

УДК 621.316.1.072

П. Д. Лежнюк, д. т. н., проф.;

В. В. Кулик, к. т. н.;

Н. В. Собчук, асп. □

ФОРМУВАННЯ УМОВ САМООПТИМІЗАЦІЇ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ НА ОСНОВІ ПРИНЦИПУ НАЙМЕНШОЇ ДІЇ

Вступ

Однією з основних причин неоптимальності режимів електроенергетичних систем (ЕЕС) і, відповідно, додаткових втрат електроенергії в процесі її транспортування та розподілу є неоднорідність ЕЕС [1, 2]. 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 систем в цілому [3]. Неоднорідність є конструктивним параметром ЕЕС, тому негативно впливає на їх режими протягом всього часу функціонування системи.

Зниження міри неоднорідності ЕЕС досягається за рахунок встановлення в ній установок поздовжньої компенсації (УПК), реакторів або зміни конструкції ЛЕП. Таке вирішення проблеми неоднорідності потребує значних капітальних витрат і може бути застосоване лише тоді, коли міра неоднорідності обумовлена невеликою кількістю елементів ЕЕС, або якщо з тих чи інших

© П. Д. Лежнюк, В. В. Кулик, Н. В. Собчук, 2004

причин необхідна реконструкція наявних мереж.

Саме зараз склалася така ситуація, коли постала проблема глобальної реконструкції ЕЕС України. Обладнання ЕЕС України має високий рівень зношеності або знаходяться в стані, непридатному для подальшої експлуатації [4]. У відповідності з цим передбачається проведення широкомасштабних заходів з реконструкції та технічного переозброєння мереж. У відповідності з цим особливо актуальними є:

- розроблення 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;

- створення системи оптимального керування режимами ЕЕС, яка б в умовах експлуатації могла наявними засобами регулювання максимально наближати в темпі процесу параметри режиму ЕЕС до їх оптимальних значень.

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 обґрунтування і вибору принципів формування умов оптимальності та 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 негативного впливу неоднорідності ЕЕС режимними заходами в процесі експлуатації, то слід зазначити, 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 зі станами ЕЕС можливо лише за допомогою системи автоматичного керування (САК) регульовальними пристроями (РП). У зв'язку з цим виникають дві задачі:

- розроблення 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.

Дана стаття присвячена розробці методологічних засад формування умов самооптимізації режимів ЕЕС на основі принципу найменшої дії (ПНД) під час проектування, реконструкції та експлуатації ЕЕС.

Принцип найменшої дії як метод оптимізації складних систем

Під самооптимізацією систем розуміють природну автоматику, властивість систем та їх частин самоналагоджуватися таким чином, що забезпечується підвищення їх рівня з переходом до енергетично найвигіднішого стану, або найвигіднішого режиму функціонування. Перехід системи з одного стану в інший підпорядкований принципу найменшої дії, який може бути сформульований таким чином [5]. Після відхилення від оптимального режиму функціонування в системі виникає зустрічна, протилежно скерована дія, тобто протидія, яка намагається повернути систему в оптимальний стан. Отже для будь-якої системи в довільний момент її існування нормою є якісний оптимум, глибина якого визначається мірою ідеальності системи.

ПНД зумовлює оптимальність функціонування будь-якої системи, а також розвиток, що скерований на підвищення міри її ідеальності. Для природних систем прояв даного явища є очевидним і необмеженим. Розвиток штучних систем у значній мірі здійснюється завдяки людині, тому вплив ПНД у даному випадку є опосередкованим. Під дією об'єктивної реальності, людина може лише прискорювати, або гальмувати розвиток системи, але його напрямок завжди скерований до оптимальності. Гальмування розвитку штучної системи, підтримка її у статичному стані з часом за рахунок зниження міри ідеальності викликає її розпад, пов'язаний з неможливістю виконання по-

кладених функцій. З іншого боку, сприяння розвитку системи у природному напрямку забезпечує підвищення міри ідеальності. Для ЕЕС характерною ознакою для оцінки близькості її до ідеального стану є технологічні втрати електроенергії (під час виробництва, транспортування та розподілу електроенергії). З досягненням ними певного значення (в напрямку збільшення) спочатку стає економічно недоцільна експлуатація ЕЕС, а потім і технічно неможливе її функціонування.

