

## ДОСЛІДЖЕННЯ МЕТОДІВ ПОБУДОВИ ЕКВІВАЛЕНТІВ ЛОКАЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ СИСТЕМ

На основі аналізу особливостей локальних електричних систем (ЛЕС), в яких експлуатуються лінії електропередач 6-110 кВ та розосереджені джерела енергії (РДЕ), в статті звертається увага на складність автоматизації процесів оптимального керування нормальними режимами цих систем, що викликані широким впровадженням РДЕ. Одним зі шляхів покращення умов такого керування є вдосконалення математичних моделей нормальних режимів ЛЕС. Результати моделювання можуть бути використані в задачах оптимізації алгоритмів роботи систем автоматичного та автоматизованого керування режимами, для визначення вектора керувальних впливів на РПН трансформаторів ЛЕС, на керувану потужність РДЕ і т. п.

Зазначено, що збільшення розмірів моделей енергосистеми, викликане масовими підключеннями РДЕ до ЛЕС викликає труднощі, що пов'язані з отриманням даних для цих моделей. Отже, еквівалентування стає одним з рішень для майбутнього моделювання енергетичних систем. Наведені в статті результати аналізу таких відомих методів еквівалентування, як: метод вузлової ліквідації, метод модального вузла, метод когерентності, метод ідентифікації, СР-методи, методи діаоптики та інших свідчать про те, що вони спрощують розрахунки режимів ЕЕС у складі яких є ЛЕС з РДЕ, однак потребують повноти даних щодо статичних та динамічних параметрів ЛЕС. Це ускладнює їх застосування для вирішення поставленої в статті задачі з урахуванням впливу такого керування на напруги на шинах підстанцій в ЛЕС.

Ключові слова: локальні електричні системи, динамічні еквіваленти, розосереджені джерела енергії, математичні моделі.

O.E. RUBANENKO, O.V. SIKORSKA, V.O. KOMAR

Vinnitsia National Technical University

### RESEARCH METHODS FOR BUILDING EQUIVALENTS OF LOCAL ELECTRIC SYSTEMS

*Abstract – Based on analysis of the characteristics of local electric systems (LES) which operated 6-110 kV power lines and dispersed energy sources (DES), the article draws attention to the complexity of optimum control automation normal modes of systems that caused widespread introduction DES. One way to improve the conditions of the management is to improve mathematical models of normal modes LES. Simulation results can be used in problems of optimization algorithms of automatic and automated management modes to determine the vector of control impacts on LES's transformers load regulation, power managed to DES, etc.*

*Indicated that increasing the size of grid patterns caused widespread connections to LES DES causes difficulties associated with obtaining data for these models. So equivalentiation is one solution for future energy systems modelling. The figures in the article the analysis of known methods equivalentiation, as nodal elimination method, the method of modal hub coherence method, the method of identification, SR-methods and other methods diakoptics have certain shortcomings and cannot always be applied to solve the problem discussed in the article.*

*Keywords: local electrical systems, dynamic equivalents, dispersed energy sources, mathematical models.*

#### Вступ

Функціонування сучасних розподільних електричних мереж (РЕМ) характеризується локальним зростанням споживання електроенергії, появою двосторонніх перетікань енергії, підвищеними вимогами до забезпечення надійності та керованості. Крім того, стають більш жорсткими екологічні обмеження для енергетичної галузі в цілому. В таких умовах загострюються проблеми раціонального використання енергетичних і матеріальних ресурсів, вирішення яких покликане підвищити економічність та екологічність роботи електроенергетичних систем (ЕЕС) шляхом впровадження відновлюваних джерел енергії в електричні мережі у вигляді розосереджених джерел енергії (РДЕ) та їх оптимального керування.

Причому частка останніх в енергобалансі енергосистем зростає і в деяких електричних мережах вже сьогодні досягає 20–30% і більше. До РДЕ, що працюють безпосередньо в мережах 10–6–0,4 кВ, відносяться як традиційні джерела невеликої потужності, так і альтернативні. Таким чином, розподільна електрична мережа поступово перетворюється в мережу з характерними особливостями локальної електричної системи (ЛЕС), яка отримує живлення як від власних розосереджених джерел електроенергії, так і від централізованого джерела – електроенергетичної системи.

Масові підключення РДЕ до існуючих розподільчих мереж в останні роки призвели до значного зростання складності енергосистем. Це також змінило динамічні властивості енергетичних систем. Обидва ці фактори призводять до збільшення розмірів моделей енергосистеми, які мають важливе значення для аналізу роботи енергосистеми в цілому.

Велика кількість елементів в заступних схемах сучасних електричних систем, які містять ЛЕС, інколи настільки ускладнює задачу розрахунку їх режимів, що складно знайти розв'язок цієї задачі в загальному вигляді [1, 2].

Через труднощі, що пов'язані з отриманням даних для цих моделей, еквівалентування стає цікавим рішенням для майбутнього моделювання енергетичних систем. Завданням методів еквівалентування є збереження основних динамічних характеристик енергосистеми, при оптимальному скороченні її розміру.

**Постановка задачі досліджень**

Метою роботи є виявлення можливості застосування існуючих методів еквівалентування для розробки моделей еквівалентів локальних електричних мереж в складі ЕЕС.

