

## ПРО ДЕЯКІ ВПЛИВИ СКЛАДУ ГЕНЕРУЮЧИХ ПОТУЖНОСТЕЙ НА ДИНАМІЧНІ ВЛАСТИВОСТІ ЕНЕРГОСИСТЕМ

О.Ф. Буткевич<sup>1,2\*</sup>, докт. техн. наук, Т.М. Гурсьва<sup>1</sup>, В.В. Чижевський<sup>2\*\*</sup>, канд. техн. наук,  
Н.Т. Юнєєва<sup>1</sup>, канд. техн. наук

<sup>1</sup> Інститут електродинаміки НАН України, пр. Перемоги, 56, Київ, 03057, Україна,

<sup>2</sup> Національний технічний університет України “КПІ ім. І. Сікорського”,  
пр. Перемоги, 37, Київ, 03056, Україна, e-mail: [o.butkevych@gmail.com](mailto:o.butkevych@gmail.com)

*Наведено результати аналізу впливу змін у складі генеруючих потужностей електроенергетичних систем (ЕЕС) на власні частоти та електромеханічні перехідні процеси в ЕЕС. Розглянуто випадки, коли зазначені зміни є наслідком введення груп джерел генерування, що частково замінюватимуть генеруючі потужності теплових електростанцій. У дослідженні використано добре відомі 2-зонну (4-машинну) та 6-машинну тестові схеми ЕЕС. Бібл. 10, рис. 5, табл. 3.*

**Ключові слова:** електроенергетична система, генеруючі потужності, стала інерція, електромеханічні перехідні процеси, власні частоти.

**Вступ.** Сучасні тенденції розвитку електроенергетичних систем (ЕЕС) свідчать про зростання ролі джерел «чистої» енергії, насамперед відновлюваних джерел енергії (ВДЕ), зі створенням ефективною та надійною структури електроенергетичного виробництва, в якому максимальна ефективність планування та реалізації технологічних процесів досягається з використанням різних smart-систем та smart-технологій. Поява в електричних мережах розосереджених джерел генерування (РДГ), до яких належать і ВДЕ, може перетворювати такі мережі – залежно від сумарної потужності наявних РДГ у їхньому складі – у локальні «квазі-енергосистеми», з новими властивостями та динамічними характеристиками. Відповідно, режими ЕЕС теж зазнаватимуть змін внаслідок зростання сумарної потужності РДГ. Питанням впливу ВДЕ на динамічні властивості та режими ЕЕС присвячено багато досліджень та публікацій, підпорядкованих розв’язанню різних задач, пов’язаних, зокрема, з балансуванням режимів за частотою, використанням віртуальної інерції, систем захисту та автоматики, демпфування коливань та інше [1-4]. Водночас далеко не всі питання впливу РДГ на властивості ЕЕС досліджено. В повоєнні роки ЕЕС України зазнають структурних змін, зокрема змін складу генеруючих потужностей, що вплинуть на їхні властивості, тому завчасно одержати відповіді на запитання щодо властивостей ЕЕС України в повоєнний період за тих чи тих структурних змін важливо в аспекті планування розвитку ЕЕС та реалізації відповідних заходів задля забезпечення режимної надійності таких ЕЕС. Наразі швидкість старіння енергогенеруючого обладнання теплових електростанцій (ТЕС) України стрімко зростає внаслідок залучення енергоблоків до роботи в маневрених режимах: значна частина енергоблоків перевищила навіть подовжений індивідуальний ресурс (300 тис.год.).

Далі використовуватимемо термін-словосполучення *зосереджена група джерел генерування* (ЗГДГ), під яким розумітимемо деяку кількість джерел генерування, зосереджених в одному місці, кожне з яких є джерелом генерування меншої одиничної потужності у порівнянні з генеруючими потужностями ТЕС.

**Мета даної роботи** – якісно оцінити вплив змін у складі генеруючих потужностей ЕЕС внаслідок введення ЗГДГ, що частково замінюватимуть генеруючі потужності ТЕС, на власні частоти ЕЕС та електромеханічні перехідні процеси в ЕЕС.

**Попередні зауваження.** Задля забезпечення можливості різнобічної перевірки адекватності одержаних результатів та використання різних моделей елементів ЕЕС для виначення їхнього впливу на результати моделювання у дослідженнях було використано дві широковідомі тестові схеми

(моделі) ЕЕС: 1) 4-машинну 2-зонну схему ЕЕС [5, с. 813-814]; 2) 6-машинну 14-шинну схему ЕЕС, дані щодо якої наведено, наприклад, в [6]: її використовували ще за часів колишнього СРСР як *тестову схему «Енергомережпроект»* для порівняння різних програм моделювання електромеханічних перехідних процесів та оцінювання стійкості ЕЕС.

Оскільки дані дослідження було виконано з використанням тестових схем ЕЕС, які є певними еквівалентами багатомашинних ЕЕС, а створення сценаріїв моделювання з різним складом генеруючих потужностей ЕЕС пов'язано з «розгортанням-заміною» еквівалентів генеруючих потужностей різною кількістю джерел генерування меншої одиничної потужності, то доцільно нагадати про деякі особливості еквівалентування ЕЕС. Задачам спрощення та еквівалентування розрахункових схем (моделей) ЕЕС присвячено велику кількість практичних розробок та ще більше публікацій. В окремих випадках альтернативою еквівалентування складних схем є використання діакоптики [7, 8], що набула особливої популярності під час застосування електронних обчислювальних машин з досить обмеженою на той час оперативною пам'яттю для розрахунку режимів складних ЕЕС. Залежно від призначення результатів еквівалентування ЕЕС (розрахунки усталених режимів, розрахунки струмів коротких замикань та параметрів неповнофазних режимів, оцінювання стійкості, використання еквівалентів в системах протиаварійного керування та інше) використовують різні критерії еквівалентування, залишаючи сталими вимоги збереження значень параметрів та показників режиму в частині ЕЕС, що не підлягала еквівалентуванню, незмінними. Виходячи з мети даної роботи, візьмемо до уваги критерії еквівалентування моделей динаміки ЕЕС, які використовують під час розв'язання задачі аналізу руху системи відносно синхронної осі.

Відомо, що підставою для еквівалентування в багатомашинних ЕЕС є наявність груп синхронних генераторів (СГ), що характеризуються синфазним рухом роторів після значних збурень режиму. Такий рух матиме місце у разі однакових прискорень роторів відповідних СГ. Зазначене прискорення виникає внаслідок дії на ротор СГ надлишкового моменту як різниці механічного ( $M_m$ ) та електричного ( $M_e$ ) моментів. Зв'язок прискорення ротору СГ та зазначеного надлишкового моменту можна подати рівнянням

$$\frac{d^2 \delta_{\text{мех}}}{dt^2} = (M_m - M_e) / J = M_{\text{нд}} / J, \quad (1)$$

де  $\delta_{\text{мех}}$  – механічний кут ротора СГ відносно синхронної осі, рад;  $M_{\text{нд}}$  – надлишковий момент, Н·м;  $J$  – момент інерції, кг·м<sup>2</sup>.

