

# МОДЕЛЮВАННЯ ТА ФОРМУВАННЯ УМОВ САМООПТИМІЗАЦІЇ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНОЇ СИСТЕМИ

П.Д.Лежнюк, В.В.Кулик, К.І.Кравцов  
Вінницький державний технічний університет  
Хмельницьке шосе, 95, м. Вінниця-21, 21021, Україна  
Тел. (0432) 44-03-77, факс (0432) 46-57-72, E-mail: ess@energo.vstu.vinnica.ua

**Annotation** – The article deals with the ways, means and techniques of gradual approaching of non-uniform electrical power system to uniform state. The method of valuation of efficiency of techniques in the process of optimization of electrical networks is proposed.

**Key words** – electric energy system, non-uniformity, models self-optimization, automation control system.

## ВСТУП

Однією з основних причин неоптимальності режимів електроенергетичної системи (ЕЕС) і, відповідно, додаткових втрат електроенергії при її транспортуванні та розподілі є неоднорідність ЕЕС. Неоднорідність ЕЕС призводить також до інших негативних явищ: зниження якості електроенергії, додаткове завантаження ЛЕП нижчих рівнів напруг, а також зниження рівня статичної та динамічної стійкості ЕЕС, що в свою чергу зменшує пропускну здатність системи в цілому [1, 2]. Неоднорідність є конструктивним параметром ЕЕС, тому негативно впливає на її режими на протязі всього часу функціонування системи.

В даній роботі розглядається комплексне розв'язання задачі компенсації негативного впливу неоднорідності ЕЕС на оптимальність процесів передачі та розподілу електроенергії в ній на єдиних методологічних засадах. Комплексність полягає в одночасному вдосконаленні принципів раціональної побудови (проектування) електричних мереж та їх реконструкції, а також створенні системи автоматичного керування (САК) перетоками потужності в ЕЕС з метою їх оптимізації.

Зниження міри неоднорідності ЕЕС досягається за рахунок встановлення в ній установок повздовжньої компенсації (УПК), реакторів або зміни конструкції ЛЕП. Даний шлях вирішення проблеми неоднорідності потребує значних капітальних витрат і може бути застосований лише тоді, коли міра неоднорідності обумовлена невеликою кількістю елементів ЕЕС, або якщо з тих чи інших причин необхідна реконструкція існуючих мереж.

Саме зараз склалася така ситуація, коли стала проблема глобальної реконструкції ЕЕС України. За оцінками Національної Енергетичної Програми обладнання енергетичної галузі країни має високий рівень зношеності або знаходяться в стані, непридатному для подальшої експлуатації. У відповідності з цим передбачається проведення широкомасштабних заходів з реконструкції та технічного переозброєння мереж. У відповідності з цим особливо актуальними є:

– розробка принципів раціональної побудови схем електричних мереж та їх реконструкції з орієнтацією на усунення причин неоптимальності ЕЕС, тобто створення умов самооптимізації їх режимів, як це відбувається в однорідних системах;

– розробка та вдосконалення засобів підвищення ефективності капітальних вкладень на проведення реконструкції, скерованої на досягнення загальносистемного ефекту.

Для досягнення бажаного ефекту в даному напрямку необхідно переглянути стратегію проектування та реконструкції електричних мереж таким чином, щоб кожен крок з реконструкції був скерований на досягнення загальносистемного ефекту, тобто наближення ЕЕС до однорідного стану. У відповідності з цим постає задача визначення показника неоднорідності, який би однозначно характеризував рівень оптимальності ЕЕС в цілому (міру наближення до однорідного стану) та визначався конструктивними параметрами системи.

Щодо іншого напрямку – компенсації впливу неоднорідності ЕЕС режимними заходами в процесі експлуатації, то слід відмітити, що з погляду на складність ЕЕС як об'єкта керування та на її особливості режимного характеру, очевидно, що відслідковувати та змінювати оптимальні значення параметрів у відповідності з станами ЕЕС можливо лише за допомогою САК регульовальними пристроями (РП). У зв'язку з цим виникають дві задачі:

– розробка структурної схеми САК з урахуванням умов експлуатації ЕЕС, технічного стану РП та їх регульовального ефекту;

– формування законів оптимального керування та координації керувальних впливів локальних адаптивних САК з метою досягнення загальносистемного ефекту.

## УЗАГАЛЬНЕНИЙ ПОКАЗНИК НЕОДНОРІДНОСТІ ЕЕС

У неоднорідній ЕЕС струморозподіл в ustalеному режимі може бути поданий у вигляді суми двох векторів струмів [3]:

$$\dot{\mathbf{I}} = \dot{\mathbf{I}}_e + \dot{\mathbf{I}}', \quad (1)$$

де  $\dot{\mathbf{I}}_e$  – вектор економічних струмів у вітках, знайдений у результаті розрахунку режиму ЕЕС за її заступною  $r$ -схемою;  $\dot{\mathbf{I}}' = \mathbf{N}\dot{\mathbf{I}}_{zp}$  – вектор додаткових струмів у вітках, накладення яких на  $\dot{\mathbf{I}}_e$  призводить до виконання другого закону Кірхгофа;  $\mathbf{N}$  – друга

матриця з'єднань;  $\dot{\mathbf{I}}_{zp}$  – вектор контурних зрівнювальних струмів.