Завдяки роботам Фейнмана, Еддінгтона, Гельмгольца [5] ПНД як суто механічний принцип було поширено на істотно немеханічні процеси. Таким чином він знайшов своє застосування для опису процесів електродинамічного, електромагнітного, теплового характеру тощо. В даній роботі розглядається застосування ПНД стосовно розвитку ЕЕС з метою забезпечення умов для їх самоорганізації, або самооптимізації їх функціонування у відповідності з заданим критерієм оптимальності — технологічними втратами електроенергії (далі, для скорочення, втрати).

Перенесення закономірностей довільних систем на електроенергетичну систему дозволяє стверджувати, що у будь-який момент часу функціонування для поточної сукупності параметрів системи та незалежних параметрів режиму вона знаходиться в оптимальному стані з точки зору технологічних втрат електроенергії, але глибина даного оптимуму зумовлена мірою ідеальності самої системи. Таким чином сприяння природному розвитку ЕЕС, тобто підвищенню міри її ідеальності, дозволяє завдяки механізмам самооптимізації забезпечувати зниження технологічних втрат електроенергії, незалежно від її навантаження. Саме це є суттєвою перевагою даного підходу порівняно з класичною оптимізацією.

Підвищення міри ідеальності ЕЕС забезпечується розвитком її у двох напрямках: шляхом оптимізації конструктивних параметрів та за рахунок насичення системи від'ємними зворотними зв'язками. Обидва напрямки є взаємопов'язаними і для забезпечення максимального системного ефекту мають розглядатися в комплексі.

Для того, щоб виявити фізичну суть оптимізації конструктивних параметрів ЕЕС під час їх проектування і реконструкції, а також щоб виявити сутність реалізації зворотних зв'язків в ЕЕС, необхідно встановити першопричини відхилення станів системи від глобального оптимуму за заданим критерієм оптимальності та дати їм оцінку.

Умови оптимального струморозподілу в ЕЕС

Нормальні режими ЕЕС є оптимальними за умови досягнення мінімуму цільової функції, в якості якої приймаються сумарні втрати активної потужності в них, тобто

$$F = f(x, u, t) \rightarrow \min, \quad (1)$$

$$x \in D_x, \quad u \in D_u,$$

де x — параметри режиму ЕЕС; u — параметри регульовальних пристроїв (коефіцієнти трансформації трансформаторів, автотрансформаторів і вольтододаткових трансформаторів, навантаження джерел реактивної потужності); D_x, D_u — допустимі області зміни параметрів x і u .

Задачі (1) відповідає задача визначення струморозподілу, який забезпечує мінімум втрат активної потужності ЕЕС в кожний момент часу t за наявності обмежень на значення струмів в генерувальних вузлах. Вона може бути сформульована таким чином:

мінімізувати

$$F = \dot{\mathbf{I}}_t \mathbf{r}_\theta \hat{\mathbf{I}} \quad (2)$$

за умов

$$\left. \begin{aligned} \mathbf{M} \dot{\mathbf{I}}_a &= \mathbf{J}_a; \quad \mathbf{M} \dot{\mathbf{I}}_p = \mathbf{J}_p; \\ \mathbf{M} \ddot{\mathbf{I}}_a &\leq \bar{\mathbf{J}}_a; \quad \mathbf{M} \ddot{\mathbf{I}}_a \geq \underline{\mathbf{J}}_a; \\ \mathbf{M} \ddot{\mathbf{I}}_p &\leq \bar{\mathbf{J}}_p; \quad \mathbf{M} \ddot{\mathbf{I}}_p \geq \underline{\mathbf{J}}_p, \end{aligned} \right\} \quad (3)$$

