

логічне забезпечення обліку електричної енергії в Україні". — К.: АВЕГА. — 2007. — С. 164 — 172.

5. Стогній Б.С., Танкевич Є.М., Яковлева І.В. Вплив розбіжностей метрологічних характеристик фазних вимірювальних трансформаторів і параметрів їх вторинних кіл на точність вимірювання параметрів режиму електромережі // Техн. електродинаміка. Тем. вип. "Проблеми сучасної електротехніки". — 2008. — Ч. 5. — С. 3 — 8.

6. Стогній Б.С., Яковлева І.В., Танкевич Є.М. Вплив структури і метрологічних характеристик компонентів трифазного вимірювального каналу потужності на математичну модель його похибки // Енергетика та електрифікація. — 2007. — №8. — С. 25 — 29.

7. Танкевич Є.М., Яковлева І.В. Вплив фазової складової похибок компонентів вимірювальних комплексів на точність

вимірювання потужності і обліку електричної енергії // Енергетика та електрифікація. — 2001. — № 6. — С. 15 — 20.

8. Деклараційний патент України на винахід № 63600. Спосіб корекції похибки вимірювального комплексу електроенергії і пристрій для його здійснення / Березянський М.П., Гінайло В.О., Нагорний П.Д. та інш. // БИ. — 2004. — № 1.

9. Кількість електричної енергії та електрична потужність. Типова методика виконання вимірювань МВУ 031/08-2007. — К.: ГРІФРЕ, 2007. — 97 с.

10. Концепція побудови автоматизованих систем учета електроенергії в умовах енергоринку / Утверждено приказом Минпаленерго, НКРЕ, Держкоменергозбереження, Госстандарта, Держбуду, Держпромполитики от 17 апреля 2000 г. N 32/28/28/276/75/54.

Надійшла 20.01.09

УДК 621.311.1

О.В.ДАНИЛЮК, докт.техн.наук, А.Б.КОЗОВИЙ (Нац. ун-т "Львівська політехніка", Львів),  
М.М.ШВЕЦЬ (ТзОВ "Інтехенерго", Львів), І.Р.МЕЛЬНИК (Нац. ун-т "Львівська політехніка", Львів)

## Нейроматематичне еквівалентування нетелемеханізованих фрагментів для задач оперативної оптимізації режимів електричних мереж

*В статті описано один із підходів до формування еквівалентів у процесі розв'язання задачі оптимізації режимів електричних мереж в умовах реального часу за умови часткової інформаційної невизначеності.*

*В статье описано один из подходов к формированию эквивалентов в процессе решения задачи оптимизации режимов электрических сетей в условиях реального времени с учетом частичной информационной неопределенности.*

**Актуальність і постановка задачі.** На сучасному етапі розвитку електроенергетичних систем (ЕЕС) поряд з оновленням силового обладнання електричних станцій та електричних мереж впроваджуються нові прогресивні інформаційні та комп'ютерні технології. Впровадження таких технологій, в кінцевому варіанті, сприяє підвищенню ефективності функціонування ЕЕС загалом та структур, зокрема.

Одним із критеріїв ефективності функціонування ЕЕС та енергопостачальних компаній (ЕПК) є зниження рівня технологічних витрат електроенергії (ТВЕ) у їхніх електричних мережах. Досягнення цієї мети може бути здійснено в результаті розв'язання задачі оперативної оптимізації режимів електричних мереж.

**Аналіз останніх досліджень та публікацій.** Впровадження нових прогресивних інформацій-

них та комп'ютерних технологій у сферу керування режимами ЕЕС і ЕПК формує нове бачення стосовно подальшого створення нових та розвитку існуючих підходів до розв'язання оптимізаційних задач та відповідного прикладного програмного забезпечення. На нашу думку, таке бачення полягає в наступному:

— доцільно повноцінно використовувати вже створені та апробовані методи оптимізації режимів електричних мереж [5, 9, 19] з адаптацією їх до сучасних ринкових умов [16, 23];

— необхідно створювати нові більш ефективні підходи до оптимізаційних математичних моделей, які враховують територіальний фактор формування ЕЕС [2, 6];

— враховувати можливості сучасних інформаційних технологій, тобто необхідно розробляти нові методи та методики оперативної оптимізації ре-

© Данилюк О.В., Козовий А.Б., Швець М.М., Мельник І.Р., 2009

жимів [1,3,4,24];

— враховувати той реальний факт, що не всі підстанції електричних мереж оснащено засобами телеметрії, задача оптимізації режимів електричних мереж зводиться до області розв'язання задач за умов невизначеності (не повної або часткової визначеності), що також вимагає створення нових підходів, методів та методик [3, 4, 24];

— доцільно створювати і оснащувати автоматизовані системи оперативно-диспетчерського керування елементами штучного інтелекту [7,17,18,22].

Доцільність врахування вищенаведених тверджень підкріплюється закордонними публікаціями [8,25—27].

**Ціль статті.** Історично склалося так, що основну увагу стосовно інформатизації приділялося електричним мережам 220—750 кВ. Що стосується електричних мереж 110 кВ і нижче, то в них оснащення підстанцій пристроями телеметрії здійснювалося за залишковим принципом і лише за умови наявності спеціалістів-ентузіастів.

