного з споживачів. Розглянуто алгоритм її практичної реалізації в поточному режимі на базі використання оцінених даних оперативного інформаційно-управляючого комплексу (ОІУК).

**Ключові слова:** адресність втрат, втрати потужності, неоднорідність, оптимальні втрати, додаткові втрати, транзитні перетоки, транзитні втрати.

**Вступ.** З часом з'являються нові задачі, нові вимоги до керування енергосистемою, зростає кількість технологічних та економічних параметрів, які потребують оперативної обробки для прийняття оперативно-диспетчерським персоналом вірних дій. З цією метою впроваджуються оперативно-інформаційні комплекси, SCADA системи, у яких реалізовані умови для побудови інтегрованих систем керування, що дозволяють враховувати модернізацію технічних засобів та розвиток застосовуваних в енергетиці технологій. На постійній основі проводиться масштабна робота з впровадження нових технологій диспетчерського керування, ринкових технологій в енергетиці, створення інноваційної технологічної інфраструктури.

Для роботи майже всіх енергосистем України характерні транзитні перетоки потужності, які накладають свій відбиток на режими роботи обладнання ЕЕС. Впровадження в Україні концепції Оптового Ринку Електроенергії (ОРЕ) потребує дати відповідь на питання узгодження економічних договорів та фізичних шляхів перетікання електроенергії [1]. Для того, щоб забезпечити свою конкурентоздатність, мережі-транзитери повинні мати відшкодування за використання ліній електропередач, співрозмірне з об'ємами цього використання [2]. Вирішення поставленої задачі дозволить забезпечити врахування транзитних втрат у якості одного з ціноутворюючих факторів при укладанні двосторонніх договорів на ОРЕ та подальший його розвиток.

**Визначення втрат електроенергії, викликаних транзитними перетоками.** Зауважимо, що сучасне інформаційне забезпечення галузі не дає змоги виділяти транзитні втрати з загальних технологічних втрат, хоча приріст втрат електроенергії від транзитних перетікань деколи може бути співрозмірним з ефектом від організаційно-технічних заходів, які впроваджує персонал енергосистеми. Для розрахунків пропонуються різні методіки, спрямовані на дослідження впливу споживачів та виробників енергії на рівень втрат потужності у власних та у суміжних мережах, проте використання переважної більшості з них пов'язано з рядом суто економічних або математичних припущень [3-4].

Наведемо скорочені теоретичні викладки для розрахунку втрат активної потужності в складнозамкненій електричній мережі різних рівнів напруги по параметрам схеми та задаючим струмам вузлів, згідно за якими попередній розрахунок усталеного режиму не є необхідним. Використання даного підходу дає можливість визначення міри використання мережі, та визначення залежностей надлишкових втрат потужності від транзитних перетоків, з можливістю виділення з сумарних втрат активної потужності складової, пов'язаної з неоднорідністю складнозамкненої електричної мережі.

Втрати активної потужності представляємо у вигляді суми двох складових:

$$dP = dP_{\min} + \delta P_{\text{доод}} = \tilde{J}^T M^{-1} (R_g - R_g N^T R_k^{-1} N R_g) M^{-1} \tilde{J} + (\tilde{E}_{\text{ну}} - \tilde{E}_{\text{зр}})^T G_k^T (\dot{E}_{\text{ну}} - \dot{E}_{\text{зр}})^T, \quad (1)$$

де  $dP_{\min}$  – мінімальне значення втрат активної потужності,  $\delta P_{\text{доод}}$  – додаткові втрати в замкненій мережі.

Тут  $\tilde{J}^T$ ,  $\tilde{J}$ ,  $\tilde{E}_{\text{ну}}^T$ ,  $\dot{E}_{\text{ну}}$ ,  $\tilde{E}_{\text{зр}}^T$ ,  $\dot{E}_{\text{зр}}$  – відповідно вектори вузлових струмів, ерс неурівноваженості і зрівнювальних ерс (транспонований спряжений і дійсний),  $M$  – матриця з'єднань графа замкненої мережі, приведена до квадратної за допомогою введення додаткових вузлів,  $N$  – друга матриця з'єднань,  $R_g$ ,  $R_k = N R_g N^T$  – відповідно квадратні матриці активних опорів віток і контурів мережі,  $G_k = \text{Re}(N Z_g N^T)^{-1}$  – матриця активних контурних провідностей.

