

## НИЗЬКОЧАСТОТНІ КОЛИВАННЯ РЕЖИМНИХ ПАРАМЕТРІВ ОБ'ЄДНАНИХ ЕНЕРГОСИСТЕМ ТА ЗАПОБІГАННЯ СИСТЕМНИМ АВАРІЯМ

**О.В. Кириленко**, акад. НАН України, **О.Ф. Буткевич**, докт. техн. наук, **О.Б. Рибіна**, канд. техн. наук  
Інститут електродинаміки НАН України,  
пр. Перемоги, 56, Київ-57, 03680, Україна

*Представлено окремі результати досліджень, виконаних у 2013 р. за одним із проектів цільової комплексної програми наукових досліджень НАН України «Об'єднання-2». Показано актуальність проблеми запобігання системним аваріям, пов'язаним з виникненням низькочастотних коливань режимних параметрів енергооб'єднань (ЕО). Запропоновано підхід до вирішення зазначеної проблеми в ЕО України, що базується на реалізації трьох складових, які умовно можна назвати превентивною, оперативною та автоматичною. Засоби цих складових підпорядковано вирішенню однієї проблеми, але на різних часових інтервалах керування ЕО. Бібл. 11, рис. 11.*

**Ключові слова:** енергосистема, низькочастотні коливання, стійкість, демпфірування, системний стабілізатор.

Частина досліджень та розробок, що виконувалися у відділі моделювання електроенергетичних об'єктів та систем Інституту електродинаміки НАН України за одним із проектів цільової комплексної програми наукових досліджень НАН України “Об'єднання-2”, спрямовувалася на підвищення рівня керованості режимів об'єднаної енергосистеми (ОЕС) України та запобігання системним аваріям, пов'язаним з виникненням низькочастотних коливань її режимних параметрів (НЧК). Розглянемо особливості зазначеної проблеми та деякі одержані у 2013 році результати виконання робіт, спрямованих на її вирішення.

Відомо, що з утворенням транснаціональних енергооб'єднань (ЕО), прикладом яких є об'єднання енергосистем (ЕС) європейських країн, представлене європейською мережею системних операторів – ENTSO-E (аббревіатура від European Network of Transmission System Operators for Electricity), з'являються слабкі електричні зв'язки, які пов'язують частини ЕО, що можуть містити групи синхронних машин (СМ), протифазні коливання яких на власних частотах ЕО супроводжуються зростанням амплітуди режимних параметрів ЕО, насамперед потоків активної потужності по зазначених електричних зв'язках, і становлять загрозу функціонуванню ЕО, призводячи до коливного порушення стійкості ЕО.

Для демпфірування НЧК в ЕС (ЕО) світу використовують різні засоби [4], які потребують відповідного налагодження. Зі зміною складу обладнання та структури ЕО (що має місце і у разі розширення ЕО) зазнають певних змін і значення власних частот ЕО, тим самим впливаючи на ефективність окремих налагоджених засобів демпфірування НЧК, наприклад, *системних стабілізаторів* (PSS) – основних засобів демпфірування НЧК, які реалізують як складові систем автоматичного керування збудженням (САКЗ) СМ. Проблема коливного порушення стійкості ЕС (ЕО) внаслідок виникнення НЧК є актуальною для багатьох ЕС країн Європи та Америки, вона актуальна і для ЕС Китаю, Японії, ЕО Росії та інших країн. Навіть в окремих виданнях “хрестоматійного” характеру, наприклад [10], зазначається, що проблема демпфірування НЧК разом з проблемою стійкості за напругою є основними на сучасному етапі розвитку ЕС. Зазначена проблема набуде особливої актуальності й для ОЕС України після її переходу до паралельної роботи з ENTSO-E, і потрібно, щоб така “актуалізація” НЧК не призводила до системних аварій.

Враховуючи результати аналізу наявної інформації щодо параметрів та тривалості небезпечних НЧК, що виникали в ЕС (ЕО) світу, номенклатури різноманітних засобів, які можуть використовуватися для їх демпфірування, поточного стану ОЕС України (більша частина її обладнання фізично зношена та неефективна і потребує значних коштів на модернізацію та заміну), а також результати досліджень, що стосувалися засобів ідентифікації НЧК, наприклад [3, 6, 11], зроблено висновок: для ОЕС України функціонально ефективним та ощадним в економічному аспекті може бути підхід до демпфірування НЧК, що базується на

реалізації трьох складових (трьох комплексів засобів), які умовно можна назвати *превентивною*, *оперативною* та *автоматичною*. Засоби цих трьох складових підпорядковано вирішенню однієї проблеми, але у різному вимірі часу, у різних часових “шарах” процесу. Дано необхідні пояснення.

До *превентивної складової* належать засоби визначення потенційних “джерел” виникнення НЧК (відповідних груп СМ, що коливатимуться у протифазі на власних частотах ЕО) та слабких електричних зв’язків у “коридорах”, що з’єднують такі “джерела”, а також засоби визначення схемно-режимних умов, які є сприятливими для виникнення зазначених коливань (для цього залучаються також і результати виявлення НЧК засобами *оперативної складової*). За результатами визначення зазначених груп СМ та відповідних “коридорів” поширення НЧК для диспетчерського персоналу ЕС (ЕО) повинні бути підготовлені відповідні інструкції з перерозподілу навантаження між окремими електростанціями (блоками) з метою “знесення” незгасаючих НЧК (у разі їх виникнення). Зазначимо, що певні групи СМ коливатимуться у протифазі на певній (“притаманній” їм) власній частоті ЕС (ЕО), тому за результатами надійної ідентифікації НЧК у режимі *on-line* (засобами *оперативної складової*) диспетчерський персонал відразу встановлюватиме і групи СМ, які є “джерелами” виникнення НЧК. Пояснимо це з використанням схеми електричних з’єднань основних елементів тестової шестимашинної моделі ЕС (рис. 1), власні частоти якої становлять 0,79 та 1,34 Гц [1]. На цих частотах у разі збурень режиму ЕС виникають НЧК різних груп СМ.

