

УДК. 621. 311. 661. 51

Є.А. ЛЕНЧЕВСЬКИЙ, кандидат технічних наук (Інститут загальної енергетики НАН України, Київ).

ДОСЛІДЖЕННЯ МЕТОДІВ З УДОСКОНАЛЕННЯ СИСТЕМ УПРАВЛІННЯ ОБ'ЄДНАНИМИ ЕНЕРГОСИСТЕМАМИ

Розглянуто можливості щодо принципів управління режимами ОЕС за фазовими кутами напруги в головних вузлах енергосистеми. Показано доцільність застосування запропонованого методу за нормальних і аварійних режимів роботи ОЕС. Обґрунтовано можливість створення більш швидких, і тому досконаліших, систем автоматичного управління. Надано оцінку новим перспективам розвитку загальносистемного управління в ОЕС України.

Важкі наслідки системних аварій, що мали місце за останні десятиріччя в багатьох великих енергосистемах світу, висувають як одну з найважливіших науково-дослідницьких проблем енергетики розробку методів розрахунку й аналізу перехідних і стаціонарних режимів у енергетиці. Це відіграє одну з основних ролей в розробці автоматизованих систем диспетчерського управління (АСДУ) при визначенні надійності та стійкості роботи енергосистем і енергетичних об'єднань.

Для вирішення цього питання необхідно створити складний комплекс взаємопов'язаних програм, що дозволять здійснити всебічне дослідження стійкості та надійності енергетичних об'єднань. Створення цих комплексів потребує розробки і вдосконалення математичних моделей і методів розрахунку режимів роботи енергосистеми. Нові або вдосконалені методи розрахунку повинні мати більш високу швидкість і надійність отримання рішень, що надасть можливість своєчасно виявляти місце виникнення величини і небалансу потужностей та, відповідно, оперативно реагувати.

Характерним для поточного режиму роботи енергосистеми (ЕС) є виникнення загальносистемних чи локальних дефіцитів потужності, спричинених відключеннями генераторів, коливаннями навантаження або зниженням перепускної здатності окремих ділянок енергосистеми, через раптове відключення лінії або інших елементів ЕС. Ця проблема відома у літературі як задача мінімізації та розподілу дефіцитів потужності і вирішується методами оперативного управління, тобто управління в темпі процесу, або майже в темпі процесу, зважаючи на розрахунки встановленого режиму енергосистеми.

Ще в 70-ті роки в СРСР і за кордоном було проведено статистичні дослідження систем управління режимами енергосистем, у програмах яких, зазвичай, використовувались однакові методи розрахунку, зокрема [1-3]: Зейделя, з матрицею Z, Ньютона з "розподілом", Ньютона для

точних рівнянь. Однією із суттєвих вимог до алгоритму розрахунку та оптимізації процесів роботи енергосистеми є задача введення встановленого режиму в допустиму зону. Для її вирішення на першому етапі найкращим вважається метод з "розподілом" рівнянь, що пов'язують активні потужності та фази напруги: $(P - \delta)$, а також реактивні потужності та модулі напруг: $(Q - U)$. У зв'язку з цим застосовують спрощену матрицю Якобі. Для встановленого режиму складної енергосистеми Якобіан система записується таким чином:

$$D = \det \begin{vmatrix} \frac{\partial \phi'}{\partial \delta_{i,k}} & \frac{\partial \phi'}{\partial U_{i,k}} \\ \frac{\partial \phi''}{\partial \delta_{i,k}} & \frac{\partial \phi''}{\partial U_{i,k}} \end{vmatrix}, \quad (1)$$

де ϕ' і ϕ'' – відносно матеріальна та уявна складові рівнянь встановленого режиму, що записується як баланси активних і реактивних потужностей.

Елементи матриці Якобі системи рівнянь (1) являють собою прохідну функцію ϕ' і ϕ'' за фазовими кутами напруги $\delta_{i,k}$ та їх модулями $U_{i,k}$. При цьому для базового вузла $i = 0$ та $U_{0,0} = \text{const}$.

