

ПРОГРАМНЕ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ВИЗНАЧЕННЯ ТА РОЗПОДІЛУ ВТРАТ ПОТУЖНОСТІ В ОБ'ЄДНАНИХ ЕНЕРГОСИСТЕМАХ ВІД ВЗАЄМНИХ І ТРАНЗИТНИХ ПЕРЕТОКІВ

**Кулик Володимир Володимирович, Бурикін Олександр Борисович,
Коваль Юрій Валерійович**

Вінницький національний технічний університет

Вступ. Реформування енергетичної галузі, в процесі якого, на базі 8-ми енергооб'єднань за територіальною ознакою було сформовано 27 енергопостачальних компаній, створило декілька рівнів конкуренції між енергопостачальними компаніями, що має за мету підвищення економічної ефективності та зацікавлені в зменшенні втрат електроенергії у власних мережах [1].

Однак, в результаті проведеної реформи більшість енергетичних суб'єктів стали транзитерами, передаючи своїми мережами електроенергію сусіднім енергопостачальним компаніям [1]. Не дивлячись на те, що для перших така передача носить наскрізний характер, саме вони несуть витрати по обслуговуванню та ремонту своїх транзитних мереж. Крім цього, в локальних електричних мережах (ЕМ) існують взаємні перетоки потужності між мережами окремих енергетичних суб'єктів.

Таким чином, в зв'язку із збільшенням втрат електроенергії від транзитних перетоків потужності для окремих енергопостачальних компаній та посиленням взаємовпливу ЕМ об'єднаної електроенергетичної системи (ЕЕС) виникає необхідність аналізу існуючих та розробки нових шляхів розв'язання задач по визначенню та розподілу втрат викликаних взаємовпливом паралельно працюючих електричних мереж ЕЕС між ними.

Постановка задачі. Причиною збільшення рівня фактичних втрат електроенергії при встановленому факті зниження навантаження в ЕЕС є, в основному, докорінні зміни економічних відносин, зміни структури виробництва і споживання енергії, форм власності виробників і споживачів, посилювання контролю над споживанням енергоресурсів з боку державних органів.

Через організаційні зміни в структурі електроенергетики та введення ринкових стосунків між суб'єктами, що займаються виробництвом, передачею та розподілом електроенергії, стало актуальним визначення втрат потужності та електроенергії від транзитних, а також взаємних перетоків.

Відомо, що найбільш точним методом визначення втрат електроенергії в ЕЕС та їх складових є розрахунок втрат за оперативним графіком навантаженні енергосистеми, або чисельне інтегрування втрат. Але це вимагає включення задачі розподілу втрат електроенергії між суб'єктами енергоринку до переліку задач реального часу.

На сьогодні за рахунок розвитку телеінформаційних систем АСДУ, а також їх програмного забезпечення стало можливим розв'язання задачі аналізу нормальних режимів ЕЕС в темпі процесу. Вхідними даними для цих розрахунків є телевиміри параметрів поточних режимів енергосистем, які формуються в базу даних в оперативно-інформаційному комплексі, а також псевдовиміри, які автоматично формуються на основі співставлення поточних та базових режимів з використанням типових добових графіків навантажень у вузлах. Разом з тим програми, які використовуються в АСДУ для аналізу нормальних режимів ЕЕС, розроблялися для періодичних розрахунків, які проводяться оперативним персоналом. Практично в усіх цих програмах особливістю аналізу є те, що зміна навантажень на деяку величину потребує повного циклу повторних розрахунків, включаючи формування математичної моделі ЕЕС. Таким чином, практично не використовуються результати попередніх розрахунків (часових зрізів), що є причиною значних втрат часу на формування потоків результуючої інформації, а також керувальних впливів, що мають за мету підтримання поточного режиму ЕЕС в зоні технічних обмежень на параметри, а також забезпечення економічно обґрунтованих значень технологічних втрат активної потужності.

Отже, у випадку аналізу та коригування режимів ЕЕС в темпі реальних процесів є необхідність подальшого вдосконалення АСДУ за рахунок поліпшення характеристик програмного забезпечення та нисичення його новими актуальними задачами.

Дана робота присвячена аналізу наявних методів визначення втрат потужності та електроенергії від транзитних та взаємних перетоків в об'єднаній ЕЕС, а також розробці на цій підставі методу, алгоритму

та програми, що дозволяють розв'язувати подібні задачі в темпі процесу на основі даних оперативно-інформаційного комплексу АСДУ.

Методи аналізу взаємовпливу суб'єктів об'єднаних енергосистем. На даний момент в інженерній практиці різних країн використовується ряд методів, що дозволяють виконувати розрахунок втрат, як з однозначно заданою інформацією, так і з імовірісно-статистичним оцінюванням втрат (регресійний аналіз) [2-10]. Однак, однозначної методики розподілу втрат між учасниками енергообміну на даний час не існує.