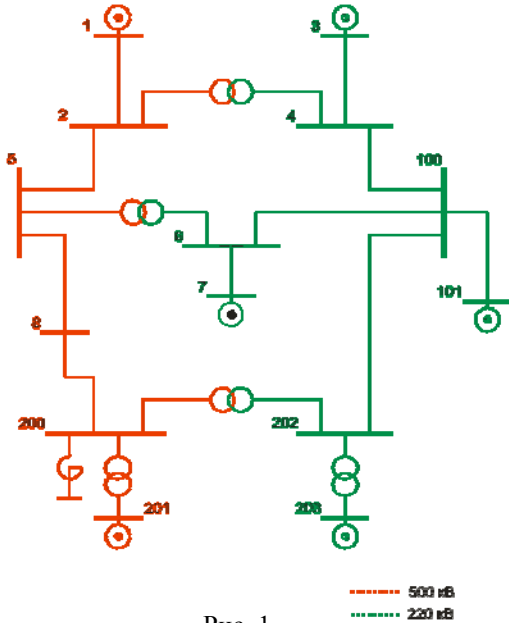


Рис. 1

Надамо таким групам певні ідентифікатори (використаємо довільну нумерацію груп): на частоті 0,79 Гц коливатимуться СМ 1, 3, 7, 101 (група №1) у протифазі з СМ 201, 203 (група №2), а на частоті 1,34 Гц – СМ 1, 3 (група №3) у протифазі з СМ 101, 201, 203 (група №4). Отже, за результатами визначення частот коливань можна встановити і відповідні групи СМ – “винуватців” таких НЧК (на практиці частоти таких коливань добре розрізняються, тому, незважаючи на деяку “розмитість” їхніх значень зі зміною схемно-режимних умов ЕС, це дає змогу однозначно ідентифікувати групи СМ, які спричиняють такі коливання). Наприклад, засобами *оперативної складової*, що знаходиться на електричній підстанції, якій на рис. 1 відповідають шини 5, в результаті оброблення вимірів параметрів режиму лінії електропередачі (ЛЕП) 5-8 одночасно можуть виявлятися НЧК як на частоті 1,34 Гц, так і на частоті 0,79 Гц. Ті НЧК, що

характеризуватимуться від’ємним коефіцієнтом демпфірування, призводитимуть до коливного порушення стійкості (відбуватиметься зростання амплітуди таких коливань). Якщо від’ємний коефіцієнт демпфірування стосуватиметься, наприклад, коливань з частотою 1,34 Гц, то диспетчер ЕС за цією інформацією знатиме, що “винуватцями” небезпечних НЧК є зазначені вище групи № 3 та 4, тому і вживатиме відповідні заходи, передбачені підготовленими для таких випадків інструкціями. Слід зазначити, що виникнення слабкозгасаючих НЧК (за квазінульового коефіцієнта демпфірування) теж може перешкоджати (залежно від амплітуди таких НЧК) нормальній експлуатації обладнання ЕС. Приклад виникнення таких коливань в ЕС, поданій моделлю “СГ–ЛЕП–ШНП” (СГ – синхронний генератор, ШНП – шини нескінченної потужності) після короткого замикання тривалістю 0,08 с, показано на рис. 2. СГ має зв’язок з ШНП за допомогою підвищувального трансформатора (Тр) та ЛЕП довжиною 200 км на номінальній напрузі 500 кВ. Під час моделювання використано такі значення параметрів:

СГ:  $S_H = 1000$  МВА;  $U_H = 13,8$  кВ;  $f_H = 50$  Гц;  $x_d = 1,305$  в.о.;  $x'_d = 0,296$  в.о.;  $x''_d = 0,252$  в.о.;  $x_q = 0,474$  в.о.;  $x''_q = 0,243$  в.о.;  $T'_{do} = 1,01$  с;  $T''_{do} = 0,053$  с;  $T'''_{do} = 0,10$  с;  $H = 3,7$  с;

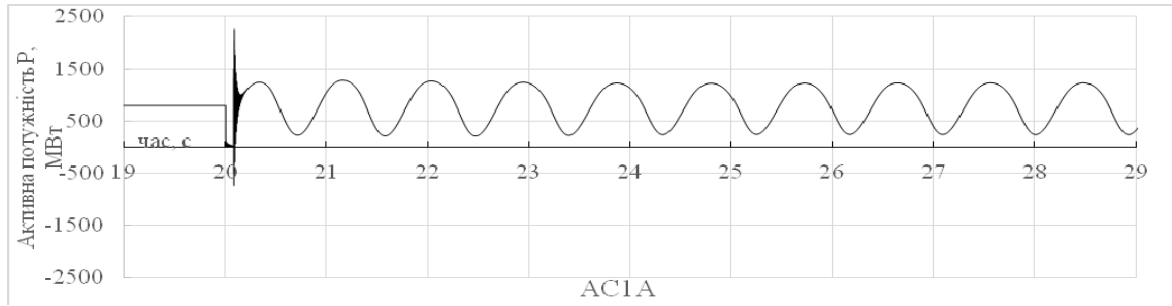


Рис. 2

Тр:  $S_H = 1000$  МВА;  $U_{H1} = 13,8$  кВ;  $R_1 = 0,002$  в.о.;  $L_1 = 0,012$  в.о.;  $U_{H2} = 500$  кВ;  $R_2 = 0,002$  в.о.;  $L_2 = 0,12$  в.о.;

ЛЕП:  $R_0 = 0,0197$  Ом/км;  $L_0 = 967,7$  мкГн/км;  $C_0 = 11,6$  пФ/км.

У початковому режимі навантаження СГ становило 800 МВт.

Під час моделювання враховувалася САКЗ типу АС1А [9], спрощену структурну схему якої наведено на рис. 3, значення параметрів САКЗ було взято з додатку Н.5 [9]. Зазначену модель САКЗ використовують у закордонній практиці під час досліджень багатомашинних ЕС.

