

Принцип найменшої дії в задачах оптимізації електроенергетичних систем

Исследуется проблема создания условий самооптимизации электроэнергетических систем на основе принципа наименьшего действия. Показано, что регулярное принятие оптимальных решений, исходя из этого принципа, формирует в ЭЭС такую стратегию их развития, реконструкции и эксплуатации, что на каждом оптимизационном шаге закладываются предпосылки максимально возможного снижения потерь электроэнергии при ее транспортировке.

Досліджується проблема створення умов самооптимізації електроенергетичних систем на основі принципу найменшої дії. Показано, що постійне прийняття оптимальних рішень, виходячи з вказаного принципу, формує в ЕЕС таку стратегію їх розвитку, реконструкції та експлуатації, що на кожному оптимізаційному кроці закладаються передумови максимально можливого зниження втрат електроенергії під час її транспортування.

Вступ. Однією з основних причин неоптимальності режимів електроенергетичних систем (ЕЕС) і, відповідно, додаткових втрат електроенергії при її транспортуванні та розподілі є неоднорідність ЕЕС [9, 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 [10]. Неоднорідність є конструктивним параметром ЕЕС, тому негативно впливає на їх режими на протязі всього часу функціонування системи.

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 постала проблема глобальної реконструкції ЕЕС України. Обладнання ЕЕС країни має високий рівень зношеності або знаходяться в стані, непридатному для подальшої експлуатації [8]. 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;

– створення системи оптимального керування режимами ЕЕС, яка б в умовах експлуатації могла існуючими 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 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 зі станами ЕЕС можливо лише за допомогою системи автоматичного керування (САК) регулюючими 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.

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 найбільш енергетично вигідного стану, або найбільш вигідного режиму функціонування. Перехід системи з одного стану в інший підпорядкований принципу найменшої дії, який може бути сформульований наступним чином [7]. 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 покладених 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). При досягненні ними певного значення (в напрямку збільшення) спочатку стає економічно недоцільна експлуатація ЕЕС, а потім і технічно неможливе її функціонування.

Завдяки роботам Фейнмана, Еддінгтона, Гельмгольца [7] 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

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

$$\mathbf{x} \in \mathbf{D}_x, \quad \mathbf{u} \in \mathbf{D}_u,$$

де \mathbf{x} – параметри режиму ЕЕС; \mathbf{u} – параметри регулюючих пристроїв (коефіцієнти трансформації трансформаторів, автотрансформаторів і вольтододавальних трансформаторів, навантаження джерел реактивної потужності); $\mathbf{D}_x, \mathbf{D}_u$ – допустимі області зміни параметрів \mathbf{x} і \mathbf{u} .

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

мінімізувати

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

за умов

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

де $\dot{\mathbf{I}}_t, \hat{\mathbf{I}}$ – транспонований і спряжений вектори струмів в вітках; $\mathbf{I}_a, \mathbf{I}_p$ – вектори активних і реактивних складових струмів в вітках; $\mathbf{J}_a, \mathbf{J}_p$ – вектори активних і реактивних складових вузлових струмів; \mathbf{r}_e – 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, які 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 [5]:

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

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

де $\mathbf{C}'_r = \mathbf{r}_e^{-1} \left[\begin{matrix} \mathbf{M}' \\ \mathbf{M}'' \\ \mathbf{M}''' \end{matrix} \right] \mathbf{r}_e^{-1} \left[\begin{matrix} \mathbf{M}' \\ \mathbf{M}'' \\ \mathbf{M}''' \end{matrix} \right]^{-1}$ –

матриця коефіцієнтів струморозподілу розрахункової схеми ЕЕС, в якій опори віток представлені тільки їх активними складовими (заступна r -схема ЕЕС);

$$\mathbf{r}'_{ij} = \left[\begin{matrix} \mathbf{M}' \\ \mathbf{M}'' \\ \mathbf{M}''' \end{matrix} \right] \mathbf{r}^{-1} \left[\begin{matrix} \mathbf{M}' \\ \mathbf{M}'' \\ \mathbf{M}''' \end{matrix} \right]^{-1}$$
 – матриця вузлових

опорів заступної r -схеми ЕЕС;

$$\boldsymbol{\mu}_a^r = \begin{bmatrix} \boldsymbol{\mu}_a^r \\ \boldsymbol{\mu}_a^r \end{bmatrix}, \quad \boldsymbol{\mu}_p^r = \begin{bmatrix} \boldsymbol{\mu}_p^r \\ \boldsymbol{\mu}_p^r \end{bmatrix} \quad \text{– вектори невизначених}$$

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 допомогою нього 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}''' – 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 $\boldsymbol{\mu}_i^r > 0$ 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.

