

УДК. 621. 311. 661. 51

Є.А. ЛЕНЧЕВСЬКИЙ, канд. техн. наук (Інститут загальної енергетики НАН України, Київ)

## НОВІ МЕТОДИ УПРАВЛІННЯ НА ОСНОВІ СИСТЕМ КОНТРОЛЮ ФАЗОВИХ КУТІВ $\delta_{1-N}$ НАПРУГ У ГОЛОВНИХ ВУЗЛАХ ЕНЕРГОСИСТЕМИ

Здійснено теоретичні дослідження з розвитку систем автоматизованого й автоматичного управління на базі застосування нових систем контролю фазових кутів напруг у головних вузлах енергосистеми. Обґрунтовано можливість сумісного використання куткових характеристик станцій та ліній при управлінні поточним режимом, наведено приклади візуального їх відображення.

Робота енергосистем потребує постійного управління. Вирішення цього завдання зводиться до автоматичного управління різними складниками режиму: за нормальних режимів – частотою  $f$  і активною потужністю  $P$ ; напругою  $U$  та реактивною потужністю  $Q$ ; у випадку аварійних режимів використовується протиаварійна система управління (ПАС).

Інформація від енергосистеми подається на три системи автоматичного управління, тобто до системи регулювання частоти та активної потужності, системи протиаварійного управління і системи регулювання напруги та реактивної потужності. Завдяки цьому реалізується процес автоматичного управління [1], як зображено на рис. 1а. Також відомо, що автоматичне управління нормальними режимами передбачає регулювання частоти і обмінних потоків активної потужності та здійснюється централізовано. Водночас автоматичне регулювання напруги і реактивної потужності, як правило, є децентралізованим і здійснюється на рівні агрегатів або енергоблоків. Протиаварійне управління також здійснюється централізовано.

Взаємодія цих систем управління реалізує загальне управління всіма складовими режиму. Проте відсутність контролю та управління ще по

одній з основних складових (показників) енергосистеми – величинах фазових кутів  $\delta_{1-N}$  напруг у головних її вузлах – залишається суттєвою вадою існуючих систем автоматичного управління. Причина полягає у відсутності можливості на належному рівні реалізувати відповідні системи телевиміру, доцільність застосування яких визначено ще в 50-ті роки минулого століття [2, 3].

Розвиток сучасних технологій дозволив змінити цю ситуацію. Зокрема, в ОЕС України вже встановлено системи, здатні забезпечити контроль фазових кутів  $\delta_{1-N}$  [4, 5]. Крім того, в Інституті загальної енергетики НАН України проведено дослідження зі створення сучасних систем телевиміру миттєвих значень величин взаємного кута  $\delta_{1,2}$  напруг, які можуть бути реалізовані на базі вже встановленого на магістральних лініях обладнання систем ВЧ-зв'язку [6, 7]. З огляду на це, цілком імовірно, що в подальшому визначений напрям розвитку систем автоматичного управління із застосуванням нових систем контролю величин фазових кутів  $\delta_{1-N}$  напруг у головних вузлах енергосистеми буде введений в структуру (декомпозицію) цього управління (рис. 1а), як це запропоновано на рис. 1б. Для реалізації в енергосистемі нових принципів управління, окрім зазначених систем контролю фазових кутів  $\delta_{1-N}$  напруг, необхідною є

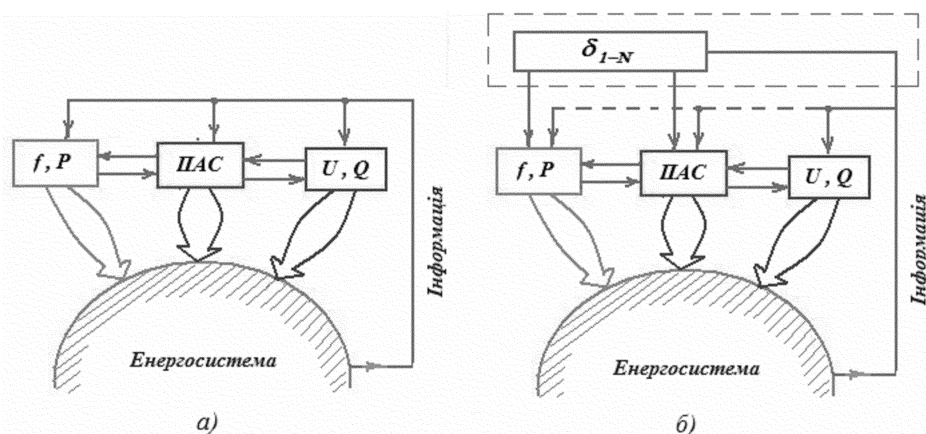


Рис. 1. Системи автоматичного управління режимами: 1а – без застосування; 1б – при застосуванні

також розробка відповідної методики управління, основи побудови якої пропонується розглянути в даній роботі.