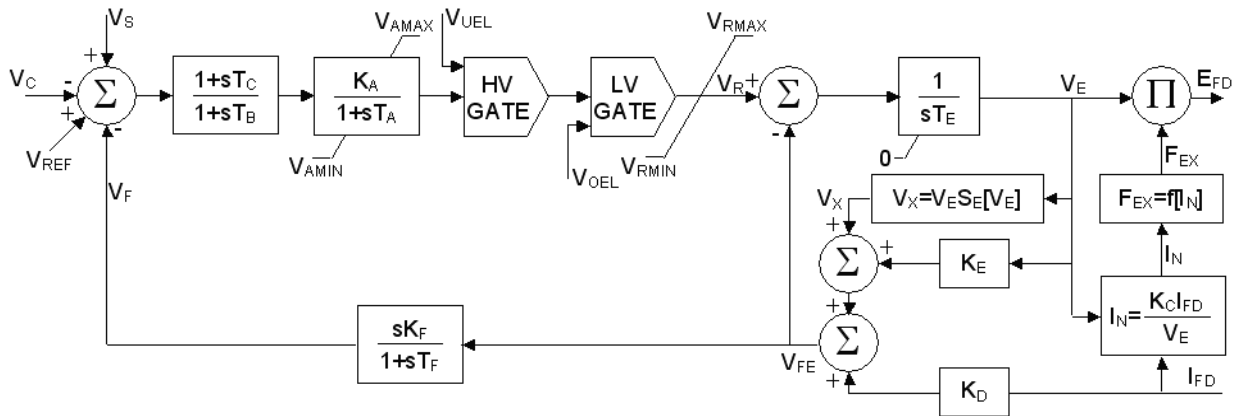


Рис. 3

Подібні результати одержано і у разі використання САКЗ типу ST1A [9]: приклад незгасаючих коливань, що виникають за того ж збурення, але коли навантаження СГ становило 500 МВт, наведено на рис. 4.

До превентивної складової належать також засоби визначення налагоджень пристроїв автоматичної складової для демпфірування НЧК. Засобами автоматичної складової є автоматичні регулятори збудження сильної дії (АРЗ-СД) СГ. Щодо налагодження АРЗ-СД, то тут слід зазначити, що зазвичай на практиці для цього використовують одночастотну модель “СГ–ЛЕП–ШНП”. Електричний опір зазначеної ЛЕП ( $X_{ЛЕП}$ ) визначають із відповідного квадратного рівняння, маючи результати вимірювання необхідних режимних параметрів двох ustalених режимів електростанції, представлені в зазначеній моделі еквівалентним СГ [8]: зазвичай використовують один режим з максимально допустимим значенням напруги на ши-

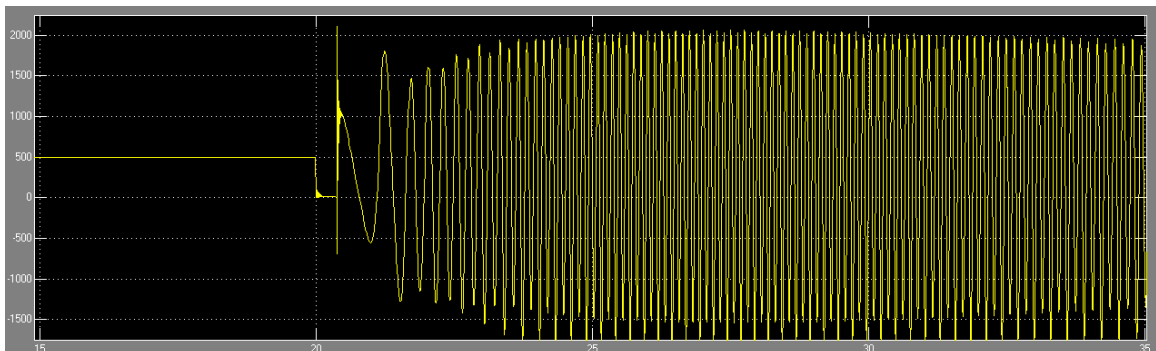


Рис. 4

нах електростанції, а інший – з мінімально допустимим (за умовами споживання реактивної потужності) значенням напруги СГ. Визначивши  $X_{ЛЕП}$ , досить просто задати режим роботи СГ і забезпечити задане значення модуля напруги на ШНП. Однак, незважаючи на очевидні “плюси” такого підходу, його застосування все ж має свої обмеження у використанні під час налагодження АРЗ-СД СГ. Справа у тому, що незважаючи на різні типи наявних в експлуатації САКЗ СГ та різні функції, які вони виконують, зокрема і функцію забезпечення захисту СГ (обмеження максимального струму ротора та мінімального збудження; обмеження максимальної напруги статора та ін.), основними вважаємо такі:

1) стабілізацію напруги на шинах СГ відповідно до заданого значення уставки (з урахуванням існуючих обмежень на значення напруги і струму ротора та статора, а також потреби підтримання статизму за напругою у разі зміни реактивного струму);

2) демпфірування коливань ротора СГ, які можуть визначати: за відхиленнями кута ротора  $\Delta\delta$  від початкового значення  $\delta_0$ , за відхиленнями швидкості обертання  $\Delta\omega$  (або частоти  $\Delta f$ ) відносно початкового номінального значення, за прискорювальною потужністю  $P_a$ , яка виникає як небаланс потужностей

$$P_a = P_m - P_e = P_m - P_E(\varphi_{\Delta E'_q}) - P_D(\varphi_{\Delta\omega}) - P_S(\varphi_{\Delta\delta}),$$

де  $P_m$  – потужність турбіни;  $P_e$  – електрична потужність СГ, складовими якої є:  $P_E(\varphi_{\Delta E'_q})$  – складова, пропорційна перехідній синхронній електрорушійній силі ( $E'_q$ ), обумовленій дією системи збудження з деяким фазовим запізненням ( $\varphi_{\Delta E'_q}$ ) відносно виникнення збурення (внаслідок електромагнітної інерційності обмотки ротора СГ і системи збудження);  $P_D(\varphi_{\Delta\omega})$  – демпфіруюча складова, пропорційна  $\Delta\omega$ , що визначається з деяким фазовим запізненням  $\varphi_{\Delta\omega}$  відносно збурення внаслідок електромагнітної та механічної інерційності ротора СГ;  $P_S(\varphi_{\Delta\delta})$  – синхронізуюча складова, пропорційна  $\Delta\delta$ , що визначається з деяким фазовим запізненням  $\varphi_{\Delta\delta}$  відносно збурення внаслідок електромагнітної та механічної інерційності ротора СГ.