**Результати досліджень**

Моделі електроенергетичних систем (ЕЕС) є основними інструментами для різних типів операцій системного аналізу, наприклад, для аналізу стійкості, для проектування систем керування, для перевірки системної автоматики, тощо. Теоретично, повна модель енергосистеми може використовуватися на кожному кроці розрахунку нормального режиму. Проте, на практиці конструювання, впровадження та відновлення такої моделі є надто складним завданням. У зв'язку зі збільшенням розміру і складності сучасних ЕЕС, неможливо врахувати динаміку та проблеми стійкості повної моделі електроенергетичної системи. Рішенням цієї проблеми знову ж таки є еквівалентування [1].

Використання методів еквівалентування в задачах розрахунку режимів електричної системи з ЛЕС передбачає виділення в цій системі окремих підсистем – ЛЕС, виділення підсхем ЛЕС в загальній заступній схемі електричної системи.

На рис. 1 показано алгоритм процесу створення еквіваленту моделі нормального режиму ЛЕС.

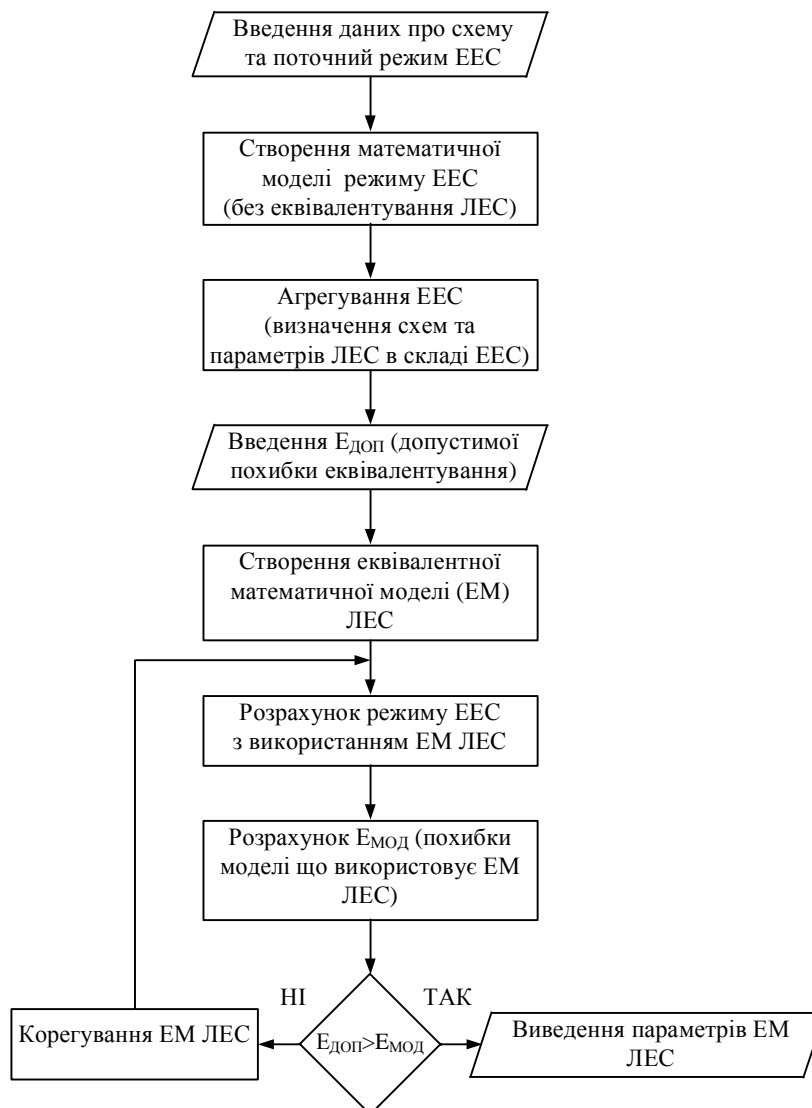


Рис. 1. Блок-схема алгоритму створення еквіваленту режиму ЛЕС

Відомо багато методів створення моделей ЛЕС, виділення підсистем (ЛЕС) зі складної електричної системи. З метою вибору з них метода, який би забезпечив мінімальну похибку моделі і розрахунку режимів ЕЕС з використанням еквівалентних моделей ЛЕС проаналізуємо методи розбиття складної електричної системи на підсистеми та методи заміни окремих з цих підсистем (в нашій задачі – ЛЕС) спрощеними – еквівалентними початковим, підсистемами (еквівалентами ЛЕС). Їх класифікація показана на рис. 2.

Виділення зі схеми ЕЕС підсистем (ЛЕС) здійснюється як за вітками, так і вузлами. Розповсюдженні методи виділення ЛЕС зі схеми ЕЕС:

- при яких ЛЕС мають загальну точку (наприклад, коли ЛЕС зв'язані між собою в одному вузлі);
- ділення після якого ЛЕС з'єднані між собою послідовно;

- ділення після якого повністю усувається зв'язок між ЛЕС;
- ділення при якому в початковій схемі ЕЕС виділяються приграничні вузли.