У технічній літературі представлено три групи методів розподілу втрат потужності:

1) Пропорційні методи (Pro Rata Procedures), що базуються на припущенні про рівні внески у втрати мережі генерації і споживачів. Дані методи, як правило не враховують особливості поточкорозподілу та структуру електричної мережі [2,3];

2) Так звані, граничні методи (Marginal procedures), що базуються на коефіцієнтах приросту втрат (Incremental transmission loss (ITL) coefficients) потужності залежно від зміни навантаження у вузлах [2, 4].

3) Дольові методи (Proportional Sharing Procedures), що базуються на визначенні поточкорозподілу та лінеаризованому розподілі втрат від кожного учасника енергообміну [2,5-10].

Покажемо докладніше окремі алгоритми, що є представниками кожної з груп методів.

Методи пропорційного розподілу. Дана група методів є примітивною та досить простою у застосуванні. Як правило дані методи ігнорують топологію мережі та розподіляють втрати потужності між вузлами, що генерують та споживають потужність у певному, попередньо узгодженому, співвідношенні. При пропорційному розподілі 50% втрат від передачі потужності генераторам та 50% споживачам розрахункові вирази приймуть наступний вигляд [2,3]:

$$\Delta P_{Gi} = \frac{\Delta P_{\Sigma}}{2} \frac{P_{Gi}}{P_G}, \quad \Delta P_{Hj} = \frac{\Delta P_{\Sigma}}{2} \frac{P_{Hj}}{P_H} \quad (1)$$

де P_G – загальна активна потужність генерації; P_{Gi} – потужність, що генерується у i -му вузлі; P_H – загальна активна потужність навантаження; P_{Hi} – активне навантаження споживачів i -го вузла; ΔP_{Σ} – сумарні втрати потужності ЕЕС; ΔP_{Gi} – втрати віднесені до i -го вузла, що генерує потужність; ΔP_{Hi} – втрати віднесені до i -го вузла навантаження.

Необхідно зазначити, що пропорції розподілу втрат між вузлами, що генерують та споживають потужність однакові для всіх вузлів. Слід також зауважити, що частки втрат віднесені як до виробників так і споживачів електроенергії завжди позитивні та можуть сягати 100 % [3].

Використання даного методу для розподілу втрат викликаних впливом взаємних перетоків потужності вбачається сумнівним, оскільки метод не враховує структуру електричної мережі, параметри режиму, особливості поточкорозподілу та не має фізичного обґрунтування, що дозволило б стверджувати про достатню міру його адекватності.

Граничні методи. У алгоритмах даної групи методів використовуються коефіцієнти чутливості приросту втрат потужності до зміни навантаження [2,4]. Граничні методи, як і попередня група методів, розподіляють втрати потужності між вузлами, що генерують та споживають потужність у співвідношенні, що визначається коефіцієнтами приросту втрат. Приріст втрат потужності, спричинений деяким вузлом забезпечує відповідні зміни у сумарних втратах, пропорційно до зміни навантаження або генерації даного вузла.

Відзначимо, що диференційні втрати на передачу потужності для балансуєчого вузла рівні нулю за визначенням.

Розрахунок втрат віднесених до i -го вузла, що генерує потужність та навантаження j , виконується за наступними виразами, відповідно:

$$\Delta P_{Gi} = P_{Gi} \frac{\partial \Delta P}{\partial P_{Gi}} = P_{Gi} K_i \quad (2)$$

$$\Delta P_{Hj} = P_{Hj} \frac{\partial \Delta P}{\partial P_{Hj}} = -P_{Hj} K_j \quad (3)$$

де K_i – коефіцієнт приросту втрат потужності, що викликаний вузлом i .

Однак, в результаті нелінійності, сума розподілених втрат $\Delta P'$ не відповідає реальним (вимірним) сумарним втратам ΔP , тобто

$$\Delta P \neq \sum_{i=1}^{N_G} P_{Gi} + \sum_{j=1}^{N_H} P_{Hj} = \sum_{i=1}^{N_G} P_{Gi} K_i - \sum_{j=1}^{N_H} P_{Hj} K_j = \Delta P' \quad (4)$$

де N_G – множина вузлів, що генерують потужність; N_H – множина вузлів навантажень.

Тому, для уточнення величини втрат ΔP використовується процедура нормалізації:

$$\Delta P = \Delta P' \frac{\Delta P}{\Delta P'} = \left(\sum_{i=1}^{N_G} P_{Gi} K_i - \sum_{j=1}^{N_H} P_{Hj} K_j \right) \frac{\Delta P}{\Delta P'} = \sum_{i=1}^{N_G} P_{Gi} K'_i - \sum_{j=1}^{N_H} P_{Hj} K'_j \quad (5)$$

де $K'_i = K_i (\Delta P / \Delta P')$ – нормалізований коефіцієнт приросту втрат на передачу потужності для i -го вузла.

В кінцевому рахунку, втрати розподілені для кожного генератора та навантаження визначаються, відповідно:

$$\Delta P'_{Gi} = P_{Gi} K'_i, \quad \Delta P'_{Hj} = P_{Hj} K'_j \quad (6)$$

Необхідно зазначити, що при використанні граничного розподілу можуть виникати негативні втрати генераторів та навантажень, що можуть бути інтерпретовані, як зниження втрат від зустрічних перетоків потужності.

