неістотно, але збільшується вартість установки, тому для практичного використання буде доцільною установка із меншою кількістю дискретних орієнтацій.

*1. Шнерх О.С., Остапущенко П.Г. Оптимизационные расчеты гелиосистем с дискретным способом ориентации солнечных коллекторов. Деп. в УкрНИИНТИ № 935.-Ук 90. – 12 с.*
*2. Wiśniewski G., Gołębiowski S., Grycik M. i in. Kolektory słoneczne: energia słoneczna w mieszkalnictwie, hotelarstwe i drobnym przemyśle. – Warszawa: Medium, 2008. – 201 s.*

**УДК 621.317.333**

**Л.Н. Добровольська, І.В. Ярошук**
Луцький національний технічний університет,
ВАТ "Волиньобленерго"

# МЕТОД КІЛЬКІСНОГО ВИЗНАЧЕННЯ НЕГАТИВНОГО ВПЛИВУ МАГІСТРАЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ НА РОЗПОДІЛЬНІ МЕРЕЖІ ОБЛЕНЕРГО

© *Добровольська Л.Н., Ярошук І.В., 2010*

**Розроблено метод кількісного визначення негативного впливу режимів роботи магістральних електричних мереж на розподільні мережі обленерго та алгоритм для його реалізації.**

***Ключові слова:*** **негативний вплив, магістральні мережі, мережі обленерго.**

**In the article was developed the method of quantitative determination of negative influence of the modes of operations of main electric networks on the distributive networks of region energy company and algorithm for his realization.**

***Keywords:*** **negative influence, main electric networks, networks of region energy.**

## Постановка проблеми

У середині 90-х років минулого століття розпочалось реформування вертикально-інтегрованих виробничо-енергетичних об'єднань в Україні, внаслідок чого утворилися самостійні суб'єкти господарювання: енергогенеруючі та енергопостачальні компанії, комунальні та комерційні теплоелектроцентралі, підприємство високовольтних мереж, оптовий постачальник електричної енергії [4]. Отже, виникло кілька рівнів конкуренції між паралельно працюючими ЕЕС, змушених на фоні конкурентної боротьби покращувати свою економічну ефективність [15]

У ЕЕС, об'єднаних на паралельну роботу міжсистемними зв'язками, спостерігається взаємовплив їх режимів. Через неоднорідність електричних мереж ЕЕС взаємовплив режимів негативно відображається на перетоках потужностей між сусідніми системами (взаємні зовнішні перетоки), на перетоках між електричними мережами різної напруги окремих систем (взаємні власні перетоки). Наслідком взаємовпливу режимів електричних мереж ЕЕС є збільшення завантаженості окремих ліній, зміна рівнів напруги та додаткові втрати електроенергії, які зменшують економічну ефективність функціонування мереж [15].

Отже, під час моніторингу перетоків і втрат потужності виникає питання розподілу їх між учасниками ринку.

Переважно магістральні електромережі 220–750 кВ працюють паралельно із зв'язками на нижчих рівнях напруги (розподільними мережами обленерго) і частина потужності магістральних електромереж протікає через ЛЕП нижчої напруги обленерго, створюючи, отже, додаткові втрати в

них і обмежуючи їх пропускну здатність. Відповідно, гостро постає питання про відшкодування втрат та інших негативних впливів підприємствами магістральних електромереж обласним електропостачальним компаніям або введення компенсації за користування їхніми мережами. Як наслідок, існує два варіанти розвитку подій: або застосування заходів, які б максимально зменшували цей вплив або запровадження способів компенсації цього впливу.

**Аналіз останніх досягнень та публікацій**

За останні 5–10 років питання розподілу втрат потужності між учасниками енергоринку достатньою мірою розглянуті та проаналізовані у вітчизняній та закордонній літературі [2, 5, 12, 13, 17–30]. Проте, відсутність універсального загальноприйнятого методу доводить, що кожен із сучасних методів розподілу втрат має недоліки, що, своєю чергою, призводить до неточних досліджень у цій галузі і робить складним оцінку технічної обґрунтованості двосторонніх контрактів, які нині використовуються або можуть бути використані на енергетичному ринку України.