Характерним для поточного режиму роботи енергосистеми (ЕС) є виникнення загальносистемних чи локальних дефіцитів потужності, спричинених вимкненнями генераторів, коливаннями навантаження або зниженням перепускної здатності окремих ділянок енергосистеми через раптове відключення лінії або інших елементів ЕС. У літературі ця проблема, відома як задача мінімізації та розподілу дефіцитів потужності, вирішується методами оперативного управління, тобто управління в темпі процесу, або майже в темпі процесу, з урахуванням розрахунків установленого режиму енергосистеми.

Характер розвитку тих чи інших перехідних процесів в електричній системі багато в чому залежить від параметрів установленого режиму. До цих параметрів належать е.р.с. генераторів станцій, що задаються (при проведенні розрахунків) за величиною та фазою, активні потужності цих станцій, а також параметри струму і напруг інших основних вузлів енергосистеми. Однією з основних задач, пов'язаних із розрахунками нормальних режимів складної системи, є визначення за величиною та фазою е.р.с. генераторних станцій при заданих величинах напруг на шинах цих станцій та відомих активних потужностях усіх станцій, окрім однієї – балансуєчої. Вирішення цієї задачі потребує вирішення системи трансцендентних рівнянь, у припущенні, що для балансуєчої станції, позначеної індексом – (1), значення кута  $\delta_{U1} = 0$  [8].

Відомо, що знаходження фазових кутів в  $\delta_{U2}$ ,  $\delta_{U3}$ , ...  $\delta_{Un}$  станцій потребує проведення складних ітераційних процесів розрахунку, після чого вдається визначити активну потужність балансуєчої станції - 1:

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

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

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

В разі застосування зазначених вище систем контролю миттєвих значень величин фазових

кутів  $\delta_{U2}$ ,  $\delta_{U3}$ , ...  $\delta_{Un}$ , на шинах генераторних станцій, питання щодо необхідності вирішення трансцендентних рівнянь і проведення складних ітераційних процесів розрахунку може бути знято, тобто замінено даними телевиміру, що дає змогу майже одразу визначати величини синхронних е.р.с. турбогенераторів станцій згідно з рівняннями [8]:

$$E_r = \sqrt{\left(U_r + \frac{Q_r x_r}{U_r}\right)^2 + \left(\frac{P_r x_r}{U_r}\right)^2}, \quad (3)$$

та контролювати внутрішні кути генераторних станцій, що характеризують зсув вектора відповідної е.р.с. відносно вектора напруги на шинах станції, що визначається рівнянням [8]:

$$\delta_B = \arg \operatorname{tg} \frac{\frac{P_r x_r}{U_r}}{U_r + \frac{Q_r x_r}{U_r}}. \quad (4)$$

Таким чином, на відміну від існуючих методик, де розрахункові значення величин фазових кутів е.р.с. генераторних станцій визначаються в кожному випадку при змінненні чи встановленні режиму:

$$\begin{aligned} \delta_1 &= \delta_{U1} + \delta_{B1}; \\ \delta_2 &= \delta_{U2}^0 + \delta_{B2}; \\ &\dots\dots\dots \\ \delta_n &= \delta_{Un} + \delta_{Bn}. \end{aligned} \quad (5)$$

а тому навіть за несуттєвих змін навантаження необхідно знову перераховувати режим із застосуванням ітераційних процесів, запропоновані системи контролю за фазовими кутами  $\delta_{U2}$ ,  $\delta_{U3}$ , ...  $\delta_{Un}$  напруг дозволяють оперативніше здійснювати управління режимом. Крім того, застосування зазначених систем телевиміру відкриває нові перспективи щодо контролю та управління поточним режимом, а також нові можливості його відображення. Наприклад, на рис. 2 (стор. 16) наведено умовні кутові характеристики станцій, що відображають поточний режим роботи енергосистеми (жирними лініями позначено діючі показники величин кута  $\delta_{1-N}$ , які відповідають потужностям на шинах станцій, звичайними – умовно відображено навантаження цих станцій). Згідно з рис. 2 відображення кутових характеристик надасть можливість здійснювати контроль поточного режиму роботи станцій стосовно діючих показників статичної та динамічної стійкості.