Даний метод не достатньо враховує структуру електричної мережі, адже отримані результати чутливі лише до величини навантаження та генерації по вузлах і не залежать від схеми мережі. Дана особливість суттєво зменшує адекватність алгоритмів розроблених на основі даної групи методів при дослідженні впливу взаємних перетоків потужності, що цілком залежать від структури електричної мережі.

Метод дольового розподілу Біалека. У даному методі, попередньо наближені значення втрат потужності, визначаються першочергово по вузлам, що споживають електроенергію, а потім по вузлам, що її генерують [2,5]. Відносно навантажень, загальне сумарне навантаження вузла з урахуванням в ньому втрат потужності, що при дотриманні термінології автора може бути перекладено, як “валове навантаження”, включаючи втрати P_H^B визначається наступним чином:

$$P_H^B = P_H + \Delta P \text{ та } P_H^B = \sum_{j=1}^{N_H} P_{Hj}^B \quad (8)$$

де P_{Hj}^B – валове навантаження вузла j .

Загальне валове навантаження дорівнює загальній генерації, тобто $P_G = P_H^B$. Використовуючи принцип пропорційного розподілу, баланс потужностей у кожному вузлі еквівалентної безвтратної мережі може бути записано наступним чином:

$$P_i^B = P_{Gi} + \sum_{j \in \alpha_i} c_{ji} P_j^B = P_{Gi} + \sum_{j \in \alpha_i} \frac{P_{ji}^B}{P_j^B} P_j^B \approx P_{Gi} + \sum_{j \in \alpha_i} \frac{P_{ji}}{P_j} P_j^B, \quad i = 1 \dots N \quad (9)$$

де P_i^B – валова потужність вузла i ; P_{Gi} – генерація у вузлі i ; $\sum_{j \in \alpha_i} c_{ji} P_j^B$ – переток потужності, що протікає

через i -й вузол від приєднаних до нього ліній; α_i – сукупність вузлів з яких потужність підтікає до вузла i ; P_{ji}^B – валовий переток потужності від j до i ; P_{ji} – реальний переток потужності від j до i (береться із вузла j); P_j – реальна потужність, що витікає з вузла j ; N – загальна кількість вузлів електричної мережі.

Рівняння (9) складає систему лінійних рівнянь, що легко вирішуються при P_i^B , $i = 1 \dots N$. Тоді, валові навантаження та втрати розраховуються, відповідно, наступним чином:

$$P_{Hj}^B = \frac{P_j^B}{P_j} P_{Hj} \text{ та } \Delta P_{Hj} = P_{Hj}^B - P_{Hj} \quad (10)$$

Аналогічно, розподіляються та визначаються втрати викликані вузлами, що генерують потужність.

Кінцеві значення генерації та навантажень у вузлах визначаються у відношенні 50% на 50%, як

$$P'_{Gi} = \frac{P_{Gi} + P_{Gi}}{2} \text{ та } P'_{Hj} = \frac{P_{Hj}^B + P_{Hj}}{2} \quad (11)$$

Кінцеві значення втрат віднесені до кожного вузла, що генерує та споживає потужність визначаються, відповідно:

$$\Delta P'_{Gi} = P_{Gi} - P'_{Gi} \text{ та } \Delta P'_{Hj} = P'_{Hj} - P_{Hj} \quad (12)$$

В даному методі враховується структура електричної мережі але розподіл втрат потужності від окремих перетоків потужності близький до методу пропорційного розподілу та не має достатнього фізичного обґрунтування, що зменшує достовірність результатів при дослідженні взаємовпливу електричних мереж.

Методи дольового розподілу засновані на використанні еквівалентної мережі. Дана підгрупа методів дольового розподілу базується на отриманні радіальної мережі, що цілком еквівалентна реальній [6,7]. Еквівалентність мережі полягає в тому, що значення напруг та їх кути, а також активна та реактивна потужність у вузлах однакові у обох мережах.

Розрахункові вирази даних методів базуються на визначенні параметрів еквівалентної радіальної мережі шляхом розв'язання системи рівнянь, типу [6]:

$$P_i^A = f(U_i, \phi_i, U_j, \phi_j, R_{i,j}, X_{i,j}); \quad i \in \mathbf{N}, j \in \mathbf{K} \quad (13)$$

$$Q_i^A = -f(U_i, \phi_i, U_j, \phi_j, R_{i,j}, X_{i,j}, B_{i,j}); \quad i \in \mathbf{N}, j \in \mathbf{K} \quad (14)$$

де P_i^A, Q_i^A – активна та реактивна потужність у i -му вузлі реальної мережі; U, ϕ – напруга та фаза відповідного вузла; $R_{i,j}, X_{i,j}, B_{i,j}$ – невідомі параметри електричної мережі; \mathbf{N} – вузли мережі; \mathbf{K} – сукупність вузлів, що генерують потужність, якщо вузол i є споживачем або сукупність вузлів навантажень, якщо i -й вузол є генерацією.

Втрати у лінії еквівалентної радіальної мережі пропорційно розподіляються між вузлами початку та кінця лінії.