Більш ефективним 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 врахування 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. Використовуючи ПНД, можна розв'язати ряд задач оптимального керування режимами ЕЕС. Покажемо це на прикладі задач найвигіднішого розподілу навантаження між електростанціями і оптимізації потоків потужності та напруги в ЕЕС, які розв'язуються при роздільній оптимізації режимів ЕЕС.

Оптимальний розподіл навантаження між джерелами електроенергії. Оптимізація режимів ЕЕС проводиться за критерієм затрат на паливо (або сумарних витрат умовного палива) при заданому для кожного моменту часу навантаженні ЕЕС

$$Z_B = \int_0^T \sum_{i=1}^s B_i(P_i) u_i dt \rightarrow \min, \quad (5)$$

де $B_i(P_i)$ – витрати умовного палива на i -й електростанції (витратні характеристики $B_i(P_i)$ є нелінійними функціями активних навантажень станцій P_i); u_i – ціна однієї тонни умовного палива; s – кількість електростанцій в ЕЕС.

При оптимізації активних навантажень електричних станцій повинні враховуватись такі обмеження: по балансу активних і реактивних навантажень, завантаженню окремих елементів мережі (ліній електропередачі, трансформаторі і т. ін.), обмеження у вигляді рівнянь стану ЕЕС. Паливну складову витрат на виробництво електроенергії на i -й станції можна розглядати як вартість втрат електроенергії в активному опорі R_{ei} за такий же проміжок часу. Тоді при роботі

станції з постійним навантаженням на проміжку часу T можна записати:

$$3R_{ei} = V_i T c = B_i(P_i) u_i T, \quad (6)$$

де c – вартість 1 кВт-год втрат електроенергії, V_i – втрати активної потужності на елементі R_{ei} від перетоків P_i . Враховуючи, що

$$V_i = \frac{P_i^2}{U_i^2} \cdot R_{ei}, \quad (7)$$

будемо мати

$$3R_{ei} = \frac{P_i^2}{U_i^2} \cdot R_{ei} T c. \quad (8)$$

Розв'язуючи спільно (6) і (8), отримаємо величину таких активних опорів, вартість втрат електроенергії на яких еквівалентна затратам на виробництво електроенергії на кожній із станцій,

$$R_{ei} = \frac{B_i(P_i) U_i^2 u_i}{P_i^2 c}. \quad (9)$$

Представлені в такому вигляді економічні характеристики станцій відповідають моделі оптимізації режиму ЕЕС з використанням ПНД. Як слідує з (9) опори R_{ei} є нелінійними функціями витратних характеристик та навантаження станції P_i . На рис. 1 показано залежності $R_{ei} = f(P_i)$ для трьох станцій, витратні характеристики яких апроксимовано квадратичними поліномами.

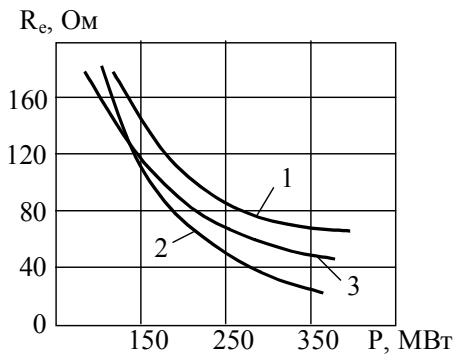


Рис. 1.

Розмістивши джерела електричної енергії за розрахованими таким чином опорами (рис. 2), можна замінити визначення сумарних витрат на виробництво електроенергії розрахунком струморозподілу в заступній схемі, складеній тільки із активних опорів елементів мережі та економічних опорів електричних станцій. Розрахунок такого струморозподілу не викликає складнощів і може бути виконаний будь-яким відомим методом.