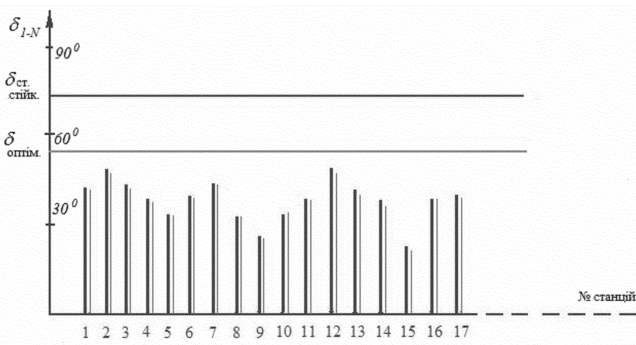


Рис. 2. Умовні кутові характеристики роботи станцій

Якщо прийняти, що наведені на рис. 2 кутові характеристики відображають базовий режим роботи станцій, то цілком логічним є фіксувати зміну їх навантаження, як це показано на рис. 3. Найбільш перспективною буде можливість сумісного (одночасного) відображення кутових характеристик роботи станцій та магістральних (і міжсистемних) ліній (рис. 4).

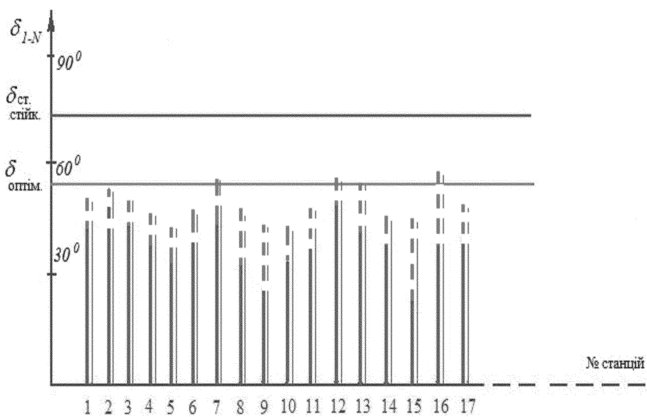


Рис. 3. Умовні кутові характеристики роботи станцій з відображенням зміни навантаження

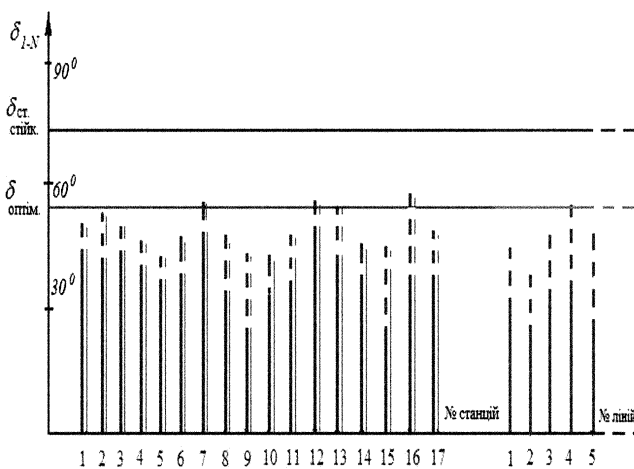


Рис. 4. Умовні кутові характеристики роботи станцій та ліній міжсистемного зв'язку

Міжсистемні лінії, як правило, мають свої системи контролю сальдо обмінної потужності та забезпечені необхідним телевиміром. При цьому достовірність такого виміру сальдо значно вища за сумарні значення генерації або навантаження. Тому на сьогодні загальну оцінку стану енергосистеми надають за коефіцієнтом регулюючої енергії, який визначається завдяки контролю в реальному часі зміни сальдо за змін частоти [9]:

$$\lambda_{\omega} = \frac{\Delta P_{\Sigma \text{ ліній}}}{\Delta f}, \quad (6)$$

Така оцінка стану енергосистеми надається лише за результатами проходження процесу відхилення частоти, а попередньо визначити потенційні можливості енергосистеми, тобто ще до проходження в ній процесу відхилення частоти, за допомогою існуючих методів не є можливим.