Алгоритми даної підгрупи методів є досить ефективними та простими у застосуванні при необхідності розподілу втрат потужності між окремими вузлами або електричними мережами, що є сукупністю таких вузлів, однак вони не дозволяють визначити вплив взаємних перетоків потужності між ЕМ об'єднаної ЕЕС без проведення додаткових розрахунків та накладання певних умов, що значно погіршують адекватність методу.

Методи дольового розподілу засновані на адресності активних та реактивних потужностей в ЕЕС. Методи даної підгрупи засновані на визначенні шляхів та орієнтованому графі [8,9]. Алгоритми засновані на використанні даного методу дозволяють за кількість циклів, що дорівнює числу генераторних вузлів, визначити долю активної або реактивної потужності, що протікає від кожного генераторного вузла по віткам схеми у вузли навантажень.

В результаті декомпозиції перетоків потужності у вітках схеми визначаються n компонентів перетоку S_l вітки l , тобто:

$$S_l = \sum_{i=l}^n S_i \quad (15)$$

Тоді, втрати активної потужності в вітці l , з опором r_l , можуть бути записані, як:

$$\Delta P_l = S_l^2 \frac{r_l}{U_l^2} \quad (16)$$

де U_l – середня напруга вітки l .

Алгоритми даної підгрупи методів розраховано на використання лише активного або реактивного перетоку потужності, що припустимо лише для однорідних електричних мереж, а проведення розрахунку з використанням середньої напруги вітки зменшує його точність та адекватність.

Метод дольового розподілу втрат потужності на основі методу накладання. Даний метод базується на представленні залежностей між параметрами режиму електричної мережі в лінеаризованому вигляді, що дозволяє встановити для конкретного стану мережі коефіцієнти розподілу сумарних втрат потужності від навантаження будь-якого вузла по окремих вітках схеми [10].

Вираз для визначення втрат потужності у вітках схеми мережі у даному методі має наступний вигляд:

$$\Delta \dot{\mathbf{S}}_{\mathbf{в}} = \dot{\mathbf{T}}_{\mathbf{k}} \dot{\mathbf{S}} + \dot{\mathbf{T}}_{\mathbf{зр}} \quad (17)$$

де $\dot{\mathbf{T}}_{\mathbf{k}}$ – матриця коефіцієнтів розподілу втрат потужності у вітках електричних мереж в залежності від потужностей у їх вузлах з врахуванням коефіцієнтів трансформації трансформаторів зв'язку; $\dot{\mathbf{T}}_{\mathbf{зр}}$ – вектор-стовпець втрат потужності у вітках схеми від е.р.с. незбалансованих коефіцієнтів трансформації.

Кожен рядок матриці коефіцієнтів розподілу втрат потужності для i -тої вітки схеми від потужності у її вузлах та втрати у i -тій вітці від е.р.с. незбалансованих коефіцієнтів трансформації трансформаторів зв'язку визначається наступним чином:

$$\begin{aligned} \dot{T}_{ki} &= (\dot{U}_t \mathbf{M}_{\Sigma ki}) \widehat{\mathbf{C}}_{ki} \dot{U}_d^{-1}; \\ \dot{T}_{zpi} &= (\dot{U}_t \mathbf{M}_{\Sigma ki}) \widehat{\mathbf{D}}_{\bar{o}i} \widehat{\mathbf{U}}_{\bar{o}}, \end{aligned} \quad (18)$$

де $\mathbf{C}_k = \mathbf{z}_e^{-1} \mathbf{M}_{kt} (\widehat{\mathbf{M}}_k \mathbf{z}_e^{-1} \mathbf{M}_{kt})^{-1}$ – матриця струморозподілу з врахуванням трансформаторних зв'язків; $\widehat{\mathbf{D}}_{\bar{o}} = \mathbf{z}_e^{-1} (\mathbf{M}_{\bar{o}kt} - \mathbf{M}_{kt} (\widehat{\mathbf{M}}_k \mathbf{z}_e^{-1} \mathbf{M}_{kt})^{-1} \mathbf{Y}_{\bar{o}})$ – матриця провідностей, що обмежують зрівнювальні струми від незбалансованих коефіцієнтів трансформації у замкнених контурах ЕС; $\mathbf{M}_{\Sigma k}$ – матриця зв'язків, що за структурою подібна до першої матриці з'єднань \mathbf{M}_{Σ} , але в якій замість значень “-1” для вузлів кінця віток з ідеальними трансформаторами знаходяться їх коефіцієнти трансформації; $\dot{U}_{\bar{o}}$ – вектор-стовпець напруг у балансуючих вузлах; \dot{U}_t – транспонований вектор напруг у вузлах включаючи і базисний; \dot{U}_d – діагональна матриця напруг у вузлах включаючи і базисний.

Зауважимо, що складова втрат потужності, яка зумовлена незбалансованими коефіцієнтами трансформації трансформаторних зв'язків може збільшувати, або зменшувати сумарні втрати потужності в залежності від напрямку е.р.с. небалансу у замкнених контурах схеми.