Кінетичну енергію обертових мас, пов'язаних з ротором СГ ( $W$ ), можна подати у вигляді

$$W = 0,5 \cdot J \omega_{\text{мех}}^2, \quad (2)$$

де  $\omega_{\text{мех}}$  – кутова швидкість ротора СГ відносно синхронної осі, рад/с.

З кінетичною енергією пов'язана стала інерції ( $H$ ), с

$$H = W / S_n, \quad (3)$$

де  $S_n$  – номінальна повна потужність СГ, В·А.

На підставі (1), з урахуванням (2)-(3), запишемо вираз для прискорення ротора СГ

$$\frac{d^2 \delta_{\text{мех}}}{dt^2} = M_{\text{нд}} \omega_{\text{мех}}^2 / (2HS_n). \quad (4)$$

З урахуванням того, що в літературі «сталою інерції» частіше називають величину  $T_J = 2H$ , запишемо (4) у вигляді

$$\frac{d^2 \delta_{\text{мех}}}{dt^2} = M_{\text{нд}} \omega_{\text{мех}}^2 / (T_J S_n), \quad (5)$$

і далі як *сталу інерції* використовуватимемо величину  $T_J$ .

Від рівняння (5) можна перейти до більш звичних форм запису прискорення руху ротора СГ, однак для наших цілей у цьому немає потреби: достатньо того факту, що прискорення має обернену залежність від сталої інерції.

Еквівалентну сталу інерції групи із  $n$  СГ ( $T_{JE}$ ), що характеризуються синфазним рухом роторів після збурення режиму, визначають ([9, 10] та інші) як суму сталих інерції СГ такої групи

$$T_{JE} = \sum_{i=1}^{i=n} T_{Ji}. \quad (6)$$

Аналогічним чином визначають активну потужність еквівалентного СГ ( $P_E$ )

$$P_E = \sum_{i=1}^{i=n} P_i. \quad (7)$$

Внаслідок еквівалентування підсистеми ЕЕС має забезпечуватися виконання умови відповідності руху («поведінки») еквівалентного СГ руху («поведінці») групи СГ, яку було замінено цим СГ, під час виникнення зовнішніх відносно такої підсистеми ЕЕС збурень. Такі вимоги (вони ж відтворюють критерії еквівалентування) подано нижче у вигляді формальних умов однакових швидкості (8) та прискорень (9) роторів СГ

$$T_{JE} \frac{d\delta_E}{dt} = \sum_{i=1}^{i=n} T_{Ji} \frac{d\delta_i}{dt}, \quad (8)$$

$$T_{JE} \frac{d^2\delta_E}{dt^2} = \sum_{i=1}^{i=n} T_{Ji} \frac{d^2\delta_i}{dt^2}. \quad (9)$$

Принадібно звертаємо увагу, що у загальному випадку сталу інерції ЕЕС ( $T_{JEEC}$ ) визначають за виразом (10), що не є тотожним виразу (6)

$$T_{JEEC} = \sum_{i=1}^{i=n} T_{Ji} S_i / S_{EEC}, \quad (10)$$

де  $T_{Ji}$ ,  $S_i$  – стала інерції та номінальна повна потужність  $i$ -го СГ відповідно;  $n$  – у даному випадку загальна кількість «ввімкнених» в ЕЕС СГ;  $S_{EEC}$  – сумарна повна номінальна потужність «ввімкнених» в ЕЕС СГ.

Згадані вище дві тестові схеми (моделі) ЕЕС зазвичай сприймають як *еквівалентні* схеми (моделі) багатомашинних ЕЕС. Очевидно, що внаслідок зворотного переходу – від еквівалентних джерел генерування до групи джерел (внаслідок «розгортання» еквівалентів) – за певних умов можна очікувати на деякі зміни властивостей ЕЕС. Підкреслимо, що виконані дослідження не були спрямовані на отримання еквівалентів джерел генерування чи «розгортання» еквівалентів, а стосувалися якісного оцінювання впливу змін у складі генеруючих потужностей, викликаних введенням ЗГДГ замість частини генеруючих потужностей ТЕС, на власні частоти ЕЕС та електромеханічні перехідні процеси в ЕЕС.

Враховуючи тенденцію розвитку ЕЕС у напрямі декарбонізації, частину генеруючих потужностей теплових електростанцій (ТЕС) замінять потужності РДГ, зокрема і ВДЕ. Така заміна може відбуватися за різними сценаріями. Наприклад, припустімо, що внаслідок зменшення навантаження ТЕС (для зменшення викидів в атмосферу, внаслідок фізичної зношеності обладнання чи з інших причин) потужність блоків деякої ТЕС зменшилася, але вони залишилися в роботі (і номінальні потужності та сталі інерції відповідних турбогенераторів формально не змінилися). Водночас додатково введена генеруюча потужність у вигляді РДГ «компенсувала» зазначене зменшення потужності генерування ТЕС, внаслідок чого баланс активних потужностей в ЕЕС не змінився. Якщо турбоагрегати ТЕС залишаються в роботі (маючи менше навантаження), то із введенням додаткових ЗГДГ змінюється стала інерції ЕЕС. Чи зазнає змін поведінка ЕЕС внаслідок реалізації інших подібних сценаріїв на шляху декарбонізації ЕЕС? Розглянемо результати досліджень, виконаних за деякими із таких сценаріїв.

**Основні результати досліджень.** Під час моделювання режимів ЕЕС з використанням зазначених тестових схем передбачалося, що введені ЗГДГ приєднують до тих же шин, що і СГ ТЕС, активну потужність генерування яких, залежно від сценарію, було зменшено чи взагалі вимкнено. Щоб певним чином «уніфікувати» вплив систем автоматичного керування збудженням СГ на перехідні процеси в ЕЕС, під час моделювання режимів ЕЕС не «вмикали» системні стабілізатори (PSS) і нехтували перехідними процесами в контурі збудження СГ (для усіх СГ було використано модель  $E' = \text{const}$ , що за результатами відповідає використанню автоматичних регуляторів збудження (АРЗ) СГ пропорційної дії, які, як відомо, мають «нульовий» демпфуючий вплив, а за некоректних налаштувань демпфуючий вплив може бути від'ємним). Звичайно, це априорі не сприяло демпфуванню коливань, однак давало змогу якісно оцінити, насамперед, вплив сталих інерції на електромеханічні перехідні процеси в ЕЕС за різних сценаріїв моделювання. У конкретних випадках для одержання точніших, адекватніших результатів потрібно використовувати відповідні математичні моделі елементів ЕЕС з їхніми системами керування, що впливають на перехідні процеси в ЕЕС. Наприклад, для таких еле-