Значення струму  $\dot{\mathbf{I}}_e$  відповідає струморозподілу і втратам активної потужності в однорідній ЕЕС. Задача оптимізації втрат потужності в ЕЕС полягає в зменшенні до нуля струму  $\dot{\mathbf{I}}'$ . Цей струм можна визначити [3]:

$$\dot{\mathbf{I}}' = \dot{\mathbf{I}} - \dot{\mathbf{I}}_e = \mathbf{C}\dot{\mathbf{J}} - \mathbf{C}_r\dot{\mathbf{J}} = (\mathbf{C} - \mathbf{C}_r)\dot{\mathbf{J}}, \quad (2)$$

де  $\dot{\mathbf{J}}$  – задаючий струм у вузлах ЕЕС;  $\mathbf{C} = \mathbf{z}_e^{-1}\mathbf{M}_t\mathbf{Y}^{-1}$  – матриця струморозподілу в ЕЕС;  $\mathbf{C}_r = \mathbf{r}_e^{-1}\mathbf{M}_t\mathbf{Y}_r^{-1}$  – матриця струморозподілу в заступній  $r$ -схемі ЕЕС;  $\mathbf{z}_e = \mathbf{r}_e + j\mathbf{x}_e$  – матриця опорів віток ЕЕС;  $\mathbf{M}_t$  – транспонована матриця з'єднань віток у вузлах;  $\mathbf{Y}$ ,  $\mathbf{Y}_r$  – матриці вузлових провідностей відповідно для заступних  $z$ -схеми та  $r$ -схеми ЕЕС.

Отже задачу зменшення втрат потужності в ЕЕС можна сформулювати як

$$\dot{\mathbf{I}}' = (\mathbf{C} - \mathbf{C}_r)\dot{\mathbf{J}} \Rightarrow 0. \quad (3)$$

Оскільки матриця  $\mathbf{C}$  є комплексною, а матриця  $\mathbf{C}_r$  – дійсною, то (3) виконується за умови, коли  $\mathbf{C} \Rightarrow \mathbf{C}_r$ , тобто

$$\mathbf{C}_p = 0, \quad \mathbf{C}_a = \mathbf{C}_r, \quad (4)$$

де  $\mathbf{C}_a$ ,  $\mathbf{C}_p$  – активна і реактивна складові матриці струморозподілу  $\mathbf{C}$ .

Зауважимо, що перша умова з (4) є необхідною, а друга – достатньою.

Запишемо матрицю  $\mathbf{C}$  згідно її визначення [4] і позначення як в (2) через активні і реактивні опори віток та провідності вузлів ЕЕС. Вона матиме вигляд:

$$\mathbf{C} = (\mathbf{g}_e - j\mathbf{b}_e)\mathbf{M}_t(\mathbf{r} + j\mathbf{x}) = (\mathbf{g}_e\mathbf{M}_t\mathbf{r} + \mathbf{b}_e\mathbf{M}_t\mathbf{x}) + j(\mathbf{g}_e\mathbf{M}_t\mathbf{x} - \mathbf{b}_e\mathbf{M}_t\mathbf{r}),$$

де  $\mathbf{g}_e$ ,  $\mathbf{b}_e$  – активна та реактивна складові матриці провідностей віток;  $\mathbf{r}$ ,  $\mathbf{x}$  – активна та реактивна складові матриці опорів вузлів.

З останнього виразу слідує, що

$$\mathbf{C}_p = (\mathbf{g}_e\mathbf{M}_t\mathbf{x} - \mathbf{b}_e\mathbf{M}_t\mathbf{r})$$

або

$$\mathbf{C}_p = \mathbf{g}_e(\mathbf{M}_t\mathbf{x}\mathbf{r}^{-1} - \mathbf{x}_e\mathbf{r}_e^{-1}\mathbf{M}_t)\mathbf{r}. \quad (5)$$

Вираз, що знаходиться в дужках в формулі (5), позначимо

$$\boldsymbol{\gamma} = \mathbf{M}_t\mathbf{x}\mathbf{r}^{-1} - \mathbf{x}_e\mathbf{r}_e^{-1}\mathbf{M}_t. \quad (6)$$

Він є матрицею узагальнених показників неоднорідності ЕЕС. Як видно, значення  $\boldsymbol{\gamma}$  визначається співвідношенням реактивних та активних складових опорів елементів ЕЕС, тобто неоднорідністю її параметрів [5]. Розмір даної матриці визначається кількістю віток  $n$  та кількістю вузлів  $m$  ЕЕС.