Внаслідок цього склалася ситуація, коли електричні мережі за ознаками їхньої інформатизації умовно поділилися на фрагменти електричних мереж, оглядні засобами телеметрії (оглядні електричні мережі — OEM), і фрагменти електричних мереж, неоглядні засобами телеметрії (неоглядні електричні мережі — НЕМ).

Очевидно, що під час оперативно-диспетчерського керування режимами має місце прагнення в досягненні якомога суттєвішого економічного ефекту. Зміст його полягає у забезпеченні неперервного електропостачання споживачів за умов мінімізації технологічних витрат електричної енергії на пересилання, розподіл та електропостачання, що відповідає задачі оптимізації режимів електричних мереж в реальному часі з врахуванням фактору часткової інформаційної невизначеності, а саме:

— оптимізація повинна здійснюватися в процесі ведення режиму електричної мережі з врахуванням реальної конфігурації схеми ("оперативна оптимізація"), де як вхідна інформація використовуються результати розв'язання задачі оцінювання стану, що відтворюють усталений режим для певного моменту часу, який є стартовим для пошуку оптимального рішення;

— оптимізація повинна здійснюватися на основі системного підходу з врахуванням зміни та взаємного впливу OEM і НЕМ, бо "відкидання" (невраховання) НЕМ є некоректним з точки зору аналізу усталених режимів і може привести до неправильних результатів (особливо, якщо НЕМ представляє собою замкнену або складнозамкнену мережу і живиться від двох або більше шин підстанцій OEM);

— результатами розв'язання задачі оптимізації за критерієм мінімуму технологічних витрат електричної енергії є бажані значення коефіцієнтів трансформації трансформаторів та автотрансформаторів (у випадку наявності замкнених фрагмен-

тів електричних мереж) і оптимальні значення реактивної потужності джерел реактивної потужності;

— за цими значеннями коефіцієнтів трансформації і реактивної потужності, з врахуванням прогнозу зміни навантаження споживачів електроенергії вибираються відгалуження пристроїв регулювання під навантаженням та склад (або уставки регуляторів) компенсаторів реактивної потужності.

Однією з основних проблем під час реалізації вищенаведеного є усунення інформаційної невизначеності стосовно частково телемеханізованих електричних мереж. Саме цій задачі присвячується дана стаття, де НЕМ запропоновано представляти за допомогою нейроматематичних режимних еквівалентів.

З метою визначення місця застосування нейроматематичних режимних еквівалентів в загальному алгоритмі оперативно-диспетчерського керування режимами наведемо сам алгоритм.

1. Попередньо для повної схеми електричної мережі виділяються всі НЕМ.

2. Формується архітектура нейронних мереж, за допомогою яких представлятимуться ці НЕМ. Тут беремо до уваги загальну кількість вузлів примикання НЕМ до OEM і враховуємо можливість їх втрати внаслідок комутацій, проведених диспетчером (виникнення аварійних ситуацій не розглядається, тому що у випадку аварії задача оптимізації режимів втрачає свою актуальність).

3. Формується структура множини входів (значення модулів напруг вузлів умовного стику OEM і НЕМ, активна та реактивна потужності, що втікають в НЕМ з боку OEM) і структура множини виходів (значення поздовжніх активних та реактивних опорів променів еквівалента, значення поперечних активної та реактивної провідності в центрі еквівалента, значення сумарного активного та реактивного навантаження всіх споживачів НЕМ, зосередженого в центрі еквівалента).

4. Для всіх НЕМ на основі математичної моделі режимного еквівалентування [13] здійснюється навчання нейронних мереж в повному технологічно допустимому діапазоні існування режимів (ТДДІР) (від режиму неробочого ходу до режиму перевантаження елементів електричної мережі зі сторони живлення НЕМ), які називатимемо нейроматематичними режимними еквівалентами (НМРЕ).

5. За результатами навчання формується "База даних", де зберігаються дані про архітектуру нейронних мереж кожного з НМРЕ (кількість шарів, кількість нейронів в кожному з шарів, кількість входів і виходів, наявність латеральних зв'язків) та їхні функціональні параметри (вагові коефіцієнти, коефіцієнти та розмірності функцій активації).

6. За даними телеметрії, які надходять з підстанцій, що є вузлами примикання НМРЕ, здійснюється пошук в "Базі даних" відповідних нейронних мереж та їхніх параметрів, за допомогою яких продукуються відповідні виходи (дані телеметрії є

входами).

7. Ці значення з продукуваних виходів виступають як значення параметрів режимного еквівалента для режиму електричної мережі в момент зчитування даних телеметрії.

8. Формується спільна розрахункова схема електричної мережі шляхом приєднання НМРЕ усіх НЕМ до розрахункової схеми OEM.

9. В процесі неперервного функціонування ЕЕС з наперед визначеною дискретністю часу виконання п.п. 6–8 продовжується.