де $\dot{\mathbf{I}}_t, \hat{\mathbf{I}}$ — транспонований і спряжений вектори струмів в вітках; $\mathbf{I}_a, \mathbf{I}_p$ — вектори активних і реак-

тивних складових струмів в вітках; $\mathbf{J}_a, \mathbf{J}_p$ — вектори активних і реактивних складових вузлових струмів; \mathbf{r}_b — діагональна матриця активних опорів віток; $\bar{\mathbf{J}}_a, \underline{\mathbf{J}}_a$ — верхня і нижня допустимі межі зміни активної, а $\bar{\mathbf{J}}_p, \underline{\mathbf{J}}_p$ — реактивної складових струмів генерувальних вузлів; \mathbf{M}' — перша матриця інцидентів мережі, в якій викреслені рядки, що відповідають генерувальним вузлам; \mathbf{M}'' — матриця, рядками якої є рядки матриці інцидентів що відповідають генерувальним вузлам.

Умовний мінімум задачі (2)—(3) досягається тоді, коли струми у вітках розподіляються у відповідності з виразом, який отримано в результаті застосування методу Лагранжа [6]:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{I}_{a0} \\ \mathbf{I}_{p0} \\ \boldsymbol{\mu}_a \\ \boldsymbol{\mu}_a^r \\ \boldsymbol{\mu}_p \\ \boldsymbol{\mu}_p^r \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{C}'_r & 0 \\ 0 & \mathbf{C}'_r \\ -2\mathbf{r}'_{ij} & 0 \\ 0 & -2\mathbf{r}'_{ij} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{J}_a \\ \bar{\mathbf{J}}_a \\ \underline{\mathbf{J}}_a \\ \mathbf{J}_p \\ \bar{\mathbf{J}}_p \\ \underline{\mathbf{J}}_p \end{bmatrix}, \quad (4)$$

$$\boldsymbol{\mu}_a^r \geq 0, \boldsymbol{\mu}_p^r \geq 0,$$

де $\mathbf{C}'_r = \mathbf{r}_b^{-1} \left[\mathbf{M}'_t \mathbf{M}''_t \mathbf{M}''_t \right] \left(\begin{bmatrix} \mathbf{M}' \\ \mathbf{M}'' \\ \mathbf{M}'' \end{bmatrix} \mathbf{r}_b^{-1} \left[\mathbf{M}'_t \mathbf{M}''_t \mathbf{M}''_t \right] \right)^{-1}$ — матриця коефіцієнтів струморозподілу роз-

рахункової схеми ЕЕС, в якій опори віток представлені тільки їх активними складовими (заступна

r -схема ЕЕС); $\mathbf{r}'_{ij} = \left(\begin{bmatrix} \mathbf{M}' \\ \mathbf{M}'' \\ \mathbf{M}'' \end{bmatrix} \mathbf{r}_b^{-1} \left[\mathbf{M}'_t \mathbf{M}''_t \mathbf{M}''_t \right] \right)^{-1}$ — матриця вузлових опорів заступної r -схеми ЕЕС;

$\boldsymbol{\mu}_a^r = \begin{bmatrix} -r \\ \boldsymbol{\mu}_a \\ \boldsymbol{\mu}_a^r \end{bmatrix}, \boldsymbol{\mu}_p^r = \begin{bmatrix} -r \\ \boldsymbol{\mu}_p \\ \boldsymbol{\mu}_p^r \end{bmatrix}$ — вектори невизначених множників Лагранжа, що відповідають останнім

чотирьом обмеженням (3).