З виразу (6) неважко переконатися, що для однорідної ЕЕС, коли для всіх віток  $x_i/r_i = idem$ ,  $\boldsymbol{\gamma} = 0$ . Тобто, незалежно від навантаження ЕЕС  $\dot{\mathbf{I}}' = 0$  і додаткові втрати, що викликаються зрівнювальними струмами, в ЕЕС відсутні. У інших випадках, коли  $x_i/r_i \neq idem$ ,  $\boldsymbol{\gamma} \neq 0$  і, відповідно,  $\dot{\mathbf{I}}' \neq 0$ . У цих випадках, як відомо [5], з метою компенсації додаткових втрат у ЕЕС необхідно в контури вводити

зрівнювальні е.р.с. Вони можуть бути визначені за формулою [6]:

$$\dot{\mathbf{E}}_{zp} = -\mathbf{N}\mathbf{Z}_e\dot{\mathbf{I}}'. \quad (7)$$

## ЗАГАЛЬНОСИСТЕМНІ ПОКАЗНИКИ НЕОДНОРІДНОСТІ ЕЕС

Проведення оцінки доцільності оптимізаційних заходів в ЕЕС та розв'язання проектних задач пов'язане з аналізом великої кількості можливих варіантів. Вибір найкращого з тих чи інших міркувань має бути однозначним. Оскільки запропонований показник  $\boldsymbol{\gamma}$  є багатомірним, то без додаткових умов він не дає однозначної оцінки. Таким чином необхідно ввести загальносистемний показник неоднорідності шляхом приведення матриці  $\boldsymbol{\gamma}$  до вигляду числа, оскільки лише в такому випадку забезпечується можливість об'єктивної оцінки близьких варіантів. Такий прийом використано в [6].

У відповідності з фізичним змістом матрицю  $\boldsymbol{\gamma}$  можна розглядати як функціональну метричну множину  $\{\boldsymbol{\gamma}\}$ , яка задовольняє аксіомам матричного простору [7]. Кожен рядок даної матриці є набором координат  $n$ -вимірного вектора-стовпця е.р.с. віток у базисі вузлових напруг, визначених на основі заступної  $r$ -схеми ЕЕС [6]. Таким чином стовпець довжин векторів неоднорідності віток схеми з урахуванням прийнятого базису у відповідності з [7] може бути визначений за виразом:

$$|\boldsymbol{\gamma}|_i = \left[ \sqrt{\sum_{j=1}^m \gamma_{i,j}^2} \right]_{i=1,2,\dots,n} \quad (8)$$

Таким чином значення елементів вектора  $|\boldsymbol{\gamma}|$  мають фізичний зміст модулів векторів е.р.с. у вітках, які формують зрівнювальні струми в ЕЕС, і можуть бути використані як індикатор величини впливу параметрів кожної окремої вітки на рівень оптимальності системи в цілому.

Для формування узагальненого показника неоднорідності з метою забезпечення кількісної оцінки неоднорідності ЕЕС в цілому, розглянемо дві складові матриці  $\boldsymbol{\gamma}$  (6), як складові функціональної метричної множини  $\{\boldsymbol{\gamma}\}$  [7]. Метризація множини  $\{\boldsymbol{\gamma}\}$  дозволяє кількісно визначити величину неоднорідності ЕЕС через розбіжність між неоднорідністю, приведеною до вузлів схеми ЕЕС та неоднорідністю віток, розподіленою по вузлах ЕЕС. Це значення може бути визначене через евклідову норму матриці  $\boldsymbol{\gamma}$ :

$$d\boldsymbol{\gamma} = \rho(\mathbf{M}_t\mathbf{x}\mathbf{r}^{-1}, \mathbf{x}_e\mathbf{r}_e^{-1}\mathbf{M}_t) = \sqrt{\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m \gamma_{i,j}^2}. \quad (9)$$

Значення  $d\boldsymbol{\gamma}$  є загальносистемним показником неоднорідності ЕЕС. Цей показник дає змогу оцінити вплив зміни топології та параметрів системи на оптимальність режимів ЕЕС. Діапазон його значень для конкретної ЕЕС у відповідності з [7] визначається:

$$0 \leq d\boldsymbol{\gamma} \leq d\boldsymbol{\gamma}_{\max},$$

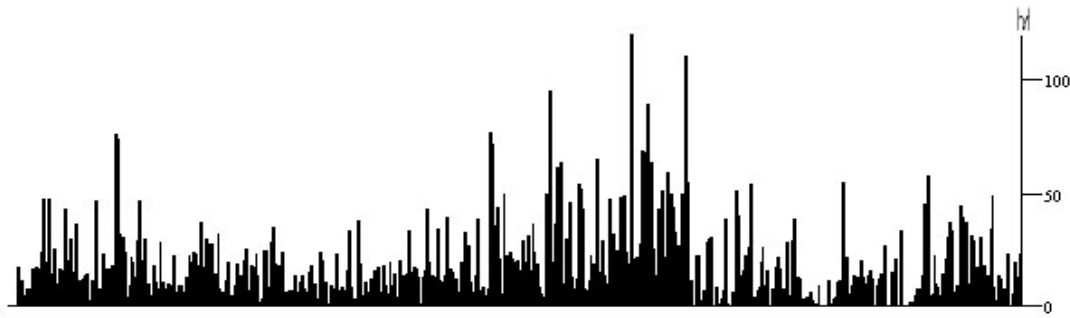


Рис.1. Графічне представлення вектора  $|\gamma|$  вагових коефіцієнтів впливу віток електроенергетичної системи НЕК України