При виділенні ЛЕС в складі ЕЕС суттєвими є кількість і розміри ЛЕС, тому що від цього залежить складність процесу визначення режимів їх роботи. Оптимальним є таке виділення ЛЕС при якому загальний час на отримання рішення буде мінімальний. З метою зменшення часу розрахунку, знаходження параметрів оптимального, наприклад за показником загальносистемних втрат активної потужності в ЕЕС, в початковій складній схемі ЕЕС виділені ділянки ЛЕС замінюються значно спрощеними їх еквівалентами. Таким чином розрахункова схема ЕЕС також спрощується.

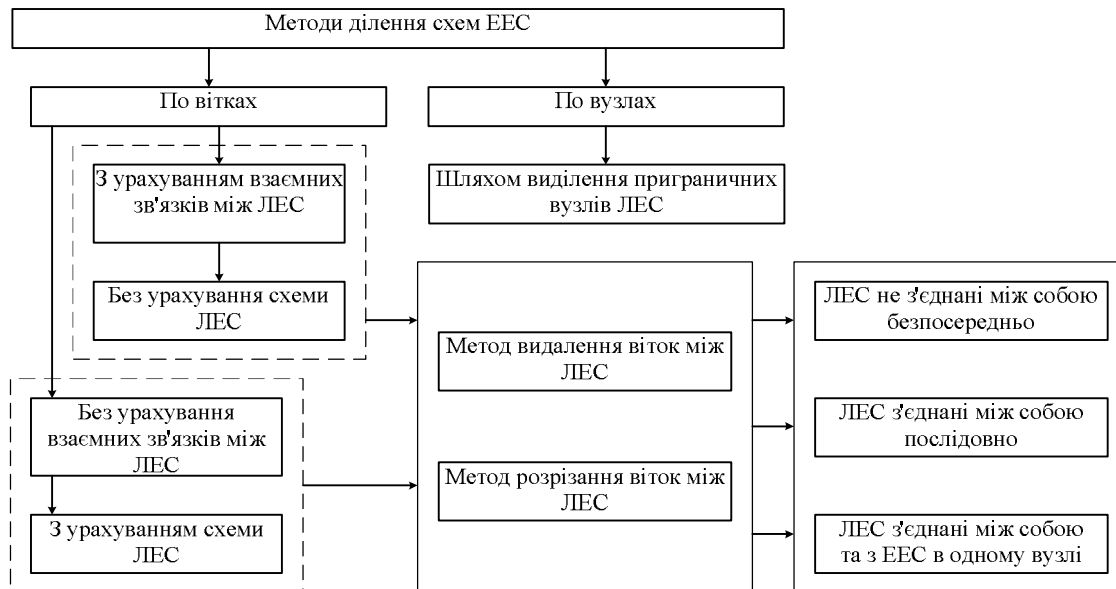


Рис. 2. Методи виділення ЛЕС з ЕЕС

Аналіз існуючих методів еквівалентування потрібен для визначення можливості його застосування в задачах розрахунку режимів як ЕЕС, так і ЛЕС в їх складі (рис. 3).

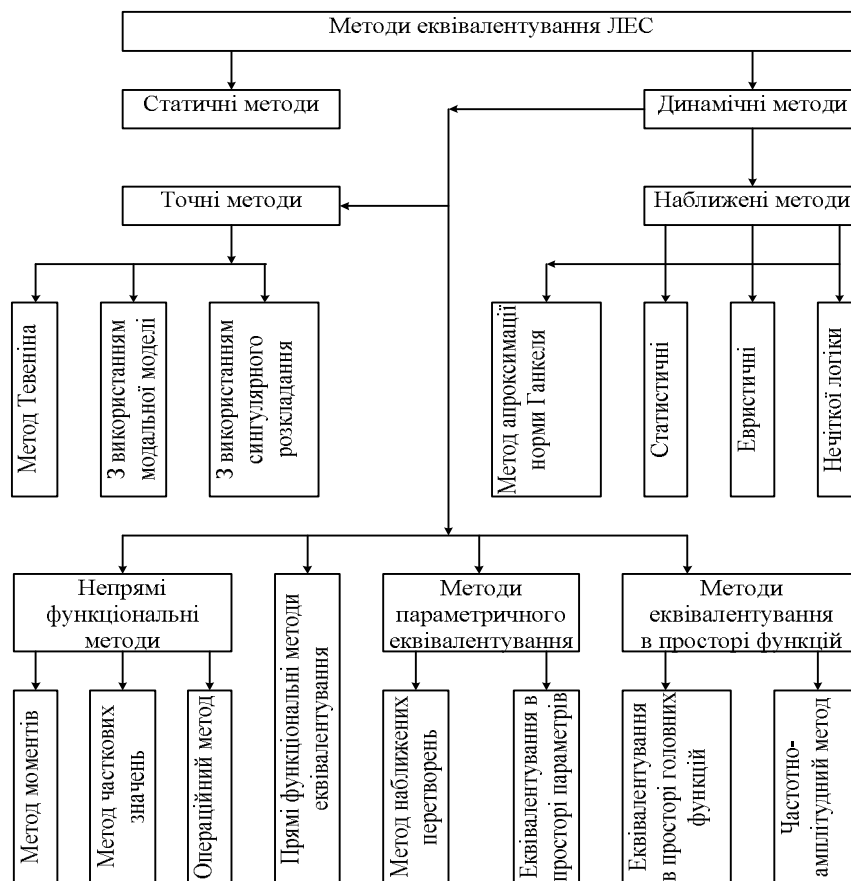


Рис. 3. Методи еквівалентування

Широко відомі методи статичного і динамічного еквівалентування [1, 4] електроенергетичних систем (ЕЕС). Динамічне еквівалентування, це вилучення частини мережі і заміна її еквівалентною моделлю, яка має достатньо близькі динамічні характеристики до оригіналу (повної) моделі, що важливо в задачах оптимального керування режимами ЕЕС з РДЕ ЛЕС.