Також варто зазначити, що проблеми негативного впливу саме магістральних електричних мереж на розподільні мережі обленерго як у частині спричинення першими додаткових втрат потужності у мережах останніх, так і, особливо, в частині спричинення додаткових втрат напруги у них та обмеження їх пропускної здатності повною мірою не розглянуті.

Саме тому виникає потреба в удосконаленні існуючих методів розподілу втрат потужності та адаптації їх для оцінки кількісного впливу саме режимів роботи магістральних електричних мереж на розподільні мережі обленерго, а також розширення їх у частині кількісної оцінки негативних впливів іншого характеру (спричинення додаткових втрат напруги та зменшення пропускної здатності).

**Мета і задачі дослідження**

Метою роботи є розробка методів обчислення кількісного впливу режимів роботи магістральних електричних мереж на розподільні мережі обленерго.

Відповідно до вказаної мети в роботі розв’язуються такі основні задачі:

- розробка методу визначення додаткових втрат потужності, напруги та зменшення пропускної здатності у розподільних мережах обленерго внаслідок негативного впливу на них режимів роботи магістральних електричних мереж;
- розробка алгоритму визначення додаткових втрат потужності, напруги та зменшення пропускної здатності у розподільних мережах обленерго внаслідок негативного впливу на них режимів роботи магістральних електричних мереж.

**Виклад основного матеріалу**

Суть задачі визначення втрат потужності, перетоків струму та спадів напруги у розподільних мережах обленерго, зумовлених впливом режимів роботи магістральних електричних мереж зводиться до обчислення втрат потужності, додаткових перетоків струму та спадів напруги у вітках електричної мережі, які належать обленерго, внаслідок передавання ними потужності, яка споживається у вузлах електричної мережі, що належать магістральним електричним мережам. Як показано у [3] за допомогою лінеаризації залежностей між параметрами режиму електричної мережі можна обчислити для конкретного стану мережі коефіцієнти розподілу втрат потужності від навантаження вузлів у кожній вітці, зокрема і від вузла (групи вузлів), які належать магістральним електричним мережам у вітці (вітках), які належать розподільним мережам обленерго. Як показано у [12] сумарні втрати потужності у вітках електричної мережі можна визначити за формулою:

$$\Delta \mathbf{S}_{\text{в}k} = \mathbf{T}_k \mathbf{S} + \Delta \mathbf{S}_{\text{нб}}, \qquad (1)$$

де $\mathbf{T}_k$ – матриця коефіцієнтів розподілу втрат потужності у вітках схеми електричної мережі залежно від потужностей у вузлах з урахуванням коефіцієнтів трансформації трансформаторів зв’язку; $\mathbf{S}$ – вектор-стовпець навантажень у вузлах, а також і балансувальні; $\Delta \mathbf{S}_{\text{нб}}$ – вектор-стовпець втрат потужності у вітках схеми від ЕРС незбалансованих коефіцієнтів трансформації.

Згідно з (1) втрати потужності у *i*-й вітці електричної мережі можна визначити:

$$\Delta\hat{S}_{\text{в}ki}=\hat{T}_{ki}\hat{S}+\Delta\hat{S}_{\text{нб}i}, \tag{2}$$

де $\hat{T}_{ki}=(\hat{U}^{t}\hat{M}_{\Sigma ki})\hat{C}_{ki}\hat{U}_{\text{д}}^{-1}$ – *i*-й вектор-рядок матриці коефіцієнтів розподілу втрат потужності від потужності у вузлах електричної мережі $\hat{T}_{k}$, що відповідає *i*-й вітці схеми; $\hat{M}_{\Sigma ki}$ – *i*-й рядок комплексної матриці зв'язків віток у вузлах $\hat{M}_{\Sigma k}$ з урахуванням коефіцієнтів трансформації, яка за структурою подібна до матриці з'єднань віток у вузлах $M_{\Sigma}$, але замість значень "–1" для вузлів кінця віток з трансформаторами вона містить їх коефіцієнти трансформації; $\hat{U}_{\text{д}}$ – діагональна матриця напруг у вузлах без урахування балансувальних вузлів; $\hat{U}^{t}$ - транспонований вектор напруг у вузлах, а також і балансувальні; $\hat{C}_{ki}$ – *i*-й вектор-рядок матриці розподілу струмів у вузлах по вітках схеми $\hat{C}_{k}$ з врахуванням коефіцієнтів трансформації:

$$C_{k}=z_{\text{в}}^{-1}\hat{M}_{k}^{t}(\hat{M}_{k}z_{\text{в}}^{-1}\hat{M}_{k}^{t})^{-1}, \tag{3}$$