Вираз (4) є загальним розв'язком задачі (2)—(3), коли накладені параметричні обмеження у вигляді нерівностей на обидві складові струмів генерувальних вузлів. За його допомогою можна скласти алгоритм розрахунку оптимального струморозподілу в ЕЕС. Характерною рисою алгоритму є те, що за наявності у векторі $\boldsymbol{\mu}_p^r$ частини від'ємних компонент, потрібно переформувати вихідну модель і повторити розрахунок. Переформування математичної моделі полягає в знятті всіх i -х обмежень, що відповідають $\boldsymbol{\mu}_i^r < 0$. У формулах для визначення \mathbf{C}'_r і \mathbf{r}'_{ij} при цьому слід викреслити в матрицях \mathbf{M}'' відповідні рядки, а в \mathbf{M}''_t — стовпчики. Зауважимо, що якщо i -е обмеження активне, то $\boldsymbol{\mu}_i^r > 0$ і в i -му вузлі в результаті фіксується струм, який дорівнює граничному. Таким

чином, ознаками активності i -го обмеження є $\mu_i^r > 0$ або порушення умови $\underline{J}_i \leq J_i \leq \bar{J}_i$. З погляду виявлення активних обмежень з метою врахування впливу їх на результати розрахунку обидві ознаки еквівалентні.

Ефективнішим є алгоритм, в якому використовують другу ознаку. Розрахунок струморозподілу і перевірка обмежень при цьому проводиться в такий спосіб. Розраховується струморозподіл за заступною r -схемою мережі без урахування обмежень. Отриманий при цьому струм J_i порівнюється з граничними \underline{J}_i і \bar{J}_i . Якщо порушується i -е обмеження, то струм в i -му вузлі приймається рівним граничному \underline{J}_i або \bar{J}_i і розрахунок повторюється. Отриманий при цьому небаланс струмів, наприклад $\Delta J_i = J_i - \bar{J}_i$, розноситься між іншими генерувальними вузлами за r -схемою. Зміна струмів в вітках проти попереднього викликає збільшення сумарних втрат активної потужності, але при такому підході воно є найменшим, тобто відповідає ПНД.

Алгоритм побудований за допущення, що параметри ЕЕС, в тому числі коефіцієнти трансформації трансформаторів, залишаються незмінними. Коефіцієнти трансформації, що відповідають умовам реалізації оптимального струморозподілу, визначаються на другому етапі розрахунку оптимального режиму, де вони приводяться відповідно до обмежень за напругою і реактивною потужністю.

Таким чином, можна зробити висновки, що для забезпечення мінімуму втрат активної потужності в ЕЕС активні і реактивні струми в ній повинні розподілятися в залежності від активних опорів її елементів. Це відповідає принципу найменшої дії, згідно якому перехід системи від одного стану до іншого здійснюється за найменших витрат енергії.

Показник оптимальності ЕЕС

У неоднорідній ЕЕС струморозподіл в усталеному режимі може бути поданий у вигляді суми двох векторів струмів [7]:

$$\dot{\mathbf{I}} = \dot{\mathbf{I}}_e + \dot{\mathbf{I}}', \quad (5)$$

де $\dot{\mathbf{I}}_e$ — вектор економічних струмів у вітках, знайдений у результаті розрахунку режиму ЕЕС за її заступною r -схемою; $\dot{\mathbf{I}}' = \mathbf{N}\dot{\mathbf{I}}_{зр}$ — вектор додаткових струмів у вітках, накладення яких на $\dot{\mathbf{I}}_e$ призводить до виконання другого закону Кірхгофа; \mathbf{N} — друга матриця з'єднань; $\dot{\mathbf{I}}_{зр}$ — 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 [6]:

$$\dot{\mathbf{I}}' = \dot{\mathbf{I}} - \dot{\mathbf{I}}_e = \mathbf{C}\dot{\mathbf{J}} - \mathbf{C}_r\dot{\mathbf{J}} = (\mathbf{C} - \mathbf{C}_r)\dot{\mathbf{J}}, \quad (6)$$