Використання моделі “СГ–ЛЕП–ШНП” більшою мірою сприяє налагодженню АРЗ-СД СГ для виконання першої з двох зазначених основних функцій, яка потребує швидкодіючих САКЗ з великими значеннями коефіцієнтів зворотного зв'язку за відхиленням напруги статора ( $K_{ov}$ ), що теоретично дає змогу забезпечити реалізацію режимів ЕС, граничних за статичною аперіодичною стійкістю, але практично викликає ефект від'ємного демпфірування електромеханічних коливань ротора СГ у перехідних режимах, ускладнюючи реалізацію другої із зазначених вище функцій (у разі значного зменшення  $K_{ov}$  саморозхитування ЕС не відбувається, що свідчить про наявність внутрішнього протиріччя, пов'язаного з реалізацією двох основних функцій САКЗ СГ). Щоб забезпечити демпфірування коливань ротора СГ, в АРЗ-СД СГ застосовують глибокий від'ємний зворотний зв'язок з використанням похідних режимних параметрів як стабілізуючих сигналів, ускладнюючи налагодження та експлуатацію таких САКЗ СГ. Тут слід вказати на причини, які дещо ускладнюють налагодження САКЗ СГ на електростанціях України у порівнянні з відповідним налагодженням в ЕС “далекого зарубіжжя”: існують структурно-функціональні відмінності САКЗ СГ, що експлуатуються в ОЕС України, від САКЗ СГ інофірм-виробників, які експлуатуються в ЕС більшості країн світу. Перші (переважно – це продукція російських підприємств різного часу випуску, зокрема: ЛПЭО “Электросила”, ОАО “Силовые машины”, Уралэлектротяжмаш, ВНИИ “Электромаш”, СОЭТЗВЭИ им. Ленина, ОРГРЭС, хоча є і окремі приклади АРЗ СГ українського виробництва, а саме: НПОО “ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЬНАЯ ТЕХНИКА”, м. Запоріжжя) можна умовно поділити на дві складові за двома зазначеними вище основними функціями (стабілізація напруги та демпфірування електромеханічних коливань), тоді як другі (продукція інофірм-виробників) містять окремі структурні складові – автоматичний регулятор на-

пруги та PSS, основною функцією останнього є демпфірування НЧК в ЕС (ЕО). З модернізацією окремих блоків електростанцій України все більше використовують обладнання інофірм-виробників (як, наприклад, на енергоблоці №1 ДТЕК "Запорізька ТЕС": безщиткову систему збудження переведено на статичну тиристорну типу UNITROL 6800 фірми ABB), тому, враховуючи неминучі процеси реновації та модернізації об'єктів електроенергетики України, з часом слід очікувати збільшення на електростанціях України кількості САКЗ СГ, до складу яких у вигляді окремих складових будуть входити PSS, приклади чого вже мають місце.

На деяких результатах досліджень ефективності САКЗ з PSS зупинимося далі, оскільки вони є засобами *автоматичної складової*, а тут лише зазначимо, що у складі *превентивної складової* мають бути також засоби розв'язання задачі визначення найвпливовіших (в аспекті демпфірування НЧК) СГ в ЕО, для яких слід налагодити САКЗ (PSS та/чи АРЗ-СД – залежно від наявності) з метою демпфірування НЧК, орієнтуючись на певні схемно-режимні умови. Звичайно, враховуючи поточний стан справ в ОЕС України, наявність у складі *превентивної складової* засобів попереднього налагодження (одночасного вибору як коефіцієнтів підсилення, так і сталих часу каналів стабілізації та регулювання) АРЗ-СД СГ в багатомашинному ЕО теж не видається зайвою (з розв'язанням такої задачі не зникає потреба розвитку та використання адаптивних та робастних САКЗ СГ, оскільки завжди під час апріорі налагодження САКЗ СГ матиме місце певна невизначеність стосовно реальних схемно-режимних умов експлуатації таких САКЗ СГ). Оскільки ж у часовому "шарі" *превентивної складової* обмеження щодо витрат часу, необхідного для зазначеного вище налагодження АРЗ-СД СГ у багатомашинному ЕО, не є жорсткими, то з цією метою доцільно використовувати ті засоби, наприклад, генетичні алгоритми, які є ефективними у пошуку глобального оптимуму серед можливих налагоджень САКЗ СГ.

До *оперативної складової* належать засоби, які забезпечують ідентифікацію та визначення параметрів НЧК у режимі *on-line*. У разі довготривалих НЧК з поступовим зростанням амплітуди (їх характеризує близьке до нуля від'ємне значення коефіцієнта демпфірування) диспетчерський персонал ЕС (ЕО) матиме змогу забезпечити реалізацію заходів щодо їх "знесення", тим самим запобігаючи порушенню стійкості ЕС (виникнення небезпечних НЧК є свідченням недостатньої ефективності наявних в ЕО засобів їх демпфірування, зокрема засобів згаданої вище *автоматичної складової*). Засоби, з використанням яких можна ідентифікувати виникнення такої небезпечної ситуації, повинні неперервно функціонувати в режимі *on-line*, здійснюючи обробку результатів реєстрації режимних параметрів ЕО (ідентифікувати небезпечні НЧК в режимі *on-line* та відповідні "джерела" їх виникнення на базі лише "штатних" засобів, якими зазвичай користується диспетчер, неможливо). Ефективне використання засобів *оперативної складової* передбачає організацію підсистеми моніторингу НЧК на базі електровимірювальних реєструючих пристроїв (ЕВРП) "Регіна-Ч" [5,7]. Враховуючи характеристики наявних в ОЕС України каналів передачі даних, ідентифікація та визначення параметрів НЧК здійснюються безпосередньо на об'єктах встановлення ЕВРП "Регіна-Ч", а рішення щодо потреби "знесення" небезпечних НЧК приймається диспетчером ЕО на підставі одержаних з таких об'єктів значень параметрів НЧК. Схему організації зазначеної підсистеми моніторингу НЧК на базі ЕВРП "Регіна-Ч" представлено на рис. 5, де суцільними лініями позначено виділені (оптоволоконні) канали передачі даних від ЕВРП "Регіна-Ч" до диспетчерського центру (ДЦ) ОЕС України (НЕК "Укренерго"), а штриховими лініями – відповідні канали, які організовано між об'єктами та ДЦ ЕС, а також між ДЦ ЕС та ДЦ ОЕС України.