Так як задачі оцінювання стану, аналізу та оптимізації режимів електричних мереж є добре вивченими [1–6,8,9,16–20,23,25–27], то ми не будемо зупинятися на їхньому вирішенні, а приділимо більше уваги саме формуванню та функціонуванню НМРЕ.

**Загальна характеристика методу режимного еквівалентування.** Метод режимного еквівалентування (РЕ) [13] був запропонований ще у 1990 р. і успішно застосовувався лише для обробки режимних замірів, плануванні режимів та підготовки ремонтних схем в електричних мережах 35–110 кВ ЕПК ВАТ "Львівобленерго" (колишньому Львівському підприємстві електричних мереж), де схеми живильних електричних мереж 220–330 кВ і схеми мереж електропостачання 6–10 кВ саме представлялися за допомогою РЕ. На той час дослідження, проведені на кафедрі електричних систем і мереж Національного університету "Львівська політехніка" (колишній Львівський політехнічний інститут), показали, що максимальна відносна похибка ТВЕ, яка мала місце у випадку відключення найбільш завантаженої лінії в схемі електричної мережі, представленої РЕ, не перевищувала 10% для РЕ-330 кВ та 5% — для РЕ-110 кВ [14].

З метою зменшення цих похибок, нами здійснено модифікацію побудови РЕ. Алгоритм побудови модифікованого режимного еквівалента наведено нижче.

1. Фрагмент електричної мережі (НЕМ), який підлягає еквівалентуванню, представляється у вигляді багатопроменевої зірки, де кількість променів РЕ (рис. 1) визначається кількістю вузлів примикання даного фрагменту до схеми електричної мережі, яка не еквівалентується (ОЕМ).

2. Поздовжні параметри променів РЕ — це значення активних  $r=(r_1, \dots, r_n, \dots, r_N)$  та реактивних  $x=(x_1, \dots, x_n, \dots, x_N)$  опорів (рис. 1), за допомогою яких здійснюється моделювання змінних втрат активної потужності у фрагменті електричної мережі, що підлягає еквівалентуванню.

3. У запропонованому модифікованому режимному еквіваленті (РЕ-М), на відміну від РЕ [13], в промені еквівалента введено ідеальні трансформатори, що дозволяє здійснювати еквівалентування фрагментів електричних мереж з вузлами примикання різних класів номінальних напруг.

4. У вузлах примикання РЕ-М для підвищення

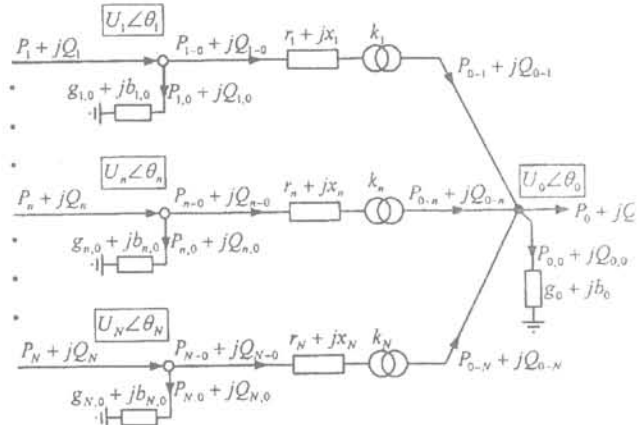


Рис. 1

точності еквівалентування введено поперечні провідності променів еквівалента

$$g_{n,0} + jb_{n,0} = 0,5 \sum_{i \in n} (g_{i,0} + jb_{i,0}) + \sum_{j \in n} (g_{j,0} + jb_{j,0}), \quad n = \overline{1, N}, \quad (1)$$

де  $(g_{i,0} + jb_{i,0})$  — поперечні провідності П-схем заміщення ліній і  $(g_{j,0} + jb_{j,0})$  — поперечні провідності Г-схем трансформаторів, що відходять від вузла примикання  $n$ .

5. В центрі РЕ-М також введено значення сумарних активної та реактивної потужностей навантаження  $P_0 + jQ_0$  усіх споживачів ( $M$ ) фрагмента електричної мережі, яка підлягає еквівалентуванню

$$P_0 + jQ_0 = \sum_{m=1}^M (P_m + jQ_m). \quad (2)$$

6. У залежності від режимів навантаження цих споживачів, центр РЕ-М характеризується напругою  $U_0 < \theta_0$ , де клас номінальної напруги під час формування структури еквівалента вибирається з умови

$$(U_{0, \text{ном}} = U_{n_{\min}, \text{ном}}; n_{\min} = \arg \min_{i=1}^N U_{i, \text{ном}}) \rightarrow k_{n_{\min}} = 1 \quad (3)$$

7. Значення коефіцієнтів трансформації для всіх інших ідеальних трансформаторів променів РЕ-М визначають як

$$k_n = U_{n, \text{ном}} / U_{0, \text{ном}}, \quad n = \overline{1, N}. \quad (4)$$

8. Крім цього, в центрі РЕ введено поперечну провідність  $(g_{0,0} + jb_{0,0})$ , за допомогою якої моделюються умовно постійні втрати активної та реактивної потужностей  $(P_{0,0} + jQ_{0,0})$  у поперечних елементах фрагмента електричної мережі, що підлягає еквівалентуванню, тобто у поперечних провідностях П-схем заміщення ліній і Г-схем заміщення трансформаторів, а також схем заміщення компен-