Даний метод є найбільш ефективним з розглянутих методів, зважаючи на необхідність виявлення впливу взаємних перетоків потужності ЕМ ЕЕС. Використання загальноприйнятих моделей нормального режиму ЕЕС та методів їх розрахунку без припущень, що носять апроксимуючий характер підвищують адекватність даного методу.

Перевага даного методу полягає у можливості виділення втрат потужності в будь-якій вітці схеми ЕЕС від довільної групи вузлів, як то ЕМ. Це дозволяє виділити взаємні перетоки потужності, напрямки яких може змінюватись відповідно до природного струморозподілу та носити лише наскрізний характер.

Практична реалізація. Базуючись на методі розподілу втрат потужності від взаємовпливу розроблено алгоритм визначення та розподілу втрат потужності у одній мережі від навантажень інших мереж. Блок-схему запропонованого алгоритму представлено на рис. 1.

Розроблений алгоритм дозволяє автоматизувати розподіл втрат потужності між ЕМ об'єднаної ЕЕС та забезпечує умови для аналізу та оцінки взаємних і транзитних перетоків потужності у в темпі процесу керування.

Базуючись на представленій блок-схемі розроблено програмну реалізацію запропонованого алгоритму, що є додатковим програмним модулем програмного комплексу розрахунку втрат потужності розподільних електричних мереж “Втрати” розробленого на кафедрі “Електричних станцій та систем” Вінницького національного технічного університету.

Результати роботи програмного модуля представлено на рис. 2. Розрахунок проводився на прикладі фрагменту схеми 110-35 кВ “Вінницяобленерго”.

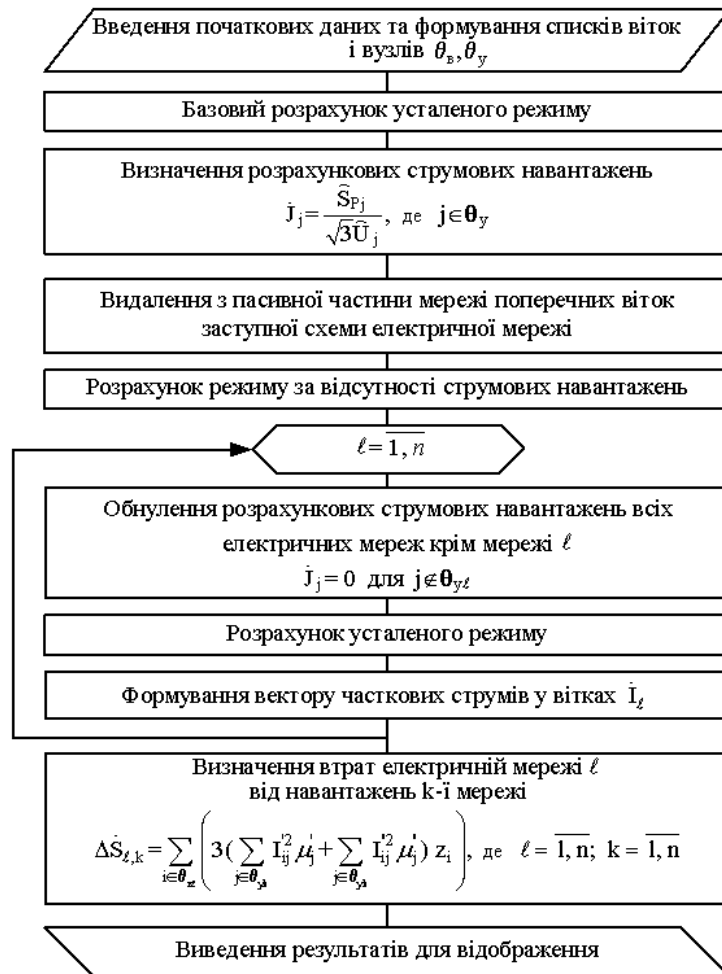


Рис.1. – Блок-схема практичної реалізації методу дольового розподілу втрат потужності на основі методу накладання з лінеаризацією струмів у вузлах ЕЕС.

Результати розрахунку втрат по мережах					
Інформація про мережі					
Струми навантаження					
Часткові струми					
Втрати, кВт	в ЕМ "Вінницяобленерго"	в ЕМ "Жмеринський"	в ЕМ "Калинівський"	в ЕМ "Козятинський"	в ЕМ "Чечельницький"
від ЕМ "Вінницяобленерго"	105,64	0	0	0	0
від ЕМ "Жмеринський РЕМ"	103,77	62,463	0	0	0
від ЕМ "Калинівський РЕМ"	83,813	0	41,064	0	0
від ЕМ "Козятинський РЕМ"	70,05	0	0	50,913	0
від ЕМ "Чечельницький РЕМ"	59,728	0	0	0	29,918
від зр. струмів:	8,659	0	0	0	0
Повздовжні:	431,66	62,463	41,064	50,913	29,918
Холодого ходу:	0,527	0,065	0,062	0,065	0,065
Сумарні:	432,187	62,529	41,126	50,978	29,983

Електромережа "Жмеринський РЕМ" повинна компенсувати:
Електромережі "Вінницяобленерго" 103,77 кВт

Електромережа "Калинівський РЕМ" повинна компенсувати:
Електромережі "Вінницяобленерго" 83,813 кВт

Електромережа "Козятинський РЕМ" повинна компенсувати:
Електромережі "Вінницяобленерго" 70,05 кВт

Електромережа "Чечельницький РЕМ" повинна компенсувати:

Рис.2. – Результати роботи програми розподілу втрат потужності від взаємних перетоків.