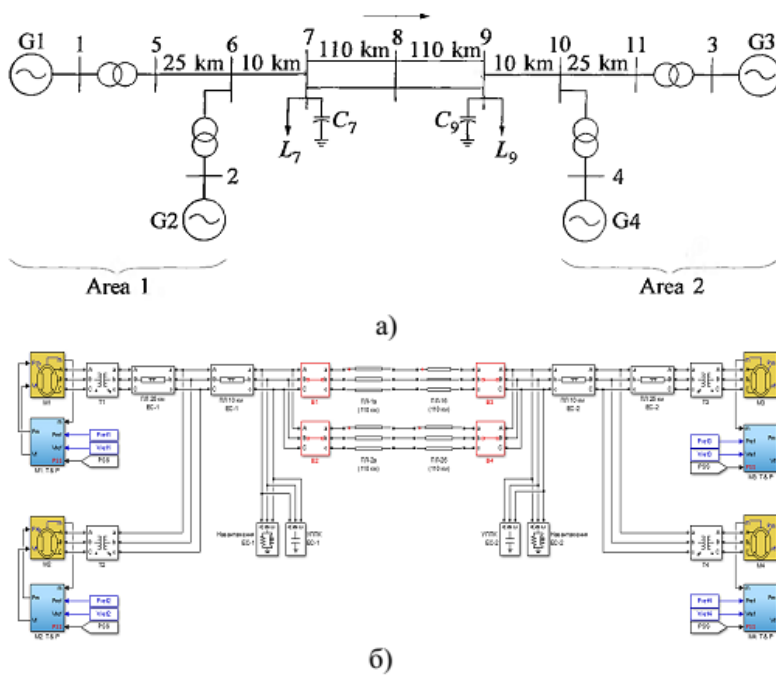


Рис. 1

повна потужність яких у початковому режимі становила  $S_{G1} = 705 + j185$  МВА,  $S_{G2} = 700 + j235$  МВА. Сумарна повна потужність СГ  $G3$  та СГ  $G4$  в іншій частині ЕЕС (*Area 2*) становила  $S_2 = 1419 + j393$  МВА. Сталі інерції ( $T_J$ ) обертових мас, пов'язаних з СГ, становили 13 с (для  $G1, G2$ ) та 12,35 с (для  $G3, G4$ ) і залишалися незмінними. Досліджувався вплив зміни складу генеруючих потужностей в частині ЕЕС *Area 1* (відповідно до сценаріїв моделювання) на власні частоти ЕЕС за умови, що сумарні активні потужності генерування та споживання залишаються, практично, незмінними. В частині ЕЕС, яку на рис. 1, а позначено *Area 1*, до шин 1 та 2 приєднували ЗГДГ у вигляді: 1) двох джерел генерування (1ДГ та 2ДГ), сталі інерції яких змінювалися за різних сценаріїв; 2) сонячних електростанцій (СЕС), інвертори яких прямо не моделювалися. Склад генеруючих потужностей в частині ЕЕС *Area 1* за сценаріями моделювання наведено у табл. 1.

Сумарна активна потужність генерування ЗГДГ за різних сценаріїв дорівнювала потужності, на яку було зменшено сумарну потужність СГ  $G1$  та СГ  $G2$ . Сценарій № 1 відповідає початковим умовам моделювання, результати якого використано для порівняння з результатами моделювання за іншими сценаріями. За сценаріями № 2 та № 3 потужність генерування СГ  $G1$  та  $G2$  було зменшено, однак вони залишалися в роботі, а сталі інерції СЕС, введених за сценарієм № 2, бралися рівними нулю. Сценарієм № 4 передбачено виведення СГ  $G1$  з роботи. Сценарієм № 5 передбачено той же склад генеруючих потужностей, що і сценарієм № 3, але джерела генерування в ЗГДГ характеризуються іншими сталими інерціями.

Таблиця 1

№ сценарію	$S_{G1}$ , МВА	$S_{G2}$ , МВА	$S_{1ДГ}$ , МВА	$T_{J1ДГ}$ , с	$S_{2ДГ}$ , МВА	$T_{J2ДГ}$ , с	$S_{СЕС}$ , МВА
1	700+j185	705+j235	-	-	-	-	-
2	175+j210	180+j230	-	-	-	-	1050+j0
3	350+j85	355+j110	350+j112	2,5	350+j113	2,5	-
4	-	705+j235	350+j93	10,08	350+j92	10,08	-
5	350+j85	355+j110	350+j112	10,08	350+j113	10,08	-

Під час досліджень за кожного усталеного режиму ЕЕС, розрахованого відповідно до умов чергового сценарію (табл. 1), на шинах 7 (рис. 1, а) «вмикали» шунт 3-фазного короткого замикання (3-ф. КЗ) тривалістю 0,20 с та моделювали електромеханічний перехідний процес в ЕЕС. Потрібно було оцінити вплив зміни складу генеруючих потужностей в частині ЕЕС *Area 1* внаслідок введення ЗГДГ (з відповідною зміною сумарної сталої інерції в частині ЕЕС *Area 1*) на її власні частоти. З цієї метою було використано вибірки даних, сформованих за результатами моделювання перехідних процесів, що виникали в ЕЕС після короткого замикання. З метою отримання об'єктивніших результатів визначення власних частот ЕЕС для аналізу зазначених вибірок даних було залучено ансамбль різних методів: найменших квадратів Ганкеля (Hankel total least squares method), пучка матриць (matrix pencil method), Проні, швидкого перетворення Фур'є (ШПФ). В

ментів, якими є вітроустановки, потрібно враховувати тип генераторів та особливості функціонування силових перетворювачів з їхніми системами керування видачі потужності. Наведені далі результати слід розглядати насамперед в аспекті якісного оцінювання впливу введених ЗГДГ, що частково замінюватимуть генеруючі потужності ТЕС, на перехідні процеси в ЕЕС.

1. Дослідження з використанням 4-машинної 2-зонної схеми (моделі) ЕЕС, показаної на рис. 1, а (схема основних електричних з'єднань) та рис. 1, б (схему створено в середовищі Матлаб). Значення усіх параметрів даної моделі наведено в [5].

Частина ЕЕС, яку на рис. 1, а позначено *Area 1*, містить два еквівалентних СГ ТЕС ( $G1$  та  $G2$ ),

на яку було зменшено сумарну потужність СГ  $G1$  та СГ  $G2$ . Сценарій № 1 відповідає початковим умовам моделювання, результати якого використано для порівняння з результатами моделювання за іншими сценаріями. За сценаріями № 2 та № 3 потужність генерування СГ  $G1$  та  $G2$  було зменшено, однак вони залишалися в роботі, а сталі інерції СЕС, введених за сценарієм № 2, бралися рівними нулю. Сценарієм № 4 передбачено виведення СГ  $G1$  з роботи. Сценарієм № 5 передбачено той же склад генеруючих потужностей, що і сценарієм № 3, але джерела генерування в ЗГДГ характеризуються іншими сталими інерціями.

Під час досліджень за

табл. 2 наведено параметри кожної ( $i$ -ої) доміантної моди коливань потоку активної потужності повітряними лініями (ПЛ) 7-9 (визначені у разі використання для оброблення вибірки даних «часового вікна» шириною 5 с), зокрема: частоту  $\omega_i$  [Гц]; амплітуду  $A_i$  [МВт]; показник демпфування  $\zeta_i = -\sigma_i(\sigma_i^2 + \omega_i^2)^{-0,5}$  [б.в.], де  $\sigma_i$  [с<sup>-1</sup>] – стала демпфування. Зазначимо, що для оброблення вибірки даних, сформованої за результатами моделювання електромеханічних перехідних процесів в ЕЕС за сценарієм № 3, метод пучка матриць не використовувався. В табл. 2 параметри кожної із мод, що мають найбільші амплітуди, розташовано в порядку збільшення частот (параметри мод з невеликими амплітудами у табл. 2 не показано).

