

УДК. 621. 311. 661. 51

С.В. ДУБОВСЬКИЙ, канд. техн. наук, Є.А. ЛЕНЧЕВСЬКИЙ, канд. техн. наук, В.К. ТУВАРЖІЄВ, канд. техн. наук (Інститут загальної енергетики НАН України, Київ)

МЕТОДИ ВИЗНАЧЕННЯ ТА УСУНЕННЯ МОЖЛИВИХ ВІДХИЛЕНЬ ЧАСТОТИ В РОБОТІ ОБ'ЄДНАНИХ ЕНЕРГОСИСТЕМ ПРИ РАПТОВОМУ ПОРУШЕННІ БАЛАНСУ ПОТУЖНОСТЕЙ

Розглянуто проблемні питання щодо методів визначення та аналізу величин відхилення частоти на прикладі раптового відключення одного з потужних енергоблоків у ОЕС України.

Створення Європейського Союзу прискорило об'єднання енергетичних систем західноєвропейських держав у рамках UCTE [12, 13]. За останні десять років до UCTE приєдналися енергосистеми кількох країн, у тому числі Угорщини, Польщі, Словаччини, що межують із західними кордонами України. Природно, що постає питання приєднання енергетичної системи України (ЕСУ) до UCTE і здійснення їхньої сумісної роботи.

Необхідно зазначити, що і досі десятків потужних ліній електропередач (ЛЕП) напругою 220-750 кВ з'єднують підстанції України з підстанціями енергосистем Польщі, Угорщини, Словаччини, Болгарії, Румунії, Молдови. На Схід і Північ з України прокладено більше десятка ЛЕП 220-750 кВ, а також лінію постійного струму напругою 800 кВ, що зв'язують підстанції Білорусії, Росії, а через них і Балтії (рис. 1).

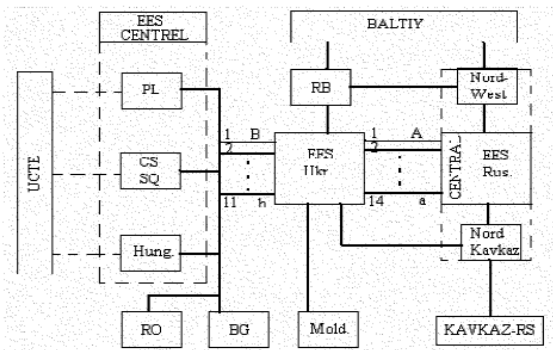


Рис. 1. Зв'язки ЕЕС України з ЕЕС Росії та ЕЕС країн Європи

Усі ці системообразуючі ЛЕП успішно використовувалися в енергооб'єднанні "Мир" країнами – членами колишнього СЕВ. Отже, вітчизняні енергетики мають достатньо досвіду спільної роботи з міжнародними енергосистемами. Так, довгі роки "Бурштинський острів" успішно поставляв електроенергію європейської якості в об'єднання ЕЕС CENTREL. А транзитними лініями від Південноукраїнської ПС 750 кВ і від Ла-

джинської ГРЕС через ПС Молдавської ГРЕС і ПС 330 кВ "Вулканешти" електроенергія поставлялася в Румунію та Болгарію.

До проблеми створення міжнародної об'єднаної енергосистеми (МОЕС) на базі UCTE, Російської та Української енергосистем прикуто пильну увагу енергетиків і вчених багатьох країн. На тему доцільності створення МОЕС і дослідження її режимів роботи є чимало статей, які визначають енергетичні, технологічні, екологічні і правові аспекти, що характеризують її працездатність і переваги, які вона забезпечить [10-12].

У разі сумісної роботи енергооб'єднань UCTE, ЕСУ, ЕСР можливо досягти:

- значного підвищення статичної та динамічної стійкості;
- надійності та якості електропостачання споживачів усіх країн учасниць.

Ця можливість з'явиться завдяки збільшенню загальної наявної потужності (найбільшої номінальної та резервної), підтримці стабільності частоти і напруги, розширенню діапазону регулювання обмінними потужностями енергосистем, що входять до МОЕС, а також впровадженню централізованого керування системами автоматичного регулювання частоти і потужності (АРЧМ) у нормальних і аварійних режимах цих енергосистем.