На відміну від цього запропоноване сумісне використання кутових характеристик дозволяє відобразити потенційні можливості станцій та ліній стосовно їх статичної та динамічної стійкості, що в підсумку дозволить вирішити поставлену задачу. Крім того, в статті [10] було обґрунтовано, що нові системи контролю фазових кутів  $\delta_{1-N}$  спроможні визначати величину можливого відхилення частоти ще до початку цього процесу. Тому коефіцієнт регулюючої енергії запишемо через значення величин фазових кутів  $\delta_{1-N}$  напруг ліній:

$$\lambda_{\omega} = \frac{1}{\Delta f} \sum_1^n N \sin \Delta \delta_{1,2}, \quad (7)$$

де  $N = \frac{U_1 U_2}{x_l}$  – параметри лінії.

Параметри лінії –  $N$  на момент збудження режиму слід вважати незмінними, тому коефіцієнт регулюючої енергії можна записати у спрощеному вигляді:

$$\lambda_{\omega} = \frac{1}{\Delta f} \sum_1^n \Delta \delta_{1,2}. \quad (8)$$

Іншим прикладом застосування кутових характеристик є досвід удосконалення систем протиаварійної автоматики, розглянутий С.А. Соваловим та В.А. Семеновим [11]. У зазначеній роботі наведено опис алгоритмів роботи системної автоматики НІПСі (Москва), Київського ЗКП «Енергомережпроект» тощо, в яких запропоновано відмовитися від принципів контролю за змінами обмінних потоків потужності, а натомість використовувати розрахункові принципи контролю за змінами величин фазового кута  $\delta_{1,2}$ , відносно визначених критичних його

значень –  $\delta$  ст.стійк. Досвід НППСі із впровадження та використання централізованих систем автоматики енергосистем ґрунтується на базі застосування адаптивних алгоритмів, розрахунки за якими здійснюються у пристрої автоматики дозування керуючого впливу генераторів – АДВ. Основою для створення таких алгоритмів стала розробка методики швидкої оцінки стійкості, на базі спрощених моделей та лінеаризації кутової характеристики потужності, яка передається за гілкою –  $ij$ :

$$\Delta P_{ij} = \frac{P_{ij\max}}{\delta_{ij}} \Delta \delta_{ij}, \quad (9)$$

де  $\Delta \delta_{ij} = \Delta \delta_i - \Delta \delta_j$  – різниця зміни величини кутів у вузлах  $ij$ .

Рівняння балансу потужностей для вузла –  $i$  має вигляд :

$$\Delta \delta_i \sum_{i=1}^m \frac{P_{ij\max}}{\delta_{ij}} - \Delta \delta_j \sum_{i=1}^m \frac{P_{ij\max}}{\delta_{ij}} = \Delta P_i. \quad (10)$$

Інший підхід, запропонований Київським ЗКП «Енергомережпроект» полягає в застосуванні методики, яка ґрунтується на ряді припущень, що суттєво прискорюють розрахунки. Для  $n$  – вузлової схеми може бути записана система рівнянь балансу активної потужності у вузлах:

$$P_i + \sum_{i=1}^n \frac{U_i U_j}{X_{ij}} \sin(\delta_i - \delta_j) = 0; \dots i = 1, n \quad (11)$$

Невідомим у цій системі рівнянь є значення кутів напруг у вузлах. Для одного з вузлів значення кута  $\delta_0$  приймається рівним нулю, цей вузол використовується як балансуєчий, і рівняння балансу потужності для нього від’ємнюється із системи (15). Для встановлення режиму, визначеного заданим кутом  $\delta_{1,2}$  за визначеною слаб-

кою гілкою, яка з’єднує вузли 1 і 2, у систему рівнянь вводиться різниця:

$$\delta_{1,2} = \delta_1 - \delta_2 \quad (12)$$

Цим рівнянням замінюється рівняння балансу потужності в більш завантаженому вузлі порівняно із початковим його значенням відповідно до (12). Вирішуючи поставлену задачу, можна одним розрахунком визначити початковий режим при заданому за умовою статичної стійкості значенні кута  $\delta_{1,2}$  та визначити активну потужність у більш завантаженому вузлі.

Також цікавим є підхід, заснований на застосуванні послідовних інтервалів, за якого весь перехідний процес зміни кута  $\delta$  у часі розбивається на інтервали  $\Delta t$ , відповідно до яких задаються однакові значення  $\Delta P$  і проводиться інтегрування рівняння руху:

$$\begin{aligned} \Delta \delta_1 &= k 0,5 \Delta P_0; \\ \Delta \delta_2 &= \Delta \delta_1 + k \Delta P_1; \\ &\dots \dots \dots \\ \Delta \delta_n &= \Delta \delta_{n-1} + k \Delta P_{n-1}. \end{aligned} \quad (13)$$

де  $k = 1800 \Delta t^2 / T_j$ .