де $\hat{M}_{k}^{t}$ – комплексна матриця зв'язків з урахуванням коефіцієнтів трансформації, що за структурою подібна до матриці з'єднань віток у вузлах $M$ (без врахування балансувальних вузлів), але замість значень "–1" для вузлів кінця віток з трансформаторами містить їх спряжені коефіцієнти трансформації; $z_{\text{в}}$ – діагональна матриця комплексних опорів віток схеми електричної мережі.

Другий доданок $\Delta\hat{S}_{\text{нб}i}$ у (2) являє собою втрати потужності в *i*-й вітці електричної мережі від незбалансованих коефіцієнтів трансформації трансформаторів і автотрансформаторів зв'язку і визначається:

$$\Delta\hat{S}_{\text{нб}i}=(\hat{U}^{t}\hat{M}_{\Sigma ki})\hat{D}_{\text{б}i}\hat{U}_{\text{б}}, \tag{4}$$

де $\hat{U}_{\text{б}}$ – вектор-стовпець напруг у базисному та балансувальних вузлах; $\hat{D}_{\text{б}i}$ – *i*-й вектор-рядок матриці провідностей $\hat{D}_{\text{б}}$, яка має фізичний зміст провідностей, що обумовлюють зрівнювальні струми від ЕРС, спричинених незбалансованими коефіцієнтами трансформації у замкнених контурах електричної мережі, та визначається за виразом

$$\hat{D}_{\text{б}}=z_{\text{в}}^{-1}\left(\hat{M}_{\text{б}k}^{t}-\hat{M}_{k}^{t}(\hat{M}_{k}z_{\text{в}}^{-1}\hat{M}_{k}^{t})^{-1}Y_{\text{б}}\right), \tag{5}$$

де $\hat{M}_{\text{б}k}^{t}$ – підматриця матриці $\hat{M}_{k}^{t}$, стовпці якої відповідають балансувальним вузлам електричної мережі; $Y_{\text{б}}=\hat{M}_{k}z_{\text{в}}^{-1}\hat{M}_{\text{б}k}^{t}$ – фрагмент матриці вузлових провідностей, яка містить стовпці, що відповідають балансувальним вузлам.

У [12] також показано, що вираз для визначення додаткових перетоків струму у вітках електричної мережі, зумовлених незбалансованими коефіцієнтами трансформації має вигляд

$$\Delta\hat{I}_{\text{нб}}=\frac{1}{\sqrt{3}}\hat{D}_{\text{б}}\hat{U}_{\text{б}}. \tag{6}$$

Отже, враховуючи (6), за аналогією з (1), вираз для розподілу сумарних додаткових перетоків струму у вітках електричної мережі залежно від навантаження вузлів можна записати:

$$\Delta\hat{I}_{\text{в}k}=C_{k}J+\Delta\hat{I}_{\text{нб}}, \tag{7}$$

де $J$ – вектор-стовпець струмів у вузлах схеми, який визначається за формулою:

$$J=\frac{1}{\sqrt{3}}\hat{U}_{\text{д}\Sigma}^{-1}\hat{S}, \tag{8}$$

де $\hat{U}_{\text{д}\Sigma}$ – діагональна матриця напруг у вузлах , а також і балансувальні.