Таблиця 2

№ сценарію	Параметри мод коливань потоку активної потужності, визначені з використанням методів:										
	найменших квадратів Ганкеля			пучка матриць			Проні			ШПФ	
	$\omega_i$ , Гц	$A_i$ , МВт	$\zeta_i$	$\omega_i$ , Гц	$A_i$ , МВт	$\zeta_i$	$\omega_i$ , Гц	$A_i$ , МВт	$\zeta_i$	$\omega_i$ , Гц	$A_i$ , МВт
1	<b>0,49</b>	56,5	-0,22	<b>0,29</b>	125,2	-0,541	<b>0,54</b>	179,7	0,007	<b>0,47</b>	144,23
	<b>0,56</b>	120,5	0,025	<b>0,54</b>	186,7	-0,01	<b>1,08</b>	28,5	0,018	1,41	5,57
	<b>1,09</b>	20,5	0,013	<b>1,01</b>	33,6	-0,067	1,59	2,7	0,241	-	-
	1,52	6,5	-0,026	1,05	31,8	-0,006	2,09	0,6	0,058	-	-
2	<b>0,45</b>	218,70	-0,01	<b>0,45</b>	213,10	0,00	<b>0,55</b>	136,50	0,20	<b>0,47</b>	202,2-
	<b>0,58</b>	266,80	-0,31	<b>0,57</b>	0,90	0,27	<b>0,97</b>	47,60	0,09	1,17	12,7
	<b>0,91</b>	180,70	-0,04	<b>0,91</b>	55,60	0,04	2,06	1,20	0,07	-	-
	1,30	34,60	-0,07	1,30	2,60	0,07	-	-	-	-	-
	1,84	8,70	-0,04	1,84	1,70	0,04	-	-	-	-	-
	2,25	3,70	-0,04	2,26	0,80	0,04	-	-	-	-	-
3	<b>0,57</b>	247,7	0,03	-	-	-	<b>0,55</b>	335,6	0,028	<b>0,47</b>	232,94
	<b>1,07</b>	112,6	-0,037	-	-	-	<b>1,11</b>	114,4	0,047	3,52	4,12
	2,22	15,3	-0,085	-	-	-	2,24	67,1	0,213	2,58	3,35
	2,99	44,7	-0,115	-	-	-	2,94	118,5	0,243	1,64	2,96
	3,55	81	-0,152	-	-	-	3,52	38,2	0,103	6,33	1,08
	5,41	28,4	-0,184	-	-	-	4,75	46,5	0,176	-	-
	6,24	5,4	-0,102	-	-	-	6,09	8,6	0,109	-	-
4	<b>0,14</b>	4,30	-0,86	<b>0,52</b>	2,10	0,01	<b>0,52</b>	2,60	0,02	<b>0,47</b>	1,89
	<b>0,52</b>	2,50	-0,01	1,47	0,10	0,00	-	-	-	-	-
	-	-	-	2,09	0,30	-0,03	-	-	-	-	-
5	<b>0,26</b>	138,10	-0,552	<b>0,30</b>	4,20	0,178	<b>0,56</b>	175,80	0,014	<b>0,47</b>	119,91
	<b>0,55</b>	171,50	-0,01	<b>0,56</b>	136,10	0,013	<b>1,09</b>	27,30	0,033	1,88	6,72
	<b>1,06</b>	90,50	-0,302	1,13	4,40	0,047	1,76	18,00	0,137	-	-
	1,10	10,30	0,012	-	-	-	3,20	4,70	0,186	-	-
	1,79	14,90	-0,139	-	-	-	-	-	-	-	-
	3,27	2,30	-0,159	-	-	-	-	-	-	-	-

Дані табл. 2 свідчать, що введення ЗГДГ замість генеруючих потужностей ТЕС в частині ЕЕС Area 1 не призводить до істотних змін власних частот ЕЕС: під час реалізації кожного із сценаріїв (табл. 1) зберігається доміантна роль мод, частота яких змінювалася в діапазонах 0,45-0,58 Гц та 0,91-1,11 Гц. Внески інших мод у «формування» коливань потоку потужності ПЛ були менш вагомими.. Підкреслимо, що використання ансамблю методів аналізу вибірки даних дає змогу певного узагальнення і одержання об'єктивніших результатів ідентифікації доміантних мод коливань. Покажемо те, що використання методу ШПФ за різних сценаріїв зміни складу генеруючих потужностей в частині ЕЕС Area 1 давало змогу виявляти лише одну доміантну моду з частотою 0,47 Гц, а амплітуди інших мод, виявлених цим методом, були малими: найбільшу амплітуду в абсолютному та відносному вимірі мала мода з частотою 1,17 Гц за сценарію №2 (6,28% від амплітуди доміантної моди з частотою 0,47 Гц).

2. Дослідження з використанням 6-машинної схеми (моделі) ЕЕС (графічне зображення її основних електричних з'єднань та реалізацію в середовищі Матлаб показано відповідно на рис. 2, а та 2, б). До

шин 201 та 203 приєднано по еквівалентному СГ ТЕС (повна номінальна потужність кожного становила 1411,76 МВА), а до шин 1 та 3 – по еквівалентному генератору гідравлічної електростанції з номінальною потужністю у 470,59 МВА кожний.