Рішенням проблем створення і функціонування МОЕС займаються кілька Інститутів НАН України, в тому числі Інститут загальної енергетики, Інститут електродинаміки, що брали участь в розробці "Концепції і стратегії розвитку паливно-енергетичного комплексу України на 2006-2030 рр.". У плані заходів щодо реалізації даної Концепції вже намічено [14]:

- підготовку устаткування ТЕС для роботи в умовах синхронізації ЕСУ з UCTE;
- спорудження ЛЕП і підстанцій (ПС) для окремих регіонів з недостатнім енергозабезпеченням;
- розвиток магістральних і міждержавних електричних мереж напругою 220-750 кВ;

- створення системних комплексів протиаварійної автоматики і релейного захисту, диспетчерсько-технологічного керування;
- прогнозування завантаження підприємств вироблення електроенергії й виконання економічного аналізу потенційно можливого обміну електроенергією.

На сторінках деяких технічних видань [8, 10] неодноразово обговорювалося питання про відновлення сумісної роботи енергосистем країн СНД. У 2001 році на зустрічі Президентів України і Росії було підписано Меморандум про спільну сумісну роботу ЕСУ й ЕСР. Ранком 27 лютого 2001 року ЕСУ працювала зі зниженою частотою 49,31 Гц, напередодні було прийняте рішення випробувати спільну роботу ЕСУ й ЕСР, тому о 9 г. 38 хв. обидві системи почали працювати паралельно. Протягом шести хвилин частоту в ЕСУ було підвищено до номінального значення 50,0 Гц, за рахунок набору навантаження ГЕС на величину 720 МВт, на стільки ж збільшилася потужність споживання в ЕСУ. Однак через хвилину споживання знизилася до 520 МВт, що характерно для завершення перехідного процесу такого режиму.

Цікаві та корисні дані отримано в [3] на основі іспиту 2003 року режимів спільної роботи ЕСУ й ЕСР, при аварійному відключенні українського блоку 1000 МВт, а саме:

- отримано декілька графіків режимів по частоті та потоках активної потужності та відповідні коефіцієнти жорсткості по частоті ЕСУ і ЕСР;
- представлено розрахункові значення цих коефіцієнтів, визначених через коефіцієнти крутості статичних частотних характеристик навантаження і генерації:

$$k_{\text{жф}} = k_{\text{нф}} - k_{\text{мф}}$$

Сумісну роботу ЕСУ та ЕСР зафіксовано з огляду на наведені нижче вихідні параметри

До відключення блоку	Потужність покриття (МВт)	Переток активної потужності з ЕСР (МВт)	Частота (Гц)
	20833	326	49,9854
Після відключення	19799	1277	49,9434

Аварійний небаланс потужності $\Delta P = 20833 - 19799 = 1034$ (МВт), при цьому відхилення частоти 0,042 Гц.

Після відключення блоку 1000 МВт та зниження частоти до 49,9434 Гц запрацювали системи регулювання частоти та потужності (АРЧМ) в ЕСР на завантаження ГЕС, потім за командою

диспетчера ЕСУ було завантажено гідроагрегати українських ГЕС. Внаслідок цього частота підвищилася до 50,0049 Гц, а потім до 50,0234 Гц, тобто до значень, рекомендованих ПТЕ для нормальних і післяаварійних режимів, що майже задовольняють вимогам УСТЕ (табл. 1).

Таблиця 1

Параметри	УСТЕ	ПТЕ
Відхилення частоти у нормальних режимах	± 20 мГц	± 200 мГц
	$50 \pm 0,02$ Гц	$50 \pm 0,2$ Гц
Граничне відхилення частоти у післяаварійних режимах	± 180 мГц	± 400 мГц
	$49,82 \pm 50,18$ Гц	$49,6 \pm 50,4$ Гц
Оперативний (мобільний) резерв у кожному самобалансуючому енергоб'єднанні, $P_{\text{оп.рез}}$	Не менш 1% сумарної генеруючої потужності	Рекомендується розрахункове значення $P_{\text{оп.рез}} = P_{\text{ав.рез}} (1,05 \div 1,1)$
Обертальний резерв на агрегатах	5% N_{H}	–
Час реалізації опер. резерву	до 30 с	–

Слід зазначити, що за змін конфігурації системи, раптових відключень окремих потужних енергоблоків чи інших елементів системи відбуваються зміни поточного режиму. При цьому залишаються питання щодо визначення нових параметрів режиму, відхилень частоти Δf та відхилення активної потужності ΔP після закінчення перехідного процесу.