Втрати напруги, зумовлені додатковими перетоками струму у вітках електричної мережі можна визначити з виразу:

$$\Delta\hat{U}_{\text{в}k}=\sqrt{3}z_{\text{в}}\Delta\hat{I}_{\text{в}k}=\sqrt{3}z_{\text{в}}(C_{k}J+\Delta\hat{I}_{\text{нб}})=\sqrt{3}z_{\text{в}}C_{k}J+\sqrt{3}z_{\text{в}}\Delta\hat{I}_{\text{нб}} \tag{9}$$

Позначимо $\sqrt{3}z_{\text{в}}\Delta\dot{I}_{\text{нб}}=\Delta\dot{U}_{\text{нб}}$ – вектор-стовпець додаткових втрат напруги у вітках електричної мережі, зумовлених незбалансованими коефіцієнтами трансформації. Отже, вираз (9) перепишеться у вигляді:

$$\Delta\dot{U}_{\text{в}\,k}=\sqrt{3}z_{\text{в}}C_k J+\Delta\dot{U}_{\text{нб}}, \tag{10}$$

Складова $\Delta\dot{I}_{\text{нб}}$, а відповідно і $\Delta\dot{U}_{\text{нб}}$ та $\Delta\dot{S}_{\text{нб}}$ зумовлені регулювальними впливами на силові трансформатори і неявно залежать (через значення напруг у вузлах) від потужностей генерації та споживання, тобто ці складові негативного впливу фактично зумовлені “власними додатковими перетоками” замкненої електричної мережі і не можуть розподілятися між різними учасниками енергоринку.

Отже, якщо електрична схема мережі має $n$ вузлів, які належать магістральним електричним мережам та $k$ віток, які належать розподільним мережам обленерго, то за аналогією з (7), (10) та (1) вирази для розрахунку величин негативного впливу магістральних мереж на розподільні мережі обленерго можна записати у вигляді:

– зменшення пропускної здатності ЛЕП (віток схеми), які належать розподільним мережам обленерго внаслідок негативного впливу на них режиму роботи магістральних електричних мереж:

$$\Delta\dot{I}_{\text{о}}=C_{k\,\text{о}}J_{\text{о}}, \tag{11}$$

де $C_{k\,\text{о}}$ – $k\times n$-вимірна підматриця матриці розподілу струмів у вузлах по вітках схеми $C_k$ з урахуванням коефіцієнтів трансформації, що містить додаткові перетоки струму у вітках електричної схеми, які належать розподільним мережам обленерго, зумовлені навантаженнями вузлів, які належать магістральним електричним мережам; $J_{\text{о}}$ – $n$-вимірний вектор-стовпець струмів у вузлах, що належать магістральним електричним мережам.

Або для будь-якої $i$-ї вітки, яка належить розподільним мережам обленерго:

$$\Delta\dot{I}_{\text{о}i}=C_{k\,\text{о}i}J_{\text{о}}, \tag{12}$$

де $C_{k\,\text{о}i}$ – $i$-й вектор-рядок матриці розподілу додаткових перетоків струму у вітках електричної схеми, які належать розподільним мережам обленерго, зумовлені навантаженнями вузлів, які належать магістральним електричним мережам $C_{k\,\text{о}}$, що відповідає $i$-тій вітці електричної схеми, яка належить розподільним мережам обленерго;

– додатковий спад напруги у ЛЕП (вітках схеми), які належать розподільним мережам обленерго внаслідок негативного впливу на них режиму роботи магістральних електричних мереж:

$$\Delta\dot{U}_{\text{о}}=\sqrt{3}z_{\text{о}}\Delta\dot{I}_{\text{о}}, \tag{13}$$

де $z_{\text{о}}$ – $k$-вимірна діагональна підматриця матриці $z_{\text{в}}$, яка містить комплексні опори віток електричної схеми, що належать розподільним мережам обленерго.