Висновки.

1. Проведений огляд існуючих методів розрахунку та розподілу втрат потужності від взаємних перетоків потужності показав, що для аналізу та оцінки втрат потужності перетоків наскрізного характеру доцільно користуватись методом дольового розподілу втрат потужності на основі методу накладання з лінеаризацією струмів у вузлах ЕЕС. Даний метод дозволяє розв'язувати задачі такого типу без додаткових перетворень та припущень, що суперечать основним законам електротехніки.
2. На базі даного методу розроблено алгоритм та програмну реалізацію визначення втрат від взаємних перетоків потужності, що може значно полегшити вибір та проведення доцільних електроощадних заходів по оптимізації втрат від взаємних перетоків потужності експлуатуючим персоналом ЕМ об'єднаної ЕЕС.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Костышена Н. Некоторые экономические аспекты применения нормативного технологического расхода электроэнергии // Энергетическая политика Украины. – 2003. – № 7-8 – С. 80-82.
2. J. Conejo, J. M. Arroyo, N. Alguacil, and A.L. Guijarro, “Transmission Loss Allocation: A Comparison of Different Practical Algorithms”, *Power Systems, IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 17, pp. 571–576, Aug. 2002.
3. J. J. Gonzalez and P. Basagoiti, “Spanish power exchange market and information system. Design concepts, and operating experience,” in *Proc. IEEE PICA Conf.*, Santa Clara, CA, May 1999, pp. 245–252.
4. F. D. Galiana, A. J. Conejo, and I. Kockar, “Incremental transmission loss allocation under pool dispatch,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 17, pp. 26–33, Feb. 2002.
5. J. W. Bialek, “Topological generation and load distribution factors for supplement charge allocation in transmission open access,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 12, pp. 1185–1193, Aug. 1997.
6. J. Conejo, N. Alguacil, and G. Fernandez-Ruiz, “Allocation of the cost of transmission losses using a radial equivalent network”, *Power Systems, IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 18, pp. 1353–1356, Nov. 2003
7. Димо П. Модели РЕИ и параметры режима. Объединенные энергосистемы. Пер. с рум. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 382 с.: ил.
8. D. Kirschen, R. Allan, and G. Strbac, “Contributions of individual generators to loads and flows,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 12, pp. 52–60, Feb. 1997.
9. Гамм А.З., Голуб И.И. Адресность передачи активных и реактивных мощностей в электроэнергетической системе // *Электричество*. – 2003. - №3. - С. 9-16.
10. P. Lezhnyuk, V. Kulyk, O. Burykin. *Electroenergy Systems Interference Analysis // Proceedings of the XIII International Symposium on Theoretical Electrical Engineering ISTET'05*. – Lviv, Ukraine. – 2005. – pp. 365-367.
11. Мельников Н.А. Матричный метод анализа электрических цепей. – М.: Энергия, 1972. – 232 с.

ДОДАТОК

Значення повної потужності на початку і в кінці кожної вітки схеми визначається за формулою [11]:

$$\dot{S}_g = \sqrt{3} \dot{U}_g \mathbf{M}_\Sigma \hat{\mathbf{I}}_g, \quad (1)$$

де \dot{U}_g – діагональна матриця напруг у вузлах включаючи і базисний; \mathbf{M}_Σ – матриця з'єднань віток у вузлах включаючи і балансуючий; $\hat{\mathbf{I}}_g$ – діагональна матриця струмів у вітках схеми (тут і далі знак \wedge означає, що матриця або вектор є спряжений).

Якщо вираз (1) помножити зліва на одиничний транспонований вектор \mathbf{n}_t , то в результаті отримаємо транспонований вектор втрат потужності у вітках схеми:

$$\Delta \dot{S}_{gt} = \sqrt{3} \mathbf{n}_t \dot{U}_g \mathbf{M}_\Sigma \hat{\mathbf{I}}_g$$

або з врахуванням того, що $\mathbf{n}_t \dot{U}_g = \dot{U}_t$,

$$\Delta \dot{S}_{gt} = \sqrt{3} \dot{U}_t \mathbf{M}_\Sigma \hat{\mathbf{I}}_g, \quad (2)$$

де \dot{U}_t – транспонований вектор напруг у вузлах включаючи і базисний.

З (2) видно, що втрати в i -й вітці схеми визначаються:

$$\Delta \dot{S}_{gi} = \sqrt{3} (\dot{U}_t \mathbf{M}_{\Sigma i}) \hat{I}_i, \quad (3)$$

де $\mathbf{M}_{\Sigma i}$ – i -й вектор-стовпець матриці інцидентій; \hat{I}_i – струм в i -й вітці, який може бути визначений через струми у вузлах

$$\hat{I}_i = \hat{\mathbf{C}}_i \hat{\mathbf{J}}, \quad (4)$$

де $\hat{\mathbf{C}}_i$ – i -й вектор-рядок матриці розподілу струмів у вузлах $\hat{\mathbf{J}}$ по вітках схеми.