Також існують прямі та непрямі функціональні методи еквівалентування. В прямому функціональному методі незалежною змінною є час, при цьому порівнюються на входах початкової та еквівалентної ЛЕС при зміні навантажень [1].

Знаходження аналітичних виразів залежності напруг та потужностей на виході ЛЕС від часу та від струмів навантажень у випадку коли не завжди відомі параметри структурної схеми ЛЕС може виявитись надто складним. Тому цей метод для практичного використання може бути використаним лише при простій структурі ЛЕС, як наприклад у випадку заміни початкової ЛЕС одним генератором.

Перевагою прямого функціонального методу є можливість прямого оцінювання точності еквівалентного процесу в ЛЕС, а також в тому, що відповідна цьому оцінюванню оптимальна сукупність параметрів еквівалентної моделі ЛЕС отримується автоматично без додаткового пошуку.

Прямі функціональні методи забезпечують мінімум квадратичного відхилення параметрів результатів моделювання з використанням еквівалентної моделі від результатів моделювання на початковій моделі.

Методи, які використовують незалежні змінні такі, як оператор Лапласа ( $p$ ), або частоту  $\omega$  в перетворенні Лапласа називають непрямыми функціональними методами. Класифікація найбільш важливих з них показана на рисунку.

У методі моментів необхідні параметри визначаються простіше ніж у прямому методі, але залишається складність визначення аналітичного виразу залежності реакції ЛЕС на збурювальні процеси.

В методі часткових значень немає необхідності визначати інтеграли зміни початкових параметрів ЛЕС в часі, але необхідно знаходити рішення нелінійних рівнянь. Цей метод не містить прямих оцінок точності, але схожий до методу інтерполяції функцій. Його використовують для заздалегідь гладких функцій перехідного процесу зміни початкових параметрів ЛЕС при збурювальних впливах.

Операційний метод використовується тільки для лінеаризованих моделей ЛЕС. Втрата інформації у зв'язку з використанням лінеаризованих моделей ЛЕС, як критерій еквівалентності, неминуче призведе до додаткової похибки. Даний метод доцільно використовувати для еквівалентування окремих груп фізично схожих елементів (наприклад СЕС, або ГЕС з асинхронними генераторами).

Методи параметричного еквівалентування застосовується для перетворення різних схем. Наближене мережеве еквівалентування відноситься лише до параметрів зв'язків електричних систем. В ньому не використовуються інерційні константи і не враховується фізика основних електричних елементів. В цьому методі вирішується питання про відокремлення генераторів від споживачів. Це важливо для еквівалентування ЛЕС [1].

Метод еквівалентування в просторі параметрів не зв'язаний з лінеаризацією системи і базується на відмінній від інших характеристиці головних елементів ЛЕС, достатньою кількістю важливих параметрів, з урахуванням того або іншого усталеного режиму. До таких параметрів відносяться інерційні сталі і взаємні індуктивності зв'язків, числові характеристики (наприклад, питомі показники демпфування, коефіцієнти підсилення автоматичного регулювання тощо). З математичної точки зору еквівалентування в просторі параметрів означає вимогу оптимальної заміни сукупності  $n$ -точок багатомірного простору сукупність  $m$ -точок в тому просторі. В якості зручного критерію оптимальності використовують узагальнення на багатомірному просторі методу моментів, який для дійсних сукупностей знаходить широке використання в теорії ймовірностей. Цей метод може використовуватись лише за умови повної подібності рівнянь динаміки початкової і еквівалентної моделі ЛЕС [4].

Метод вузлової ліквідації реалізується на моделюванні навантаження з постійним опором і вилученні їх, використовуючи спеціальний алгоритм для еквівалентування. Метод модального вузла реалізується на спрощенні системи шляхом об'єднання однакових режимів і вилучення режимів, що не є спільними для загальної групи режимів. Метод когерентності реалізується на визначенні однотипних генераторів і об'єднання їх в єдиний еквівалентний генератор [1, 2].

Для всіх вище згаданих методів необхідна детальна інформація про структуру і параметри мережі. Проте, в реальній енергосистемі така інформація не є доступною і повною, особливо у випадку РДЕ.

Метод ідентифікації може розв'язати цю проблему, розглядаючи систему як чорний ящик (чотиріполюсник). Він безпосередньо впливає на еквівалентні моделі енергосистеми і базується на збережених вхідних/вихідних даних [4].

Аналітичні моделі дозволяють отримати або явні залежності для шуканих величин, або, у тому разі, коли це не вдається, визначити чисельні рішення для конкретних початкових умов і кількісних характеристик моделі. Для вирішення таких завдань широко використовуються ЕОМ. Проте синтез аналітичних моделей для великих ЕЕС складний. У зв'язку з цим використовується імітаційне моделювання, яке розглядається як експеримент зі складною математичною моделлю, яка описує поведінку системи, реалізований на ЕОМ, тобто моделюється натурний експеримент.