де $\dot{\mathbf{J}}$ — задавальний струм у вузлах ЕЕС; $\mathbf{C} = \mathbf{z}_b^{-1}\mathbf{M}_t\mathbf{Y}^{-1}$ — матриця струморозподілу в ЕЕС; $\mathbf{C}_r = \mathbf{r}_b^{-1}\mathbf{M}_t\mathbf{Y}_r^{-1}$ — матриця струморозподілу в заступній r -схемі ЕЕС; $\mathbf{z}_b = \mathbf{r}_b + j\mathbf{x}_b$ — матриця опорів віток ЕЕС; \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 задачу наближення природного струморозподілу в ЕЕС до ідеального, який відповідає розподілу за r -схемою

$$\dot{\mathbf{I}}' = (\mathbf{C} - \mathbf{C}_r)\dot{\mathbf{J}} \Rightarrow 0. \quad (7)$$

Оскільки матриця \mathbf{C} є комплексною, а матриця \mathbf{C}_r — дійсною, то (7) виконується за умови, ко-

ли $C \Rightarrow C_r$, тобто

$$C_p = 0, \quad C_a = C_r, \quad (8)$$

де C_a, C_p — активна і реактивна складові матриці струморозподілу C .

Зауважимо, що перша умова з (8) є необхідною, а друга — достатньою.

Запишемо матрицю C згідно її визначення [7] і позначення як в (6) через активні і реактивні опори віток та провідності вузлів ЕЕС. Вона матиме вигляд

$$C = (g_B - j b_B) M_t (r + j x) = (g_B M_t r + b_B M_t x) + j (g_B M_t x - b_B M_t r),$$

де g_B, b_B — активна та реактивна складові матриці провідностей віток; r, X — активна та реактивна складові матриці опорів вузлів.

З останнього виразу випливає, що

$$C_p = (g_B M_t x - b_B M_t r)$$

або
$$C_p = g_B (M_t x r^{-1} - x_B r_B^{-1} M_t) r. \quad (9)$$

Вираз, що знаходиться в дужках в формулі (9), позначимо

$$\gamma = M_t x r^{-1} - x_B r_B^{-1} M_t. \quad (10)$$

(10) є матрицею узагальнених показників неоднорідності ЕЕС. Як видно, значення γ визначається співвідношенням реактивних та активних складових опорів елементів ЕЕС, тобто неоднорідністю її параметрів. Розмір даної матриці визначається кількістю віток n та кількістю вузлів m ЕЕС.

З виразу (10) неважко переконатися, що для однорідної ЕЕС, коли для всіх віток $x_i/r_i = idem, \gamma = 0$. Тобто, незалежно від навантаження ЕЕС $\dot{I}' = 0$ і додаткові втрати, що викликаються зрівнювальними струмами, в ЕЕС відсутні. В інших випадках, коли $x_i/r_i \neq idem, \gamma \neq 0$ і, відповідно, $\dot{I}' \neq 0$.

На рис. 1 показано приклад зміни втрат потужності в ЕЕС в часі і в залежності від параметра РП u . У випадку однорідної системи траєкторія F проходить по дну «яру». Згідно ПНД так буде завжди не залежно від навантаження. В інших випадках, коли $x_i/r_i \neq idem$, траєкторія F в залежності від конкретних експлуатаційних умов може проходити сторонами «яру» будь-як. Проте і в цьому випадку згідно ПНД втрати потужності на забезпечення технологічного процесу будуть мінімально можливі. Для того, щоб наблизити (оптимізувати) втрати в кожній точці траєкторії їх зміни до ідеально можливих, необхідно постійно в процесі експлуатації здійснювати в системі оптимізуючі дії засобами регулювання.

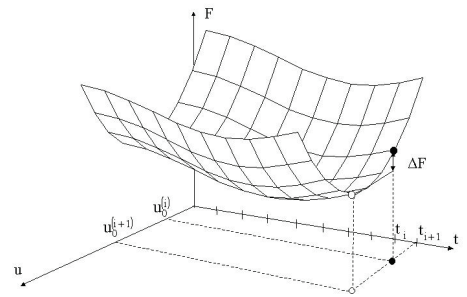


Рис. 1

Оптимальне керування режимами ЕЕС

Як відомо [1], компенсувати додаткові втрати в ЕЕС можливо шляхом регулювання напруги у вузлах ЕЕС і введення в контури зрівнювальних е.р.с. В такій постановці задачі керувальними змінними є е.р.с., які необхідно ввести у всі замкнені контури для реалізації оптимального струморозподілу, та потужності джерел реактивної потужності. Зрівнювальні е.р.с. можуть бути введені шляхом зміни коефіцієнтів трансформації трансформаторів, які входять в контури ЕЕС.