саторів реактивної потужності, але за виключенням тих провідностей, які відходять від вузла примикання

$$P_{0,0} + jQ_{0,0} = \sum_{l \in \text{HEM}} (P_{l,0} + jQ_{l,0}), \quad (5)$$

де  $P_{l,0}, jQ_{l,0}$  — відповідно втрати активної та реактивної потужності у поперечних елементах  $l$ -ої вітки, яка належить до фрагмента електричної мережі, що підлягає еквівалентуванню;

$$g_{0,0} + jb_{0,0} = \frac{P_{0,0}}{U_0^2} - j \frac{Q_{0,0}}{U_0^2}; \quad (6)$$

$U_0$  — значення модуля напруги в центрі РЕ-М.

Математична модель режимного еквівалентування. Призначенням математичної моделі є визначення параметрів РЕ-М ( $\mathbf{r}, \mathbf{x}, U_0, \theta_0$ ) в ТДДІР. Для цього математичну модель РЕ-М формуємо на основі метода вузлових напруг у формі балансу потужностей для вузлів схеми [20]

$$\left\{ \dots; f_n(r_n, x_n, U_0, \theta_0) = P_n - P_{n,0}(U_n) - P_{n-0}(U_n, \theta_n, r_n, x_n, U_0, \theta_0) = 0, \dots \right\}_T;$$

$$\left\{ \dots; f_{N+n}(r_n, x_n, U_0, \theta_0) = Q_n - Q_{n,0}(U_n) - Q_{n-0}(U_n, \theta_n, r_n, x_n, U_0, \theta_0) = 0, \dots \right\}_T;$$

$$f_{2N+1}(\mathbf{r}, \mathbf{x}, U_0, \theta_0) = P_0 + P_{0,0} - \sum_{n=1}^N P_{0-n}(U_n, \theta_n, r_n, x_n, U_0, \theta_0) = 0; \quad (7)$$

$$f_{2N+2}(\mathbf{r}, \mathbf{x}, U_0, \theta_0) = Q_0 + Q_{0,0} - \sum_{n=1}^N Q_{0-n}(U_n, \theta_n, r_n, x_n, U_0, \theta_0) = 0,$$

де перші  $N$  рівнянь записано у формі балансу активної потужності для вузлів примикання РЕ-М;  $P_n$  — значення активної потужності, яка надходить до  $n$ -го вузла примикання РЕ-М;  $P_{n,0}(U_n) = U_n^2 g_{n,0}$  — значення активної потужності, яка споживається поперечною провідністю  $n$ -го променя РЕ-М;  $P_{n-0}(U_n, \theta_n, r_n, x_n, U_0, \theta_0)$  — розрахункове значення активної потужності  $n$ -го променя РЕ-М зі сторони вузла примикання; другі  $N$  рівнянь записано у формі балансу реактивної потужності для вузлів примикання РЕ-М;  $Q_n$  — значення реактивної потужності, яка падає до  $n$ -го вузла примикання РЕ-М;  $Q_{n,0}(U_n) = -U_n^2 b_{n,0}$  — значення реактивної потужності, яка споживається поперечною про-

відністю  $n$ -го променя РЕ-М;  $Q_{n-0}(U_n, \theta_n, r_n, x_n, U_0, \theta_0)$  — розрахункові значення реактивної потужності  $n$ -го променя РЕ-М зі сторони вузла примикання;  $(2N+1)$ -е та  $(2N+2)$ -е рівняння записано у формі балансів активної та реактивної потужностей у центрі РЕ-М;  $P_{0-n}(U_n, \theta_n, r_n, x_n, U_0, \theta_0)$ ,  $Q_{0-n}(U_n, \theta_n, r_n, x_n, U_0, \theta_0)$  — розрахункові значення активної та реактивної потужностей  $n$ -го променя РЕ-М зі сторони його центра.

Визначення параметрів РЕ-М ( $\mathbf{r}, \mathbf{x}, U_0, \theta_0$ ) здійснюється шляхом розв'язання нелінійної системи рівнянь (7) методом Ньютона [20]. А поперечна провідність в центрі РЕ-М визначається за (6). Всі інші параметри РЕ-М визначаємо за формулами (1–5).

Оперативне еквівалентування для розв'язання задачі оперативної оптимізації режимів електричних мереж. У процесі практичного розв'язання задачі оперативної оптимізації режимів електричних мереж, де вхідною інформацією є телевиміри, виникає необхідність здійснювати еквівалентування нетелемеханізованих фрагментів для кожного зрізу телевимірів. Забезпечити це шляхом формування режимних еквівалентів (визначення параметрів режимного еквівалента ( $\mathbf{r}, \mathbf{x}, U_0, \theta_0$ )) для кожного зрізу у відповідності з (7) є неможливим, тому що до складу телевимірів не входять значення кутів напруг вузлів примикання режимного еквівалента  $\theta_n, n = \overline{1, N}$ .