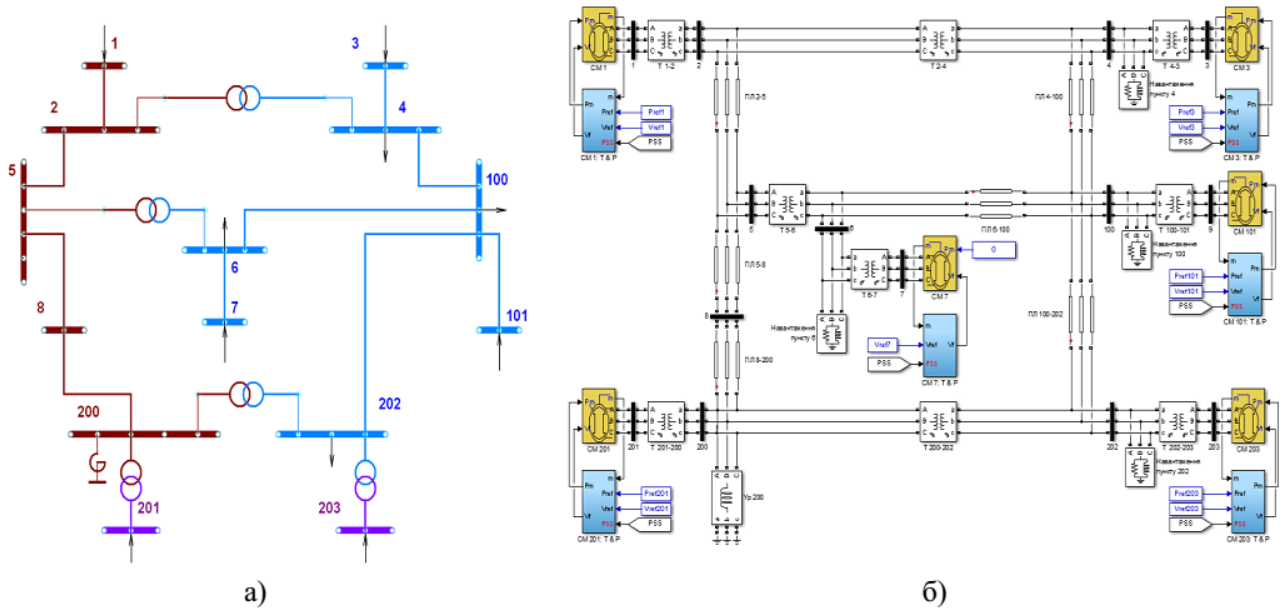


Рис. 2

До шин 101 приєднано еквівалентний СГ, повна номінальна потужність якого становила 2117,65 МВА, а до шин 7 приєднано синхронний компенсатор. Усім СГ надано номери шин, до яких їх приєднано. Для усіх СГ  $\cos\varphi_{\text{НОМ}} = 0,85$ . Сталі інерції обертових мас, пов'язаних з кожним із СГ 1, 3, 201, 203, 101 відповідно становили 7,0 с, 7,0 с, 6,4 с, 6,4 с, 10,8 с, а стала інерції синхронного компенсатора 7 дорівнювала 2,8 с. Активні потужності споживачів електроенергії, приєднаних до шин 4, 6, 100 та 203, відповідно становили 1000, 1100, 2000 та 500 МВт, а реактивні – 100, 300, 600 та 250 МВАр. За початкових умов потужність навантаження кожного із СГ 201, 203 становила 1200 МВт, СГ 1, 3 – 400 МВт, а СГ 101 – 1546,09 МВт. Досліджувався вплив введення ЗГДГ замість частини потужностей ТЕС на електромеханічні перехідні процеси в ЕЕС.

Нижче за номерами сценаріїв зазначено активні потужності навантаження та сталі інерції приєднаних до шин 203 СГ (усі джерела генерування у складі ЗГДГ, приєднаних до шин 203, теж позначено СГ). За сценаріями № 4 та № 5 значення сталих інерції обертових мас, пов'язаних з СГ, було задано досить малими («експериментальними»). Дев'ять із зазначених в сценаріях СГ з навантаженням у 50 МВт приєднано до шин з використанням ПЛ з малим опором, усі інші СГ було приєднано до шин 203 безпосередньо через вимикачі.

Сценарій № 1 (відповідає початковим умовам): 1 СГ з потужністю навантаження у 1200 МВт та сталою інерції  $T_j = 6,4$  с.

Сценарій № 2. Загальна кількість СГ – 13: 1 СГ (еквівалентний СГ ТЕС) зі зменшеною потужністю навантаження до 600 МВт та  $T_j = 6,4$  с і 12 СГ, кожний з потужністю навантаження у 50 МВт, номінальною активною потужністю  $P_{\text{НОМ}} = 100$  МВт та  $T_j = 3,0$  с.

Сценарій № 3. Загальна кількість СГ – 18: 1 СГ (еквівалентний СГ ТЕС) зі зменшеною потужністю навантаження до 100 МВт та  $T_j = 6,4$  с; 5 СГ з потужністю навантаження по 100 МВт та 12 СГ з потужністю навантаження по 50 МВт. Для кожного із 17 зазначених СГ  $P_{\text{НОМ}} = 100$  МВт, а  $T_j = 3,0$  с.

Сценарій № 4. Загальна кількість СГ – 18: 1 СГ з  $P_{\text{НОМ}} = 1200$  МВт та потужністю навантаження у 100 МВт; 17 СГ з  $P_{\text{НОМ}} = 100$  МВт, серед яких 5 СГ з потужністю навантаження по 100 МВт та 12 СГ з потужністю навантаження по 50 МВт. Для кожного із 18 зазначених СГ  $T_j = 0,178$  с.

Сценарій № 5. Загальна кількість СГ – 18: 1 СГ з  $P_{\text{НОМ}} = 1200$  МВт та потужністю навантаження у 100 МВт; 17 СГ з  $P_{\text{НОМ}} = 100$  МВт, серед яких 5 СГ з потужністю навантаження по 100 МВт та 12 СГ з потужністю навантаження по 50 МВт. Для кожного із 18 зазначених СГ  $T_j = 0,118$  с.

Склад та параметри СГ, передбачені сценаріями, впливають на протікання електромеханічних перехідних процесів в ЕЕС. Наприклад, на рис. 3 показано зміну у часі кутів роторів основних СГ ЕЕС у разі моделювання електромеханічного перехідного процесу в ЕЕС за сценарієм № 1 (рис. 3, а) та за сценарієм № 3 (рис. 3, б). З рис. 3, а видно, що після виникнення 3-ф. КЗ прискорення ротора СГ 203 відрізняється від прискорень

роторів інших СГ, тоді як з рис. 3, б видно, що взаємні кути роторів СГ з не змінюються, стійкість відносного руху зберігається.