З урахуванням прийнятих умов матеріальна та уявна складові рівнянь встановленого режиму у формі балансу потужностей записуються як функції модулів напруги $U_{i,k}$ та фазових кутів $\delta_{i,k}$:

$$\Phi'(U, \delta) = \sum_{k=i} U_i U_k Y_{ik} \sin(\delta_i - \delta_k) - P_i = 0; \quad (2)$$

$$\Phi''(U, \delta) = Y_{ii} U_i^2 - \sum_{k=i} U_i U_k Y_{ik} \sin(\delta_i - \delta_k) - Q_i = 0,$$

де Y_{ii} і Y_{ik} – елементи матриці реактивної складової вузлових провідностей; P_i і Q_i – складові активної і реактивної навантаження i -го вузла, що визначаються згідно з рівняннями:

$$P_i = P_{ni} - P_{ri},$$

$$Q_i = Q_{ni} - Q_{ri} + Q_{pi} - Q_{si},$$

де P_{ni} і Q_{ni} – активна і реактивна складові навантаження у вузлі; P_{ri} і Q_{ri} – активна і реактивна складові генеруючих потужностей у вузлі; Q_{pi} – потужність шунтуючих реакторів у i -тому вузлі;

Q_{si} – загальна зарядна потужність ПЛ, що приєднані до вузла; n – кількість вузлів у розрахунках.

Наведені вирази є основою для більшості програм оптимізації параметрів роботи енергосистем. Розрахунки встановленого режиму на підставі зазначених методів виконуються для визначення допустимих та оптимальних режимів, а також для перевірки статичної стійкості.

Однак з метою більш детального розгляду процесів ведення розрахунків, що мають місце в зазначених методах, звернімося до більш спрощеного варіанта їх проведення, розглянутого в [4]. Відомо, що характер розвитку тих чи інших перехідних процесів суттєво залежить від параметрів встановленого режиму. До переліку зазначених параметрів належать: е.р.с. генераторних станцій, визначені за величиною та фазою, активні потужності цих станцій, а також величини їх струму і напруги, параметрів системи збудження, що реагує на зміну перелічених величин. Результатом розрахунку встановленого режиму має бути визначення параметрів режиму не всієї системи, а лише її елементів, що входять до гілок генераторних станцій. У цьому випадку є можливість усі параметри мереж, що не входять до генераторних станцій, а також величини навантажень і їх розташування в енергосистемі охарактеризувати комплексними коефіцієнтами, що являють собою власні провідності між цими гілками. Навантаження енергосистеми при цьому в схемі заміщення задається незмінними величинами.

Однією із задач, пов'язаних з розрахунками нормальних режимів роботи складної системи, є саме визначення величини і фази е.р.с. генераторних станцій за заданих величин напруги на їх шинах та відомих величин потужностей станцій, окрім балансуєчої. Невідомим у цьому випадку є значення величин кута δ векторів напруги на шинах станції. Вирішення цієї задачі за прийнятих умов потребує розв'язання системи трансцендентних рівнянь, за умови, що для балансуєчої станції величина кута $\delta_1 = 0$:

$$\begin{aligned}
 P_2 &= U_2^2 y_{22} \sin \alpha_{22} + U_2 \sum_{j=2}^n U_j y_{2j} \sin(\delta_{U2} - \delta_{Uj} - \alpha_{2j}); \\
 P_3 &= U_3^2 y_{33} \sin \alpha_{33} + U_3 \sum_{j=3}^n U_j y_{3j} \sin(\delta_{U3} - \delta_{Uj} - \alpha_{3j}); \\
 &\dots \\
 P_N &= U_N^2 y_{NN} \sin \alpha_{NN} + U_N \sum_{j=1}^n U_j y_{Nj} \sin(\delta_{UN} - \delta_{Uj} - \alpha_{Nj}),
 \end{aligned} \tag{3}$$

або

$$\begin{aligned}
 f_2(\delta) &= P_2 - P_{22} - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq 2}}^n P_{2j} \sin(\delta_{U2} - \delta_{Uj} - \alpha_{2j}) = 0; \\
 f_3(\delta) &= P_3 - P_{33} - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq 3}}^n P_{3j} \sin(\delta_{U3} - \delta_{Uj} - \alpha_{3j}) = 0; \\
 &\dots \\
 f(\delta) &= P_N - P_{NN} - \sum_{j=1}^n P_{Nj} \sin(\delta_{UN} - \delta_{Uj} - \alpha_{Nj}) = 0.
 \end{aligned}$$

Рішення наведеної системи рівнянь (1) методом Ньютона [4] потребує такої послідовності розрахунків.