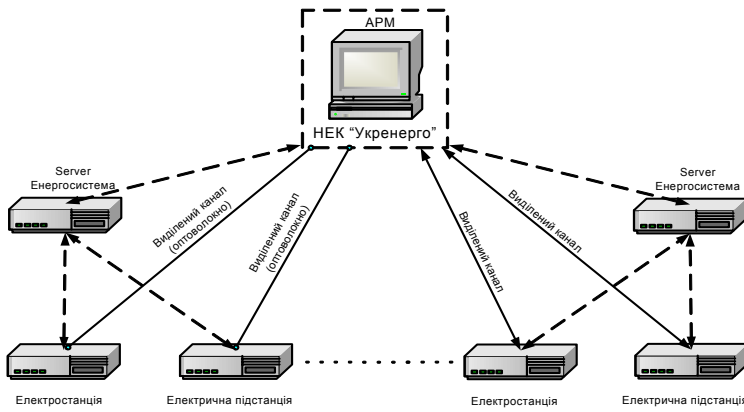


Рис. 5

Для *on-line*-ідентифікації НЧК паралельно використовується “набір” відповідних методів та “ковзаючі” вікна для неперервної перехресної обробки сигналів (параметрів режиму). “Паралельним” використанням ефективних методів, кожен з яких має свої “плюси”, забезпечуються надійна ідентифікація НЧК та визначення їхніх параметрів. Підвищенню ефективності такої ідентифікації сприяє і використання вибірок даних, що стосуються різних режимних параметрів.

До *автоматичної складової* належать САКЗ СГ (АРЗ-СД), не виключаючи можливість використання для демпфірування НЧК також інших придатних для цього засобів [4] у разі їх появи в ОЕС України. Раніше було зроблено припущення, що САКЗ з PSS як окремою структурною складовою все більше будуть з’являтися і в ОЕС України. Узагальнену блочно-функціональну схему таких САКЗ СГ [2] представлено на рис. 6, де відображено два основних контури зворотних зв’язків: верхній контур (визначається сигналами  $V_t$ ,  $I_s$ ,  $V_{IC}$ ) пов’язаний з регулюванням напруги згідно з заданою уставкою  $V_{ref}$ , а нижній (визначається сигналами

$(f, \omega, P_A, V_{f(\omega, P_A)})$  –

з демпфіруванням коливань ротора СГ. Додаткові сигнали пов’язані з такими обмеженнями:  $V_{OEL}$  – сигнал від обмежувача переобтяження за струмом ротора чи статора під час форсування збудження;  $V_{UEL}$  – сигнал від обмежувача мінімального збудження.

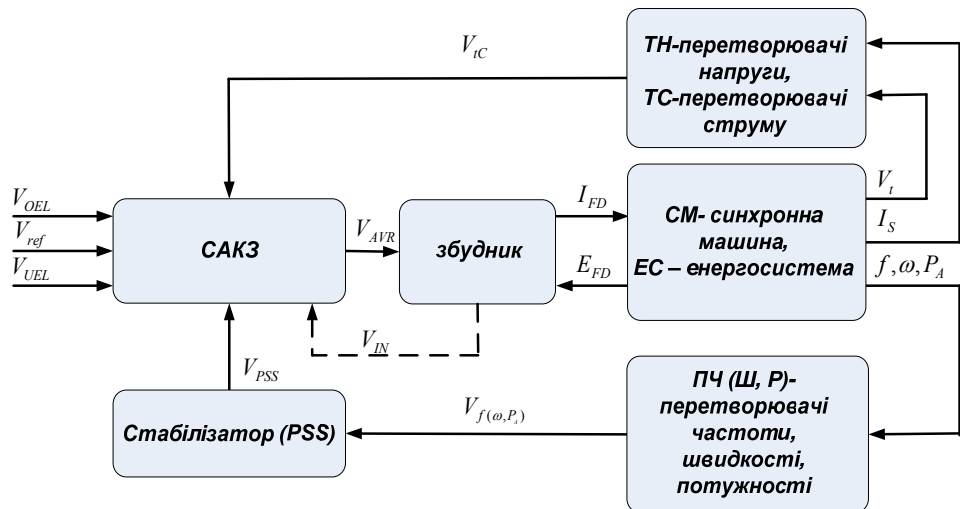


Рис. 6

PSS, що входять до таких САКЗ СГ, забезпечують можливість: 1) компенсації фазового запізнювання між виходом збудника і електричним моментом СГ; 2) налагодження (PSS) для “подавлення” в певному частотному діапазоні небезпечних складових (мод) коливань режимних параметрів. Узагальнену структурну схему основних елементів PSS показано на рис. 7, щодо якої зробимо необхідні пояснення.

PSS повинен формувати сигнал для компенсації коливань активної потужності або кута (швидкості або частоти обертання) ротора СГ синфазно з їх зміною. Для цього в PSS використано фільтр постійної складової з великою сталою часу ( $T_w$ ), значно більшою від періоду коливань кута ротора СГ в усталеному режимі, що дає змогу PSS реагувати на такі коливання тільки у разі порушення усталеного режиму, не впливаючи на поведінку САКЗ СГ у разі усталеного експлуатаційного режиму. Фазозсувна ланка дозволяє задати необхідне випередження фази для компенсації фазового запізнювання між виходом збудника і електричною потужністю СГ (1). Коефіцієнт  $K_{PSS}$  налагоджують для досягнення необхідного демп-

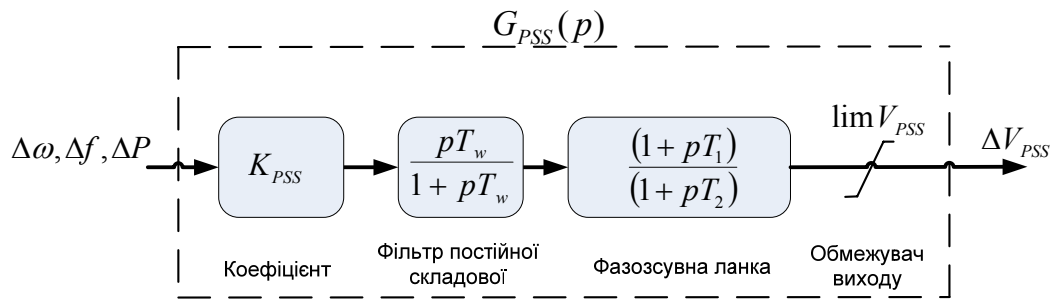


Рис. 7

фірування нестійких або слабо демпфіруваних мод НЧК. Сталі часу  $T_w$  та  $T_2$  визначають на етапі проектування PSS, інші параметри – під час налагодження.