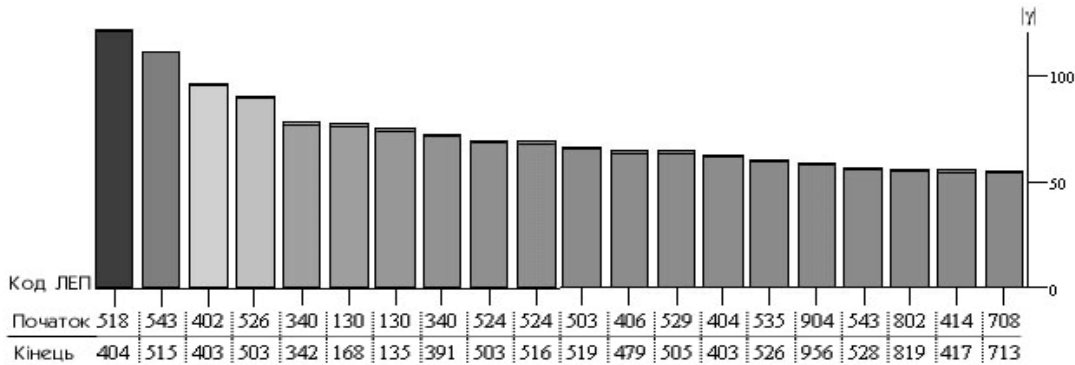


Рис.2. Результати ранжування віток електроенергетичної системи НЕК України за мірою впливу на неоднорідність системи (20 найбільш впливових віток)

де

$$d\gamma_{\max} = \sqrt{\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m (M_{ji} x_{ij} r_{ij}^{-1})^2 + \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m (x_{\sigma ij} r_{\sigma ij}^{-1} M_{ji})^2}$$

Для контролю змін міри однорідності стану ЕЕС в процесі оптимізації параметрів системи за рахунок введення того чи іншого заходу доцільно перейти до відносних оцінок:

$$d\gamma_* = \frac{d\gamma}{d\gamma_{\max}}, \quad (10)$$

де  $d\gamma_{\max}$  – значення загальносистемного показника неоднорідності для базової схеми, тобто до внесення оптимізаційних змін.

Для оцінки потенційних можливостей оптимізаційних заходів з реконструкції ЕЕС, тобто визначення, наскільки поточний стан системи далекий від однорідного, а також для можливості порівняння електричних систем з різною топологією доцільно користуватися відносним показником неоднорідності:

$$\delta\gamma = d\gamma / d\gamma_{\max}$$

Його значення знаходяться у межах:

$$0 \leq \delta\gamma \leq 1.$$

Енергосистема має тим більшу неоднорідність, чим ближче значення відносного показника неоднорідності до верхньої межі  $\delta\gamma_{\max} = 1$ .

#### ВИКОРИСТАННЯ ЗАГАЛЬНОСИСТЕМНИХ ПОКАЗНИКІВ НЕОДНОРІДНОСТІ

На рис.1, як приклад, подано графічне представлення елементів вектора  $|\gamma|$  для схеми 110-750 кВ електроенергетичної системи НЕК України, з

якого видно нерівномірність впливу параметрів віток на оптимальність схеми ЕЕС.

За результатами ранжування віток ЕЕС за мірою впливу на неоднорідність системи в цілому (рис.2) видно, що найістотніший вплив спостерігається з боку ліній 518-404, 543-515 та 402-403, тобто реконструкція саме цих ліній призведе до найбільшого загальносистемного ефекту.

Зменшення значення  $d\gamma$  відповідає покращанню стану системи, тобто наближенню її до однорідності. Відносне значення  $d\gamma_*$  показує наскільки ефективним є оптимізаційний захід.

Наприклад, на рис. 3 показана залежність  $d\gamma_*$  від відносного індуктивного опору лінії 518-404  $d\gamma_* = f(x_{л*})$ . Таку залежність можна використати для визначення оптимальних параметрів пристроїв повздовжньої компенсації. Мінімальне значення функції  $d\gamma_* = f(x_{л*})$  відповідає оптимальному значенню емнісного опору УПК.