Або для будь-якої $i$-ї вітки, яка належить розподільним мережам обленерго:

$$\Delta\dot{U}_{\text{о}i}=\sqrt{3}z_{\text{о}i}\Delta\dot{I}_{\text{о}i}, \tag{14}$$

де $z_{\text{о}i}$ – $i$-й елемент діагональної матриці комплексних опорів віток, які належать розподільним мережам обленерго $z_{\text{о}}$, який являє собою величину комплексного опору $i$-тої вітки електричної мережі, яка належить розподільним мережам обленерго;

– додаткові втрати потужності у ЛЕП (вітках схеми), які належать розподільним мережам обленерго внаслідок негативного впливу на них режиму роботи магістральних електричних мереж:

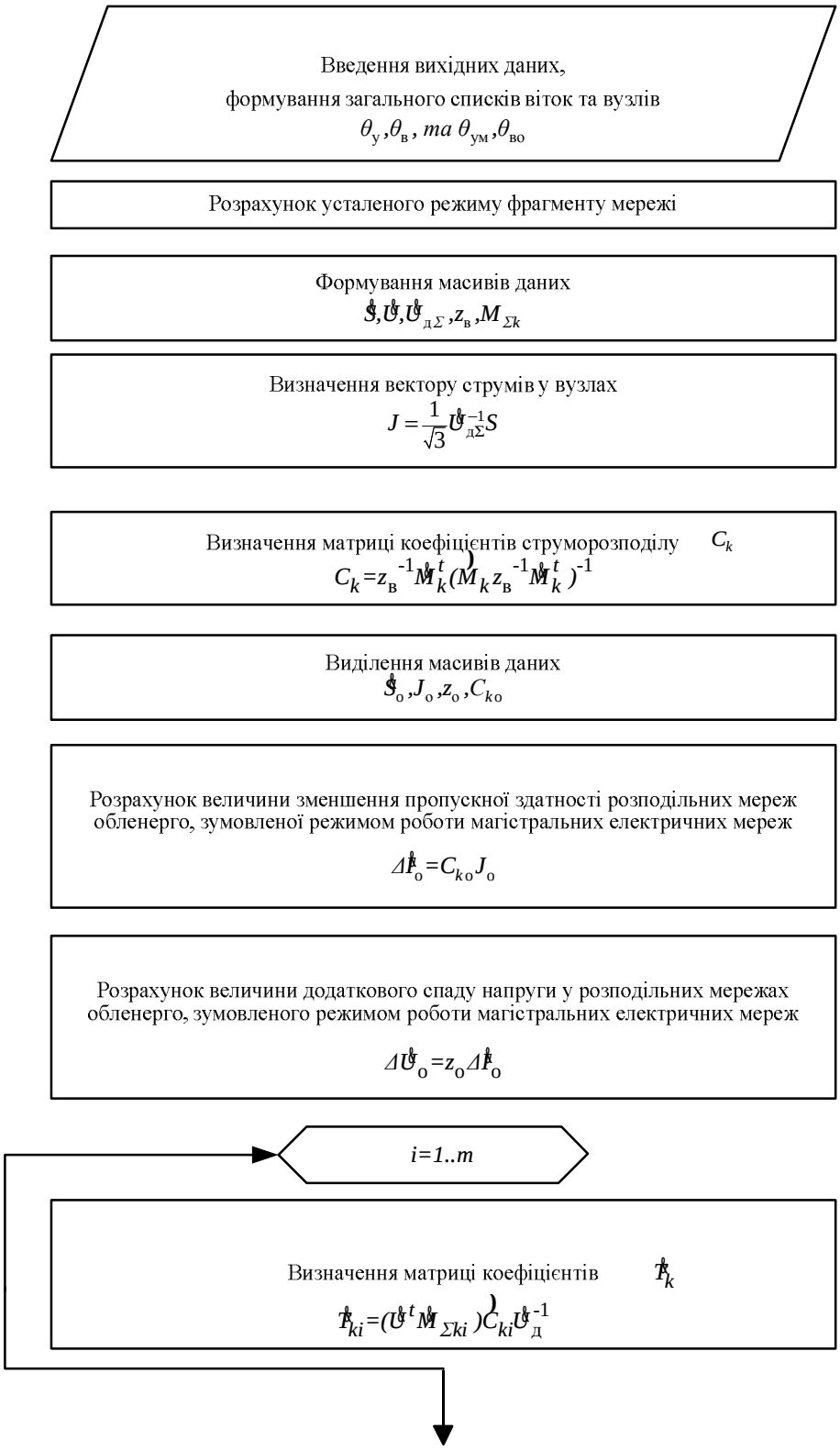
$$\Delta\dot{S}_{\text{о}}=\dot{F}_{k\,\text{о}}\dot{S}_{\text{о}}, \tag{15}$$