Результати виконаних досліджень підтверджують ефективність таких САКЗ з PSS. Наприклад, для чотиримашинної ЕС (рис. 8), дані щодо значень параметрів елементів якої наведено в [10], у разі відсутності PSS на всіх СГ та виникнення на ЛЕП двофазного короткого замикання тривалістю 0,066 с (на 10-й секунді), виникають НЧК і відбувається коливне порушення стійкості.

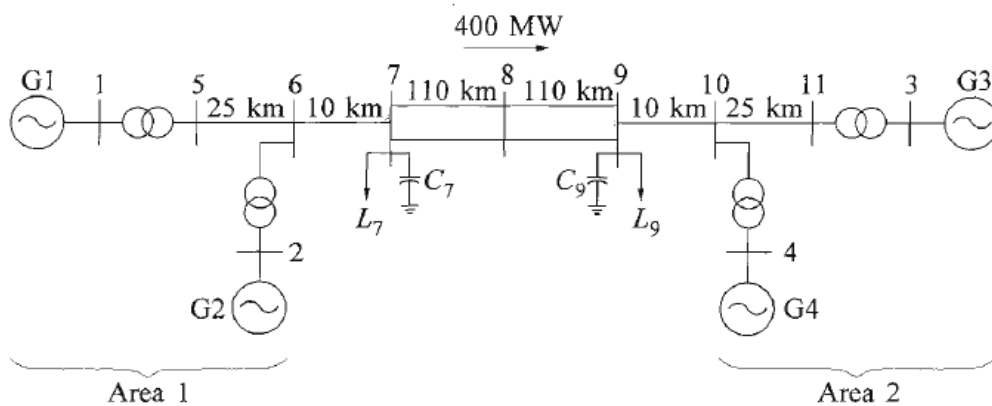


Рис. 8

Для зазначеного випадку на рис. 9 показано графіки потоку активної потужності по ЛЕП (верхній графік, використано відносні одиниці – в.о.) та напруги на шинах приєднання ЛЕП (нижній графік). У разі “ввімкнення” PSS за такого ж збурення режиму ЕС забезпечується демпфірування НЧК. На рис. 10 показано аналогічні графіки для випадку використання багатосмугового PSS (PSS4B) [9], який демпфірує НЧК. Однак з цим завданням PSS не всіх типів справляються успішно. Наприклад, у разі використання PSS типу Delta в PSS (використовується сигнал відхилення куткової швидкості ротора  $\Delta\omega$ ) виникають довготривалі слабкозгасаючі коливання (рис. 11). Дані експлуатації САКЗ з PSS свідчать, що використання сигналу  $\Delta\omega$  у ряді випадків може призводити до виникнення на середніх і високих частотах незгасаючих коливань виходу САКЗ, викликаних крутильними коливаннями вала ротора СГ.

Одержані результати виконаних у 2013 р. експериментально-модельних досліджень, які частково представлено в [2, 4], свідчать, що серед моделей, наведених в роботі [9], краще себе “показали” моделі САКЗ типу ST4B разом з PSS2B [“разом” – це означає, що PSS2B, використовуючи вхідні сигнали відхилення активної потужності СГ та відхилення частоти напруги на шинах генератора ( $\Delta f$ ) (або відхилення частоти обертання ротора СГ ( $\Delta\omega$ )), свій вихідний сигнал подає на один із “входів” ST4B, а ST4B, у свою чергу, реалізує пропорційно-інтегрально-диференціальний закон регулювання напруги] та ST5B разом з PSS4B. Зазначимо, що кожна модель САКЗ СГ відповідає певній технічній реалізації САКЗ СГ, орієнтованій на системи збудження певного типу, однак в експлуатаційній практиці під час моделювання режимів ЕС іноді використовують певні узагальнення та спрощення моделей САКЗ (ілюстрацією чого є схема, показана на рис. 3).