Спершу визначається нульове приблизне значення корнів рівняння (3), незмінними в яких є фазові кути напруг на шинах генераторних станцій, для чого вирішується система лінійних рівнянь:

$$\begin{aligned}
 &\left(\sum_{\substack{j=1 \\ j \neq 2}}^n P_{2j} \cos \alpha_{2j} \right) \delta_{U2}^0 - P_{23} \cos \alpha_{23} \delta_{U3}^0 - \dots \\
 &\dots - P_{2n} \cos \alpha_{2n} \delta_{Un}^0 = P_2 - P_{22} - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq 2}}^n P_{2j} \sin \alpha_{2j}; \\
 &- P_{32} \cos \alpha_{32} \delta_{U2}^0 + \left(\sum_{\substack{j=1 \\ j \neq 3}}^n P_{3j} \cos \alpha_{3j} \right) \delta_{U3}^0 - \dots \\
 &\dots - P_{3n} \cos \alpha_{3n} \delta_{Un}^0 = P_3 - P_{33} - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq 3}}^n P_{3j} \sin \alpha_{3j}; \\
 &\dots \\
 &- P_{n2} \cos \alpha_{n2} \delta_{U2}^0 - P_{n3} \cos \alpha_{n3} \delta_{U3}^0 - \dots \\
 &\dots + \left(\sum_{j=1}^n P_{nj} \cos \alpha_{nj} \right) \delta_{Un}^0 = P_n - P_{nn} - \sum_{j=1}^{n-1} P_{nj} \sin \alpha_{nj}.
 \end{aligned} \tag{4}$$

Перше наближення до корнів знаходиться шляхом внесення поправок:

$$\begin{aligned}
 \delta_{U2}^1 &= \delta_{U2}^0 + \Delta \delta_{U2}^1; \\
 \delta_{U3}^1 &= \delta_{U3}^0 + \Delta \delta_{U3}^1; \\
 &\dots \\
 \delta_{Un}^1 &= \delta_{Un}^0 + \Delta \delta_{Un}^1;
 \end{aligned} \tag{5}$$

при цьому дані поправки визначаються системою лінійних рівнянь:

$$\begin{aligned}
 &-\sum_{\substack{j=1 \\ j \neq 2}}^n P_{2j} \cos(\delta_{U2}^0 - \delta_{Uj}^0 - \alpha_{2j}) \Delta \delta_{U2}^1 + P_{23} \cos(\delta_{U2}^0 - \delta_{U3}^0 - \alpha_{23}) \Delta \delta_{U3}^1 + \dots \\
 &\dots + P_{2n} \cos(\delta_{U2}^0 - \delta_{Un}^0 - \alpha_{2n}) \Delta \delta_{Un}^1 = -P_2 + P_{22} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq 2}}^n P_{2j} \sin(\delta_{U2}^0 - \delta_{Uj}^0 - \alpha_{2j}); \\
 &P_{32} \cos(\delta_{U3}^0 - \delta_{U2}^0 - \alpha_{32}) \Delta \delta_{U2}^1 - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq 3}}^n P_{3j} \cos(\delta_{U3}^0 - \delta_{Uj}^0 - \alpha_{3j}) \Delta \delta_{Uj}^1 + \dots \\
 &\dots + P_{3n} \cos(\delta_{U3}^0 - \delta_{Un}^0 - \alpha_{3n}) \Delta \delta_{Un}^1 = -P_3 + P_{33} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq 3}}^n P_{3j} \sin(\delta_{U3}^0 - \delta_{Uj}^0 - \alpha_{3j}); \\
 &\dots \\
 &P_{n2} \cos(\delta_{Un}^0 - \delta_{U2}^0 - \alpha_{n2}) \Delta \delta_{U2}^1 + P_{n3} \cos(\delta_{Un}^0 - \delta_{U3}^0 - \alpha_{n3}) \Delta \delta_{U3}^1 + \dots \\
 &\dots - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq n}}^n P_{nj} \cos(\delta_{Un}^0 - \delta_{Uj}^0 - \alpha_{nj}) \Delta \delta_{Uj}^1 + \dots \\
 &\dots + P_{nn} \cos(\delta_{Un}^0 - \delta_{Un}^0 - \alpha_{nn}) \Delta \delta_{Un}^1 = -P_n + P_{nn} + \sum_{j=1}^n P_{nj} \sin(\delta_{Un}^0 - \delta_{Uj}^0 - \alpha_{nj})
 \end{aligned} \tag{6}$$