де $\dot{F}_{k\,\text{о}}$ – $k\times n$-вимірна підматриця матриці коефіцієнтів розподілу втрат потужності у вітках схеми електричної мережі залежно від потужностей у вузлах з урахуванням коефіцієнтів трансформації трансформаторів зв’язку $\dot{F}_k$, що містить коефіцієнти розподілу втрат потужності у вітках електричної схеми, які належать розподільним мережам обленерго, зумовлених навантаженнями вузлів, які належать магістральним електричним мережам; $\dot{S}_{\text{о}}$ – $n$-вимірний вектор-стовпець навантажень у вузлах, що належать магістральним електричним мережам (без урахування балансувальних).

Або для будь-якої *i*-ї вітки, яка належить розподільним мережам обленерго:

$$\Delta \dot{S}_{oi} = \dot{K}_{koi} \dot{S}_o , \qquad (16)$$

де $\dot{K}_{koi}$ – *i*-й вектор-рядок матриці коефіцієнтів розподілу втрат потужності у вітках схеми, які належать розподільним мережам обленерго, зумовлених навантаженнями вузлів, які належать магістральним електричним мережам $\dot{K}_{ko}$, що відповідає *i*-й вітці електричної схеми, яка належить розподільним мережам обленерго.



*Алгоритм реалізації методу визначення величини негативного впливу магістральних електричних мереж на розподільні мережі обленерго*

Сумарні втрати потужності у частині електричної мережі, яка належить розподільним мережам обленерго внаслідок негативного впливу режиму роботи магістральних електричних мереж можна визначити з виразу:

$$\Delta\dot{S}_{\Sigma o} = n^t \Delta\dot{S}_{o}, \tag{17}$$

де $n$ – $k$-вимірний вектор-стовпець, елементами якого є одиниці.

Або для будь-якої $i$-ї вітки, яка належить розподільним мережам обленерго:

$$\Delta\dot{S}_{\Sigma o i} = n_1 \Delta\dot{S}_{o i}, \tag{18}$$

де $n_1$ – одиничний вектор.

Алгоритм для реалізації цього методу зображено на рисунку.

**Висновки**

Отже, розроблений алгоритм дозволяє кількісно обчислити величини негативного впливу режимів роботи магістральних електричних мереж на розподільні мережі обленерго. Тому, на мою думку, на цьому етапі функціонування електроенергетичного ринку України доцільним є розглянути можливість введення взаєморозрахунків між підприємствами магістральних електричних мереж та розподільними мережами обленерго за погіршення як технічних, так і економічних показників останніх через режими роботи перших. Це можливо здійснити, наприклад, введенням грошової компенсації за втрати активної електроенергії (грн./кВт·год), зумовлені режимами роботи магістральних електричних мереж у розподільних мережах обленерго за розрахунковий період (приміром, місяць).

Варто зауважити, що в окремих випадках вплив режимів роботи магістральних електричних мереж на розподільні мережі обленерго є таким, через який останні недопустимо перевантажуються, а також рівні напруги у них знижуються нижче від нормованих, а тому обласна електропостачальна організація має витрати не тільки через додаткові втрати потужності і електроенергії, а і через затрати на реконструкцію своїх мереж (заміна проводів на більший переріз,

будівництво нових ПЛ для розвантаження існуючих тощо). Отже, вирішити проблему можна також і шляхом введення додаткової плати за перетікання потужності (активної, грн./кВт та реактивної, грн./кВАр), наприклад, у період максимуму навантажень енергосистеми, коли негативний вплив є, як правило, найбільшим і погіршує режим роботи розподільних мереж обленерго найістотніше.

Варто зазначити, що розподільні мережі обленерго нині не мають технічної можливості значно впливати на потокорозподіл у замкнених мережах 35-750 кВ, а тому введення взаєморозрахунків між ними та підприємствами магістральних електричних мереж стимулюватиме останніх до пошуків технічних заходів зменшення свого впливу через зміни потокорозподілу, зокрема і шляхом оптимізації коефіцієнтів трансформації трансформаторів зв'язку (які, до слова, перебувають на балансі саме підприємств магістральних електричних мереж).