Тому перспективними є методи імітаційного моделювання. Імітаційна модель ЛЕС в складі ЕЕС має такі особливості: меншу розмірність (порівняно з ЕЕС) по кількості змінних і зв'язків між елементами

моделі; стохастичний характер навантажень та генерування РДЕ у вузлах ЛЕС, нелінійність, обмеження різних типів (за генерованою потужністю РДЕ, пропускну здатністю ЛЕП та навантажувальною здатністю трансформаторів, за рівнями напруг у вузлах ЛЕС і т. п.), різний математичний опис елементів моделі (синхронних та асинхронних генераторів малих ГЕС, інверторів СЕС), реакції РДЕ на зміни навантажень та реакції вузлових напруг на зміни генерованої РДЕ потужності, що залежать від часу.

Імітаційне моделювання дозволяє: експериментально дослідити складні внутрішні взаємодії в досліджуваній ЛЕС і, водночас взаємодії різних ЛЕС в складі ЕЕС; вивчати вплив на функціонування ЕЕС інформаційних та організаційних змін, змін характеру взаємодії із зовнішнім середовищем; краще зрозуміти процеси зміни параметрів в ЕЕС, викликані змінами режимів ЛЕС; оцінити які з ЛЕС найбільш впливають на загальносистемні показники (наприклад на загальносистемні втрати активної потужності) і як вони взаємодіють; оцінювати поведінку ЕЕС в нових ситуаціях, перевіряти нові стратегії та правила прийняття рішення оперативно-диспетчерським персоналом; проводити стохастичне моделювання, зокрема методом Монте-Карло [6].

Таким чином, імітаційне моделювання орієнтоване не тільки на дослідження заданої моделі, а й на ідентифікацію параметрів і в цьому сенсі є аналогом натурального моделювання.

### Визначення параметрів еквіваленту ЛЕС

При відомих параметрах РДЕ в ЛЕС (наприклад ЕРС генераторних станцій) заміна цих РДЕ однією еквівалентною станцією призводить до спрощення схеми, причому узагальнені параметри цієї схеми (а також ЕРС еквівалентної станції) повинні задовольняти певні умови і критерій еквівалентності [3].

В якості критерію еквівалентності приймаємо однаковість параметрів початкового режиму віток і вузлів до перетворення заступної схеми ЛЕС і після його виконання. Цей критерій може бути записаний у наступній узагальненій матричній формі:

$$\left. \begin{aligned} \mathbf{U}_{yp0} &= \mathbf{U}_{yp}^e \\ \bar{\mathbf{S}}_{m0} &= \bar{\mathbf{S}}_m^e \end{aligned} \right\}, \quad (1)$$

де  $\mathbf{U}_{yp0}$  та  $\mathbf{U}_{yp}^e$  – вектори-стовбці комплексних значень напруг у вузлах приєднання ЛЕС до ЕЕС до перетворення заступної схеми ЛЕС і після його виконання;  $\bar{\mathbf{S}}_{m0}$  та  $\bar{\mathbf{S}}_m^e$  – вектори-стовбці комплексних значень повних потужностей у вітках приєднання ЛЕС до ЕЕС до перетворення заступної схеми ЛЕС і після його виконання.

Виконання даної умови забезпечує незмінність початкового режиму, що розглядається, для моделі ЕЕС після представлення ЛЕС її спрощеною моделлю.

Повинна виконуватись вимога однаковості значень сумарної потужності станцій перетворюваної схеми ЛЕС до перетворення і після перетворення при зміні режиму відповідно до графіка навантаження. Це потребує збереження однаковості суми потужностей об'єднаних РДЕ і потужності еквівалентної станції ЛЕС у всьому діапазоні режимів, які розглядаються.

Тому виконання умови критерію еквівалентності повинно забезпечити тотожність режиму віток і вузлів приєднання початкової і перетвореної схем ЛЕС (ПСЛЕС) не тільки для початкового, але і для всіх інших аналізованих режимів. У такому випадку цей критерій еквівалентності повинен бути доповнений додатковим критерієм:

$$\bar{\mathbf{S}}_{ЛЕС}^e = \sum_{j=1}^m \bar{\mathbf{S}}_j, \quad (2)$$

де  $\bar{\mathbf{S}}_{ЛЕС}^e$  – повна генерована потужність еквівалентної станції ЛЕС;  $\bar{\mathbf{S}}_j$  – повні потужності РДЕ, що об'єднанні в еквіваленту станцію ЛЕС;  $j$  – кількість РДЕ.

Для заміни однією еквівалентною станцією ЛЕС декількох РДЕ цієї ЛЕС необхідне виконання таких вимог:

$$\bar{\mathbf{Y}}_{mm}^j = \bar{\mathbf{Y}}_{mm}^{j,e}, \quad (3)$$

де  $\bar{\mathbf{Y}}_{mm}^{j,e}$  – діагональна матриця взаємних провідностей віток приєднання і віток еквівалентних станцій ЛЕС;  $m$  – кількість віток приєднання РДЕ та вітки еквівалентної станції ЛЕС до ЕЕС.