В [8] показано, що оптимальне значення втрат в ЕЕС досягається при відносних значеннях е.р.с., які визначаються за формулами

$$\mathbf{E}_{* \text{зра}}^E(t) = \boldsymbol{\pi}_a^E \mathbf{J}_{* \text{р}}^E(t), \quad \mathbf{E}_{* \text{зрр}}^E(t) = \boldsymbol{\pi}_p^E \mathbf{J}_{* \text{а}}^E(t), \quad (11)$$

де $\mathbf{E}_{* \text{зра}}^E(t), \mathbf{E}_{* \text{зрр}}^E(t)$ — вектори активних і реактивних складових відносних значень зрівнювальних е.р.с.; $\mathbf{J}_{* \text{а}}^E(t), \mathbf{J}_{* \text{р}}^E(t)$ — вектори активних і реактивних складових відносних значень струмів у вузлах; $\dot{\mathbf{J}}(t) = \dot{\mathbf{U}}_D^{-1}(t) \dot{\mathbf{S}}(t)$ — вектор струмів у вузлах ЕС; $\dot{\mathbf{U}}_D(t)$ — діагональна матриця вузлових напруг; $\dot{\mathbf{S}}(t) = \mathbf{P}(t) + j\mathbf{Q}(t)$ — вектор потужностей у вузлах; $\boldsymbol{\pi}_a^E, \boldsymbol{\pi}_p^E$ — матриці критеріїв подібності.

В (11) всі параметри подаються у відносних одиницях. За базисні приймаються параметри ідеального режиму, розрахованого за заступною r -схемою ЕЕС.

Матриці критеріїв подібності визначаються за формулами [8]

$$\boldsymbol{\pi}_a^E = -\left[\mathbf{E}_{\text{зра}}^{(6)}\right]_D^{-1} \mathbf{v} \mathbf{r}_V \mathbf{M}_\alpha^{-1} \left[\mathbf{J}_p^{(6)}\right]_D; \quad \boldsymbol{\pi}_p^E = \left[\mathbf{E}_{\text{зрр}}^{(6)}\right]_D^{-1} \mathbf{v} \mathbf{r}_V \mathbf{M}_\alpha^{-1} \left[\mathbf{J}_a^{(6)}\right]_D, \quad (12)$$

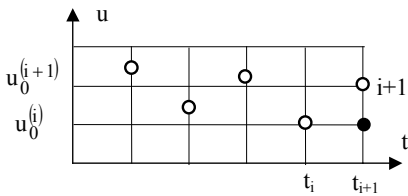


Рис. 2

де $\mathbf{v} = \mathbf{N}_\alpha \mathbf{x}_{\text{в}\alpha} \mathbf{r}_{\text{в}\alpha}^{-1} - \mathbf{x}_k \mathbf{r}_k^{-1} \mathbf{N}_\alpha$ — матриця системних показників неоднорідності ЕЕС, яка відрізняється від (10) тим, що формується тільки для дерева схеми ЕЕС; $\mathbf{r}_k, \mathbf{x}_k$ — діагональні матриці опорів базисних контурів; $\mathbf{M}_\alpha, \mathbf{N}_\alpha$ — матриці з'єднань віток дерева схеми ЕЕС у вузлах і контурах.