Відомо, що на процес відхилення частоти в поточному режимі роботи енергосистеми впливають різкі зміни навантаження, зміни конфігурації системи, раптові відключення окремих потужних енергоблоків чи інших елементів системи.

Слід зауважити, що на відміну від УСТЕ, загальна потужність якої становить $P_{\text{ГЕ}} \text{ УСТЕ} \approx 400\,000$ МВт, загальна потужність ОЕС України є суттєво нижчою і дорівнює всього $P_{\text{ГЕ}} \text{ ОЕС} \approx 52\,000$ МВт. Проте до її складу входить декілька потужних енергоблоків, у 1000 МВт, що ставить загальне питання визначення величини можливих відхилень частоти саме у випадку раптового відключення одного з таких блоків.

Мета цієї статті – розглянути питання визначення величин можливих відхилень частоти від її номінального значення, за раптового відключення енергоблоку, потужністю у 1000 МВт, об'єднаної енергосистеми ЕС України та ЕС Росії, а також аналізу заходів щодо усунення зазначених відхилень.

З існуючих методик визначення величини вірогідного відхилення частоти Δf , спричиненого порушеннями балансу потужностей, у роботі енергосистеми слід зазначити два підходи, наведені у [1, 2]. Так, відповідно до роботи С.А. Савалова [1] у разі втрати частини потужності, що генерується енергосистемами, може виникнути аварійне зниження частоти в енергосистемі, що на той момент споживає енергію (чи в районі потужного енергоспоживача). Зміна частоти виявляється адекватним миттєвому збільшенню (накиду) потужності еквівалентних агрегатів енергосистеми, що покривають недостачу потужності:

$$\Delta P_{m.ек} = -\tau_j \cdot P_{ном} \frac{df}{dt}, \quad (1)$$

де τ – постійна механічної інерції відправної системи, віднесена до сумарної потужності її агрегатів; $\Delta P_{m.ек}$ – зміна (накид) потужності еквівалентного турбогенератора.

З цього рівняння визначається максимально припустима швидкість зниження частоти та її граничне значення, що призводить до порушення динамічної стійкості

Другий підхід аналізу змін частоти та активної потужності запропоновано у [2], де розглядаються три можливі ситуації роботи протиаварійної автоматики у перехідних режимах, а саме:

- за швидких змін, коли ані регулятори швидкості, ані регулятори частоти не діють;
- при дії регуляторів швидкості обертів генераторів;
- у процесах, що відбуваються під дією лише регуляторів частоти.

У другій та третій стадії перехідного процесу встановлене відхилення частоти пов'язано з відхиленням потужності відповідним співвідношенням:

$$\Delta f = \frac{\Delta M}{k_{жс}} \approx -\frac{\Delta P}{k_{жс}}, \quad (2)$$

де $k_{жс}$ – коефіцієнт жорсткості, що має розмірність МВт/Гц.

Розглядаючи питання відхилення частоти – Δf в енергосистемі, в цілому приймають значення її загального навантаження – $P_{н\sigma}$ та сумарної потужності, що генерується відповідно агрегатами – $P_{г\sigma}$.

При цьому характеристика загального навантаження $P_{н\sigma} = \psi(f)$ має нахил обхідної, що дорівнює:

$$tg\beta_{н} = K_{н\sigma} = \left(\frac{\Delta P_{н\sigma}}{P_{н0\sigma}} \right) \left(\frac{f_0}{\Delta f} \right), \quad (3)$$

а характеристика генеруючої частини:

$$tg\beta_{г} = K_{г\sigma} = \left(\frac{\Delta P_{г\sigma}}{P_{г\sigma}} \right) \left(\frac{f_0}{\Delta f} \right), \quad (4)$$

де $tg\beta_{г} = 1/\sigma_{г}$ – величина, зворотна статизму генераторів системи; $K_{н\sigma}$ – коефіцієнт крутості навантаження (регулюючий ефект навантаження); $K_{г\sigma}$ – коефіцієнт крутості регуляторів швидкості по частоті.

Згідно з [2] коефіцієнт крутості по частоті для турбогенераторів становить величину 15-20, а для гідрогенераторів 25-50.

Загальний коефіцієнт крутості частотної характеристики усієї енергосистеми:

$$K_{\Sigma} = \rho K_{г\sigma} + K_{н\sigma}, \quad (5)$$

де $\rho = P_{г\sigma}/P_{н\sigma}$ – коефіцієнт резерву.