Дана рівність означає, що еквівалентні параметри ПСЛЕС повинні визначатись при незмінній, заздалегідь прийнятій умові про однаковість власних і взаємних провідностей віток приєднання ПСЛЕС до і після перетворення:

$$\bar{\mathbf{Y}}_{mj}^j \mathbf{E}_j = \bar{\mathbf{Y}}_{me}^{j,e} \mathbf{E}_e, \quad (4)$$

де  $\bar{\mathbf{Y}}_{me}^{j,e}$  – діагональна матриця взаємних провідностей віток приєднання і вітки еквівалентного генератора РДЕ ЛЕС;  $\mathbf{E}_e$  – вектор-стовбець, всі елементи якої дорівнюють ЕРС еквівалентної станції ЛЕС (даний вираз включає в себе параметри перетворення заступної схеми, а також ЕРС еквівалентної станції, що є шуканими величинами при еквівалентуванні).

$$\mathbf{E}_e^2 \bar{\mathbf{Y}}_{ee}^{*j,e} = \sum_{j=1}^n \left[ \mathbf{E}_j \left( \sum_{j=1}^n \mathbf{E}_j \bar{\mathbf{Y}}_{jj} \right) \right], \quad (5)$$

де  $\bar{\mathbf{Y}}_{ee}^{*j,e}$  – діагональна матриця взаємних провідностей віток приєднання після еквівалентування;  $\bar{\mathbf{Y}}_{jj}$  – діагональна матриця провідностей віток, що приєднання до  $j$ -го РДЕ.

$$\mathbf{E}_e \bar{\mathbf{Y}}_{ep}^{*j,e} = \sum_{j=1}^n \mathbf{E}_j \bar{\mathbf{Y}}_{jp} \quad (p = 1, 2, \mathbf{K}, m). \quad (6)$$

де  $p$  – номер вітки приєднання РДЕ.

Розглянемо, приклад коли ЛЕС приєднується до ЕЕС по одній вітці (рис. 4).

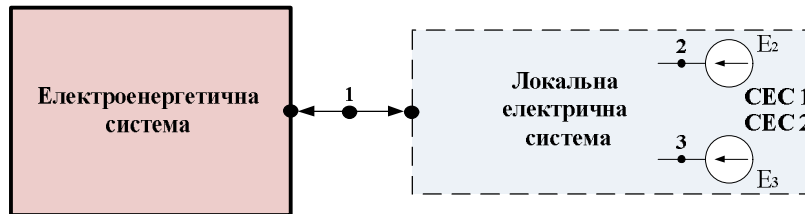


Рис. 4. Схематичне зображення приєднання ЛЕС до ЕЕС

За такої ситуації повинна виконуватись умова:

$$\bar{\mathbf{Y}}_{11}^e = \bar{\mathbf{Y}}_{11}.$$

Ця умова означає, що власна провідність вітки з'єднання в еквівалентній схемі повинна бути рівною власній провідності цієї вітки у початковій схемі перетворюваної підсистеми. Значення цієї провідності визначається по результатам розрахунку режиму початкової заступної схеми, в якій ЕРС всіх генераторних станцій (РДЕ) приймаються рівними нулю, а у вузлі приєднання підтримується деяка напруга. У цьому випадку

$$\bar{\mathbf{Y}}_{11} = \frac{I_1}{U_1}.$$

У такому випадку умова еквівалентності матиме вигляд:

$$\mathbf{E}_e \bar{\mathbf{Y}}_{1e} = \sum_{j=2}^n \mathbf{E}_j \bar{\mathbf{Y}}_{1j} \quad (7)$$

де  $\bar{\mathbf{Y}}_{1e}$  та  $\mathbf{E}_e$  – шукані параметри заступної схеми і її режиму;  $\mathbf{E}_j$  – ЕРС станцій, які в перетвореній схемі повинні бути замінені однією еквівалентною;  $\bar{\mathbf{Y}}_{1j}$  – взаємна провідність між вітками станції  $j$  і віткою приєднання.

Електрорушійні сили  $\mathbf{E}_j$  і провідності  $\bar{\mathbf{Y}}_{1j}$  розраховуються відповідно до початкової схеми перетворюваної підсистеми і при знаходженні еквівалентних параметрів  $\bar{\mathbf{Y}}_{1e}$  та  $\mathbf{E}_e$  вважаються невідомими.

Вище наведена умова еквівалентності отримана із умови рівності струму у вітці приєднання у початковій і перетвореній схемах незалежно від значення напруги у вузлі приєднання, а тому  $U_1 = 0$ .

У цьому випадку кожна частина умови еквівалентності визначає струм у вітці приєднання. Для еквівалентної схеми у відповідності з визначенням взаємної провідності  $\bar{\mathbf{Y}}_{1e}$  отримуємо рівність, яка повністю відповідає умові еквівалентності:

$$I_{1e} = \mathbf{E}_e \bar{\mathbf{Y}}_{1e}.$$

Цей вираз означає, що один і той самий струм можна отримати при різних значеннях ЕРС  $\mathbf{E}_e$  і провідності  $\bar{\mathbf{Y}}_{1e}$ .