Виходячи з вищесказаного, пропонується застосувати метод нейроматематичного моделювання [12], зміст якого полягає в застосуванні як інструментарію для параметрів режимного еквівалента ( $\mathbf{r}, \mathbf{x}, U_0, \theta_0$ ) наперед навчених за допомогою математичної моделі (в нашому випадку (7)) нейронних мереж з функціональним синтезом додаткових входів [15]. Такі структури називатимемо нейроматематичними режимними еквівалентами (НМРЕ).

Для формування НМРЕ застосовуємо нейронні мережі, що сформовані на основі нейропарадигми "функціонал на множині табличних функцій" [10], для якої основною перевагою алгоритму її навчання є неітераційний алгоритм, в основі якого лежить метод ортогоналізації в просторі векторів — реалізацій досліджуваного процесу (запропонований та розроблений проф. Р.О.Ткаченком).

Вперше ідею нейроматематичного еквівалентування було запропоновано авторами в [24] і було реалізовано як експлуатаційно-дослідний програмний модуль в середовищі оперативного інформаційно-керуючого комплексу (ОІКК) "ЗОДІАК" [11] для оперативного еквівалентування неоглядного засобами телеметрії фрагменту електричної мережі "Львівського енерговузла" ВАТ "Львівобленерго". Оперативне еквівалентування здійснювалося за допомогою НМРЕ на основі однієї нейронної мережі без функціонального синтезу додат-

кових входів, де як виходи використовувалися значення всіх параметрів режимного еквівалента  $(\mathbf{r}, \mathbf{x}, U_0, \theta_0)$ .

В процесі оперативної оптимізації електричної мережі "Львівського енерговузла" для деяких режимів мала місце похибка стосовно втрат активної потужності, значення якої було співвимірним із втратами активної потужності в одному трансформаторі.

Нами було запропоновано здійснювати формування НМРЕ за допомогою двох нейронних мереж з функціональним синтезом додаткових входів [15], де виходами першої нейронної мережі є параметри центра РЕ-М, а другої — параметри променів, що відповідають технологічній структурі втрат активної потужності (умовно-постійні та змінні).

Проведені дослідження показали, що формування НМРЕ на основі двох нейронних мереж (НМ-1 і НМ-2) з функціональним синтезом додаткових входів (рис. 2) дозволило значно підвищити адекватність і знизити похибки моделювання. Нейронні мережі НМ-1 і НМ-2 функціонують за каскадним принципом — виходи НМ-1 виступають як частини входів НМ-2. У випадку застосування однієї нейронної мережі в 36% досліджуваних режимах похибка еквівалентування НЕМ 10-35 кВ знаходилася в діапазоні 1—5%, а у випадку каскадного принципу цих же НЕМ вона не перевищувала 1%.

Входами НМ-1 є безпосередньо дані телеметрії  $\bar{X}$ , які надходять з підстанцій примикання НЕМ до OEM на концентратор інформації оперативних інформаційно-керуючих комплексів відповідних електроенергетичних структур. Переважно такими даними є модулі напруг  $\{\bar{U}_n\}$  вузлів примикання, активні  $\{\bar{P}_n\}$  та реактивні  $\{\bar{Q}_n\}$  потужності, які течуть в напрямку променів РЕ

$$\bar{X} = \langle (\bar{U}_1, \bar{P}_1, \bar{Q}_1), \dots, (\bar{U}_n, \bar{P}_n, \bar{Q}_n), \dots, (\bar{U}_N, \bar{P}_N, \bar{Q}_N) \rangle. \quad (8)$$

Однією з основних засад підвищення точності

функціонування нейронних мереж є забезпечення наявності якомога більшої кількості входів [15] за умови, що ці входи не є зайвими, тобто вони повинні бути взаємно пов'язаними з виходами у відповідності до відтворюваного реального технологічного процесу. В [15] запропоновано для таких випадків застосовувати нейронні мережі з функціональним синтезом додаткових входів, тобто додаткові входи  $X_{\oplus}$  повинні відповідати реальним фізичним процесам, в нашому випадку, процесам, які описуються згідно з законами електротехніки

$$\bar{X} \xrightarrow{F(\bar{X})} X_{\oplus}; \quad I_n = (\bar{P}_n^2 + \bar{Q}_n^2)^{1/2} (\sqrt{3} \bar{U}_n)^{-1/2}, \\ n = \bar{1}, \bar{N},$$

де  $F(\bar{X})$  — оператор функціонального синтезатора додаткових входів;  $\{I_n\}$  — значення розрахункових струмів, які падають в РЕ зі сторони OEM і утворюють множину додаткових входів

$$X_{\oplus} = \langle I_1, \dots, I_n, \dots, I_N \rangle. \quad (9)$$

На вхід НМ-1 подається множина, яка утворена підмножинами параметрів режиму (8) і синтезованими значеннями струмів (9), а на виході цієї нейронної мережі отримуємо сукупність поперечних параметрів центра НМРЕ  $\bar{X}_L$

$$X_{\text{НМ-1}} = \langle \bar{X} \& X_{\oplus} \rangle \rightarrow X_{\text{НМ-1}}^{\text{НМ-1}} \rightarrow \bar{X}_L = \\ = \langle \tilde{g}_{0,0}, \tilde{b}_{0,0}, \tilde{P}_0, \tilde{Q}_0 \rangle. \quad (10)$$