Величина коефіцієнта крутості частотної характеристики енергосистеми залежить від знаку відхилення навантаження системи, від величини резерву потужності у системі та завантаження окремих її агрегатів. Величина ця виявляється різною упродовж доби, у різні пори року тощо.

Величина відхилення частоти – Δf визначається таким рівнянням:

$$\Delta f = \left(\frac{\Delta P_{г\sigma}}{P_{н\sigma}} \right) \left(\frac{f_0}{K_{\Sigma}} \right). \quad (6)$$

Розглянута методика характеризується простотою співвідношень між головними чинниками енергосистеми, що породжує певну зацікавленість до її застосування, однак при проведенні розрахунків виникає відповідна "невизначеність" одразу декількох параметрів режиму, що певною мірою є перешкодою розрахункам. Тому на практиці застосовують експериментальні дані, що були зафіксовані в поточному режимі роботи енергосистеми з діючою автоматикою типу "АРЧМ" [3].

На відміну від цього, початкове значення величини відхилення частоти – Δf , ще до дії регуляторів, пропонується визначати таким чином:

$$\Delta f = f_c \left[1 - \left(\frac{K_{\Sigma 2}}{K_{\Sigma 1}} \right) \right], \quad (7)$$

де f_c – частота системи на момент виникнення змін режиму; $K_{\Sigma 1}$ – коефіцієнт крутості енергосистеми до моменту відключення блоку; $K_{\Sigma 2}$ – коефіцієнт крутості енергосистеми на момент після відключення блоку.

Якщо за номінальну потужність об'єднаної енергосистеми ОЕС України і ЄЕС Росії прийня-

ти реальну величину у $P_{r\Sigma} = 300\ 000$ МВт, то для проведення розрахунків величин вірогідного відхилення частоти $-\Delta f$, від її номінального значення, необхідно задатись імовірними величинами навантаження, що можуть мати місце на момент раптового відключення енергоблоку, та ймовірними величинами коефіцієнта крутості регуляторів швидкості по частоті $K_{r\Sigma}$.

За результатами проведених розрахунків на рис. 1 зображено відповідну зону можливих відхилень частоти $-\Delta f$, від її номінального значення для енергосистеми, потужністю: $P_{r\Sigma} = 300\ 000$ МВт, на момент раптового відключення енергоблоку у 1000 МВт, з урахуванням характерних для об'єднаної енергосистеми значень величин навантаження: $P_{r\Sigma 1} = 100\ 000$ МВт; $P_{r\Sigma 2} = 150\ 000$ МВт; $P_{r\Sigma 3} = 200\ 000$ МВт, та при виборі коефіцієнта крутості регуляторів швидкості по частоті у межах, наближених до реальних значень: $K_{r\Sigma} = 15-50$, за умови, що пропускна здатність ліній міжсистемного зв'язку відповідає усім вимогам із забезпечення необхідних перетоків потужності, стосовно розглянутих ситуацій.

Згідно з рис. 2 на стримання процесу відхилення частоти Δf у енергосистемі впливають такі чинники:

- традиційне збільшення величини резерву потужності у енергосистемі, за рахунок збільшення співвідношення: $\rho = P_{r\Sigma}/P_{н\Sigma}$;

- збільшення величини сумарного коефіцієнта крутості $-K_{r\Sigma}$, котрий залежить від можливостей агрегатів та їх регуляторів по швидкості та частоті;

- відповідними значеннями величин коефіцієнта крутості навантаження $-K_{н\Sigma}$.

Тобто, згідно з рис. 1 номінальні значення щодо відхилень частоти, прийнятими УСТЕ:

- $\Delta f = 0,02$ Гц можуть бути забезпечені лише при відносно великих значеннях сумарного коефіцієнта крутості регуляторів швидкості по частоті $K_{r\Sigma} = 30-50$, у відповідності до приведених величин навантаження $P_{н\Sigma}$.

Тому цікавим стає питання визначення та розгляду величин відхилення частоти Δf , при збільшенні загальної потужності енергосистеми $P_{r\Sigma}$, та обраних величинах її навантаження $P_{н\Sigma}$.

Так, на рис. 2 наведені графіки розрахункових зон можливого відхилення частоти для енергосистем з відповідними значеннями величин загальної потужності:

$P_{r\Sigma 1} = 300\ 000$ МВт; $P_{r\Sigma 2} = 350\ 000$ МВт; $P_{r\Sigma 3} = 400\ 000$ МВт; та $P_{r\Sigma 4} = 450\ 000$ МВт.