У разі застосування запропонованих систем телевиміру фазових кутів  $\delta_{1,N}$ , для вирішення задач протиаварійної автоматики питання застосування розрахункових методів може стати другорядним. Тобто, враховуючи територіальний принцип розташування генераторних станцій значення величин вузлових напруг енергосистеми, можна буде відображати у вигляді штрихових зон, умовно наведених на рис. 5а, де поточні значення величин напруг знаходяться між мінімальними (наприклад 720 кВ) та максимальними (770 кВ) значеннями [12, 13].

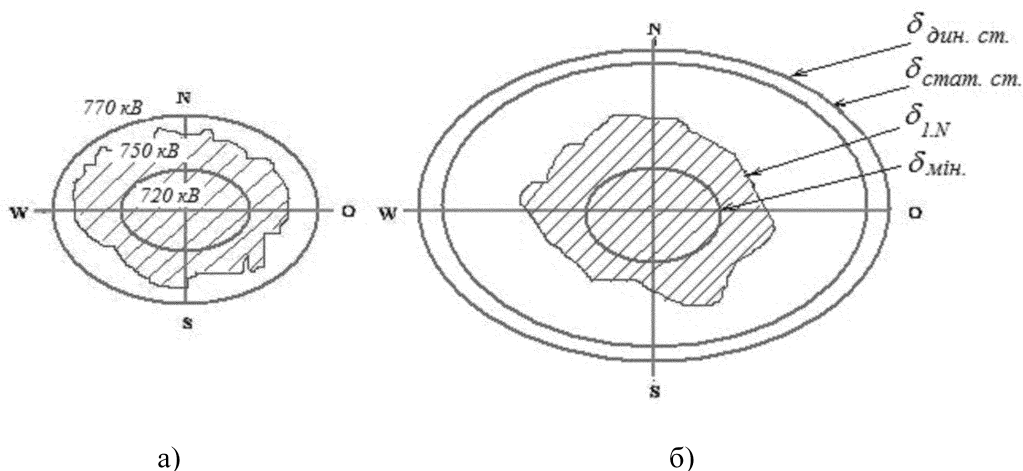


Рис. 5. Візуальне відображення поточного режиму роботи енергосистеми: 1а – вузлових напруг енергосистеми; 1б – величин кута  $\delta_{1,N}$ , між векторами вузлових напруг

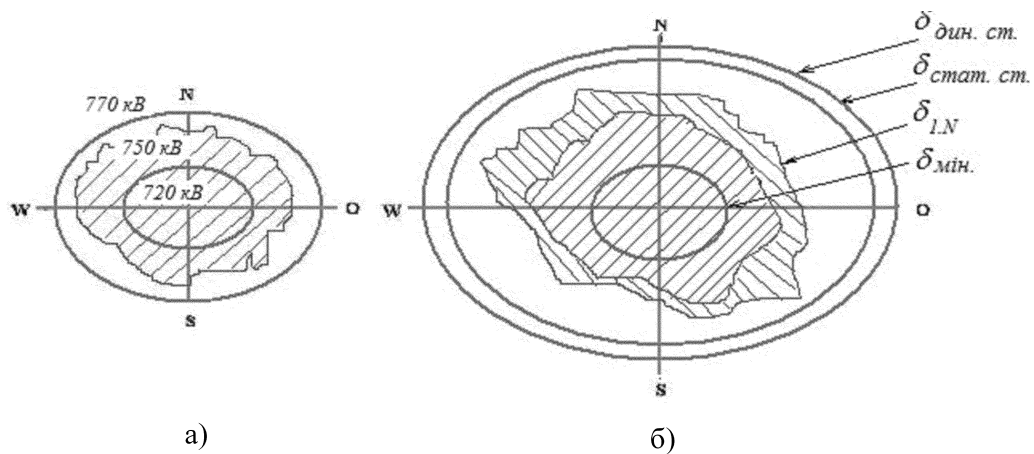


Рис. 6. Візуальне відображення стану енергосистеми на момент зміни режиму навантаження