Покажемо, що в цьому випадку забезпечується оптимальний режим ЕЕС, коли критерієм оптимальності прийнято сумарні затрати на генерування і

транспортування активної потужності в ЕЕС. Задачу оптимізації сформулюємо таким чином:

$$V_{\Sigma} = \sum_{i=1}^s 3R_{ei} I_i^2 \rightarrow \min \quad (10)$$

за умов балансу потужності в ЕЕС

$$P_1 + P_2 + \dots + P_s - P_{nc} - V_c = 0$$

$$i \quad P_{i \min} \leq P_i \leq P_{i \max}, \quad i = \overline{1, s},$$

де P_{nc} – сумарне навантаження ЕЕС; V_c – сумарні втрати активної потужності в системі.

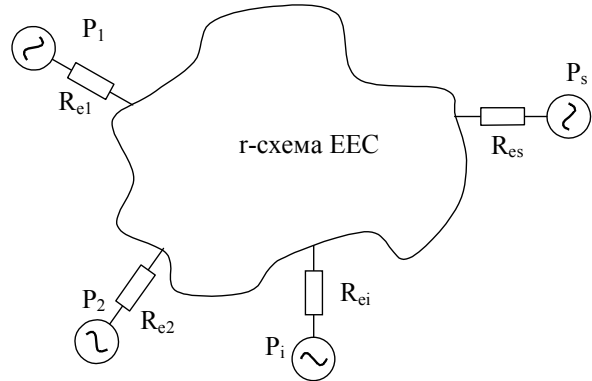


Рис. 2.

Запишемо функцію Лагранжа для (10):

$$L = \sum_{i=1}^s 3R_{ei} I_i^2 + \lambda \left(\sum_{i=1}^s P_i - P_{nc} - V_c \right).$$

Після підстановки значень економічних опорів з (9)

$$L = \sum_{i=1}^s B_i(P_i) \frac{u_i}{c} + \lambda \left(\sum_{i=1}^s P_i - P_{nc} - V_c \right).$$

З умов $\partial L / \partial P_i = 0, \quad i = \overline{1, s}$ отримаємо критерій найвигіднішого розподілу навантаження між електричними станціями:

$$\frac{u_i b_i}{1 - \sigma_i} = idem, \quad i = \overline{1, s}, \quad (11)$$

де $b_i = \partial B_i / \partial P_i$ – відносні прирости витрат палива на станціях; $\sigma_i = \partial V_c / \partial P_i$ – відносні прирости втрат активної потужності в ЕЕС.

Тобто, приходимо до відомих [1] умов оптимального розподілу навантаження ЕЕС між станціями. Отже, розрахунок усталеного режиму ЕЕС, де станції представлені економічними опорами R_{ei} , приводить до того ж результату, що й мінімізація (5) методом Лагранжа або, наприклад, градієнтним методом.

У відповідності з (2)-(3) і з отриманими вище результатами в загальному вигляді задача оптимізації

режиму ЕЕС по активній потужності запишеться таким чином:

$$V = \dot{\mathbf{I}}_t \mathbf{R} \hat{\mathbf{I}} \rightarrow \min$$

за умов

$$\begin{cases} \mathbf{M}' \mathbf{I}_a = \mathbf{J}_a; \\ \mathbf{M}' \mathbf{I}_p = \mathbf{J}_p, \end{cases}$$

де \mathbf{R} – діагональна матриця активних опорів віток включно з економічними опорами станцій R_{ei} ; \mathbf{J}_a та \mathbf{J}_p – вектори активних та реактивних складових струмів у вузлах, які визначаються з вектора $\hat{\mathbf{J}} = \frac{1}{\sqrt{3}} \hat{\mathbf{U}}_D^{-1} \hat{\mathbf{S}}$;

$\hat{\mathbf{U}}_D(t)$ – діагональна матриця вузлових напруг; $\hat{\mathbf{S}}(t) = \mathbf{P}(t) + j\mathbf{Q}(t)$ – вектор потужностей у вузлах.

Оптимальне навантаження електростанцій визначиться:

$$\dot{S}_i = \sqrt{3} \dot{U}_i \hat{J}_i,$$

де i – номери генерувальних вузлів, відповідні рядки яких були викреслені з матриці інцидентів схеми під час формування матриці \mathbf{M}' .