Для однорідної мережі активні опори віток, що відповідають мінімально можливому рівню втрат у цій мережі, визначатимуться як:

$$R_{\min} = R_g - R_g N^T (N R_g N^T) N R_g \quad (2)$$

Відповідно, мінімально можливі втрати для даної мережі при економічному перерозподілі потужностей, який визначається лише активними опорами елементів мережі і може бути вирахований за  $R_{\min}$ -схемою, вираховуємо за допомогою стандартних прийомів матричної алгебри, струми у вітках виражаємо через задавальні вузлові струми:

$$dP_{\min} = \tilde{J}^T M^{T-1} R_{\min} M^{-1} \tilde{J}, \quad \text{або} \quad dP_{\min} = J_a^T \Re J_a + J_p^T \Re J_p \quad (3)$$

Матрицю  $\Re = M^{T-1} (R_g - R_g N^T R_k^{-1} N R_g) M^{-1}$  можна визначити, як  $\Re$ -матрицю економічних вузлових опорів схеми, яка складається зі значень вхідних і загальних опорів ланцюгів схеми. Таким чином, якщо струморозподіл у електричній мережі ЕЕС буде співпадати з струморозподілом, що розрахований за заступною  $\Re$ -схемою зі збалансованими коефіцієнтами трансформації, то він забезпечить мінімум втрат активної потужності в ЕЕС від взаємних і транзитних перетоків потужності.

При розгляді безрозмірного коефіцієнта трансформації через контурну е.р.с. невірності  $\dot{E}_{ny} = (1 - \dot{k}_T) U$ , додаткова складова втрат, викликана неоднорідністю електричної мережі [5]:

$$\Delta P_o(t) = \frac{\min}{E_{ny}} \rightarrow \left[ \begin{aligned} & \left( \hat{E}_{any} + G_k^{-1} H \hat{J}_p \right) G_k \left( \hat{E}_{any} + G_k^{-1} H \hat{J}_p \right) + \\ & + \left( \hat{E}_{pny} + G_k^{-1} H \hat{J}_p \right) G_k \left( \hat{E}_{pny} + G_k^{-1} H \hat{J}_p \right) + \\ & + \hat{J}_a^T (R - H^T G_k H) \hat{J}_a + \hat{J}_p^T (R - H^T G_k H) \hat{J}_p \end{aligned} \right], \quad (4)$$

де  $G_k$  – матриця активних контурних провідностей мережі,  $G_k = \text{Re} \left( (N \dot{Z} N^T)^{-1} \right)$ ;  $H$  – уявна частина матриці коефіцієнтів струморозподілу розрахункової схеми ЕЕС,  $H = \text{Im} \left( -\dot{Y}_k N \dot{Z} M^{-1} \right)$ ;  $\hat{J}_a$ ,  $\hat{J}_p$  – активна та реактивна складові вектора вузлових струмів мережі у встановленому режимі,  $E_{any}$ ,  $E_{pny}$  – активна та реактивна складові контурних ЕРС, спричинених неоднорідністю схеми мережі.

Оскільки матриця  $G_k$  завжди є позитивно визначеною, то, виходячи з визначення квадратичної форми перші два члени рівняння (4) завжди невід’ємні, і мінімум функції досягається за умови:

$$\left. \begin{aligned} E_{any}^{(o)} &= -G_k^{-1} H J_p, & E_{pny}^{(o)} &= G_k^{-1} H J_a \end{aligned} \right\}, \quad (5)$$

де  $E_{any}^{(o)}$ ,  $E_{pny}^{(o)}$  – вектори активної та реактивної складових оптимальної ЕРС невірності. Аналіз виразу (4) з точки зору фізичних процесів, що проходять в мережі, показує, що величини  $-G_k^{-1} H J_p$ ,  $G_k^{-1} H J_a$  виражають зрівнювальні ЕРС, викликані перетіканням зрівнювального струму в замкнутих контурах мережі. Величини  $E_{any}^{(o)} + G_k^{-1} H J_p$ ,  $E_{pny}^{(o)} - G_k^{-1} H J_a$  визначають ЕРС небалансу в контурах мережі, наявність яких викликає ріст втрат активної потужності по відношенню до мінімально можливих. Якщо припустити, що  $\dot{E}_{ny} = 0$ , то отримаємо зручний вираз для визначення додаткової складової втрат, викликаних неоднорідністю мережі [6], яка може слугувати промовистим показником доцільності проведення заходів з оптимізації.

$$\delta P_{\min} = J_a^T \left( -G_k^{-1} H \right)^T G_k \left( -G_k^{-1} H \right) J_a + J_p^T \left( -G_k^{-1} H \right)^T G_k \left( -G_k^{-1} H \right) J_p, \quad (6)$$

де  $A = \left( -G_k^{-1} H \right)^T G_k \left( -G_k^{-1} H \right)$  – квадратна матриця власних та взаємних опорів вузлів мережі, які характеризують додаткові втрати активної потужності.