Після цього, на вхід НМ-2 подається множина, яка утворена підмножинами параметрів режиму (8) і синтезованими значеннями струмів (9), а також вже зпродуковані за допомогою НМ-1 поперечні параметри центра НМРЕ (10). На виході цієї

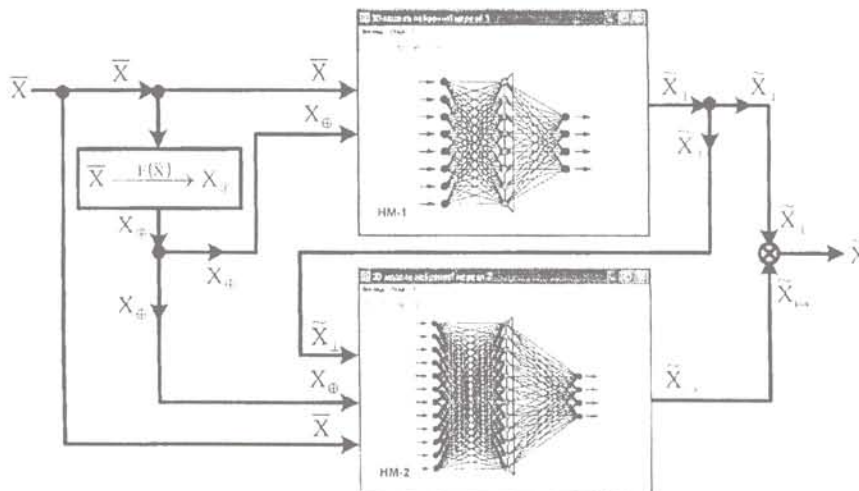


Рис. 2

нейронної мережі отримуємо множину поздовжніх параметрів променів НМРЕ

$$X_{\text{НМ-1}} = \langle \bar{X} \& X_{\oplus} \& \bar{X}_L \rangle \rightarrow X_{\text{НМ-2}} \xrightarrow{\text{НМ-2}} \bar{X}_{\rightarrow} = \langle (\tilde{r}_1, \tilde{x}_1), \dots, (\tilde{r}_n, \tilde{x}_n), \dots, (\tilde{r}_N, \tilde{x}_N) \rangle. \quad (11)$$

В результаті отримуємо повну множину значень параметрів нейроматематичного режимного еквівалента

$$\bar{X}_{\text{НМРЕ}} = \langle \bar{X}_{\rightarrow} \& \bar{X}_L \rangle = \langle (r_1, x_1), \dots, (r_n, x_n), \dots, (r_N, x_N), g_{0,0}, b_{0,0}, P_0, Q_0 \rangle.$$

У випадку, якщо в схемі електричної мережі декілька фрагментів НЕМ, то процедуру формування НМРЕ потрібно здійснити для кожного з них. Після цього схема електричної мережі модифікується шляхом заміни НЕМ цими НМРЕ, і здійснюється оптимізація режиму повної електричної мережі.

**Навчання нейронної мережі за допомогою математичних моделей.** Для навчання нейронних мереж необхідно сформувати навчальну вибірку. В нашому випадку навчальна вибірка формується за допомогою двох математичних моделей:

— математичної моделі аналізу усталених режимів електричних мереж [20], де для повної схеми в межах ТДДІР здійснюється серія розрахунків поточкорозподілу в електричній мережі;

— для цих розрахунків за допомогою математичної моделі режимного еквівалентування для всіх НЕМ здійснюється визначення параметрів схеми і режиму РЕ-М;

— на основі цих даних формуються навчальні вибірки

$$H_{\text{НМ-1}} = \begin{matrix} \text{Входи НМ-1} & \text{Виходи НМ-1} \\ \left( \begin{array}{c} \langle \dots, \langle U_n, P_n, Q_n, I_n \rangle, \dots \rangle_1 \\ \dots \\ \langle \dots, \langle U_n, P_n, Q_n, I_n \rangle, \dots \rangle_h \end{array} \right) & \left( \begin{array}{c} \langle g_{0,0}, b_{0,0}, P_0, Q_0 \rangle_1 \\ \dots \\ \langle g_{0,0}, b_{0,0}, P_0, Q_0 \rangle_h \end{array} \right) \end{matrix};$$

$$H_{\text{НМ-2}} = \begin{matrix} \text{Входи НМ-1} \\ \left( \begin{array}{c} \langle \langle \dots, \langle U_n, P_n, Q_n, I_n \rangle, \dots \rangle_1 \langle g_{0,0}, b_{0,0}, P_0, Q_0 \rangle \rangle_1 \\ \dots \\ \langle \langle \dots, \langle U_n, P_n, Q_n, I_n \rangle, \dots \rangle_h \langle g_{0,0}, b_{0,0}, P_0, Q_0 \rangle \rangle_h \end{array} \right) \end{matrix}$$

Виходи НМ-2

$$\left( \begin{array}{c} \langle \dots, \langle r_n, x_n \rangle, \dots \rangle_1 \\ \dots \\ \langle \dots, \langle r_n, x_n \rangle, \dots \rangle_h \end{array} \right)_h,$$

де  $h$  — кількість навчальних пар.