Використовуючи метод врахування трансформаторних зв'язків за допомогою ідеальних трансформаторів, маємо вираз для визначення струморозподілу в ЕС [11]:

$$\dot{\mathbf{I}} = \frac{1}{\sqrt{3}} \mathbf{z}_g^{-1} \mathbf{M}_{\Sigma kt} \dot{\mathbf{U}}, \quad (5)$$

де \mathbf{z}_g – діагональна матриця комплексних опорів віток схеми електричної мережі; $\mathbf{M}_{\Sigma kt}$ – транспонована матриця зв'язків, що за структурою подібна до першої матриці з'єднань $\mathbf{M}_{\Sigma t}$, але в якій замість значень “-1” для вузлів кінця віток з ідеальними трансформаторами знаходяться їх коефіцієнти трансформації.

Вектор напруг $\dot{\mathbf{U}}$ визначається методом вузлових напруг:

$$\dot{\mathbf{U}} = \begin{bmatrix} \sqrt{3} \mathbf{Y}_k^{-1} (\mathbf{J} - \frac{1}{\sqrt{3}} \mathbf{Y}_g \dot{U}_g) \\ \dot{U}_g \end{bmatrix} \quad (6)$$

де $\mathbf{Y}_k = \hat{\mathbf{M}}_k \mathbf{z}_g^{-1} \mathbf{M}_{kt}$ – матриця вузлових провідностей, без врахування балансуючих вузлів; $\mathbf{Y}_g = \hat{\mathbf{M}}_k \mathbf{z}_g^{-1} \mathbf{M}_{gkt}$ – фрагмент матриці вузлових провідностей, що відповідає балансуючим вузлам; \dot{U}_g – вектор-стовпець напруг у балансуючих вузлах; $\hat{\mathbf{M}}_k$ – матриця зв'язків з урахуванням спряжених коефіцієнтів трансформації, що за структурою подібна до першої матриці з'єднань \mathbf{M}_Σ (без врахування балансуючих вузлів), але замість значень “-1” для вузлів кінця віток з трансформаторами містить їх спряжені коефіцієнти трансформації; \mathbf{M}_{kt} – транспонована матриця зв'язків, без врахування балансуючих вузлів; \mathbf{M}_{gkt} – підматриця балансуючих вузлів виділена з транспонованої матриці з'єднань.

Підставляючи (6) в (5) після перетворень, отримаємо:

$$\dot{\mathbf{I}} = \mathbf{z}_g^{-1} \mathbf{M}_{kt} \mathbf{Y}_k^{-1} (\mathbf{J} - \frac{1}{\sqrt{3}} \mathbf{Y}_g \dot{U}_g) + \frac{1}{\sqrt{3}} \mathbf{z}_g^{-1} \mathbf{M}_{gkt} \dot{U}_g, \quad (7)$$

Перепишемо вираз (7) у такому вигляді:

$$\dot{\mathbf{I}} = \mathbf{z}_\sigma^{-1} \underline{\mathbf{M}}_{kt} (\widehat{\mathbf{M}}_k \mathbf{z}_\sigma^{-1} \underline{\mathbf{M}}_{kt})^{-1} (\dot{\mathbf{J}} - \frac{1}{\sqrt{3}} \mathbf{Y}_\sigma \dot{\mathbf{U}}_\sigma) + \frac{1}{\sqrt{3}} \mathbf{z}_\sigma^{-1} \underline{\mathbf{M}}_{\sigma kt} \dot{\mathbf{U}}_\sigma,$$

або після спрощення:

$$\dot{\mathbf{I}} = \dot{\mathbf{C}}_k \dot{\mathbf{J}} + \frac{1}{\sqrt{3}} \mathbf{z}_\sigma^{-1} (\underline{\mathbf{M}}_{\sigma kt} - \underline{\mathbf{M}}_{kt} (\widehat{\mathbf{M}}_k \mathbf{z}_\sigma^{-1} \underline{\mathbf{M}}_{kt})^{-1} \mathbf{Y}_\sigma) \dot{\mathbf{U}}_\sigma \quad (8)$$

де $\mathbf{C}_k = \mathbf{z}_\sigma^{-1} \underline{\mathbf{M}}_{kt} (\widehat{\mathbf{M}}_k \mathbf{z}_\sigma^{-1} \underline{\mathbf{M}}_{kt})^{-1}$ – матриця струморозподілу з врахуванням трансформаторних зв'язків.

Введемо позначення:

$$\dot{\mathbf{D}}_\sigma = \mathbf{z}_\sigma^{-1} (\underline{\mathbf{M}}_{\sigma kt} - \underline{\mathbf{M}}_{kt} (\widehat{\mathbf{M}}_k \mathbf{z}_\sigma^{-1} \underline{\mathbf{M}}_{kt})^{-1} \mathbf{Y}_\sigma). \quad (9)$$

Матриця $\dot{\mathbf{D}}_\sigma$ має фізичний зміст провідностей, що обмежують зрівнювальні струми від незбалансованих коефіцієнтів трансформації у замкнених контурах ЕС. Можна показати, що у випадку розімкненої електричної мережі, або збалансованих коефіцієнтів трансформації $\dot{\mathbf{D}}_\sigma$ обертається в нуль.