Для будь-якого вузла  $k$  схеми з  $n$  вузлів мінімальну та додаткову складові втрат потужності можна визначити згідно виразів (7), через задавальні струми у вузлах, – тобто, без розрахунку усталеного режиму та обчислення струмів у вітках мережі:

$$dP \langle k \rangle_{\min} = J_{ak} \sum_{j=0}^n J_{aj} \Re_{k,j} + J_{pk} \sum_{j=0}^n J_{pj} \Re_{k,j}, \quad \delta P \langle k \rangle_{\text{доп.}} = J_{ak} \sum_{j=0}^n J_{aj} A_{k,j} + J_{pk} \sum_{j=0}^n J_{pj} A_{k,j} \quad (7)$$

Виокремлення мінімально можливої складової втрат активної потужності  $dP_{\min}$  та додаткової складової втрат  $\delta P_{\text{доп.}}$ , зумовленої неоднорідністю мережі, дає можливість для оптимізації втрат активної потужності від транзиту до споживачів електричних мереж використовувати лише складову  $\delta P$ .

**Перспективи використання даних ОІУК для практичних розрахунків.** ОІУК був і залишається головним джерелом інформації для потреб оперативно-диспетчерського управління. Забезпечення прийому інформації від енергооб’єктів по різних каналах зв’язку (Ethernet, кабельна телефонія, GSM зв’язок, супутникові канали), зберігання в базі даних реального часу оперативної інформації про стан об’єктів, вирішення задач оцінки стану – фактично адекватне відображення параметрів режиму наразі постає головною умовою реалізації комерційної керованості енергооб’єднання в умовах ринку.

Згідно приведеного на рис. 1 алгоритму, для введення початкових даних може використовуватись поточна інформація з ОІУК про топологію та параметри мережі, попередньо оцінені дані навантажень та генерації у вузлах, фактичних напруг у вузлах. Оскільки за відсутності комутацій матриці власних та взаємних опорів  $\mathfrak{R}$  та  $\mathbf{A}$  залишаються незмінними, це зменшує кількість необхідних поточних обчислень, оскільки *втрати визначаються в залежності від динамічної зміни навантажень у вузлах споживання.*



Рисунок 1 – Алгоритм визначення втрат

Відповідно до введених даних виконується розрахунок складових втрат потужності від перетікання навантаження до кожного з вузлів, визначаються величини для оцінки взаємовпливу електричних мереж ЕЕС. Постійне врахування фактичних значень напруг у вузлах зберігає нелінійну залежність втрат від параметрів режиму. Задача оцінки стану для верифікації початкових даних може виконуватись з використанням будь-яких методів та стандартного програмного забезпечення АСДК ЕЕС (до прикладу, на даний час реалізована та використовується у ПК "КОСМОС" і включає відбраковування грубих похибок вимірювання).

За результатами розрахунків визначаються масиви значень мінімально можливої складової втрат  $dP(k)_{\min}$  і додаткової складової втрат, обумовленої неоднорідністю мережі  $\delta P(k)_{\text{odd}}$ , спричинених перетіканням потужності до вузлів споживання.

На етапі наукового дослідження методика реалізована в ПК "MathCAD", однак розроблені алгоритми можуть бути використані і в існуючих промислових програмних комплексах.

**Результати практичних розрахунків.** Для фрагменту схеми деякої транзитної електричної мережі «В» (рис. 2) частково наведемо розрахунки за наведеною методикою. Нехай вузол №7 – суміжний з деякою мережею «А», яка характеризується надлишковою генерацією, а вузол №5 – суміжний з дефіцитною мережею «С». Топологія та навантаження мережі «В» залишались незмінними, а величина відбору потужності дефіцитною енергосистемою варіювалась у бік зростання. Для зручності аналізу результати зведені в табл. 1.