Наступні наближення знаходяться аналогічно. Знайдені після p -го наближення кути δ_{U2} , δ_{U3} , ... δ_{Un} і прийняте значення кута $\delta_{U1} = 0$ дозволяє однозначно визначити активну потужність балануючої генераторної станції 1:

$$P_1 = P_{11} + \sum_{j=2}^n P_{1j} \sin(\delta_{U1} - \delta_{Uj} - \alpha_{1j}) \quad (7)$$

і реактивні потужності всіх n -станцій запропонованої до розгляду системи:

$$\begin{aligned} Q_1 &= U_1 y_{11} \cos \alpha_{11} - U_1 \sum_{j=2}^n U_j y_{1j} \cos(\delta_{U1} - \delta_{Uj} - \alpha_{1j}) \\ Q_2 &= U_2 y_{22} \cos \alpha_{22} - U_2 \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq 2}}^n U_j y_{2j} \cos(\delta_{U2} - \delta_{Uj} - \alpha_{2j}) \\ &\dots\dots\dots \\ Q_n &= U_n y_{nn} \cos \alpha_{nn} - U_n \sum_{j=1}^{n-1} U_j y_{nj} \cos(\delta_{Un} - \delta_{Uj} - \alpha_{nj}) \end{aligned} \quad (8)$$

Визначення синхронних е.р.с. підключених згідно зі схемою заміщення за поздовжнім реактивним опором у турбогенераторів і за поперечним – в явно полюсних машин, а також перехідних е.р.с. E' , реалізується згідно з формулою:

$$E_r = \sqrt{\left(U_r + \frac{Q_r x_r}{U_r} \right)^2 + \left(\frac{P_r x_r}{U_r} \right)^2}, \quad (9)$$

а внутрішні кути генераторних станцій, що характеризують зсув вектора відповідної е.р.с. відносно вектора напруги на шинах станції, визначаються таким чином:

$$\delta_B = \arg \operatorname{tg} \frac{\frac{P_r x_r}{U_r}}{U_r + \frac{Q_r x_r}{U_r}}. \quad (10)$$

Фазові кути е.р.с. усіх генераторних станцій визначаються згідно з рівняннями:

$$\begin{aligned} \delta_1 &= \delta_{U1} + \delta_{B1}; \\ \delta_2 &= \delta_{U2}^0 + \delta_{B2}; \\ &\dots\dots\dots \\ \delta_n &= \delta_{Un} + \delta_{Bn}. \end{aligned} \quad (11)$$

Величини поздовжніх складових перехідних е.р.с. мають значення:

$$E_1 = E \cos(\delta_B - \delta_B'), \quad (12)$$

Відомо, що всі методи рішення нелінійних рівнянь встановленого режиму є приблизними. Точних методів вирішення нелінійних алгебраїчних рівнянь не існує [2]. Тому якщо дві третини розрахунків, що стосуються саме визначення величин фазових кутів δ_{U1} , ... δ_{Un} напруги, у головних вузлах енергосистеми замінити на дані телевимірювання, це надасть можливість сутте-

во спростити розрахунки і підвищить їх достовірність. У цьому випадку на дані телевимірювання величин фазових кутів δ_{U1} , ... δ_{Un} можна замінити рівняння з (3) по (6), тобто ті рівняння, де і має місце невизначеність розрахунків. На жаль, за допомогою існуючих систем телемеханіки визначити миттєві значення величин кута δ_{Un} в головних вузах енергосистеми поки що неможливо. Ця обставина призвела до того, що для поточного режиму роботи енергосистем свідомо встановлюються занижені значення порогу за статичною стійкістю ліній: $\delta_{\text{ст.стійк.}} \approx 35-40$ ел. град. Це, своєї черги, призводить до зниження їх перепускної спроможності приблизно в 1,2-1,6 разу. Те саме можна сказати і про недостатньо використані можливості при передачі потужностей за паралельними чи суміжними лініями, а також щодо питань оптимального завантаження станцій тощо.

Сучасні технології сприяють новим можливостям побудови систем централізованого управління. Так, згідно з останніми публікаціями за допомогою космічних технологій [5] та новітніх розробок Інституту загальної енергетики НАН України [6, 7] стало цілком можливим запропонувати для здійснення та реалізації в ОЕС України спосіб централізованого визначення миттєвих значень величин фазових кутів δ_{Un} у головних вузлах енергосистеми (рис. 1).