**Приклад комп'ютерного експеримента.** Для електричної мережі 35-110 кВ північної частини ЕПК ВАТ "Львівобленерго" було проведено біля сотні науково-експлуатаційних досліджень, де як вхідні дані виступали реальні значення зрізів телеметрії, які падали на концентратор інформації ОІКК "ЗОДІАК" та ретроспективної інформації про реальні режими.

В одному з цих досліджень об'єм розрахункової схеми усєї електричної мережі складав 834 вузли і 1070 віток, до складу НМРЕ належить 72 вузли і 94 вітки, тобто розрахункова схема електричної мережі з НМРЕ містить 763 вузли і 980 віток.

Результати досліджень за допомогою комплексу АРЕМ [21] показали, що втрати активної потужності в електричній мережі практично не змінилися, а лише перерозподілилися між мережами. Для нашого випадку перерозподіл втрат активної потужності ( $\Delta$ ) в мережах 110 і 35 кВ відповідно  $\Delta_{110} = +0,647$  МВт і  $\Delta_{35} = -0,646$  МВт. А це свідчить про адекватність режимного еквівалентування для задач оптимізації режимів електричних мереж за критерієм мінімуму втрат активної потужності.

Зауважимо, що під час досліджень враховувалися також електричні мережі 220—330 кВ Західної електроенергетичної системи, від яких живляться електричні мережі ЕПК ВАТ "Львівобленерго".

**Висновки.** 1. Розв'язання задачі оперативної оптимізації режимів електричної мережі повинно здійснюватися на основі системного підходу з врахуванням реальних змін конфігурації схеми і параметрів режиму, відповідно, в оглядних та неоглядних засобах телеметрії фрагментів електричних мереж, а також їхніх взаємних впливів.

2. В процесі оперативно-диспетчерського керування режимами електричних мереж під час розв'язання задач аналізу та оптимізації усталених режимів на основі даних телеметрії необхідно забезпечити дотримання принципу "спільності", тобто, не можна "схемно відкидати" (не враховувати) неоглядні засобах телеметрії фрагменти електричних мереж, тому що це може призвести до неточних і навіть до неадекватних результатів.

3. Результати проведених науково-експлуатаційних досліджень дозволяють стверджувати про прийнятну ступінь адекватності оперативної оптимізації режимів електричних мереж, де неоглядні фрагменти представляються у вигляді нейроматематичних режимних еквівалентів, сформованих за каскадним принципом на основі двох нейронних мереж з функціональним синтезом додаткових входів, для яких визначення параметрів здійс-

нюються на основі даних телеметрії.

1. Авраменко В.М., Прихно В.Л., Черненко П.О. Програмні засоби для автоматизації оперативного диспетчерського керування енергосистем // Інформаційні технології та комп'ютерна інженерія. — 2005. — №3. — С. 21—26.

2. Буткевич А.Ф. Принципи автоматизації оперативно-диспетчерського управління територіально-розподіленими електроенергетическими об'єктами / Сб. Автоматизація та релейна заштита в енергосистемах. — Киев: Ін-т електродинаміки НАН України, 1998. — С.45 — 50.

3. Буткевич А.Ф. Про один з аспектів постановки задачі оцінювання стану електричних мереж за умов неповноти інформації // Техн. електродинаміка. — 1998. — № 2. С. 60 — 66.

4. Буткевич А.Ф., Данилюк А.В. Оценки состояния территориально-распределительных электроэнергетических объектов в условиях неполноты оперативной информации // Техн. електродинаміка. Спец. вип. "Проблеми сучасної електротехніки". — 2004. — Ч. 7. — С. 20 — 30.

5. Буткевич А.Ф., Кириленко А.В., Левитский В.Г. Методы кодирования при моделировании и оптимизации режимов ЭЭС // Техн. електродинаміка. — 1992. — № 6. — С.74 — 80.

6. Буткевич А.Ф., Рыбина О.Б. Оптимизационные задачи диспетчерского управления территориально-распределенными электроэнергетическими объектами и синтез средств их решения // Техн. електродинаміка. Тем. вип. "Проблеми сучасної електротехніки". — 2000. — Ч.3. — С. 99 — 103.

7. Буткевич О.Ф., Павловський В.В. Штучний інтелект та гібридні системи у розв'язанні задач електроенергетики: поточний стан та тенденції // Праці ІЕД НАНУ. — 2003. — № 1(4). — С. 109 — 117.

8. Галм А.З., Голуб И.И. Наблюдаемость электроэнергетических систем. — М.: Наука, 1990. — 220с.

9. Горнштейн В.М., Мирошниченко Б.П., Пономарев А.В. и др. Методы оптимизации режимов энергосистем / Под ред. Горнштейна В.М. — М.: Энергия, 1981. — 336 с.