Таблиця 1 – Результати розрахунку втрат для фрагменту мережі

Загальні втрати в мережі		Втрати від перетікання потужності до вузла №5		Навантаження вузла №5, S	Втрати від «власних» навантажень, $\Sigma$	Втрати від навантажень вузла №5, $\Sigma$
$dP_{\min}$ , MВт	$\delta P_{\text{odd}}$ , MВт	$dP_{\min}$	$\delta P_{\text{odd}}$			
3,977	0,09408	0,61335	0,15	<b>33 + j 21</b>	3,30726	0,76335
5,347	0,1395	1,51392	0,609	<b>66 + j 42</b>	3,36348	2,12292
8,949	0,3231	4,17657	0,2454	<b>132 + j 84</b>	4,85025	4,42197
11,181	0,46125	5,93871	0,38406	<b>165 + j 105</b>	5,31948	6,32277
26,648	1,61574	19,05711	1,54086	<b>330 + j 210</b>	7,66602	20,59797

Сумарне споживання решти вузлів (крім №5) складає  $S=771+j408$  МВт. За рахунок неоднорідності схеми та відсутності регулювання, спрямованого на оптимізацію завантаження ліній, у данному прикладі втрати, викликані перетіканням потужності до «власних» вузлів навантаження, співрозмірні з втратами, спричиненими транзитом потужності до навантаження вузла суміжної системи «С» вже при  $S(\text{№5})=132+j84$  МВт, що становить лише 18% споживання системи «В». Такий економічний аспект обов'язково повинен враховуватись як при здійсненні взаєморозрахунків, так і для техніко-економічного обґрунтування питань розташування генерувальних потужностей – з метою зменшення частки втрат від транзиту електроенергії в дефіцитні райони.

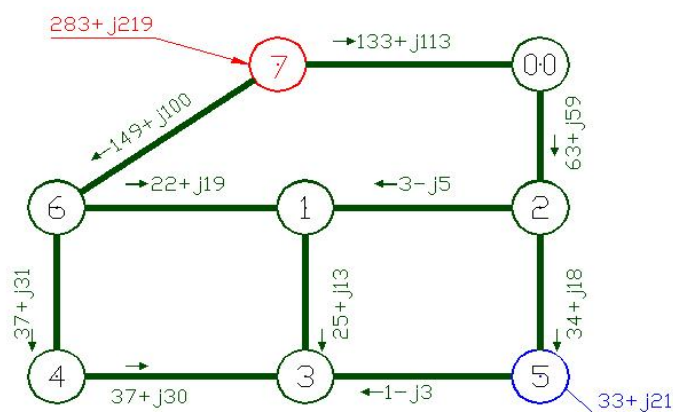


Рисунок 2 – Фрагмент схеми мережі 220 кВ

**Висновки.** Застосування запропонованого підходу на практиці забезпечить обґрунтований розподіл втрат на передачу, базуючись на фізичних законах і дійсних об'ємах використання передаючої мережі споживачами електроенергії. В свою чергу, фізично обґрунтований підхід до розрахунку транзитних втрат дає можливість підвищувати ефективність функціонування електричних мереж.

Алгоритми оцінки міри використання мережі підтверджені практичними розрахунками, і за його допомогою можна пропонувати чесні та прозорі правила оплати за транзит.

Разом з визначенням величини транзитних втрат запропонована методика може підвищити ефективність планування експлуатації розподільчої мережі на етапі проектування та вибору її експлуатаційної схеми, позаяк це також визначає величину втрат енергії. Визначення втрат активної потужності в передаючій системі в залежності від транзитних перетоків до навантажень у вузлах суміжних енергосистем може бути використано для розробки галузевого програмного забезпечення, а також алгоритмів практичної реалізації впливу на величину втрат на базі розроблених математичних моделей.

#### СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Постанова НКРЕ № 654 від 25.05.2006 Про затвердження Положення про порядок подання, визначення та затвердження економічних коефіцієнтів нормативних технологічних витрат електроенергії // Офіційний вісник України. – 2006. – № 22. – 1701 с.
2. Костышена Н. М. Экономический коэффициент нормативного технологического расхода электроэнергии как эквивалент стоимости этого расхода / Н. М. Костышена // Электрические сети и системы. Научный журнал. - 2006. — № 5. — С. 47—52.
3. J. Conejo. Transmission loss allocation: a comparison of different practical algorithms, Power Systems / J. Conejo, J. M. Arroyo, N. Alguacil, and A.L. Guijarro // IEEE Trans. Power Syst.- Aug. 2002.- vol. 17.- P. 571–576.
4. Gross G. A physical-flow-based approach to allocating transmission losses in a transaction framework / G. Gross and S. Tao // IEEE Trans. Power Syst.-May, 2000.- vol. 15.- P. 631–637,
5. Лежнюк П. Д. Моделивання впливу неоднорідності електричної системи на оптимальність її режимів / П. Д. Лежнюк, Д. І. Оболонський, Л. Р. Пауткіна // Вісник Вінницького політехнічного інституту. Науковий журнал. - 1996. - № 3. - С. 44—49
6. Лежнюк П. Д. Інформаційне забезпечення розрахунків втрат потужності й електроенергії від транзитних перетоків / П. Д. Лежнюк, Н. В. Семенюк // Вісник Вінницького політехнічного інституту: Науковий журнал. - 2012. - № 1. - С. 66-69.