Аналогічно до цього пропонується здійснити контроль за поточними значеннями величин фазових кутів  $\delta_{1,N}$  цих напруг, тобто від їх мінімальних значень  $\delta_{\min}$  до розрахункових величин статичної –  $\delta_{\text{ст.стійк}}$  та динамічної стійкості –  $\delta_{\text{дин.стійк}}$ , як це показано на рис. 5б. Тоді зміну загального навантаження в енергосистемі можна буде одразу оцінювати за зміною сумарного значення величин кута  $\delta_{1,N}$ , як це умовно зображено на рис. 6б. Саме за допомогою наведених методів контролю та відображення інформації забезпечується можливість оперативно надати оцінку можливих змін поточного режиму, тобто визначити, наприклад, чи носить виниклий процес збудження режиму локальний, місцевий, чи загальносистемний характер, а тому більш оперативно і правильно застосувати необхідні засоби управління. Отже, запропонована система спостереження за величинами фазових кутів  $\delta_{1,N}$  напруг повинна контролювати дію автоматизованих систем управління поточним режимом, систем забезпечення стабільності частоти, а в разі потреби – зазначених автоматичних систем протиаварійної автоматики, тобто відповідати вже новим методам управління.

Відомо, що за короткотривалих порушень режиму навантаження процес стабілізується без дії регуляторів швидкості. Саме з цієї причини регулятори швидкості починають діяти лише тоді, коли процес відхилення частоти перевищує задані нормативні показники і набуває тенденції збільшення в часі. Так, для парових турбін ця величина становить 0,05% від  $f_0$ . Лише після зазначеного відхилення частоти регулятори швидкості починають діяти, маючи при цьому ще відносно велику інертність механізмів. За існуючих методів управління описаний процес щодо включення в роботу регуляторів швидкості не

може бути поліпшений чи прискорений, але за умови впровадження нових запропонованих методів управління це може стати можливим. Нижче буде розглянуто це питання.

На сьогодні критерієм стійкості енергосистеми до збудження чи порушення режиму вважається коефіцієнт регулюючої енергії –  $\lambda$ , що визначає потенційну стійкість енергосистеми до відхилення частоти. Значення коефіцієнта встановлено УСТЕ [9]:

$$\lambda = \frac{\Delta P_{\Gamma\Sigma}}{\Delta f} = 18000 \text{ МВт} / \text{Гц}, \quad (14)$$

а величину відхилення частоти в енергосистемі пропонується визначати таким чином [14]:

$$\frac{\Delta f}{f_0} = - \frac{\Delta P_{\Sigma}}{P_H} \frac{1}{K_{\Sigma}} = - \frac{\Delta P_{\Sigma}}{P_H} \frac{1}{\rho K_{\Gamma\Sigma} + K_H}, \quad (15)$$

де  $\Delta P_{\Sigma}$  – зміна загального навантаження (небаланс потужностей);  $P_H$  – потужність, що споживається навантаженням;  $\rho = P_{\Gamma\Sigma\text{ном}}/P_H$  – коефіцієнт резерву потужності;  $P_{\Gamma\Sigma\text{ном}}$  – номінальна потужність енергосистеми;  $|K_H| = |\Delta P_H/P_H| \cdot |\Delta f/f|$  – коефіцієнт крутизни навантаження енергосистеми;  $|K_{\Gamma}| = |\Delta P_{\Gamma}/P_{\Gamma\text{ном}}| \cdot |f_{\text{ном}}/\Delta f|$  – коефіцієнт крутизни генератора по частоті;  $K_{\Gamma\Sigma} = \sum K_{\Gamma} P_{\Gamma\text{ном},i} / P_{\Sigma\text{ном}}$  – коефіцієнт крутизни генерації енергосистеми; при цьому:  $\Sigma P_{\Gamma\text{ном},i} = P_{\Gamma\Sigma\text{ном}}$ .

Відповідно, значення коефіцієнта крутизни частотної характеристики всієї енергосистеми визначається коефіцієнтами:  $K_{\Sigma} = \rho K_{\Gamma\Sigma} + K_H$ .

Відомо, що значення коефіцієнта крутизни генерації  $K_{\Gamma\Sigma}$  залежить як від налагодження автоматичних регуляторів частоти обертання (АРЧВ) турбін, так і наявності резерву активної потужності, а коефіцієнт навантаження  $K_H$  – від складу споживачів (статична, електромоторне навантаження тощо). Оскільки ці фактори постійно

змінюються в часі, доцільно надавати оцінку даним коефіцієнтам у реальному часі. Теоретично, якщо в основних вузлах енергосистеми реалізувати телевимір сумарних значень потужності генерації та навантаження, стане можливим надати таку оцінку цим коефіцієнтам –  $K_{Г\Sigma}$  і  $K_H$ .