Звернемо увагу на умову еквівалентності (6), яка для схеми з однією віткою приєднання має вигляд:

$$\mathbf{E}_e \bar{\mathbf{Y}}_{ej}^* = \sum_{j=2}^n \mathbf{E}_j \bar{\mathbf{Y}}_{j1}^* \quad (8)$$

Взаємна провідність  $\bar{\mathbf{Y}}_{e1} = \bar{\mathbf{Y}}_{1e}$  та ЕРС  $\mathbf{E}_e$  для перетвореної схеми повинні одночасно задовольняти умови (7) та (8), якщо при еквівалентуванні ставиться задача забезпечити в перетвореній схемі як інваріантність потужності у вітці приєднання ( умова (7)), так і інваріантність сумарної потужності об'єднання станцій ( умова (8)). Однак, провідності та ЕРС, що одночасно задовольняють ці дві умови,

знайти неможливо.

Дійсно, з вище наведених умов, справедлива рівність:

$$\begin{aligned} E_e y_{1e} &= \left| \sum_{j=2}^n \mathcal{E}_j \bar{Y}_{1j} \right|; \\ E_e y_{e1} &= \left| \sum_{j=2}^n \mathcal{E}_j^* \bar{Y}_{1j}^* \right|. \end{aligned} \quad (9)$$

Перше рівняння системи (9) отримано із умови незмінності режиму вітки приєднання при перетворенні системи. Друге рівняння знайдене на основі критерію незмінності сумарної генерованої потужності в перетворюваній підсистемі. Тому відсутність значень  $E_e$  та  $y_{1e} = y_{e1}$ , які б задовольняли обидва рівняння системи (9), є результатом твердження неможливості отримання у загальному вигляді єдиної моделі перетворюваної підсистеми, що задовольняла б одночасно вимоги інваріантності режиму як вітки приєднання, так і генераторних станцій. Варто зазначити, що такий висновок повністю відповідає аналогічному висновку, що стосується елементарного перетворення для об'єднання декількох джерел ЕРС.

В прийнятих умовах, в яких все навантаження представлено в перетвореній схемі тільки незмінними опорами, еквівалентне представлення перетворюваної підсистеми можливе за допомогою двох заступних схем, що мають однакові параметри, але відрізняються модулями ЕРС еквівалентного генератора. В цих схемах модулі комплексної взаємної провідності між віткою еквівалентного генератора і віткою приєднання можуть прийматися довільно. Однак практично, доцільно знаходити цю провідність по заступній схемі перетворюваної підсистеми, об'єднавши вітки генераторних станцій, а потім вилучати всі проміжні вузли. При відомій провідності  $y_{1e} = y_{e1}$  з першого рівняння системи (9) можна знайти:

$$E_e^{(1)} = \frac{1}{y_{1e}} \left| \sum_{j=2}^n \mathcal{E}_j \bar{Y}_{1j} \right|; \quad (10)$$

тоді як з другого рівняння цієї системи рівнянь

$$E_e^{(e)} = \frac{1}{y_{e1}} \left| \sum_{j=2}^n \mathcal{E}_j^* \bar{Y}_{1j}^* \right|. \quad (11)$$

Електрорушійна сила  $E_e^{(1)}$ , що отримана з умови незмінності режиму вітки приєднання, повинна додаватися до ПСЛЕС під час виконання розрахунків, що визначають режими вітки приєднання. Під час визначення потужності у вітці еквівалентної станції до заступної схеми повинна додаватися ЕРС  $E_e^{(e)}$ .

В обох випадках власна провідність вітки приєднання визначається у відповідності з умовою  $\bar{Y}_{11}^e = \bar{Y}_{11}$ . Власна провідність вітки генераторної станції визначається з даного рівняння:

$$(E_e^{(e)})^2 \bar{Y}_{ee}^* = \sum_{j=2}^n E_j^2 \bar{Y}_{jj}^* - \sum_{j=2}^n \mathcal{E}_j \sum_{j=2}^n \mathcal{E}_j^* \bar{Y}_{jj}^* \quad (12)$$

З цього рівняння впливає при відомій ЕРС  $E_e^{(e)}$ :

$$\bar{Y}_{ee}^* = \frac{1}{(E_e^{(e)})^2} \left( \sum_{j=2}^n E_j^2 \bar{Y}_{jj}^* - \sum_{j=2}^n \mathcal{E}_j \sum_{j=2}^n \mathcal{E}_j^* \bar{Y}_{jj}^* \right) \quad (13)$$

Знайдені власні і взаємні провідності дозволяють представити еквіваленту модель перетворюваної ЛЕС у вигляді П-подібної заступної схеми.

Можливий також інший вигляд заступної ПСЛЕС, що забезпечує інваріантність як потужності у вітці приєднання, так і сумарної потужності РДЕ. Таку схему можна отримати, якщо навантаження в еквівалентній ПСЛЕС представити не тільки незмінними опорами, а й деяким задавальним струмом, що є у вузлі приєднання ЛЕС. При такому підході умови незмінності генерованої потужності РДЕ залишаються такими ж, як при відсутності задавального струму у вузлі приєднання ЛЕС. Тому рівняння (5), (6), (12) та (13), можуть і у цьому випадку використовуватися для визначення еквівалентних параметрів ПСЛЕС. Проте, умова інваріантності потужності у вітці приєднання запишеться у іншому вигляді:

$$\sum_{j=2}^n \mathcal{E}_j \bar{Y}_{1j}^* - U_1 \bar{Y}_{11} = \mathcal{E}_e \bar{Y}_{1e} - U_1 \bar{Y}_{11}^{(e)} + J_{1e}$$