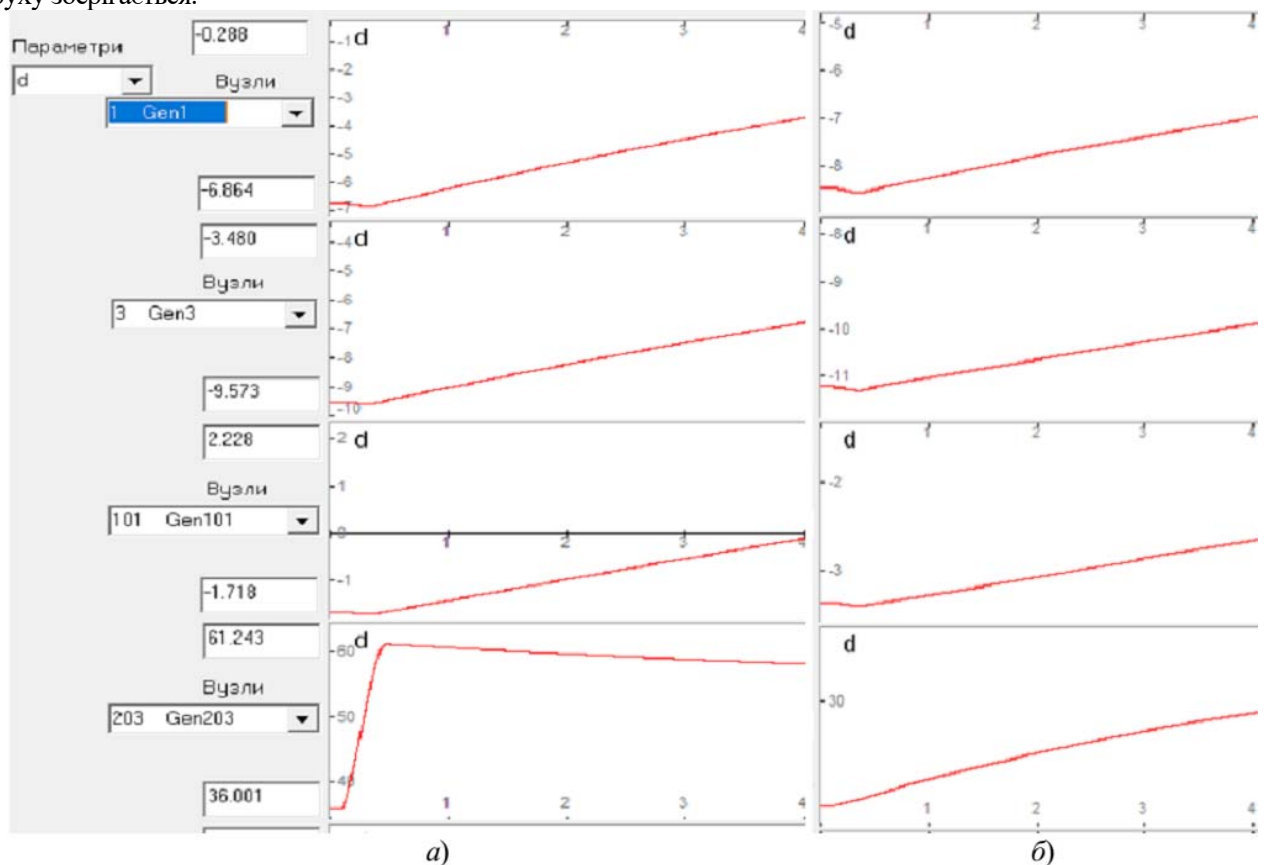


Рис. 3

В табл. 3 наведено результати моделювання перехідних процесів в ЕЕС з виникненням 3-ф. КЗ на шинах 202 тривалістю 0,25 с (3-ф. КЗ «вимикалося» в 0,1 с моделюваного процесу, а «вимикалося» в 0,35 с). Зазначені результати стосуються п'яти сценаріїв моделювання, що відрізняються складом генеруючих потужностей, приєднаних до шин 203.

Таблиця 3

Час моделюваного процесу	Значення потоків активної потужності (МВт) ПЛЛ 100-202 та ПЛЛ 2-5, визначених за сценаріями моделювання				
	сценарій № 1	сценарій № 2	сценарій № 3	сценарій № 4	сценарій № 5
	ПЛЛ 100-202 / 2-5	ПЛЛ 100-202 / 2-5	ПЛЛ 100-202 / 2-5	ПЛЛ 100-202 / 2-5	ПЛЛ 100-202 / 2-5
0,0	-737,63 / -88,28	-737,63 / -88,28	-737,63 / -88,28	-737,63 / -88,28	-737,63 / -88,28
0,1	-737,63 / -88,28	-737,63 / -88,28	-737,63 / -88,28	-737,63 / -88,28	-737,63 / -88,28
0,101	130,98 / 210,36	130,98 / 210,28	130,98 / 210,10	130,98 / 210,10	130,98 / 210,10
0,35	128,76 / 246,94	128,75 / 246,85	128,75 / 246,72	128,75 / 246,72	128,75 / 246,72
0,351	-814,78 / -112,91	-778,54 / -82,85	-743,00 / -65,52	29,70 / 186,29	258,87 / 362,21
0,4	-825,52 / -174,00	-790,60 / -142,63	-743,78 / -114,79	105,47 / 231,04	-780,99 / -152,27
0,5	-833,42 / -250,11	-795,69 / -198,71	-741,12 / -162,77	-17,88 / 290,06	-805,73 / -148,02
1,0	-830,26 / -210,03	-794,70 / -164,51	-739,4 / -131,49	-717,65 / -71,52	-677,23 / -31,23
2,0	-829,27 / -197,65	-796,4 / -161,89	-746,05 / -132,75	-712,95 / -64,63	-701,95 / -54,83
10,0	-816,1 / -149,52	-792,32 / -130,34	-763,17 / -119,31	-730,49 / -84,82	-723,70 / -80,56
<i>t<sub>max</sub></i> реверс. потоку	130,98 (0,101) / 303,029 (0,123)	130,98 (0,101) / 302,90 (0,123)	130,98 (0,101) / 302,73 (0,123)	276,70 (0,471) / 371,54 (0,483)	258,87 (0,358) / 383,14 (0,360)
<i>t<sub>max</sub></i> потоку за поч. напр.	-834,36  (0,456) /  -278,708  (0,373)	-797,11  (0,454) /  -230,06  (0,372)	-763,1715  (10,0) /  -182,92  (0,454)	-844,65  (0,563) /  -214,45  (0,562)	-842,95  (0,416) /  -202,46  (0,474)
<i>Max</i> відх. від початк. знач.	96,73 / 190,43	59,48 / 141,78	25,54 / 94,35	107,02 / 126,17	105,32 / 114,18

Надамо пояснення до табл. 3, що містить значення потоків активної потужності ПЛ 100-202 та ПЛ 2-5 в окремі моменти модельованого процесу (ПЛ позначено за номерами шин приєднання). Усі дані в табл. 3, що пов'язані з ПЛ 2-5, зазначено курсивом після даних, що стосуються ПЛ 100-202, і відділено від них слешем. Знак мінус біля значень потоків активної потужності ПЛ свідчить про те, що напрям потоків потужності є протилежним порядку розташування номерів шин приєднання у позначенні відповідних ПЛ. З рис. 2 видно, що ПЛ 100-202 та ПЛ 2-5 належать до різних класів номінальної напруги (220 кВ та 500 кВ відповідно). Одним кінцем ПЛ 100-202 приєднано до шин 202, на яких було модельовано 3-ф. КЗ, тому використання даних щодо потоків активної потужності цієї ПЛ в табл. 3 є доцільним в аспекті аналізу перехідного процесу. Наведення аналогічних даних, пов'язаних з ПЛ 2-5, що віддалена від місця 3-ф. КЗ, дає змогу одержати повніше уявлення про характер протікання електромеханічних перехідних процесів в ЕЕС.

З табл. 3 видно, що виникнення 3-ф. КЗ на шинах 202 в 0,1 с призводить до зміни напрямку потоків потужності зазначеними ПЛ на протилежний в 0,101 с (крок чисельного інтегрування диференціальних рівнянь становив  $10^{-3}$  с, тому значення реверсивних потоків потужності наведено, починаючи з 0,101 с). В нижніх рядках табл. 3 «*t max* реверс. потоку» та «*t max* потоку за поч. напр.» наведено максимальні значення потоку активної потужності та відповідні їм значення часу (у дужках) для реверсивного та «прямого» (початкового) напрямів відповідно. Останній рядок табл. 3 «*Max* відх. від почат. знач.» містить значення максимальних відхилень потоків активної потужності ПЛ від значень, що мали місце до виникнення 3-ф. КЗ на шинах 202.