З іншого боку, в разі виконання системних технічних вимог до енергоблоків теплових електростанцій [15], що визначені для участі в нормованому первинному та автоматичному вторинному регулюванні обов'язковим стане наявність первинного резерву:

– до  $\pm 6\%$  номінальної потужності енергоблоку (незалежно від наявної, заданої графіком навантаження енергоблоку при номінальному навантаженні) в нормальних режимах роботи енергосистеми (нормальний первинний резерв);

– до  $20\%$  в одну сторону, або  $\pm 12,5\%$  номінальної потужності (незалежно від існуючого навантаження енергоблоку) в найбільш вірогідних аварійних режимах роботи (аварійний первинний резерв).

Тобто, коефіцієнт крутизни регулятора швидкості за частотою для такого енергоблоку турбогенератора має становити:

$$K_{Г} = \frac{\Delta P_{Г}}{P_{Г.ном.}} \cdot \frac{f}{\Delta f} = \frac{(18,5 - 26)\%}{100\%} \cdot \frac{100\%}{1,0\%} = (18 - 26). \quad (16)$$

Крім того, було визначено [14], що коефіцієнт крутизни навантаження може змінюватись у межах:  $K_H = 1,0 - 2,5$ .

Існуюча на сьогодні практика регулювання частоти не передбачає можливості попереднього визначення величини її відхилення, а тому певний інтерес представляють дослідження, пов'язані саме з вирішенням цього питання.

Відомо, що наслідком збудження режиму стає поява небалансу потужності, який, маючи негативний вплив на режим роботи всієї енергосистеми, призводить до появи процесу відхилення частоти. Тому згідно з (8) небаланс потужності можна записати таким чином:

$$\Delta P_{\Sigma} = P_{Г\Sigma} - P_H. \quad (17)$$

При постановці відповідних коефіцієнтів і параметрів енергосистеми це рівняння матиме вид:

$$\Delta P_{\Sigma} = P_{Г\Sigma} - P_H = K_{Г} \left( \frac{\Delta f}{f_0} \right) \sum_1^n \frac{E_{Г} U_{Г}}{x_{Г}} \sin \delta_{Г} - K_H \left( \frac{\Delta f}{f_0} \right) \sum_1^m \frac{U_1 U_2}{x_{1,2}} \sin \delta_{1,2}, \quad (18)$$

де  $n$  і  $m$  – відповідно сумарна кількість станцій та ліній.

З іншого боку, виниклий небаланс потужності можна представити і через адекватну зміну величини фазових кутів  $\delta_i - \delta_j$  у головних вузлах енергосистеми, тобто:

$$\Delta \delta_{N\Sigma} = \sum_{i=1}^N \Delta(\delta_i - \delta_j), \quad (19)$$

де величина  $\Delta \delta_{N\Sigma}$  визначається за даними з головних вузлів енергосистеми, тобто з головних магістральних ліній, що пов'язують ці вузли.

Згідно з (9) співвідношення між величинами потужності енергосистеми  $P_{Г\Sigma}$  та зміни її навантаження  $\Delta P_{\Sigma}$  представимо через відповідні значення величин кута –  $\delta_{N\Sigma}$  і  $\Delta \delta_{N\Sigma}$ :

$$\Delta P_{\Sigma} = \frac{P_{Г\Sigma}}{\delta_{N\Sigma}} \Delta \delta_{N\Sigma}. \quad (20)$$

Підставивши визначену зміну навантаження  $\Delta P_{\Sigma}$  в (15), представимо величину відхилення частоти через відповідні значення зміни величин фазових кутів  $\Delta \delta_{N\Sigma}$  напруг, тобто:

$$\begin{aligned} \frac{\Delta f}{f_0} &= - \frac{\Delta P_{\Sigma}}{P_H} \frac{1}{K_{\Sigma}} = - \frac{P_{Г\Sigma}}{P_H} \frac{\Delta \delta_{N\Sigma}}{\delta_{N\Sigma}} \frac{1}{\rho K_{Г\Sigma} + K_H} = \\ &= - \frac{\Delta \delta_{N\Sigma}}{\delta_{N\Sigma}} \cdot \frac{1}{K_{Г\Sigma} + K_H}. \end{aligned} \quad (21)$$

За допомогою рівняння (21) забезпечується можливість визначити величину відхилення частоти за даними загальної зміни величин фазових кутів  $\Delta \delta_{N\Sigma}$  напруг, які, згідно з [10], при збудженні режиму виникають в енергосистемі ще до початку процесу відхилення частоти.

Таким чином, стає обґрунтованою можливість попереднього визначення величин можливого відхилення частоти в енергосистемі, а тому більш ефективною може стати дія нових систем первинного, вторинного та протиаварійного управління.