З іншого боку, одночасне централізоване отримання даних про величини фазових кутів у головних вузлах енергосистеми відкриває нові можливості щодо вирішення інших задач загальносистемного характеру, тобто задач автоматичного управління. Саме тому розглянемо питання режимних принципів роботи систем протиаварійного управління.

Згідно з [8] в силу закону кінетичної енергії та принципу відносності руху лінійний характер зміни частоти в енергосистемі, де відповідно змінилось навантаження, є еквівалентним миттєвому збільшенню потужності на валу агрегату, що умовно заміщує генеруючу енергосистему, МВт:

$$\Delta P_{T.ЭК} = -\tau_j \left(\frac{df}{dt} \right) P_{\text{ном.}}, \quad (13)$$

де τ_j – постійна механічної інерції відправної системи (сек.), віднесена до сумісної номінальної потужності її агрегатів, МВт; f – частота (відн. од.); t – час (сек.).

При цьому максимально допустима швидкість зниження частоти, перевищення якої приз-

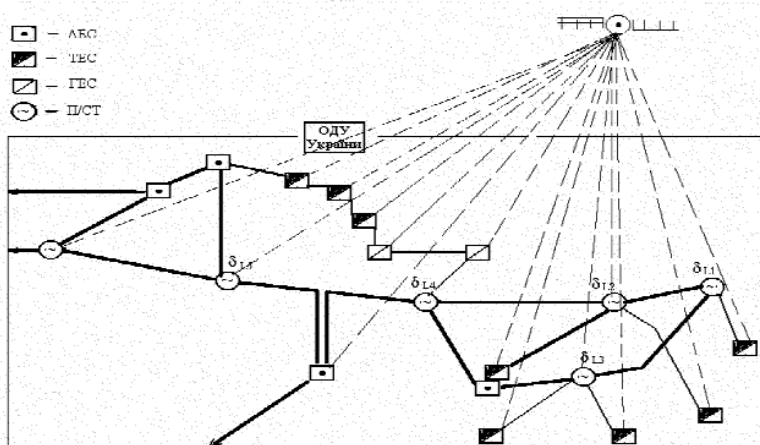


Рис. 1. Умовна структура системи телевимірювання миттєвих значень кута δ_{j-N} векторів напруги у головних вузлах енергосистеми, для задач централізованого (загальносистемного) управління

водить до порушення динамічної стійкості, ста- новить:

$$\left| \frac{df}{dt} \right|_{MAX} = \frac{\eta_{max}(1 + \kappa_a)}{\tau_{j,прив}} = \frac{0,74\kappa_a}{\tau_{j,прив}}, \quad (14)$$

де η – гранично допустима величина збільшення потужності, що споживається; κ_a – коефіцієнт за- пасу стійкості; $\tau_{j,прив} = \tau_j(P_{ном}/P_T) = \tau_j(1/\kappa_{загр})$; $\kappa_{загр}$ – коефіцієнт завантаження.

За існуючих значень $\kappa_a = 0,2$ та $\tau_{j,прив} = 15$ с гра- нично допустима швидкість зниження частоти становитиме 0,0099 ум. од., або 0,5 Гц/с.

Розглядаючи питання аналізу раптових змін навантаження, що не стосуються порушень дина- мічної стійкості, але також призводять до відхи- лень частоти, значення швидкості її зміни запи- шемо відповідно до (15):

$$\left| \frac{df}{dt} \right| = \frac{1}{\tau_j} \frac{\Delta P_T}{P_{НОМ}} = \frac{1}{\tau_{j,прив}} \frac{\Delta P_T}{P_T}. \quad (15)$$

Величину відхилення частоти Δf як функцію часу визначимо таким чином:

$$\Delta f = F(t) = \frac{2\pi}{\tau_{j,прив}} \frac{\Delta P_T}{P_T} e^{-\alpha t}, \quad (16)$$

де $\alpha = (P_{ном}/\Delta P_T)/\tau_j$.