Аналізуючи результати моделювання за першими трьома сценаріями (табл. 3), можна дійти висновку, що введення ЗГДГ замість частини генеруючих потужностей ТЕС позитивно впливає на показники електромеханічних перехідних процесів в ЕЕС. В останньому рядку табл. 3 наведено значення максимальних відхилень потоків активної потужності ПЛ 100-202 та ПЛ 2-5 від тих, що мали місце до виникнення аварійного збурення режиму ЕЕС в 0,1 с модельованого процесу. Порівняння зазначених даних, визначених для трьох варіантів складу генеруючих потужностей ЕЕС відповідно до сценаріїв моделювання, свідчить, що за сценарію № 3 відхилення потоків активної потужності ПЛ 100-202 та ПЛ 2-5 від тих, що мали місце в початковому режимі, були найменшими. Однак априорі дійти такого висновку, очевидно, не можна, якщо керуватися лише визначенням сталої інерції ЕЕС на підставі виразу (10), який, скоріше, буде «схиляти» до протилежного висновку. Результати моделювання вказують на те, що під час виникнення електромеханічних перехідних процесів рух роторів ЗГДГ, введеної за сценаріями № 2 та № 3 замість частини генеруючих потужностей ТЕС, є синфазним (близьким до синфазного) з рухом ротора СГ 203, що залишився в роботі, хоча і зі значно меншим навантаженням. За таких умов під час визначення еквівалентної сталої інерції групи СГ, приєднаних до шин 203, більше підстав є для використання виразу (6), ніж виразу (10). За синфазного руху роторів СГ ЗГДГ збільшення кількості СГ в такій групі позитивно впливає на електромеханічні перехідні процеси, сприяючи збереженню стійкості ЕЕС під час аварійних збурень режиму.

Розглянемо результати, отримані за сценаріями № 4 та № 5, за яких сталі інерції СГ, приєднаних до шин 203, були значно меншими від сталих інерції СГ ЗГДГ, передбачених сценарієм № 3. Значення максимальних відхилень потоків активної потужності ПЛ від початкових значень, що мали місце до виникнення 3-ф. КЗ, перевищують ті, що мали місце за сценарієм № 1. На відміну від попередніх сценаріїв, досягнення максимальних значень реверсивних потоків за сценаріїв № 4 та № 5 настає вже після «вимкнення» 3-ф. КЗ на шинах 202. Заслугує на увагу також той факт, що «поведінка» СГ в ЗГДГ за таких сталих інерції та однакових навантажень може дещо відрізнятись. Приклад такої «поведінки» СГ за сценарію № 4 ілюструє рис. 4, де показано зміну у часі кутів роторів СГ 203 (рис. 4, а) та СГ 315 зі складу ЗГДГ (рис. 4, б), що мали навантаження по 100 МВт (для СГ 203  $P_{\text{ном}} = 1200$  МВт), та СГ 301 зі складу ЗГДГ (рис. 4, в) з навантаженням у 50 МВт (у «віконцях» графічного інтерфейсу зазначено екстремальні значення, яких набули кути роторів СГ).

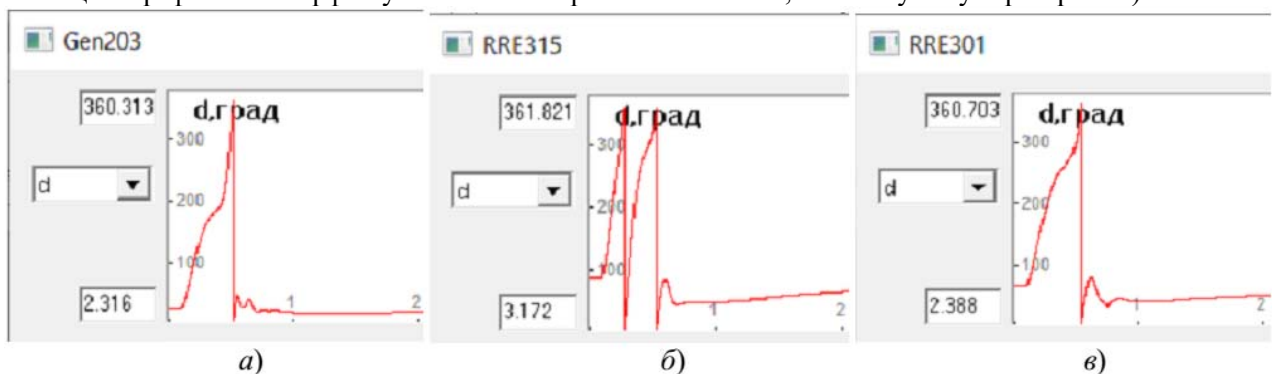


Рис. 4



У разі зростання сумарної потужності малоінерційних джерел генерування, зокрема ВДЕ, слід очікувати на суттєве зменшення часу розвитку асинхронних режимів. Такі висновки можна зробити на підставі результатів виконаних досліджень, частину з яких тут наведено. Для ілюстрації на рис. 5 показано фрагменти двох протоколів реєстрації подій та аналізу процесів під час моделювання електромеханічних перехідних процесів в ЕЕС, де рис. 5, а стосується випадку, коли сталі інерції СГ ЗГДГ становили 0,178 с (за сценарієм № 4), а рис. 5, б – випадку, коли вони становили 0,118 с (за сценарієм № 5).

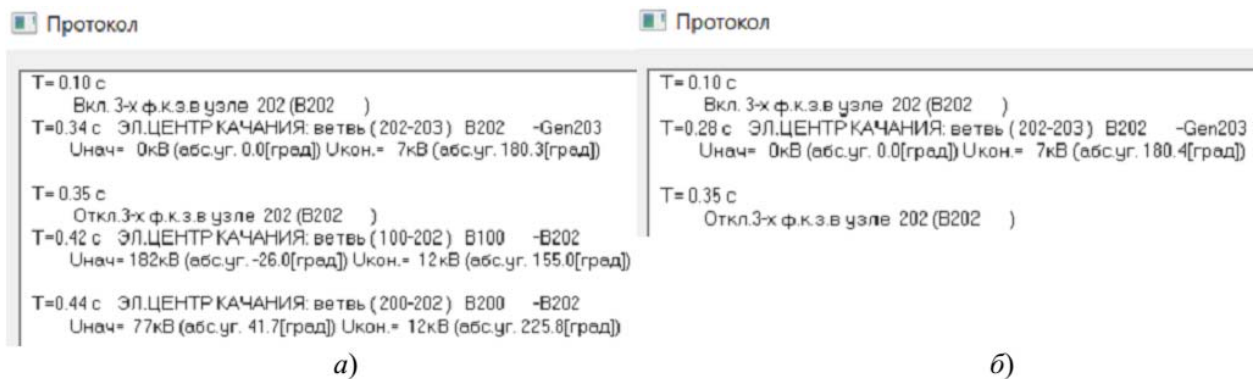


Рис. 5

З наведених фрагментів протоколів видно, що за малих сталих інерції СГ ЗГДГ час розвитку асинхронного режиму суттєво зменшується: у випадку, показаному на рис. 5, б, електричний центр коливаль зафіксовано вже о 0,28 с, ще до «вимкнення» 3-ф. КЗ на шинах 202. Така ж картина спостерігається і у випадку, який ілюструє рис. 5, а: відмінність полягає лише у дещо пізнішій (але не суттєво) фіксації електричного центру коливаль.