Оптимальне керування режимами ЕЕС. У неоднорідній ЕЕС струморозподіл в усталеному режимі може бути поданий у вигляді суми двох векторів струмів [6]:

$$\dot{\mathbf{I}} = \dot{\mathbf{I}}_e + \dot{\mathbf{I}}',$$

де $\dot{\mathbf{I}}_e$ – вектор економічних струмів у вітках, знайдений у результаті розрахунку режиму ЕЕС за її заступною г-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 [5]:

$$\dot{\mathbf{I}}' = \dot{\mathbf{I}} - \dot{\mathbf{I}}_e = \mathbf{C} \dot{\mathbf{J}} - \mathbf{C}_r \dot{\mathbf{J}} = (\mathbf{C} - \mathbf{C}_r) \dot{\mathbf{J}}, \quad (12)$$

де $\mathbf{C} = \mathbf{z}_e^{-1} \mathbf{M}_t \mathbf{Y}^{-1}$ – 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{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 по r -схемі

$$\dot{\mathbf{I}}' = (\mathbf{C} - \mathbf{C}_r) \dot{\mathbf{J}} \Rightarrow 0. \quad (13)$$

Оскільки матриця \mathbf{C} є комплексною, а матриця \mathbf{C}_r – дійсною, то (13) виконується за умови, коли $\mathbf{C} \Rightarrow \mathbf{C}_r$, тобто

$$\mathbf{C}_p = 0, \quad \mathbf{C}_a = \mathbf{C}_r, \quad (14)$$

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

Зауважимо, що перша умова з (14) є необхідною, а друга – достатньою.

Запишемо матрицю \mathbf{C} згідно її визначення [6] і позначення як в (12) через активні і реактивні опори віток та провідності вузлів ЕЕС. Вона матиме вигляд:

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

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

$$\mathbf{C}_p = \mathbf{g}_e (\mathbf{M}_t \mathbf{x} \mathbf{r}^{-1} - \mathbf{x}_e \mathbf{r}_e^{-1} \mathbf{M}_t) \mathbf{r}. \quad (15)$$

Вираз, що знаходиться в дужках в формулі (15), позначимо

$$\boldsymbol{\gamma} = \mathbf{M}_t \mathbf{x} \mathbf{r}^{-1} - \mathbf{x}_e \mathbf{r}_e^{-1} \mathbf{M}_t. \quad (16)$$

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. Розмір даної матриці визначається кількістю віток n та кількістю вузлів m ЕЕС.

З виразу (16) неважко переконатися, що для однорідної ЕЕС, коли для всіх віток $x_i/r_i = \text{idem}$, $\boldsymbol{\gamma} = 0$. Тобто, незалежно від навантаження ЕЕС $\dot{\mathbf{I}}' = 0$ і додаткові втрати, що викликаються зрівнювальними струмами, в ЕЕС відсутні. В інших випадках, коли $x_i/r_i \neq \text{idem}$, $\boldsymbol{\gamma} \neq 0$ і, відповідно, $\dot{\mathbf{I}}' \neq 0$.

На рис. 3 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 $x_i/r_i \neq \text{idem}$, 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 оптимізувальні дії засобами регулювання.

Як відомо [9], 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 [4] показано, що оптимальне значення втрат в ЕЕС досягається при відносних значеннях е.р.с., які визначаються за формулами:

$$\mathbf{E}_{*zp.a}(t) = \boldsymbol{\pi}_a^E \mathbf{J}_{*p}(t), \quad \mathbf{E}_{*zp.p}(t) = \boldsymbol{\pi}_p^E \mathbf{J}_{*a}(t), \quad (17)$$

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

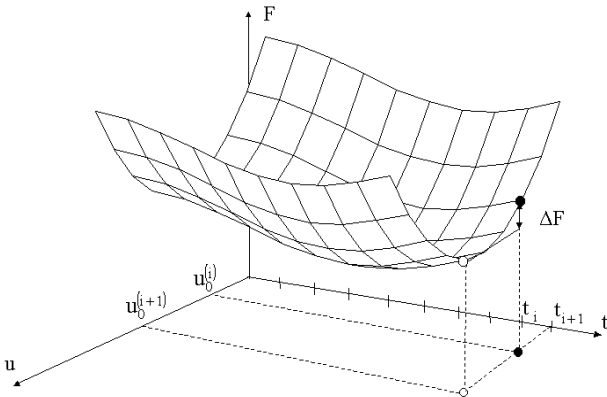


Рис.3

В (17) всі параметри подаються у відносних одиницях. За базисні приймаються параметри ідеального режиму, розрахованого за заступною r -схемою ЕЕС.