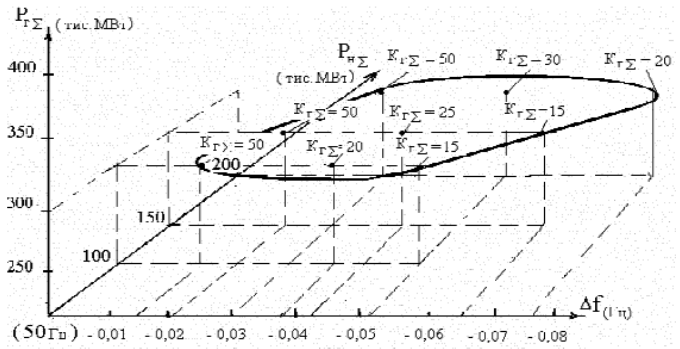


Рис. 2. Графік розрахункової зони можливих відхилень частоти $-\Delta f$ від її номінального значення відповідно до заданих режимних параметрів енергосистеми

Результати отриманих розрахунків показують, що навіть при суттєвому зростанні загальної потужності об'єднаних енергосистем $P_{r\Sigma}$ величина можливого відхилення частоти Δf змінюється відносно несуттєво, так за встановленого коефіцієнта крутості, наприклад: $K_{r\Sigma} = 20$, зазначені величини будуть:

- при $P_{r\Sigma} = 300\ 000$ МВт $\implies P_{н\Sigma} = 150\ 000 - 200\ 000$ МВт $\implies \Delta f = 0,065 - 0,08$ Гц;

- при $P_{r\Sigma} = 400\ 000$ МВт $\implies P_{н\Sigma} = 150\ 000 - 200\ 000$ МВт $\implies \Delta f = 0,035 - 0,045$ Гц.

На відміну від традиційного методу збільшення загальної потужності енергосистем ефективність застосування регулюючої енергії системи, що визначається сумарним коефіцієнтом крутості $K_{r\Sigma}$, для вирішення поставленої задачі зменшення діапазону відхилень частоти, є більш ефективною.

Так, згідно з рис. 2 для прийнятих початкових значень потужності об'єднаних енергосистем: $P_{r\Sigma} = 300\ 000$ МВт і загальному їх навантаженні: $P_{н\Sigma} = 150\ 000 - 200\ 000$ МВт, відхилення частоти відповідно становитиме:

- при $K_{r\Sigma} = 20 \implies \Delta f_1 = 0,065 - 0,08$ Гц;

- при $K_{r\Sigma} = 30 \implies \Delta f_2 = 0,025 - 0,045$ Гц;

- при $K_{r\Sigma} = 50 \implies \Delta f_3 = 0,015 - 0,03$ Гц.

Інший варіант представлення частотних характеристик запропоновано на рис. 3, де наведено частотні характеристики відхилення частоти Δf залежно від зміни ρ .

Згідно з [3] критерій регулювання частоти, при статичному настроюванні автоматичних регуляторів частоти має такий вид:

$$\Delta f_{рег} = -f_0 \left(\frac{\Delta P_r}{P_{нов}} \right) \left(\frac{1}{K_{APЧ}} \right), \quad (8)$$

де $\Delta P_r = P_r - P_{r3}$ - різниця між існуючим P_r та заданим P_{r3} значеннями потужності; $K_{APЧ}$ - коефі-