#### Висновки.

Отримані результати мають якісний, оцінювальний характер і стосуються випадків, коли замість генеруючих потужностей ТЕС вводять групи джерел генерування меншої одиничної потужності, зосереджених в одному місці.

Введення ЗГДГ замість частини генеруючих потужностей ТЕС, що залишаються в роботі з меншим навантаженням, може покращувати показники електромеханічних перехідних процесів в ЕЕС, сприяючи збереженню стійкості ЕЕС під час аварійних збурень режиму.

Результати аналізу коливаль потоків активної потужності ПЛ, що поєднує 2 частини ЕЕС, свідчать, що зміна складу генеруючих потужностей, зосереджених в одній частині ЕЕС, не призводить до суттєвої зміни власних частот ЕЕС.

Отримані результати дають підстави вважати, що зі зміною складу генеруючих потужностей ЕЕС внаслідок введення в експлуатацію значної сумарної потужності малоінерційних джерел генерування, зокрема ВДЕ, зазнають змін динамічні характеристики ЕЕС, зокрема зменшиться час протікання електромеханічних перехідних процесів та час розвитку асинхронних режимів, виникне потреба переналаштування та удосконалення засобів системної автоматики для запобігання розвитку аварійних процесів в ЕЕС.

*Роботу виконано за держбюджетною темою «Розвиток елементів теорії, розроблення нових методів розрахунку та створення засобів для підвищення надійності та енергоефективності режимів і технологічних процесів в електроенергетичних та електротехнічних системах» (шифр «Режим-1», КПКВК 6541230) та за підтримки CRDF Global (грант G-202102-68020).*

1. Boemer J.C, Gibescu M., Kling W.L. Dynamic Models for Transient Stability Analysis of Transmission and Distribution Systems with Distributed Generation: an overview. Paper accepted for presentation at 2009 IEEE Bucharest Power Tech Conference. Bucharest, Romania, June 28th - July 2nd, 2009. Pp. 1-8. DOI: <https://doi.org/10.1109/PTC.2009.5282177>

2. Zhan C., Wang Y., Yang X., Zhang X., Wu C., Chen Y. Relay Protection Coordination Integrated Optimal Placement and Sizing of Distributed Generation Sources in Distribution Networks. *IEEE Trans. on Smart Grid*. 2016. Vol. 7. No 1. Pp. 55–65. DOI: <https://doi.org/10.1109/TSG.2015.2420667>

3. Telukunta V., Pradhan J., Agrawal A., Singh M., Srivani S.G. Protection Challenges Under Bulk Penetration of Renewable Energy Resources in Power Systems: A Review. *CSEE Journal of Power and Energy Systems*. 2017. Vol. 3. No 4. Pp. 365–379. DOI: <https://doi.org/10.17775/CSEEJPES.2017.00030>

4. Xu T., Jang W., Overbye T. Location-Dependent Impacts of Resource Inertia on Power System Oscillations. *Proceedings of the 5<sup>st</sup> Hawaii International Conference on System Sciences*. 2018. Pp. 2710-2715.
5. Kundur P. Power system stability and control. McGraw-Hill, 1994. 1176 p.
6. Буткевич О.Ф. Проблемно-орієнтований моніторинг режимів ОЕС України. *Техн. електродинаміка*. 2007. № 5. С. 39-52.
7. Крон Г. Исследование сложных систем по частям (диакоптика). М.: Наука, 1972. 544 с.
8. Хэпп Х. Диакоптика и электрические цепи. М.: Мир, 1974. 344 с.
9. Коваленко В.П. Эквивалентное преобразование сложных энергосистем. *Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт*. 1964. № 2. С. 182-190.
10. Гусейнов Ф.Г. Упрощение расчетных схем электрических систем. М.: Энергия, 1978. 184 с.

## ON SOME INFLUENCES OF THE COMPOSITION OF GENERATING CAPACITIES ON DYNAMIC PROPERTIES OF POWER SYSTEMS

O.F. Butkevych<sup>1,2</sup>, T.M. Hurieieva<sup>1</sup>, V.V. Chyzhevskiy<sup>2</sup>, N.T. Yunieieva<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Institute of Electrodynamics National Academy of Sciences of Ukraine, Peremohy ave., 56, Kyiv, 03057, Ukraine.

<sup>2</sup> National Technical University of Ukraine "Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute", Peremohy ave., 37, Kyiv, 03056, Ukraine.

E-mail: [o.butkevych@gmail.com](mailto:o.butkevych@gmail.com)

*The analysis results of the composition changes' impact in the power systems' (PSs) generating capacities on natural frequencies and electromechanical transient processes in the PSs are given. The cases when specified changes are a consequence of the introduction of generation sources groups which will partially replace the generating capacities of thermal power plants were considered. In this research well-known test two-area (4-machine) and 6-machine PS schemes were used. References 10, figures 5, tables 3.*

**Key words:** power system, generating capacities, inertia constant, electromechanical transient processes, natural frequencies

1. Boemer J.C, Gibescu M., Kling W.L. Dynamic Models for Transient Stability Analysis of Transmission and Distribution Systems with Distributed Generation: an overview. Paper accepted for presentation at 2009 IEEE Bucharest Power Tech Conference. Bucharest, Romania, June 28th-July 2nd, 2009. Pp. 1-8. DOI: <https://doi.org/10.1109/PTC.2009.5282177>
2. Zhan C., Wang Y., Yang X., Zhang X., Wu C., Chen Y. Relay Protection Coordination Integrated Optimal Placement and Sizing of Distributed Generation Sources in Distribution Networks. *IEEE Trans. on Smart Grid*. 2016. Vol. 7. No 1. Pp. 55–65. DOI: <https://doi.org/10.1109/TSG.2015.2420667>
3. Telukunta V., Pradhan J., Agrawal A., Singh M., Srivani S.G. Protection Challenges Under Bulk Penetration of Renewable Energy Resources in Power Systems: A Review. *CSEE Journal of Power and Energy Systems*. 2017. Vol. 3. No 4. Pp. 365–379. DOI: <https://doi.org/10.17775/CSEEJPES.2017.00030>
4. Xu T., Jang W., and Overbye T. Location-Dependent Impacts of Resource Inertia on Power System Oscillations. *Proceedings of the 5<sup>st</sup> Hawaii International Conference on System Sciences*. 2018. Pp. 2710-2715.
5. Kundur P. Power system stability and control. McGraw-Hill, 1994. 1176 p.
6. Butkevych O.F. Problem-oriented monitoring of the IPS modes of Ukraine. *Tekhnichna elektrodynamika*. 2007. No 5. Pp. 39-52. (Ukr)
7. Kron G. Diakoptics: A Piecewise Solution of Large-Scale Systems. Moskva: Nauka, 1972. 544 p. (Rus)
8. Happ H.H. Diakoptics and networks. Moskva: Mir, 1974. 344 p.
9. Kovalenko V.P. Equivalent transformation of complex power systems. *Izvestia Akademii Nauk SSSR. Energetika i transport*. 1964. No 2. Pp. 182-190. (Rus)
10. Guseinov F.G. Simplification of design schemes of electrical systems. Moskva: Energiia, 1978. 184 p. (Rus)

Надійшла 21.09.2022