Матриці критеріїв подібності визначаються за формулами [4]:

$$\begin{aligned} \boldsymbol{\pi}_a^E &= -[\mathbf{E}_{*zp.a}^{(\delta)}]_D^{-1} \mathbf{v} \mathbf{r}_e \mathbf{M}_\alpha^{-1} [\mathbf{J}_p^\delta]_D; \\ \boldsymbol{\pi}_p^E &= [\mathbf{E}_{*zp.p}^{(\delta)}]_D^{-1} \mathbf{v} \mathbf{r}_e \mathbf{M}_\alpha^{-1} [\mathbf{J}_a^\delta]_D, \end{aligned} \quad (18)$$

де $\mathbf{v} = \mathbf{N}_\alpha \mathbf{x}_{e\alpha} \mathbf{r}_{e\alpha}^{-1} - \mathbf{x}_k \mathbf{r}_k^{-1} \mathbf{N}_\alpha$ – матриця системних показників неоднорідності ЕЕС, яка відрізняється від (16) тим, що формується тільки для дерева схеми ЕЕС; \mathbf{r}_k , \mathbf{x}_k – діагональні матриці опорів базисних контурів; \mathbf{M}_α , \mathbf{N}_α – матриці з'єднань віток дерева схеми ЕЕС у вузлах і контурах.

Співвідношення (17) є законами оптимального керування, в яких коефіцієнти зворотного зв'язку за фізичним змістом є критеріями подібності. У відповідності з (17) та ПНД розроблена САК нормальними режимами ЕЕС [3].

Результатом дії САК є наближення поточної реальної траєкторії зміни втрат потужності до оптима-

льної при заданих експлуатаційних умовах. На рис. 4 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. 3). 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 [3]. Як правило, задача оптимального керування режимами ЕЕС полягає в тому, щоб підтримувати значення $F^* = F/F_0$ у встановленій зоні нечутливості δF^* . При виході з неї здійснюються керувальні впливи регулюючими пристроями.

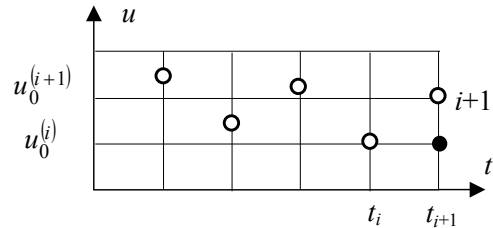


Рис.4

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. Процес оптимального розподілу навантаження між електростанціями в енергосистемі можливо моделювати з використанням принципу найменшої дії. При цьому станція в моделі представляється активним опором, вартість втрат електроенергії в якому дорівнює витратам на виробництво такої ж кількості електроенергії на станції. Визначення оптимального навантаження станцій зводиться до розрахунку усталеного режиму ЕЕС за її заступною g -схемою.

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

1. *Веников В.А., Журавлев В.Г., Филиппова Т.А.* Оптимизация режимов электростанций и энергосистем. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 352 с.
2. *Кузнецов В. Г., Тугай Ю.И., Баженов В.А.* Оптимизация режимов электрических сетей. – К.: Наукова думка, 1992. – 216 с.
3. *Лежнюк П.Д., Кулик В.В., Кравцов К.И.* Моделювання та формування умов самооптимізації режимів електроенергетичної системи // Технічна електродинаміка: Тематичний випуск “Проблеми сучасної електротехніки”, ч. 3. – 2002. – С. 96-101.
4. *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.
5. *Лежнюк П.Д., Ярних Л.В.* Расчет токораспределения в электрической сети // Электричество. - 1982. - №8. – С. 10-14.
6. Математические задачи электроэнергетики / Под ред. *В.А. Веникова.* – М.: Высшая школа, 1981.–320 с.
7. *Мякишев Г.Я.* Динамические и статистические закономерности в физике. – М.: Наука, 1973. – 318 с.
8. 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.
9. *Холмский В.Г.* Расчет и оптимизация режимов электрических сетей.– М.: Высшая школа,1975.–280 с.
10. *Чебан В.М., Ландман А.К., Фишов А.Г.* Управление режимами электроэнергетических систем в аварийных ситуациях. – М.: Высшая школа, 1990.– 144 с.

Надійшла __.06.2005