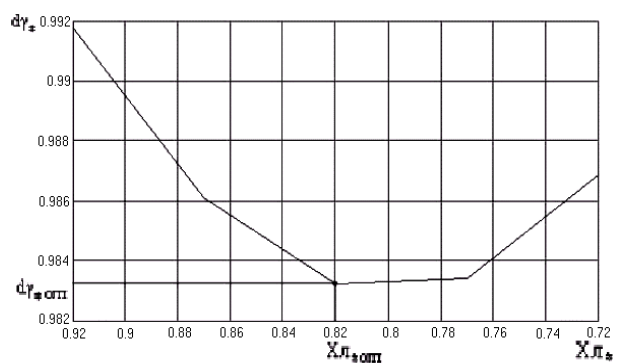


Рис.3. Визначення оптимального реактивного опору вітки 518-404 з метою встановлення УПК

Так, для лінії 518–404 оптимізація параметрів вимагає компенсації 18% індуктивного опору, тобто встановлення УПК з  $x_c = 4.9$  Ом. Впровадження такого заходу забезпечить близько 2% зниження неоднорідності системи в цілому. Результати аналізу неоднорідності вихідної та оптимізованої схем ЕЕС подані у табл. 1.

Таблиця 1  
Результати аналізу неоднорідності ЕЕС  
НЕК України

Стан схеми ЕЕС	Загально-системний показник $d\gamma$	Максимальне значення $d\gamma_{\max}$	Відносний показник $\delta\gamma, \%$
Вихідна схема ЕЕС	635.309	1530	41.536%
Після встановлення УПК в лінії 518–404	624.509	1528	40.871%

### КОМПЕНСАЦІЯ НЕОДНОРІДНОСТІ ЕЕС В ПРОЦЕСІ ЕКСПЛУАТАЦІЇ

На підставі закономірностей, встановлених вище і в [6] розглянемо функціонування САК в складі системи оптимального керування нормальними режимами ЕЕС з еталонною моделлю. Дія розглядуваних тут САК трансформаторами зв'язку, які об'єднують електричні мережі різних напруг в електричну систему, направлена на зменшення втрат електроенергії при її транспортуванні в ЕЕС шляхом перерозподілу природних потоків потужності і примусового наближення їх до поточкорозподілу в однорідній ЕЕС. Ця задача може бути віднесена до класу задач теорії керування динамічними системами з квадратичним критерієм якості (втрати потужності):

мінімізувати функцію керування

$$F(u) = \int_{t_0}^{t_k} [\mathbf{x}_t(t)\mathbf{H}\mathbf{x}(t) + \mathbf{u}_t(t)\mathbf{L}\mathbf{u}(t)] dt \quad (11)$$

в просторі станів системи

$$\frac{dx}{dt} = \mathbf{A}\mathbf{x}(t) + \mathbf{B}\mathbf{u}(t); \quad \mathbf{x}(t_0) = \mathbf{x}_0; \quad (12)$$

$$\mathbf{y}(t) = \mathbf{C}\mathbf{x}(t) + \mathbf{D}\mathbf{u}(t), \quad (13)$$

де  $\mathbf{x}(t)$ ,  $\mathbf{u}(t)$ ,  $\mathbf{y}(t)$  – відповідно вектори стану, керування і спостереження;  $\mathbf{A}$ ,  $\mathbf{B}$ ,  $\mathbf{C}$ ,  $\mathbf{D}$ ,  $\mathbf{H}$ ,  $\mathbf{L}$  – матриці постійних коефіцієнтів;  $t_0$ ,  $t_k$  – початок і кінець інтервалу часу, на якому мінімізується функція керування;  $\mathbf{x}_0$  – початкове значення вектора стану.

В даній моделі

$$\mathbf{x}(t) = \begin{bmatrix} \mathbf{J}(t) \\ \dot{\mathbf{U}}_{\Delta}(t) \\ \mathbf{U}_{\delta} \end{bmatrix}; \quad \mathbf{y}(t) = \begin{bmatrix} \dot{\mathbf{S}}_e(t) \\ \dot{\mathbf{i}}_e(t) \\ \mathbf{U}(t) \end{bmatrix}; \quad \mathbf{u}(t) = \begin{bmatrix} \dot{\mathbf{E}}_{zp}(t) \\ \mathbf{Q}(t) \end{bmatrix},$$

де  $\mathbf{J}(t) = \dot{\mathbf{U}}_{\delta}^{-1}(t)\dot{\mathbf{S}}(t)$  – вектор струмів у вузлах ЕС;  $\dot{\mathbf{U}}_{\delta}(t)$  – діагональна матриця вузлових напруг;  $\dot{\mathbf{S}}(t) = \mathbf{P}(t) + j\mathbf{Q}(t)$  – вектор потужностей у вузлах;

$\dot{\mathbf{U}}_{\Delta}(t)$  – вектор напруг вузлів відносно базисного;  $\mathbf{U}_{\delta}$  – напруга базисного вузла;  $\dot{\mathbf{U}}(t)$  – вектор напруг вузлів;  $\dot{\mathbf{E}}_{zp}(t)$  – вектор зрівнювальних е.р.с. в контурах;  $\mathbf{Q}(t)$  – вектор навантажень ДРП;  $\dot{\mathbf{S}}_e(t) = \mathbf{P}_e + j\mathbf{Q}_e$ ,  $\dot{\mathbf{i}}_e(t)$  – вектори потужностей та струмів у вітках ЕС, де здійснюються телевиміри. В такій постановці задачі керуючими змінними є е.р.с., які необхідно ввести у всі замкнені контури для реалізації оптимального струморозподілу, та потужності ДРП. Зрівнювальні е.р.с. можуть бути введені шляхом зміни коефіцієнтів трансформації трансформаторів, які входять в контури ЕЕС.