10. Грицик В.В., Ткаченко О.Р. Штучна нейронна мережа з швидким навчанням розпізнаванню образів. Заявка на патент № 98105621 від 26.10.98.

11. Данилюк А.В., Дьяченко С.В., Швець М.М. "ЗОДИАК" — задачи оперативного диспетчерского информационно-аналитического комплекса для электрических сетей энергообеспечивающих компаний и электроэнергетических систем / VIII міжн. виставка та конф. "Управління підприємством 2005", 6-9 грудня 2005. — Міжн. виставк. центр. Київ, Броварський проспект, 16.

12. Данилюк О. Теоретичні засади нейроматематичного моделювання // Тези доповідей 3- Міжн. наук.-техн. конф. "Математичне моделювання в електротехніці, електроніці та електроенергетиці". — Львів. — 1999. — С. 69 — 77.

13. Данилюк А.В., Жураховський А.В., Комаров В.И., Лысяк Г.Н. Метод режимного эквивалентирования // Техн. електродинаміка. — 1990. — №6. — С. 100 — 105.

14. Данилюк А.В., Лысяк Г.Н., Комаров В.И., Жураховський А.В. Применение режимных эквивалентов для управления энергосбережением в электрических системах // Тез. докладов Всесоюзной науч.-техн. конф. 1-3 октября 1991. — Ч. 2. — Киев. — 1991. — С. 36 — 37.

15. Данилюк О.В., Батюк Н.Б., Юрчак І., Матвішин В.В. Моделювання на основі штучних нейронних мереж з

функціональним синтезом додаткових входів // Вісник Нац. ун-ту "Львівська політехніка" Комп'ютерна інженерія та інформаційні технології. — 2002. — №450. — С. 126 — 132.

16. Данилюк О.В., Козовий А.Б., Дьяченко С.В. Застосування математичних та нейроматематичних моделей для аналізу технологічних витрат електроенергії та оптимізація режимів електричних мереж // Новини енергетики. Зниження втрат електроенергії в мережах, заходи по покращенню роботи зі споживачами. — 2002. — № 7. — С. 51 — 52.

17. Данилюк О.В., Козовий А.Б., Швець М.М., Дурняк Б.І. Математична модель для систем підтримки прийняття рішення стосовно динамічної оптимізації режимів електричних мереж // Вісник Нац. ун-ту "Львівська політехніка" "Електроенергетичні та електромеханічні системи" — 2007. — № 597. — С. 20 — 26.

18. Кириленко О.В., Буткевич О.Ф., Левитський В.Г., Рыбина О.Б. Особливості побудови систем технологічної підтримки оперативного персоналу електроенергетических систем та електричних мереж // Техн. електродинаміка. — 2003. — № 4. — С. 54 — 61.

19. Кузнецов В.Г., Тузай Ю.И., Баженов В.А. Оптимизация режимов электрических сетей. — К.: Наукова думка, 1992. — 216 с.

20. Лысяк Г.Н., Стрыпан В.Н., Данилюк А.В. Математическое моделирование установившихся режимов электрических систем переменного-постоянного тока. — К.: УМК, 1990. — 104 с.

21. Свідощтво про реєстрацію авторського права на твір №13579 від 04.07.2005. Комп'ютерна програма "АРЕМ — аналіз режимів електричних мереж" ("АРЕМ") / О.В. Данилюк, Ю.В. Опотяк, А.Б. Козовий, С.В. Дьяченко.

22. Стогий Б.С., Буткевич А.Ф., Кириленко А.В., Левитский В.Г. Методологические вопросы построения экспертно-расчетных систем для оперативного управления энергосистемами // Автоматизация и релейная заштита в энергосистемах. — К.: Ін-т електродинаміки НАН України, 1995. — С. 3 — 16.

23. Стогий Б.С., Павловський В.В. Определение транзитных потерь мощности в фрагментированных электрических сетях областных энергообеспечивающих компаний // ЭПУ. ГЕНЕРАЦИЯ — Рынок электроэнергетики. — 2004. — №5. — С. 1 — 11.

24. Danylyuk O.V., Kozovyy A.B., Shvets M.M., Mirkevych Ya.D. Neuromathematical model of electric networks' equivalentizing in problems of operative mode optimization of power supply companies // XIII Intern. Symp. on Theoretical Electrical Engineering ISTET'05. — Lviv. — 2005. — P. 137 — 139.

25. Gomes F. V. et al. A New Distribution System Reconfiguration Approach Using Optimum Power Flow and Sensitivity Analysis for Loss Reduction // IEEE Trans. on Power Systems. — 2006. — Vol. 21(4).

26. Hur, D. Park, J., Balho Kim H. On the Convergence Rate Improvement of Mathematical Decomposition Technique on Distributed Optimal Power Flow // Electric Power and Energy Systems. — 2003. — № 25. — Pp. 31 — 39.

27. Lo C.H., Chung C.Y., Nguyen D.H.M., Wong K.P. A Parallel Evolutionary Programming Based Optimal Power Flow Algorithm and its Implementation // In: Proc. of Intern. Conf. on Machine Learning and Cybernetics. — August, 2004. — Vol. 4. — Pp. 26 — 29

Надійшла 26.12.08