Все це, у остаточному результаті, сприятиме оптимізації ЕЕС за критерієм мінімуму втрат потужності та завантаження ЛЕП, а також покращанню електропостачання споживачів обленерго через відновлення замкнених мереж на стороні 35–110 кВ, левова частка яких на цей момент штучно розімкнена через неадекватні транспортні потоки потужності, зумовлені режимами роботи магістральних електричних мереж.

*1. Дерзкий В.Г., Скиба В.Ф. Обоснование уровня нормативных потерь электроэнергии в распределительных сетях // Электрические сети и системы. – 2007. – № 6. – С. 30–40. 2. Добровольська Л.Н., Ярошук І.В. Аналіз методів розподілу втарт потужності в електоенергетичних системах // Технічна електродинаміка. – 2009. – № 5. – С. 58–62. 3. Железко Ю.С. Выбор мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях: Руководство для практических расчетов. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 176 с. 4. Кальченко В.М. Розвиток ринкових відносин у енергетиці // Энергетика и электификация. – 2002. – № 11. – С. 20–23. 5. Лежнюк П.Д., Кулик В.В., Бурикін О.Б. Втрати потужності в електроенергетичних ситемах від транзитних перетікань // Енергетика та електрифікація. – 2006. – № 3. – С. 26–33. 6. Лежнюк П.Д., Кулик В.В., Бурикин А.Б. Определение и анализ потерь мощности от транзитных перетоков в электрических сетях энергосистем методом линеаризации // Электрические сети и системы. – 2006. – № 1. – С. 5–10. 7. Мельников Н.А. Матричный метод анализа электрических цепей. – М.: Энергия, 1972. – 232 с. 8. Осадчая О.И., Антонюк Ю.В. Анализ розничных тарифов на электроэнергию за 2004 год // Энергетическая политика Украины. – 2005. – № 3 – С. 74–78. 9. Павловский В.В., Куденко Г.Е. Инженерный расчет потерь мощности и энергии в электрических сетях, основанный на моделировании установившыхся режимов // Электрические сети и системы. – 2004. – № 3. – С. 17–22. 10. Павловський В.В. Технические потери электроэнергии: нормирование или экспертиза // Энергетическая политика Украины. – 2005. – № 10. – С. 92–95. 11. Павловский В.В. Управление потерями в замкнутых неоднородных электрических сетях с помощью регулируемых устройств продольной компенсации // Электрические сети и системы. – 2007. – № 5. – С. 25–28. 12. Поспелов Г.Е., Сыч Н.М. Потери мощности и энергии в электрических сетях. – М.: Энергоатомиздат, 1981. – 216 с. 13. Потребич А.А. Определение норматива потерь электроэнергии обленерго с учетом ее транзитных перетоков // Энергетика и электификация. – 2000. – № 10. – С. 20–23. 14. Потребич А.А., Ткачев В.Н., Коваленко Д.В., Катренко Г.Н. Особенности применения мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях // Енергетика та електрифікація. – 2008. – № 2 – С. 33–35. 15. Стогний Б., Павловский В. Определение транзитных потерь мощности в фрагментированных электрических сетях областных энергоснабжающих компаний // Энергетическая политика Украины. – 2004. – № 5. – С. 26–31. 16. Черемсин Н.М., Титов Н.Н. Определение технических потерь электроэнергии на основе моделирования нормальных режимов электрических систем в реальном времени // Электрические сети и системы. – 2006. – № 3. – С. 59–64. 17. Conejo A.J., Arroyo J.M., Alguacil N., and Guijarro A.L. Transmission loss allocation: a comparison of different practical algorithms // Power Systems, IEEE Transactions on. – 2002. – Vol. 17. – P. 571–576. 18. Conejo A.J., Galiana F.D. and Kockar I. Z-bus loss allocation // IEEE Trans. Pover System. – Feb. 2001. – Vol. 16, no.1. – P. 105–110. 19. Gonzalez J.J and Basagoiti P. Spanish power exchange market and information system. Design concepts, and operating experience // in Proceeding of the 1999 IEEE Power Industry*