Згідно з [8] за малої тривалості КЗ відносний рух в аварійному режимі слід вважати рівноприс- кореним і ввести в розрахунок середнє значення прискореної потужності $\Delta P_{cp} = mP_T$, за час Δt_K кут генератора збільшиться на $\Delta\delta_K$, рад:

$$\Delta\delta_K = \frac{157}{\tau_{j,прив}} m\Delta t_K^2. \quad (17)$$

Звідси відносна швидкість зміни кута, рад/с :

$$\frac{d\delta}{dt} = \frac{314}{\tau_{j,прив}} m\Delta t_K = \frac{314}{\tau_{j,прив}} \frac{\Delta P_T}{P_T} \Delta t_K. \quad (18)$$

Співставлення між собою рівнянь (15) і (17) надає можливість визначити різницю між відно- сною швидкістю зміни частоти і кута за перші се- кунди після порушення режиму:

$$\frac{d\delta}{dt} = 314\Delta t_K \frac{df}{dt}. \quad (19)$$

Величину відхилення кута $\Delta\delta$ як функцію ча- су визначимо таким чином:

$$\Delta\delta = 314\Delta f\Delta t_K (1 + \alpha e^{-\alpha t}). \quad (20)$$

Згідно з УСТЕ для кожної зони регулювання при квазістаціонарному зниженні частоти на 150 мГц за 5 секунд від початку порушення має бути активізована половина первинного резерву, тобто повинні вступити в дію первинні регулятори частоти. Аналогічно до цього, за більших по- рушень, тобто при зниженні частоти вже до 48,8- 48,6 Гц, за 5-10 секунд повинна бути задіяна пер- ша черга системи частотного зозвантаження (АЧР) [14].

З огляду на це виникає інтерес більш детально розглянути процеси зниження частоти Δf та відпо- відної до цього зміни величин кута $\Delta\delta$, саме за пер- ші 5 секунд, з моменту раптові зміни навантажен- ня, або навіть порушення стійкості режиму. На рис. 2 наведено розрахункові характеристики (1- 4), де використано типові для практики значення величин: $\kappa_a = 0,2$ та $\tau_{j,прив} = 15$ с, за різних співвідно- шень, між величинами: $\Delta P_T/P_T = 1,4; 0,7; 0,5; 0,2$.

Згідно з (15) гранично допустима швидкість зниження частоти, в цьому випадку, становитиме: 0,0099 ум. од., тобто 0,5 Гц/с. Тому умовна пряма – 1 (рис. 2) характеризує зону порушення дина- мічної стійкості.

Згідно з (14) гранично допустима швидкість зниження частоти, у цьому випадку, становитиме:

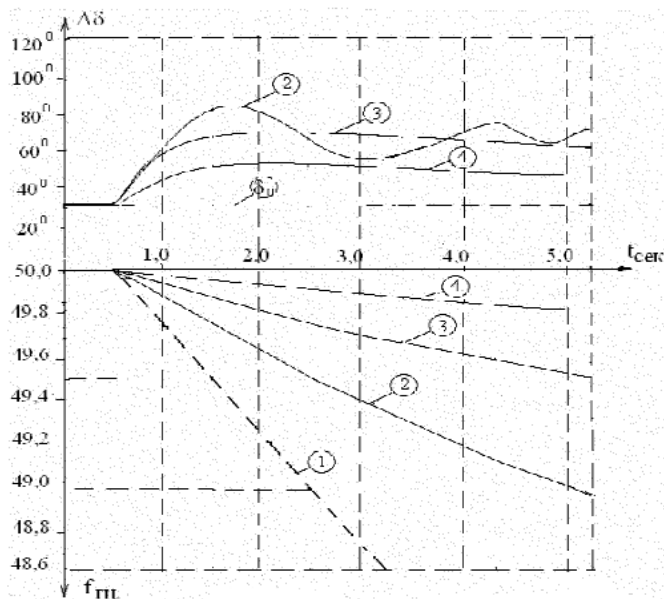


Рис. 2. Розрахункові характеристики щодо порівняння процесів зниження частоти Δf в енергосистемі та відповідної до цього зміни величин кута $\Delta\delta$, у часі

0,099 ум. од., тобто 0,5 Гц/с. Тому умовна пряма – 1 (рис. 1) характеризує зону порушення динамічної стійкості.

Порушення режиму щодо значень статичної стійкості, яке також супроводжується зниженням частоти та зміною величин кута $\Delta\delta$, відображено характеристиками – 2.