звідки випливає:

$$\bar{Y}_{11}^{(e)} = \bar{Y}_{11};$$

$$\mathbf{E}_e \bar{Y}_{1e} + J_{1e} = \left( \sum_{j=2}^n \mathbf{E}_j \bar{Y}_{1j} \right) e^{j\theta_e} \quad (14)$$

Варто зазначити, що (14) та друге рівняння системи (9) можуть задовольнятися одночасно. Причому, визначається не тільки модуль, але і аргумент комплексної провідності. Модуль  $\mathbf{E}_e$  визначається за формулою (11), а її аргумент знаходиться:

$$d_e = g_{e1} + y_{e1}$$

З рівняння (14) задавальний струм знаходиться:

$$\mathbf{J}_{1e} = -E_e y_{1e} e^{j(\delta_e - \psi_{e1})} + \left( \sum_{j=2}^n \mathbf{E}_j \bar{Y}_{1j} \right) e^{j\theta_e} \quad (15)$$

Однак, таке спрощення коли все навантаження представлено в перетвореній схемі тільки незмінними опорами або деяким задавальним струмом, що є у вузлі приєднання, не завжди допустиме. Тому виникають труднощі, які виявляються у випадку побудови лінеаризованої еквівалентної моделі ЛЕС. Основним недоліком цього методу є необхідність аналітичного представлення моделі еквівалентної ЛЕС, яка реагує на зміну збудовальних впливів [3].

Кожний з розглянутих методів еквівалентування та створення еквівалентних математичних моделей ЛЕС має свої переваги і недоліки. Синтез методів і моделей еквівалентування можливий шляхом їх комплексного застосування в задачах розрахунку параметрів режимів ЕЕС.

#### Висновки

Існуючі методи еквівалентування ЛЕС можуть бути застосовані під час розробки еквівалентних моделей ЛЕС. Вони спрощують розрахунки режимів ЕЕС у складі яких є ЛЕС з РДЕ, однак потребують повноти даних, щодо статичних та динамічних параметрів ЛЕС. Це ускладнює їх застосування під час автоматичного чи автоматизованого керування режимами ЕЕС з урахуванням впливу такого керування на напруги на шинах підстанцій в ЛЕС.

#### Література

1. Ishchenko A., Myrzik J.M.A., Kling W.L., "Dynamic Equivalencing of Distribution Networks with Dispersed Generation", IEEE Transactions on Power Systems, Volume 06, 2006, pp. 1–8.
2. Yiming Mao and Karen Miu, "Radial Distribution System Short Circuit Analysis with Lateral and Load Equivalencing: Solution Algorithms and Numerical Results", IEEE Transactions on Power Systems, Volume 01, 2000, pp. 449–453.
3. Жуков Л. А. Установившиеся режимы сложных электрических сетей и систем: Методы расчётов / Л. А. Жуков, И. П. Стратан. – М. : Энергия, 1979. – 416 с.
4. Feng Ma, Xiaochuan Luo and Vijay Vittal, "Application of Dynamic Equivalencing in Large-scale Power Systems", IEEE Transactions on Power Systems, Volume 05, 2011, pp. 1–10.
5. Основы моделирования сложных систем : учеб. пособие для студентов вузов / под общ. ред. И. В. Кузьмина. – К. : Вища школа, 1981. – 360 с.
6. Ganesh N. Ramaswamy, Christophe Evrard, George C. Verghese, Ollivier Fillatre and Bernard C., "Lesieutre Extensions, Simplifications, and Tests of Synchronic Modal Equivalencing (SME)", IEEE Transactions on Power Systems, Volume 02, 1997, pp. 896–905.

#### References

1. Ishchenko A., Myrzik J.M.A., Kling W.L., "Dynamic Equivalencing of Distribution Networks with Dispersed Generation", IEEE Transactions on Power Systems, Volume 06, 2006, pp. 1–8.
2. Yiming Mao and Karen Miu, "Radial Distribution System Short Circuit Analysis with Lateral and Load Equivalencing: Solution Algorithms and Numerical Results", IEEE Transactions on Power Systems, Volume 01, 2000, pp. 449–453.
3. Zhukov L. A. and Stratan I. P., Ustanovivshiesya rezhimy slozhnykh elektricheskikh setey i sistem: Metody raschotov, M. : Energiya, 1979.
4. Feng Ma, Xiaochuan Luo and Vijay Vittal, "Application of Dynamic Equivalencing in Large-scale Power Systems", IEEE Transactions on Power Systems, Volume 05, 2011, pp. 1–10.
5. Kuz'min I. V., Osnovy modelirovaniya slozhnykh sistem: Ucheb. posobiye dlya studentov vuzov, K. : Vyshcha shkola, 1981.
6. Ganesh N. Ramaswamy, Christophe Evrard, George C. Verghese, Ollivier Fillatre and Bernard C., "Lesieutre Extensions, Simplifications, and Tests of Synchronic Modal Equivalencing (SME)", IEEE Transactions on Power Systems, Volume 02, 1997, pp. 896–905.

Рецензія/Peer review : 17.7.2015 р.

Надрукована/Printed : 30.8.2015 р.

Стаття рецензована редакційною колегією