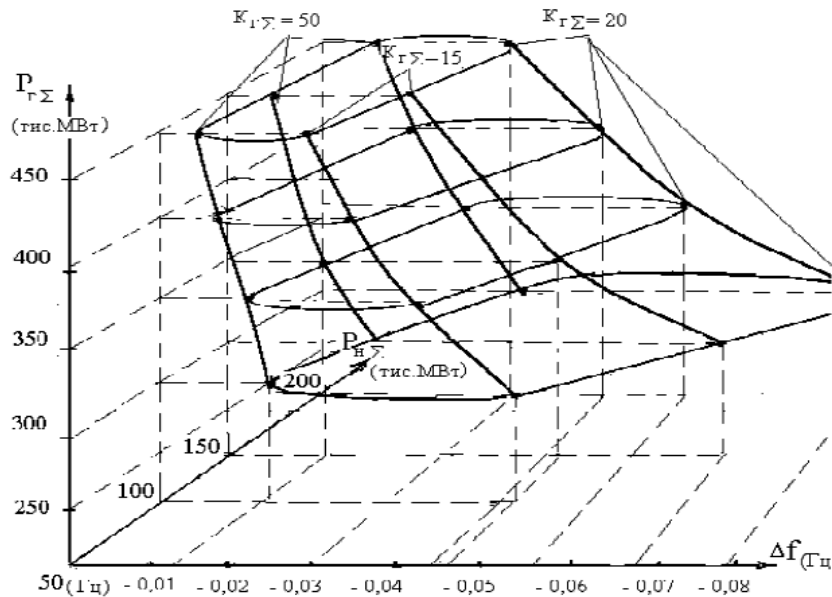


Рис. 3. Графік розрахункової зони відхилень частоти – Δf від її номінального значення, відповідно до різних значень величини загальної потужності енергосистеми: $P_{\Gamma\Sigma} = 300\ 000 - 450\ 000$ МВт.

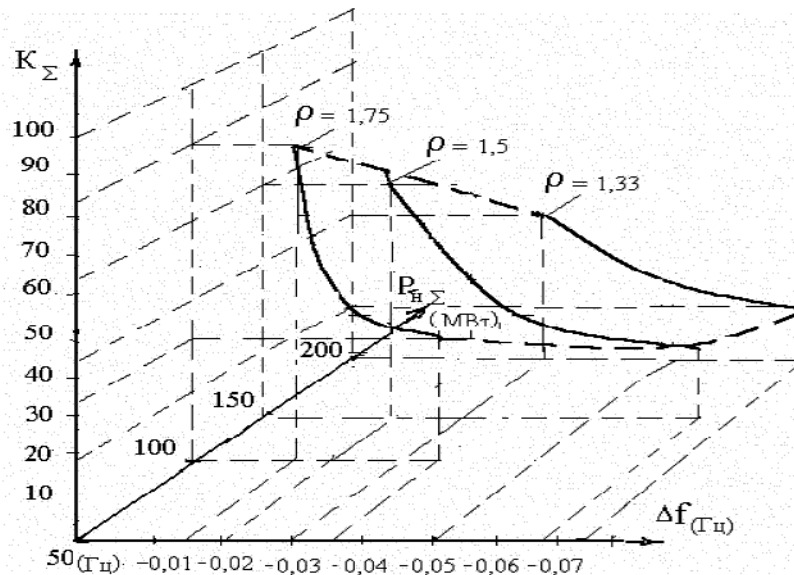


Рис. 4. Графік розрахункової зони відхилень частоти – Δf від її номінального значення, відповідно до значень загального коефіцієнта крутості усієї енергосистеми K_{Σ} .

цієнт крутизни автоматичного регулятора частоти.

При статичному способі регулювання частоти існує можливість встановлення коефіцієнта крутизни відносно великих значень, наприклад, якщо $K_{APЧ}$ прийняти рівним 50 – 100, навіть незалежно від дії регуляторів швидкості, виникає інша проблема, застосування АРЧ у цьому випадку хоч і достатньо сильно впливатиме на утримання процесу відхилення частоти, однак перестане виконувати своє головне призначення – функції підтримки номінального значення частоти, тобто потребує загальносистемного управління процесом.

Слід зауважити, що існуючі методи астатичного регулювання частоти дозволяють застосовувати великі значення коефіцієнта крутизни, однак також потребують подальших досліджень. При астатичній настройці регуляторів частоти одразу на декількох станціях стійкість регулювання процесом не забезпечується через неодмінне перерегулювання та спричинені цими небажаними процесами качання частоти тощо.

Досягненням регуляторів з астатичним способом регулювання стало їх застосування на окремих станціях.

Змінити цю ситуацію можна, якщо запропонувати нову систему автоматизованого управління

самим процесом регулювання частоти. Головним важелем такої системи повинен стати один із чинників, визначаючих поточний режим роботи енергосистеми, завдяки якому з'явиться можливість, ще до дії регуляторів швидкості за частотою визначати необхідність у цьому регулюванні, а також участь кожної станції в подальшому процесі автоматичного регулювання.

Відомо, що характеристика потужності генератора уявляє собою функцією від зміни величини кута δ_r , між векторами е.р.с. E_r і напруги, на його шині U_1 ,

$$P_r = \left(\frac{E_r \cdot U_1}{x_r} \right) \sin \delta_r, \quad (9)$$

де x_r – питомий індуктивний опір генератора, котрий згідно з [4] становить близько 2/3 від загального індуктивного опору енергосистеми (з одним генератором).