Однак на практиці значно частіше мають місце порушення, пов'язані з меншими величинами щодо зниження частоти, котрі стосуються раптових змін навантаження поточного режиму. Саме цим процесам і відповідають характеристики – 3 і 4.

Зауважимо, що характеристики, наведені на рис. 1, зміщено на 0,5 сек. для умовного врахування початкової інерції енергосистеми щодо раптових змін її навантаження.

Аналізуючи наведені характеристики, звернімо увагу на те, що на відміну від монотонного процесу зниження частоти Δf , що має тривалість від 10 до 15 сек., інший процес, пов'язаний зі зміною величин кута $\Delta\delta$, згідно з характеристиками – 2; 3 і 4, має більшу тенденцію до зростання і вже за перші (1,5-2,0) секунди забезпечується можливість визначити подальший розвиток подій.

Таким чином, якщо запропонувати створити систему телевимірювання миттєвих значень векторів напруги в головних вузлах енергосистеми, стане цілком можливим саме завдяки контролю зміни величин кута $\Delta\delta$ у цих вузлах, вже за перші (1,5-2,0) сек., з моменту збудження режиму визначити місце порушення і його величину, а також, що не менш важливо, показати, чи має це порушення

місцевий або загальносистемний характер. Тобто на відміну від існуючих систем управління, де включення первинних регуляторів або дія автоматики АЧР, визначаються лише у процесі зниження частоти, що триває понад 5 секунд, у даному випадку є можливість ще на початку процесу отримати інформацію про подальший його перебіг. Це надасть можливість більш адекватно реагувати на порушення режиму і підвищити ефективність самого процесу регулювання, тобто створити досконаліші системи протиаварійного управління та управління процесами регулювання частоти.

Висновки

1. Дослідження, проведені Інститутом загальної енергетики НАН України [6, 7], а також сучасні космічні технології GPS зв'язку [5] дають можливість запропонувати новий підхід для створення більш досконалих засобів централізованого управління.

2. Можливість своєчасного отримання належної інформації про зміну величин фазових кутів напруги в головних вузлах енергосистеми дозволяє оперативніше за існуючі методи визначити місце та характер порушення, а також більш швидко виявляти раптові зміни навантаження в енергосистемі, чим забезпечити ефективнішу дію відповідних систем автоматики.

3. Поєднання задіяних у системі автоматизованого управління розрахункових методів із даними щодо визначення величин фазових кутів у головних вузлах енергосистеми дозволить підви-

щити достовірність існуючих методів управління, надасть можливість контролювати поточний режим магістральних ліній за їх кутовими характеристиками, що створить усі необхідні умови для збільшення пропускної спроможності ліній у 1,2-1,6 рази.

4. За попередніми розрахунками реалізація запропонованої системи централізованого

управління надасть можливість вирішити актуальні для ОЕС України проблеми щодо забезпечення процесів регулювання частоти та обміну потужностей між енергосистемами на європейському рівні, що своєю чергою сприятиме синхронізованому об'єднанню ОЕС України з УСТЕ, за суттєво менших витрат, ніж в існуючих проектах.

1. Непомнящий В.А. Экономические проблемы повышения надежности электроснабжения. – Ташкент.: "ФАН" Узб. ССР, 1985. – 192 с.
2. Идельчик В.И. Расчеты установившихся режимов электрических систем. – М.: "Энергия", 1977. – 183 с.
3. Stott B. Review of load flow calculation methods. – "Proc. IEEE", July 1974, vol. 62, № 7, p. 64-81.
4. Анисимова Н.Д. и др. Методика расчетов устойчивости автоматизированных электрических систем. – М.: "Высшая школа", 1966. – 242 с.
5. Technical referent manual Phasor measurement terminal RES 521*1.0 ABB Automation SE-721 59 Vasteras, 2002. Sweden.
6. Ленчевський Є.А., Туваржів В.К. Новий підхід до вирішення задач управління режимами магістральних мереж об'єднаних енергетичних систем. // Проблеми загальної енергетики. – 2001. – №4. – С. 35-38.
7. Ленчевський Є.А., Туваржів В.К. Спосіб телевиміру кута фазового зсуву напруги і можливості його використання у системній автоматизації. // Праці Інституту електродинаміки. – 2002 – №3. – С. 124-127.
8. Савалов С.А., Семенов В.А. Противоаварийное управление в энергосистемах. – М.: "Энергоатомиздат", 1988. – 416 с.