Зазначимо, що в статті [16] вже було розглянуто приклад можливого застосування розглянутих методів управління, для забезпечення процесів стабілізації частоти в ОЕС України відповідно до норм, визначених УСТЕ.

Визначений напрям досліджень передбачає в подальшому створення єдиного підходу щодо застосування нових запропонованих методів управління в енергосистемі, включаючи розгляд питань оптимального розподілу навантаження, а також питань пов'язаних з новими можливостями забезпечення злагодженої паралельної роботи автоматичних регуляторів частоти та обмінних потоків потужності між енергосистемами.

**Висновки**

1. В роботі розглянуто перспективні напрями щодо створення нових методів загальносистемного управління, призначених як для поточного режиму роботи енергосистеми, так і в разі дії систем протиаварійної автоматики.

2. Результатом проведених досліджень стало обґрунтування нових можливостей вчасного виявлення процесів збудження чи порушення режиму, що дозволяє ще до початку процесів

відхилення частоти визначити необхідність у дії тих чи інших систем регулювання частоти, а також систем протиаварійної автоматики.

3. В роботі показано, що поєднання запропонованих методів контролю, відображення та візуалізації процесів на основі застосування систем контролю фазових кутів  $\delta_{1-n}$  напруг у головних вузлах енергосистеми, дозволить створити нові більш досконалі системи загальносистемного управління.

1. Блок В.М. *Электрические сети и системы*. – М.: Высшая школа, 1986. – 426 с.
2. Иофьев Б.И. *Автоматическое аварийное управление мощностью энергосистем*. – М.: Энергия, 1974. – 416 с.
3. Юркевич Е.И. *Автоматическое регулирование перетоков мощности по межсистемным связям*. Под ред. Стернинсона Л.Д. – М.: Энергия, 1963. – 449 с.
4. Редін В.І., Сергієнко П.О., Тарасенко О.С., Бондаренко Ю.М. *Сучасні інформаційно-телекомунікаційні технології в системі диспетчерсько-технологічного управління ОЕС України* // *Новини енергетики*. – 2003. – Спеціальний випуск. – С. 12–16.
5. Стогний Б.С., Сопель М.Ф., Слинко В.М., Пилипенко Ю.В. *Контроль метрологических характеристик средств мониторинга переходных режимов энергосистем в условиях эксплуатации* // *Технічна електродинаміка. Тем. випуск*. – 2007. – С. 78–79.
6. Ленчевский Е.А., Туваржієв В.К. *Система телеизмерения угла сдвига фаз напряжений двух узловых точек энергосистемы* // *Институт електродинаміки НАН України. – Проблемы энергосбережения*. – 2004. – № 2-3. – С. 74–80.
7. Ленчевський Є.А., Туваржієв В.К. *Новий підхід до вирішення задач управління режимами магістральних мереж об'єднаних енергетичних систем* // *Проблеми загальної енергетики*. – 2001. – № 4. – С. 35–38.
8. Анисимова Н.Д. и др. *Методика расчетов устойчивости автоматизированных электрических систем*. – М.: Высшая школа, 1966. – 242 с.
9. *Правила первичного и вторичного регулирования частоты и мощности в УСТЕ*. – 1998. – 37 с.
10. Ленчевський Є.А. *Дослідження методів з удосконалення систем управління об'єднаними енергосистемами* // *Проблеми загальної енергетики*. – 2007. – № 15.
11. Савалов С.А., Семенов В.А. *Противоаварийное управление в энергосистемах*. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 416 с.
12. Ленчевський Є.А., Туваржієв В.К. *Відображення поточного режиму роботи енергосистеми при застосуванні запропонованого методу телевиміру кута  $\delta_{1,2}$  між векторами вузлових напруг* // *Проблеми загальної енергетики*. – 2003. – № 9. – С. 67–71.
13. А. Хетфельд, К. Фрідріх, Й. Фестерс. *Актуальний стан мережі: оцінка з першого погляду* // *Енергетика та ринок*. – 1998. – № 3–4. – С. 38–41.
14. Маркович И.М. *Режимы энергетических систем*. – М.: Энергия, 1969. – 407 с.
15. *Основные положения по первичному и вторичному регулированию частоты и активной мощности в ЕЭС России* // *Методические указания*.
16. Ленчевський Є.А., Дубовський С.В. *Обґрунтування можливості забезпечення в ОЕС України процесів регулювання частоти у відповідності до норм, визначених УСТЕ* // *Проблеми загальної енергетики*. – 2007. – № 15.