В [6] показано, що оптимальне значення втрат в ЕЕС досягається при відносних значеннях е.р.с., які визначаються за формулами:

$$\mathbf{E}_{*zpa}^E(t) = \pi_a^E \mathbf{J}_{*p}^E(t), \quad \mathbf{E}_{*zpp}^E(t) = \pi_p^E \mathbf{J}_{*a}^E(t), \quad (14)$$

де  $\mathbf{E}_{*zpa}^E(t)$ ,  $\mathbf{E}_{*zpp}^E(t)$  – вектори активних і реактивних складових відносних значень зрівнювальних е.р.с.;  $\mathbf{J}_{*a}^E(t)$ ,  $\mathbf{J}_{*p}^E(t)$  – вектори активних і реактивних складових відносних значень струмів у вузлах;  $\pi_a^E, \pi_p^E$  – матриці критеріїв подібності.

Матриці критеріїв подібності визначаються за формулами [6]:

$$\pi_a^E = -[\mathbf{E}_{zpa}^E(t)]_D^{-1} \mathbf{v} \mathbf{r}_e \mathbf{M}_a^{-1} [\mathbf{J}_p^E(t)]_D; \quad (15)$$

$$\pi_p^E = [\mathbf{E}_{zpp}^E(t)]_D^{-1} \mathbf{v} \mathbf{r}_e \mathbf{M}_a^{-1} [\mathbf{J}_a^E(t)]_D,$$

де

$$\mathbf{v} = \mathbf{N}_a \mathbf{x}_{e\alpha} \mathbf{r}_{e\alpha}^{-1} - \mathbf{x}_k \mathbf{r}_k^{-1} \mathbf{N}_a - \quad (16)$$

матриця системних показників неоднорідності ЕЕС;  $\mathbf{r}_e$ ,  $\mathbf{x}_k$  – діагональні матриці опорів віток;  $\mathbf{r}_k$ ,  $\mathbf{x}_k$  – діагональні матриці опорів контурів;  $\mathbf{M}_a$ ,  $\mathbf{N}_a$  – матриці з'єднань віток у вузлах і контурах.

Співвідношення (14) є розв'язком задачі (11)–(13), представленим в критеріальній формі (відносних одиницях). Вони є законами оптимального керування, в яких коефіцієнти зворотного зв'язку за фізичним змістом є критеріями подібності. З врахуванням зв'язку між контурними е.р.с. і коефіцієнтами трансформації трансформаторів [5, 6] (14) можуть бути переписані у вигляді:

$$\mathbf{k}'(t) = 1 - \pi_a^E \mathbf{J}_{*p}^E(t), \quad \mathbf{k}''(t) = -\pi_p^E \mathbf{J}_{*a}^E(t), \quad (17)$$

де  $\mathbf{k}'(t)$ ,  $\mathbf{k}''(t)$  – вектори дійсних і уявних складових коефіцієнтів трансформації трансформаторів.

Серед можливих способів реалізації відповідної САК віддається перевага адаптивному регулюванню з еталонною моделлю. Такий підхід відповідає вимогам до керування нормальними режимами ЕЕС, в його рамках можуть застосовуватись багато із напрацьованих і використовуваних на сьогодні в АСДУ алгоритмів і програм. Він досить просто реалізується на практиці за допомогою сучасних мікропроцесорних систем. Схема такого керування показана на рис. 4.