Зменшення відхилення частоти Δf забезпечується дією регуляторів швидкості по частоті і послідовною за цим дією автоматичних регуляторів частоти, впливаючи на кутові характеристики цих генераторів, тобто на їхню потужність:

$$\Delta f = \left(\frac{f_0}{K_{\Sigma}} \right) \sum_1^N \left(\frac{\sin \Delta \delta_{r1}}{\sin \delta_r} \right) - \left(\frac{f_0}{K_{APЧ}} \right) \sum_1^N \left(\frac{\sin \Delta \delta_{r2}}{\sin \delta_r} \right) \approx 0. \quad (10)$$

З іншого боку, застосовуючи відомий метод послідовних інтервалів, можна визначити величини кута між напругою U_1 генератора, наприклад, базової станції та напругами інших енергетичних вузлів: $\delta_{1,2}$, $\delta_{1,3}$, ... тощо. Згідно із зазначеними умовами при порушенні поточного режиму на одному з енергетичних вузлів – N зміна величини кута $\delta_{1,N}$, між напругою базової станції і місцем порушення може бути визначена вже на першому інтервалі обчислень.

На відміну від цього, реакція самих генераторів на порушення поточного режиму буде дещо уповільненою, цей процес, як правило, становить декілька послідовних інтервалів обчислень, результатом якого буде також зміна відповідних величин кута δ_{r1} ... δ_{rN} , і величин вихідної потужності.

Проведені раніше дослідження довели можливість створення нової системи телевимірювання миттєвих значень величин взаємних кутів, між головними вузлами енергосистеми: $\delta_{1,2}$, $\delta_{1,3}$... $\delta_{2,3}$, $\delta_{2,N}$, що за швидкістю дії відповідатиме всім вимогам протиаварійної автоматики, а за обсягу дії зможе контролювати майже всю енергосистему. Саме ці якості запропонованої системи і дозво-

лять управляти дією наступних, більш тривалих у часі процесів, тобто насамперед регуляторами швидкості за частотою та автоматизованою системою АРЧМ.

Слід зазначити, що на сьогодні існує декілька напрямів реалізації систем телевимірювання миттєвих значень величини взаємного кута $\delta_{1,2}$, одна з яких заснована на передачі відповідних даних безпосередньо лініями електропередачі [5, 6, 7], інші застосовують сучасні GSM та оптоволоконні технології [8].

Враховуючи важливість задач, що покладаються на такі системи телевимірювання в методиці [1] було запропоновано застосовувати паралельно одразу декілька систем, при цьому відмінних за способом визначення величин кута $\delta_{1,2}$, що є, безумовно, виправданим.

Цілком очевидно, що реалізація та впровадження таких систем телевимірювання відкриє принципово нові можливості для розвитку систем управління енергетичними процесами. Саме отримання даних телевимірювання миттєвих значень взаємного кута $\delta_{1,2}$, а також здійснення контролю за швидкістю процесу його зміни, у випадку порушення режиму, в будь-якому енергетичному вузлі надає можливість визначити чи приводити у дію протиаварійну автоматику, чи регулятори частоти, що забезпечують встановлення режиму.

Слід зазначити, що метод, запропонований у [1], більшою мірою підходить для екстреної приблизної оцінки граничних значень відхилення частоти у аварійних режимах при виключенні генеруючих блоків значної потужності (500-1000 МВт), а також потужних системоутворюючих ліній. У цьому методі не враховуються дії пристроїв – регуляторів швидкості обертів і збудження генераторів, регуляторів частоти, тобто не використовуються такі важливі та конкретні характеристики, як коефіцієнти крутості частотних характеристик кожного турбогенератора, енерговузла, енергорайона.