*Computer Applications Conference, Santa Clara, USA, May 1999. – P. 245–252. 20. Bialek J. Tracing the flow of electricity // IEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution. – 1996. – Vol. 143. – P. 313–20. 21. Gross G. and Tao S. A Physical-Flow-Based Approach to Allocating Transmission Losses in a Transaction Framework // IEEE Transactions on Power Systems. – May 2000. – Vol. 15, No. 2. – P. 631–637. 22. Wu F. and Varaiya P. Coordinated Multilateral Trades for Electric Power Networks: Theory and Implementation // University of California-Berkeley, Berkeley, CA, Tech. Report PWP-03, 1995. 23. Kirschen D. and Strbac G. Tracing Active and Reactive Power Between Generators and Loads Using Real and Imaginary Currents // IEEE Transactions on Power Systems. – November 1999. – Vol. 14, No. 4. – P. 1312–1318. 24. Wu Z.Q. and Chen G.Z. MVA Power Flow and Loss Analysis for Electricity Market // IEE Proc. – Generation, Transmission, Distribution. – March 2001. – Vol. 148, No. 2. – P. 153–158. 25. Moon Y.H., Jung J.S., Ryu H.S. and Choi B.K. Buswise Loss Evaluation Algorithm for Local Spot Pricing // IEEE PES Summer Meeting, Seattle, WA. – July 2000. – Vol. 4. – P. 2127–2131. 26. Tao S. and Gross G. Transmission Loss Compensation in Multiple Transaction Networks // IEEE Transactions on Power Systems. – August 2000. – Vol. 15, No. 3. – P. 909–915. 27. Bialek J.W., Ziemianek S. and Wallace R. A Methodology for Allocating Transmission Losses Due to Cross-Border Trades // IEEE Transaction on Power Systems. – August 2004. – Vol. 19, No. 3. 28. Galiana, F.D, Conejo A.J., and Gil H.A.: Transmission network cost allocation based on equivalent bilateral exchanges // IEEE Trans.Power Syst. – 2003. – 18, (4). – P. 1425–1431. 29. Macqueen C.N., Irving M.R. An Algorithm for the Allocation of Distribution System Demand and Energy Losses // IEEE Transaction on Power Systems. – February1996. – Vol. 11, No. 1. 30. Exposito A.G., Riquelme J.M. Santos, Garcia T.G. and Velasco A.R. Fair Allocation of Transmission Power Losses // IEEE Transaction on Power Systems. – February 2000. – Vol. 15, No. 1.*

**УДК 623.407**

**П.С. Євтух, Б.Я. Оробчук, О.О. Рафалюк, С.О. Піскун**
Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя

# ВИКОРИСТАННЯ РАДІОКАНАЛУ ДЛЯ АВТОМАТИЗОВАНОГО КЕРУВАННЯ ВУЛИЧНИМ ОСВІТЛЕННЯМ МІСТА

*© Євтух П.С., Оробчук Б.Я., Рафалюк О.О., Піскун С.О., 2010*

**Розглянуто можливість використанням радіоканалу як каналу зв´язку для передачі даних і принцип побудови та апаратна реалізація автоматизованої системи диспетчерського керування (АСДК) вуличним освітленням міста на основі персональної електронно-обчислювальної машини (ПЕОМ).**

***Ключові слова:*** **радіоканал, канал зв'язку, автоматизованої системи диспетчерського керування.**

**In the article possibility to the uses of radio channel in quality the channel of connect for communication of data and principle of construction and hardware representation automated of controller's management street illumination of city is examined on the basis of the personal electronic calculable machine.**

***Keywords:*** **radio channel, communication, automated of controller's management channel.**

### Постановка проблеми

Засоби, які сьогодні використовуються для керування вуличним освітленням міста та контролю освітлювальної мережі, розроблені ще у 60-ті роки, використовують застарілу елементну базу, що часто виходить з ладу, є громіздкими і дорогими в обслуговуванні, неекономними у сенсі споживання електроенергії.