Співвідношення (11) є законами оптимального керування, в яких коефіцієнти зворотного зв'язку за фізичним змістом є критеріями подібності. У відповідності з (11) та ПНД розроблена САК нормальними режимами ЕЕС [9]. Результатом дії САК є наближення поточної реальної траєкторії зміни втрат потужності до оптимальної при заданих експлуатаційних умовах. На рис. 2 це проілюстровано станом ЕЕС в точці t_{i+1} . Для моменту t_{i+1} , якщо значення параметра РП залишається рівним $u_0^{(i)}$, яке було оптимальним для стану системи в t_i , то виникнуть додаткові втрати ΔF (див. рис. 1). Для зменшення їх необхідно змінити параметр u з $u_0^{(i)}$ в напрямку до $u_0^{(i+1)}$. Міра наближення u до $u_0^{(i+1)}$ встановлюється доцільною інтенсивністю роботи РП та іншими чинниками [9]. Як правило, задача оптимального керування режимами ЕЕС полягає в тому, щоб підтримувати значення $F^* = F/F_0$ у встановленій зоні нечутливості δF^* . Виходячи з неї, здійснюються керувальні впливи регулювальними пристроями.

Висновки

1. Електроенергетичні системи як штучні системи не є оптимальними з точки зору втрат електроенергії під час її виробництва, транспортування і розподілу. Вдосконалення їх здійснюється під час прийняття рішень по їх розвитку та реконструкції, а також під час експлуатації шляхом оптимального керування режимами їх роботи. Оскільки робиться це безсистемно, без належної координації оптимальних рішень за загальносистемним критерієм, то технологічні процеси в ЕЕС супроводжуються втратами електроенергії, які є більшими за технічно можливі і економічно доцільні. Для розроблення стратегії розвитку, реконструкції та експлуатації ЕЕС на єдиних методологічних засадах може бути використаний принцип найменшої дії.

2. За допомогою запропонованих загальносистемних показників неоднорідності, які відповідають принципу найменшої дії, можна оцінити вплив зміни топології ЕЕС, введення нових ліній електропередач, УПК та трансформаторів на оптимальність 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.

3. Автоматизуючи оптимальне керування потоками потужності та напругою в ЕЕС для реалізації принципу найменшої дії, можна і доцільно застосовувати методи теорії подібності та моделювання. На їх основі можна розв'язувати задачі, характерні для АСДУ, з єдиних методологічних засад на всіх етапах оптимального керування. Такий підхід дозволяє побудувати адаптивну САК, діями якої поточні режими ЕЕС будуть наближатися до оптимальних.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Холмский В. Г. Расчет и оптимизация режимов электрических сетей. — М.: Высшая школа, 1975. — 280 с.
2. Кузнецов В. Г., Тугай Ю. И., Баженов В. А. Оптимизация режимов электрических сетей. — К.: Наукова думка, 1992. — 216 с.
3. Чебан В. М., Ландман А. К., Фишов А. Г. Управление режимами электроэнергетических систем в аварийных ситуациях. — М.: Высшая школа, 1990. — 144 с.
4. Состояние электрических сетей ОЭС Украины / Бабушкин В. М., Линник Е. Н., Черемисин Н. М., Романченко В. И. // Электрические сети и системы. — 2003. — № 1. — С. 22—27.
5. Мякишев Г. Я. Динамические и статистические закономерности в физике. — М.: Наука, 1973. — 318 с.
6. Лежнюк П. Д., Ярных Л. В. Расчет токораспределения в электрической сети // Электричество. — 1982. — № 8. — С. 10—14.
7. Математические задачи электроэнергетики / Под ред. В. А. Веникова. — М.: Высшая школа, 1981. — 320 с.
8. 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.
9. Лежнюк П. Д., Кулик В. В., Кравцов К. І. Моделювання та формування умов самооптимізації режимів електроенергетичної системи // Технічна електродинаміка: Тематичний випуск «Проблеми сучасної електротехніки». ч. 3. — 2002. — С. 96—101.

Рекомендована кафедрою електричних станцій та систем

Надійшла до редакції 25.11.03
Рекомендована до друку 27.01.04

Лежнюк Петро Дем'янович — завідувач кафедри; Кулик Володимир Володимирович — доцент; Собчук Наталія Валеріївна — аспірант.

Кафедра електричних станцій та систем, Вінницький національний технічний університет