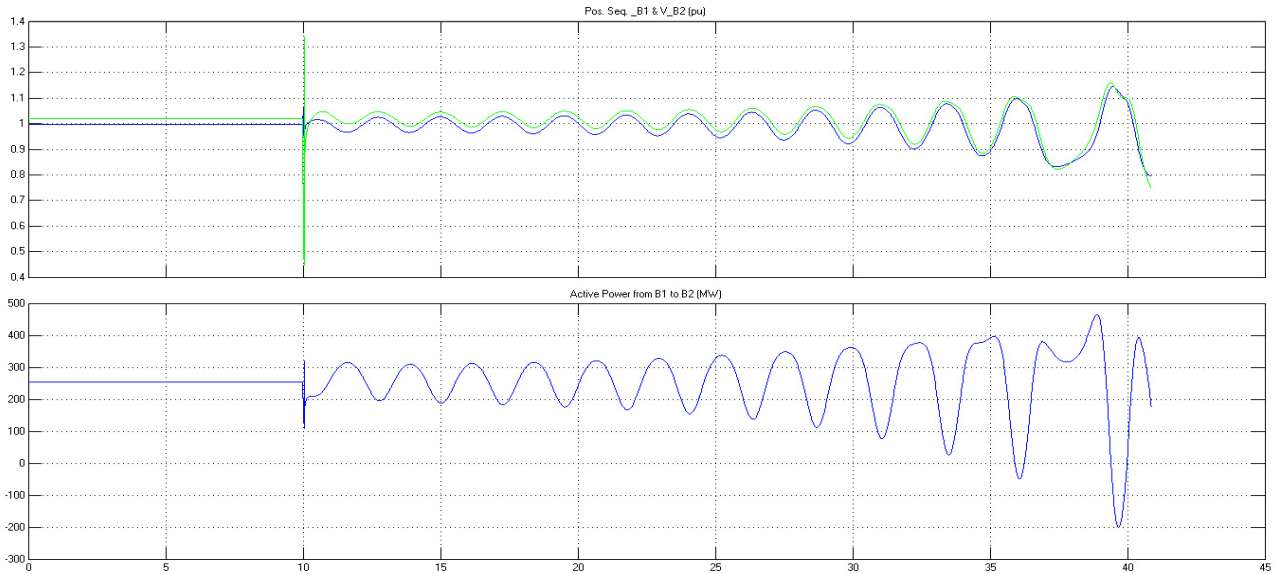


Рис. 9

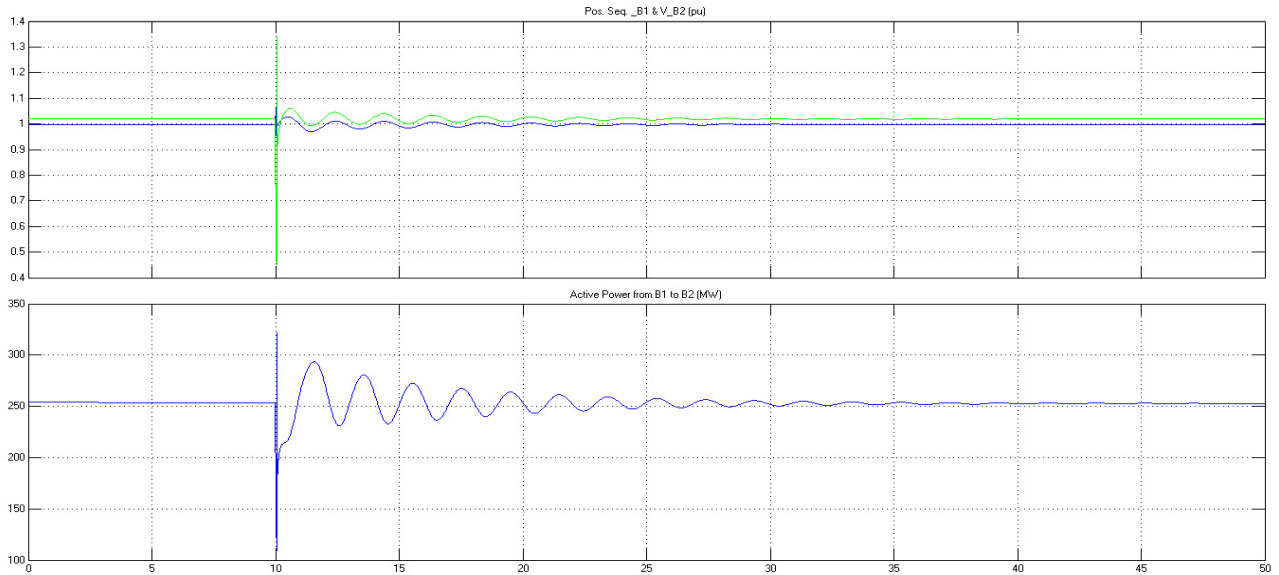


Рис. 10

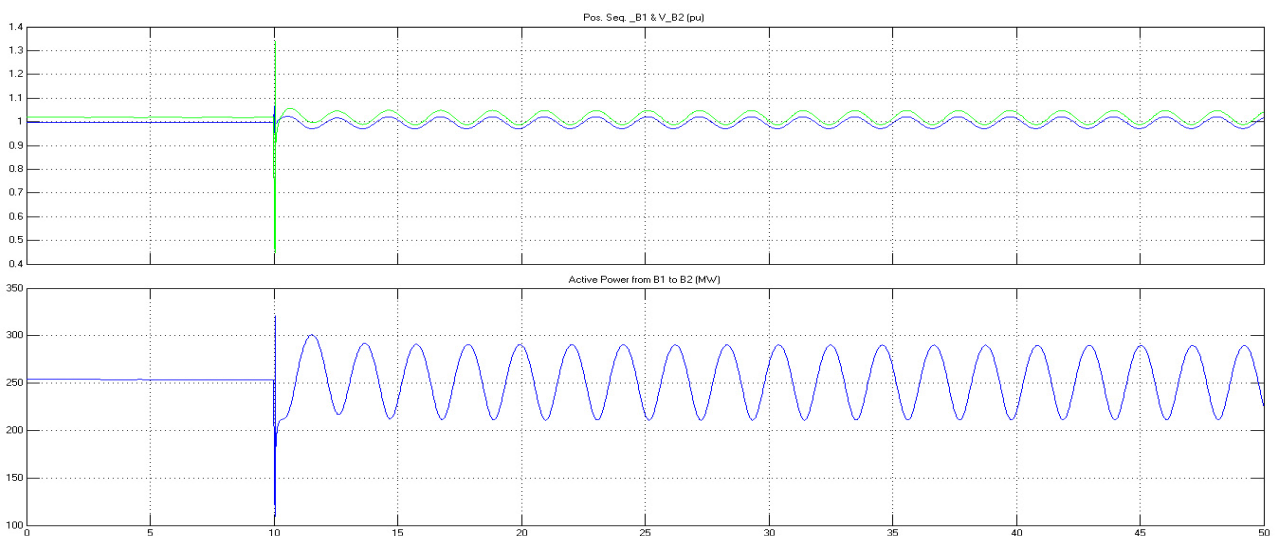


Рис. 11



Вирішення комплексної проблеми демпфірування НЧК в ОЕС України та запобігання системним аваріям повинно відбуватися на базі розвитку засобів розглянутих трьох складових. Не зупиняючись детальніше на визначальних особливостях засобів цих складових, потрібно все ж зазначити, що у кожному такому часовому “шарі” передбачено використання інформації, одержуваної від ЕВРП “Регіна-Ч”. Щодо використання зазначеної інформації засобами *превентивної* та *оперативної складових*, то відповідні пояснення було зроблено вище, а стосовно користувачів зазначеної інформації серед засобів *автоматичної складової*, то їх поділимо на дві групи.