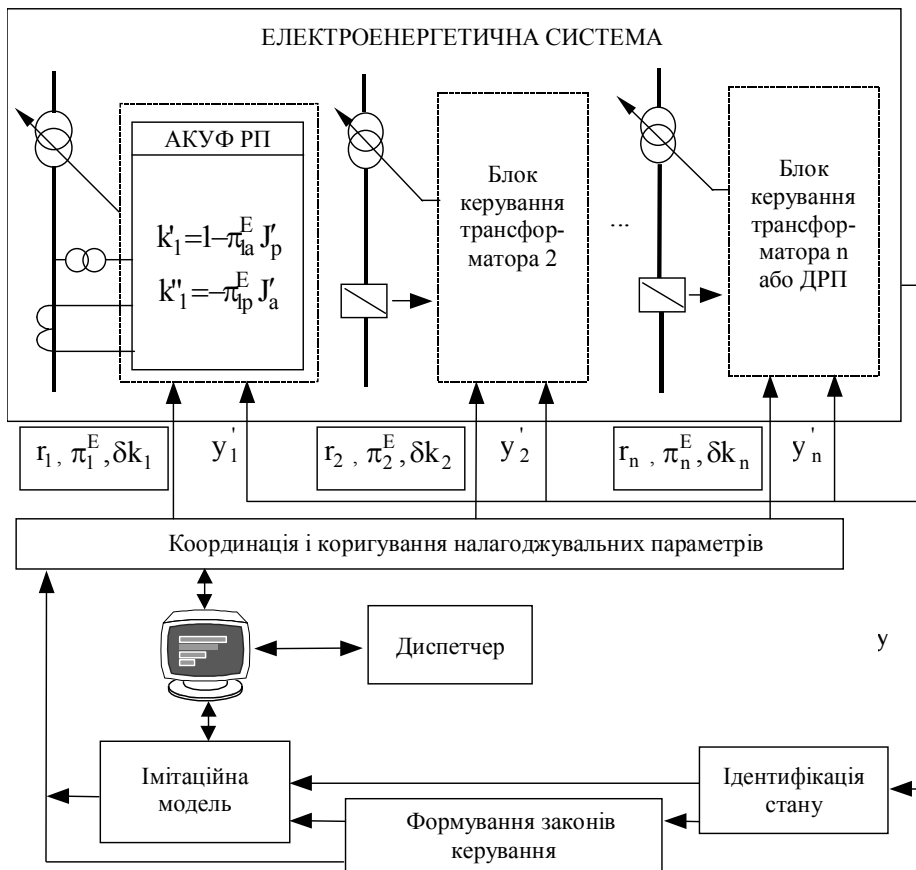


Рис.4. Структурна схема оптимального керування

В даній схемі еталонна модель є частиною системи керування. На різних етапах впровадження САК еталонна модель може виконувати різні функції. На початковому етапі автоматизації, коли необхідно узгоджувати оперативне керування диспетчером з автоматичним, це імітаційна модель, з допомогою якої оперативний персонал не тільки аналізує, визначає і коригує налагоджувальні параметри САК, але і має можливість "програвати" стани ЕЕС і оцінювати наслідки керуючих дій, в тому числі автоматичних. На завершальному етапі, коли оптимальне керування нормальними режимами ЕЕС здійснюється переважно локальними САК, еталонна модель стає основним елементом самонастройки і самоаналізу САК.

У другому контурі (адаптації) залежно від міри зміни режиму ЕЕС і рішення диспетчера можуть виконуватись дії по переналагодженню АКУФ РП чи по прямому керуванню параметрами РП. В останньому випадку пристрої АКУФ використовуються для узгодження каналу телемеханіки і блоку автоматичного регулювання (БАР). Команди диспетчера по зміні коефіцієнтів трансформації реалізуються шляхом відповідної зміни складових вектора коригувальних дій  $r$ . В іншому випадку, коли оптимальне керування здійснюється автоматично, в контурі адаптації по повній інформації про стан ЕЕС у визначаються матриці критеріїв подібності  $\pi_a^E$  і  $\pi_p^E$  та з них для кожного РП формуються вектори  $\pi_i^E$ . В вектор  $\pi_i^E$  включаються тільки визначальні для даного РП критерії подібності. Склад їх

визначається допустимою похибкою обчислення та реалізації оптимальних значень коефіцієнтів трансформації. Ще один налагоджувальний параметр – зона нечутливості коефіцієнта трансформації  $\delta k_i$  задається після аналізу чутливості критерію оптимальності  $F$  до зміни коефіцієнтів трансформації за методикою, викладеною в [8].

На рис. 5 наведені, як приклад, критеріальні залежності критерію оптимальності від коефіцієнтів трансформації  $F_* = f(k_*)$ . На підставі таких залежностей встановлюються зони нечутливості коефіцієнтів трансформації  $\delta k_i$ . Як видно, чисельні значення  $\delta k_i$  залежать від величини зони нечутливості критерію оптимальності  $\delta F_*$  і характеру залежності  $F_* = f(k_*)$ .