З врахуванням (9) вираз (8) можна записати:

$$\dot{\mathbf{I}} = \dot{\mathbf{C}}_k \dot{\mathbf{J}} + \frac{1}{\sqrt{3}} \dot{\mathbf{D}}_\sigma \dot{\mathbf{U}}_\sigma \quad (10)$$

Перша складова в останньому виразі це струми у вітках схеми, що викликані навантаженням та генеруванням вузлів. Друга – струми, що викликані незбалансованими коефіцієнтами трансформації у замкнених контурах схеми ЕС. Це є відображенням принципу накладання, згідно з яким струми у вітках визначаються, як сума двох складових, обумовлених дією задаючих струмів та е.р.с. у вітках.

Підставивши (10) у вираз (3) для визначення втрат потужності в і-й вітці схеми та замінивши матрицю інциденцій на аналогічну з урахуванням трансформаторів, отримаємо, що

$$\Delta \dot{S}_{\sigma i} = \sqrt{3} (\dot{\mathbf{U}}_t \mathbf{M}_{\Sigma ki}) \left(\widehat{\mathbf{C}}_{ki} \dot{\mathbf{J}} + \frac{1}{\sqrt{3}} \widehat{\mathbf{D}}_{\sigma i} \widehat{\mathbf{U}}_\sigma \right), \quad (11)$$

З врахуванням того, що

$$\widehat{\mathbf{J}} = \frac{1}{\sqrt{3}} \dot{\mathbf{U}}_\sigma^{-1} \dot{\mathbf{S}}, \quad :$$

(11) можна переписати:

$$\Delta \dot{S}_{\sigma i} = (\dot{\mathbf{U}}_t \mathbf{M}_{\Sigma ki}) \widehat{\mathbf{C}}_{ki} \dot{\mathbf{U}}_\sigma^{-1} \dot{\mathbf{S}} + (\dot{\mathbf{U}}_t \mathbf{M}_{\Sigma ki}) \widehat{\mathbf{D}}_{\sigma i} \widehat{\mathbf{U}}_\sigma. \quad (12)$$

де $\widehat{\mathbf{C}}_{ki}$ – і-й вектор-рядок матриці розподілу струмів у вузлах $\widehat{\mathbf{J}}$ по вітках схеми з врахуванням коефіцієнтів трансформації; $\widehat{\mathbf{D}}_{\sigma i}$ – і-й вектор-рядок матриці провідностей $\dot{\mathbf{D}}_\sigma$.

Введемо позначення:

$$\begin{aligned} \dot{\mathbf{T}}_{ki} &= (\dot{\mathbf{U}}_t \mathbf{M}_{\Sigma ki}) \widehat{\mathbf{C}}_{ki} \dot{\mathbf{U}}_\sigma^{-1}; \\ \dot{\mathbf{T}}_{\sigma pi} &= (\dot{\mathbf{U}}_t \mathbf{M}_{\Sigma ki}) \widehat{\mathbf{D}}_{\sigma i} \widehat{\mathbf{U}}_\sigma, \end{aligned} \quad (13)$$

де $\dot{\mathbf{T}}_{ki}$ – вектор-рядок матриці коефіцієнтів розподілу втрат потужності для і-тої вітки схеми від потужності у її вузлах з урахуванням комплексних коефіцієнтів трансформації; $\dot{\mathbf{T}}_{\sigma pi}$ – втрати у і-тій вітці від е.р.с. незбалансованих коефіцієнтів трансформації трансформаторів зв'язку.

З врахуванням (12) і (13) можна записати вираз для визначення втрат потужності у схемі:

$$\Delta \dot{S}_\sigma = \dot{\mathbf{T}}_k \dot{\mathbf{S}} + \dot{\mathbf{T}}_{\sigma p} \quad (14)$$

де $\dot{\mathbf{T}}_k$ – матриця коефіцієнтів розподілу втрат потужності у вітках електричних мереж в залежності від потужностей у їх вузлах з врахуванням коефіцієнтів трансформації трансформаторів зв'язку (кожний рядок визначається за (13)); $\dot{\mathbf{T}}_{\sigma p}$ – вектор-стовпець втрат потужності у вітках схеми від е.р.с. незбалансованих коефіцієнтів трансформації, кожен елемент якого визначається за (13).

УДК 621.311.161

Визначення та розподіл втрат потужності від взаємних та транзитних перетоків / В.В. Кулик, О. Б. Бурикін, Ю.В. Коваль

Проведено аналіз існуючих методів визначення та розподілу втрат від транзитних перетоків. Представлено алгоритм практичної реалізації методу дольового розподілу втрат потужності на основі методу накладання. На основі запропонованого алгоритму розроблено програмну реалізацію методу визначення та розподілу втрат потужності.