До першої групи віднесемо засоби адаптивних САКЗ СГ, передбачаючи використання відповідних каналів передачі даних, показаних на рис. 5, для одержання інформації з потрібних “точок” (об’єктів) багатозв’язної ОЕС України (розвиток засобів *автоматичної складової* цим не обмежується, оскільки крім створення ефективних засобів адаптивних САКЗ актуальною є також проблемна задача розроблення ефективніших структур САКЗ СГ, що характеризуються обмеженою кількістю вхідних сигналів (тим самим підвищуючи їх надійність та завадостійкість) та використанням параметрів магнітного поля в зазорі СГ для стабілізації руху ротора СГ).

До другої групи віднесемо засоби створюваної централізованої (рівня ОЕС України, не виключаючи і окремі регіональні ЕС) системи керування (WACS – абревіатура від Wide-Area Control System), до складу функцій якої теж входить демпфірування НЧК (для цього передбачається також використовувати засоби силової електроніки [6], насамперед, гнучкі керовані системи змінного струму (FACTS), коли такі з’являться в ОЕС України).

Розвиток засобів розглянутих трьох складових, поєднаних як основною метою, так і інформацією, одержуваною від ЕВРП “Регіна-Ч”, дасть синергетичний системний ефект в аспекті покращення динамічних властивостей ОЕС України та керованості її режимів, а також сприятиме розвитку систем (схем) захисту рівня ЕО (WAPS – абревіатура від Wide-Area Protection System), неодмінною умовою функціонування яких є використання системи (шкали) єдиного часу під час контролю та фіксації (реєстрації) відповідних процесів та подій на об’єктах ОЕС України.

1. *Буткевич О.Ф.* Проблемно-орієнтований моніторинг режимів ОЕС України // Техн. електродинаміка. – 2007. – № 5. – С. 39–52.
2. *Буткевич О.Ф., Агамалов О.М., Чижевський В.В.* Низькочастотні коливання режимних параметрів та покращення динамічних властивостей енергосистем // Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України: Зб. наук. пр. – К.: ІЕД НАНУ, 2014. – Спец. вип. – С. 50–61.
3. *Буткевич О.Ф., Буланая В.С., Рибіна О.Б., Чижевський В.В.* Експериментально-модельні дослідження динамічних властивостей електроенергетичних систем // Техн. електродинаміка. Темат. вип. „Проблеми сучасної електротехніки”. – 2008. – Ч. 4. – С. 37–40.
4. *Буткевич О.Ф., Колесникова Н.Ф., Козлова О.І., Литвинова О.А.* Засоби та заходи, спрямовані на запобігання виникненню системних аварій // Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України: Зб. наук. пр. – К.: ІЕД НАНУ, 2014. – Вип. 37. – С. 5–12.
5. *Буткевич О.Ф., Тутик В.Л.* Моніторинг та діагностування електроенергетичних об’єктів та систем України на базі комплексів “Регіна” // Гідроенергетика України. – 2010. – № 3. – С. 46–49.
6. *Буткевич О.Ф., Чижевський В.В.* Виявлення в режимі реального часу небезпеки коливного порушення стійкості об’єднаних енергосистем // Вісн. Вінницького політехн. ін-ту. – 2011. – № 6. – С. 164–167.
7. *Стогній Б.С., Сопель М.Ф., Слинко В.М. та ін.* Створення технічних засобів системи моніторингу перехідних режимів енергосистем та їх метрологічне забезпечення // Пр. Ін-ту електродинаміки НАН України: Зб. наук. пр. – К.: ІЕД НАНУ, 2007. – № 1 (16). – С. 16–22.
8. *Юрганов А. А., Кожевников В.А.* Регулирование возбуждения синхронных генераторов. – СПб.: Наука, 1996. – 138 с.
9. *IEEE Std 3.421.5-2005.* IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies, 2005. – 85 p.
10. *Kundur P.,* Power System Stability and Control, Edited by McGrawHill Inc., 1994, 1176 p.
11. *Курьленко О., Буткевич О., Чижевський В.,* “Monitoring of operational parameters of interconnected power systems” // PRZEGLĄD ELEKTROTECHNICZNY (Electrical Review), ISSN 0033-2097, R. 88 NR 3a/2012, 25-27.

УДК 621.311

**А.В. Кириленко**, акад. НАН Украины, **А.Ф. Буткевич**, докт. техн. наук, **О.Б. Рыбина**, канд. техн. наук  
Институт электродинамики НАН Украины,  
пр. Победы, 56, Киев-57, 03680, Украина

**Низкочастотные колебания режимных параметров объединенных энергосистем и предотвращение системных аварий**

*Представлены отдельные результаты исследований, выполненных в 2013 г. по одному из проектов целевой комплексной программы научных исследований НАН Украины «Объединение-2». Показана актуальность проблемы предотвращения системных аварий, связанных с возникновением низкочастотных колебаний режимных параметров объединенных энергосистем (ОЭС). Предложен подход к решению указанной проблемы в ОЭС Украины, основанный на реализации трех составляющих, которые условно можно назвать превентивной, оперативной и автоматической. Средства этих составляющих подчинены решению одной проблемы, но на разных временных интервалах управления ОЭС. Библ. 11, рис. 11.*

**Ключевые слова:** энергосистема, низкочастотные колебания, устойчивость, демпфирование, системный стабилизатор.

**O.V. Kyrylenko, O.F. Butkevych, O.B. Rybina**

Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine,  
Peremohy, 56, Kyiv-57, 03680, Ukraine

**Low-frequency oscillations of interconnected power systems' mode parameters and prevention of power system failures**

*Some results of studies carried out in 2013 under one of the projects which belong to the targeted comprehensive program of scientific researches of NAS of Ukraine "Association-2" are presented. An urgency of the problem of the prevention of power system failures associated with the occurrence of low-frequency oscillations of mode parameters of Interconnected Power Systems (IPS) is shown. To solve this problem in the IPS of Ukraine the approach based on the implementation of three components which can be called preventive, operative and automatic is proposed. The means of these components are directed to solving of the same problem, but within different time intervals of IPS management. References 11, figures 11.*

**Key words:** power system, low-frequency oscillations, stability, damping, power system stabilizer.

Надійшла 12.05.2014

Received 12.05.2014