#### REFERENCES

1. Resolution of National Electroenergetics Regulation Commette № 654 from 25.05.2006, (2006) “About approval of the Resolution on procedure of supplementing, determination and approval of economic coefficients of standard technological power loss”, Oficijnyj visnyk Ukrainy, Vol.22., pp. 1701.
2. Kostyshena, N.M. (2006), “Economic coefficient of standard technological power loss as an equivalent of this loss value”, Electricsheskie seti i sistemy, vol.5, pp.. 47-52.
3. Conejo, J., Arroyo, J. M., Alguacil, N. and Guijarro, A.L. (2002), “Transmission loss allocation: a comparison of different practical algorithms”, Power Systems, IEEE Trans. Power Syst., vol. 17, pp. 571–576.
4. Gross, G. and Tao, S. (2000), “A physical-flow-based approach to allocating transmission losses in a transaction framework”, IEEE Trans. Power Syst., vol. 15, pp. 631–637.
5. Lezhnjuk, P.D., Obolonsky, D.I. and Pautkina, L.R. (1996), “Modelling of electric system inhomogeneity influence on its optimal modes”, Visnyk Vinnitskogo politekhnichnogo institutu, Vol. 3 pp.44—49.

6. Lezhnjuk, P.D., and Semenjuk, N.V.(2012), “Informational support of electric energy and power loss allocation in dependency on transient flows”, Visnyk Vinnitskogo politekhnichnogo institutu, vol.1, pp.66-69.

Надійшла до редакції 10.02.2013

Рецензент: В.Ф. Сивокобиленко

П.Д. ЛЕЖНЮК, Л.Р. ПАУТКИНА, Н.В. СЕМЕНЮК  
Винницкий национальный технический университет

**Определение потерь от адресных транзитных перетоков по данным ОИУК.** В статье предложена методика адресного определения потерь активной мощности в передающей системе, обусловленных транзитом мощности к нагрузке каждого потребителя. Рассмотрены алгоритмы её практической реализации в поточном режиме на базе использования оцененных данных оперативного информационно-управляющего комплекса (ОИУК).

**Ключевые слова:** адресность потерь, потери мощности, неоднородность, оптимальные потери, дополнительные потери, транзитные перетоки, транзитные потери.

P. LEZHNYUK, L. PAUTKINA, N. SEMENJUK  
State Institution of Higher Education “Vinnitsa National Technical University”

**Determination of Power Loss Caused by Transient Flows on the Basis of Operational Information and Control Complex Data.** The article suggests the methodology of allocation of transmission and distribution grid active power loss caused by transit power flows to the loads of every consumer. Nowadays, due to the peculiarities of Ukrainian energy system functioning, it becomes necessary to solve the problem of coordinating the economic contracts on energy supply and physical path of energy delivery. The decision suggested in the article may be used for taking the transient loss into account as a pricing factor while contracting bilateral agreements at spot energy market. According to the proposed formulas it is possible to allocate active power loss in a closed-loop electric grid of different voltage levels using the data of scheme parameters and node loads without prior calculation of operating mode.  $\mathfrak{R}$ -matrix of economic node resistance corresponds with minimal optimal level of power loss in the given energy grid, and  $A$ -matrix – is a square matrix of resistances characterizing the additional power loss caused by inhomogeneity of the grid. The possibility to determine the minimal  $dP_{\min}$  and additional  $\delta P_{\text{доп}}$  components (7) of power loss caused by transition flows to the loads of any node  $k$  by using the values of current loads provides the way to define the measure of power grid usage and separate out the component corresponding with inhomogeneity of complex loop energy network. Thus power loss cannot be less than  $dP_{\min}$ ,  $\delta P_{\text{доп}}$  component is perfect to use while transient power loss optimization. According to the algorithm shown in Fig.1, the initial data for the calculation (power grid topology and physical parameters of transmission lines, and previously estimated values of loads and generation and voltage levels in consumption nodes) may be obtained from Operational Information and Control Complex. If there are no commutations, the calculation procedure is simplified to power loss allocation in dependency on dynamic change of current loads energy consumption. Obtained results can be implemented in modern industrial program complexes. Practical calculations prove the suggested methodology potential of usage for transient flow pricing, efficient engineering of operating grid design, development of industrial software, and also working out the new approach for real-time mathematic modeling of power loss optimization.

**Key words:** address loss, power loss, inhomogeneity, optimal loss, additional loss, transient flows, transient loss.