Проведений аналіз процесу раптового відключення енергоблоку у 1000МВт показав:

– суттєвому збільшенню потужності об'єднаних енергосистем, наприклад, від $P_{r\Sigma} = 300\ 000$ МВт до $P_{r\Sigma} = 400\ 000$ МВт, за однакових умов навантаження $P_{н\Sigma} = 150 - 200$ МВт, та за існуючих низьких значень коефіцієнта: $K_{r\Sigma} < 20$, відповідна зміна відхилення частоти буде досить несуттєвою, від: $\Delta f = (0,065 - 0,08)$ Гц до $\Delta f = (0,035 - 0,045)$ Гц, що не зможе задовольнити, вимоги УСТЕ, де відповідно: $\Delta f = \pm 0,02$ Гц;

– на відміну від цього, при реальному на сьогодні для ОЕС України та ЄЕС Росії значенні загальної потужності енергосистем: $P_{\Sigma} = 300\,000$ МВт, тобто без вводу додаткових потужностей, ефективний розподіл та застосування регулюючої енергії енергосистем, що визначається значеннями коефіцієнта крутості: $K_{r\Sigma} \geq 50$, згідно з рис. 2, забезпечить суттєве зменшення величини можливих відхилень частоти, що повністю відповідає нормативним вимогам UCTE;

– сумісна та адекватна дія регуляторів швидкості за частотою та автоматичними регуляторами частоти є найбільш ефективним засобом зменшення діапазону відхилень частоти, порівняно з традиційними методами вводу додаткових потужностей, що потребує досить значних капіталовкладень, та пов'язано з додатковими витратами палива та інших ресурсів;

– ефективна робота зазначених регуляторів залежить від їх сумісної злагодженої дії у процесі управління агрегатами енергосистеми, але за умов використання тільки існуючих методів системного управління зробити це досить важко,

тобто забезпечити загальний коефіцієнт крутості: $K_{r\Sigma} \geq 50$;

– тому питання реалізації системи автоматизованого контролю та управління сумісною роботою регуляторів усієї енергосистеми і ставить першочергову задачу розробки та впровадження принципово нової системи телевимірювання миттєвих значень величин взаємного кута $\delta_{1,2}$, між головними вузлами об'єднаної енергосистеми, що, до речі, потребує досить помірних витрат, враховуючи також, що зазначена система телевимірювання кута $\delta_{1,2}$ неодмінно увійде і до складу системних комплексів протиаварійної автоматики, котрі планується в "Концепції..." [14];

– наявність даних телевимірювання миттєвих значень величин кута $\delta_{1,2}$, між напругами об'єднаних вузлів енергосистеми надасть їй можливість працювати з оптимальними значеннями куткових характеристик генераторів $P = F(\delta; \Delta\delta)$ та системоутворюючих ліній електропередач, а не заниженими, як це зараз практикується, що збільшить статичну та динамічну стійкість системи і суттєво збільшить пропускну спроможність ліній.

1. Савалов С.А., Семенов В.А. Противоаварийное управление в энергосистемах. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 411 с.
2. Маркович И.М. Режимы энергетических систем. – М.: Энергия, 1969. – 407с
3. Сидоров А.Ф. Об определении коэффициента жесткости энергосистемы по частоте // Новини енергетики. – 2004. – № 3. – С. 40 -45.
4. Жданов П.С. Вопросы устойчивости электрических систем. – М.: Энергия, 1979. – 449 с.
5. А.с. 1783452 СССР, МКИ G01R 25/00. Способ определения угла сдвига фаз между напряжениями в узловых точках электрической сети / Е.А. Ленчевский, В.К. Туваржмев и другие. – 1992. Бюл. Инф. № 47.
6. Ленчевський Е.А., Туваржмев 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 Е.А., Туваржмев В.К. Відображення поточного режиму роботи енергосистеми при застосуванні запропонованого методу телевимірювання кута $\delta_{1,2}$ між векторами вузлових напруг. – 2003. – № 9. – С.67 – 71.
8. Technical reference manual Phasor measurement terminal RES 521*1.0
ABB Automation Technology Products, AB Control & Force Measurement, Substation Automation SE-721 59 V?ster?s, 2002. Sweden.
9. Сидоров А.Ф. Особенности статических частотных характеристик суммарной мощности ОЭС Украины. – К.: Энергетика и электрификация. – 2001. – № 7. – С. 35-41.
10. Шидловский А.К., академик НАН Украины и др. Параллельная работа ОЭС Украины и ЕЭС России // Новини енергетики. – 2001. – № 4. – С.16-23.
11. Кучеров Ю.Н. О концепции совместной работы энергообъединений Востока и Запада // Электричество. – 2000. – № 6. – С. 4-13.
12. Proceedings of the joint CDO-UCTE Seminar // Electric Power System Operation under Conditions of Liberal Electricity market. – Prague, May 2000.
13. Система UCTE.
14. Концепція розвитку паливно-енергетичного комплексу України на 2006 – 2030 рр.