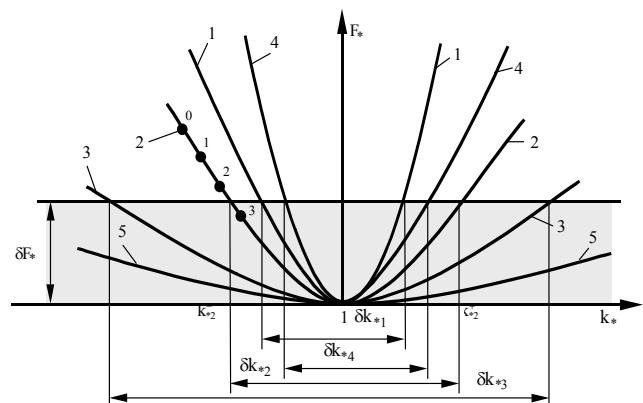


Рис. 5. Критеріальні залежності трансформаторів

## ВИСНОВКИ

Координація роботи трансформаторів при оптимальному керуванні здійснюється за критеріальними залежностями  $F_* = f(k_*)$ . Вони відображають технічні можливості трансформаторів в керуванні втратами потужності в ЕЕС та використовуються для визначення впливу їх на потоки потужності. Для того, щоб розділити трансформатори на функціональні групи та визначити роль кожного з них в САК потоками потужності, розв'язується зворотня задача чутливості. В результаті її розв'язання при заданій зоні нечутливості критерію оптимальності  $\delta F_*$  визначаються зони нечутливості  $\delta k_i$  коефіцієнтів трансформації. Як видно з рис. 5, розміри цих зон відповідають реальним можливостям трансформаторів впливати на втрати. Відповідно з їх регулювальним ефектом встановлюється різна інтенсивність перемикачів для трансформаторів ЕЕС. За такого порядку роботи системи керування введення режиму ЕЕС в область оптимальності реалізується мінімально можливою кількістю керуючих впливів, що в свою чергу забезпечує надійність та раціональне спрацювання ресурсу регулюючих пристроїв.

Задача оптимального керування потоками потужності в ЕЕС полягає в тому, щоб підтримувати значення  $F_*$  у встановленій зоні нечутливості  $\delta F_*$ . Для цього при виході з неї здійснюються керувальні впливи трансформаторами. Наприклад, (див. рис. 5) другим трансформатором слід зробити три перемикачів. Для підвищення ефективності керування потоками потужності в ЕЕС з метою зменшення втрат електроенергії необхідно виявляти реальні можливості трансформаторів з РПН, оцінюючи чутливість втрат потужності до змін коефіцієнтів трансформації. Для підвищення ефективності використання трансформаторів з РПН в ЕЕС при формуванні керуючих впливів необхідно також врахувати їх технічний стан та залишковий ресурс.

З врахуванням сказаного в задачі оптимізації режиму ЕЕС (11)-(13) цільова функція має такий вигляд [9]:

$$F = \Delta P + P(\delta U) + P(\omega) + \sum_{i=1}^q \Pi_{mi},$$

де  $\Delta P$  – сумарні втрати активної потужності в ЕС;  $P(\delta U)$  – потужність, еквівалентна збитковій споживачів через неоптимальність якості напруги;  $P(\omega)$  – потужність, еквівалентна збитковій внаслідок недовідпуску електроенергії, який викликаний відмовами трансформаторів, зокрема відмовами пристроїв РПН;  $\Pi_{Ti}$  – штрафна функція, що вводиться для врахування ресурсу трансформаторів, в тому числі перемикачів пристроїв РПН;  $q$  – кількість трансформаторів, які регулюються.

1. За допомогою запропонованих загальносистемних показників неоднорідності можна оцінити вплив зміни топології ЕЕС, введення нових ліній електропередач, УПК та трансформаторів на оптимальність режимів ЕЕС. Ними можна скористатись для проведення цілеспрямованої реконструкції ЕЕС з метою зменшення міри її неоднорідності, тобто послідовного усунення першопричини неоптимальності режимів і створення, таким чином умов самооптимізації поточкорозподілу в електроенергетичній системі.

2. При автоматизації оптимального керування потоками потужності та напругою в ЕЕС можливо і доцільно застосовувати методи теорії подібності та моделювання. На основі них можна розв'язувати задачі, характерні для АСДУ, з єдиних методологічних засад на всіх етапах оптимального керування. Такий підхід дозволяє побудувати адаптивну САК з децентралізацією частини функцій АСДУ практично без порушення принципів централізованого керування.

- [1] Кузнецов В. Г., Тугай Ю.И., Баженов В.А.. Оптимизация режимов электрических сетей. – К.: Наукова думка, 1992. – 216 с.
- [2] Чебан В.М., Ландман А.К., Фишов А.Г. Управление режимами электроэнергетических систем в аварийных ситуациях. – М.: Высшая школа, 1990. – 144 с.
- [3] Лежнюк П.Д., Ярных Л.В. Расчет токораспределения в электрической сети // Электричество. - 1982. - №8. – С. 10-14.
- [4] Математические задачи электроэнергетики / Под ред. В.А. Веникова. – М.: Высшая школа, 1981. – 320 с.
- [5] Холмский В.Г. Расчет и оптимизация режимов электрических сетей. – М.: Высшая школа, 1975. – 280 с.
- [6] Лежнюк П.Д., Оболонський Д.І., Пауткіна Л.Р. Моделювання впливу неоднорідності електричної системи на оптимальність її режимів // Вісник ВПІ. – 1996. - №4. – С. 44-49.
- [7] Воеводин В.В., Кузнецов Ю.А. Матрицы и вычисления. – М.: Наука, 1984. – 320 с.
- [8] Воронницкий В.Э., Лежнюк П.Д., Серова И.А. Методика и программа оценки эффективности применения РПН и АРПН в замкнутых электрических сетях // Электрические станции. - 1992. - №1. - С. 60-66.
- [9] Астахов Ю.Н., Лежнюк П.Д. Применение теории подобия в задачах управления нормальными режимами электроэнергетических систем // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт. - 1990. - №5. - С.3-11.