

СТРУКТУРНІ ЗМІНИ ЕНЕРГОСИСТЕМ ТА ВІДПОВІДНІ
ЗМІНИ ЇХНІХ ДИНАМІЧНИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ

О.Ф. Буткевич^{1,2*}, докт. техн. наук, Т.М. Гурєєва¹, Н.Т. Юнєєва¹, канд. техн. наук

¹ Інститут електродинаміки НАН України,
пр. Берестейський, 56, Київ, 03057, Україна.

² Національний технічний університет України «КПІ ім. Ігоря Сікорського»,
пр. Берестейський, 37, Київ, 03056, Україна.

E-mail: o.butkevych@gmail.com.

Наведено результати досліджень, що стосуються змін динамічних властивостей електроенергетичних систем (ЕЕС) внаслідок розвитку електричних мереж та значного збільшення частки розподілених джерел генерування в структурі генеруючих потужностей ЕЕС. З використанням трьох розроблених моделей ЕЕС, що відповідали послідовним етапам розвитку ЕЕС, внаслідок опрацювання результатів моделювання електромеханічних перехідних процесів виявлено зміни, що відбулися у спектрі власних частот ЕЕС та у протіканні аварійних процесів. Отримані результати дають можливість передбачити якісні зміни динамічних властивостей об'єднаної енергосистеми України на етапах її повоєнного відновлення та розвитку. Бібл. 10, рис. 10, табл. 3.

Ключові слова: електроенергетична система, динамічні властивості, розподілені джерела енергії, стала інерція, власні частоти.

Вступ. Поведінка електроенергетичних систем (ЕЕС), зокрема протікання електромеханічних перехідних процесів у разі збурень режимів, залежать від їхніх динамічних властивостей. З подальшою трансформацією ЕЕС за вектором декарбонізації зазнають змін і їхні властивості. Дослідженню питань функціонування ЕЕС, що виникають внаслідок таких змін, присвячено багато праць, наприклад, [1-6]. Відновлення та розвиток об'єднаної енергетичної системи (ОЕС) України в повоєнний період мають відбуватися у напрямі утворення «локальних» енергетичних систем, що характеризуються енергетичною самодостатністю (квазі-самодостатністю) зі значною часткою в структурі генеруючих потужностей розподілених джерел генерування (РДГ), зокрема і відновлюваних джерел енергії, та наявністю потужної множини просьюмерів. Такі структурні зміни ОЕС України сприятимуть її перетворенню в «непотоплювану», певною мірою секційовану «енергетичну платформу» з електрично поєднаними секціями (зазначеними локальними енергосистемами), що забезпечуватиме надійне енергоживлення усіх сфер людської діяльності [7]. Слід підкреслити, що така повоєнна трансформація ОЕС України цілком узгоджуватиметься зі світовими тенденціями розвитку ЕЕС у напрямі їхньої декарбонізації, проте, не всупереч їм, а враховуючи уроки війни, *надійність енергозабезпечення споживачів* має бути мейнстрімом усіх очікуваних перетворень ОЕС України.

Мета роботи – визначити характер впливу структурних трансформацій ЕЕС, зокрема збільшення частки РДГ в структурі генеруючих потужностей за розвитку електричних мереж, на їхні динамічні властивості.

Вихідні умови та моделі досліджень. Окремі результати попередніх досліджень, що стосувалися оцінювання впливу змін у структурі генеруючих потужностей окремої теплової електростанції на динамічні властивості ЕЕС, наведено в [8]. У зазначених дослідженнях було використано дві широківідомі тестові схеми (моделі) ЕЕС, одну з яких (6-машинну модель ЕЕС) було взято як «відправну точку» під час досліджень, результати яких наведено нижче. Цифрову модель зазначеної 6-машинної ЕЕС було взято за *основу* і виконано два її «розширення» з утворенням двох ЕЕС (що відрізняються кількістю доданих об'єктів) і збереженням практичної незмінності значень параметрів усталеного електричного режиму в *основній* частині схеми, «успадкованій» від 6-машинної ЕЕС (далі таку ЕЕС називатимемо *базовою* і позначатимемо ЕЕС-Б). В усіх трьох зазначених моделях ЕЕС синхронний компенсатор, приєднаний до шин 7, було замінено батареєю статичних конденсаторів відпо-

© Буткевич О.Ф., Гурєєва Т.М., Юнєєва Н.Т., 2023

* ORCID ID: <https://orcid.org/0000-0002-6613-0911>

відної потужності. Перша «розширена» ЕЕС (далі позначатимемо ЕЕС-1р) відрізняється від ЕЕС-Б наявністю дванадцятьох РДГ, розташованих в додаткових контурах електричної мережі, утворених внаслідок «розширення» ЕЕС-Б. Такі контури приєднано до шин з номерами 100 та 202 (на рис. 1 ці додаткові контури знаходяться праворуч та внизу відносно зазначених шин). Друга «розширена» ЕЕС (далі позначатимемо ЕЕС-2р) наслідує ЕЕС-1р, але відрізняється від неї додатковими двадцятьма

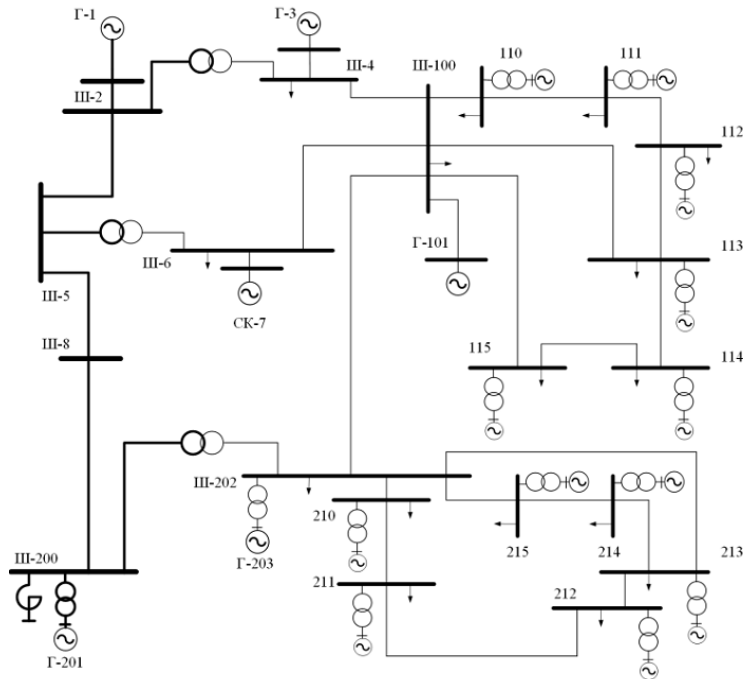


Рис. 1

РДГ, розташованими в додатково утворених (відносно першого «розширення») контурах електричної мережі, теж приєднаних до шин з номерами 100 та 202 (рис. 2).

В обох «розширених» ЕЕС забезпечено практичну незмінність сумарної активної потужності генерування та задовільну близькість поточкорозподілу активних потужностей лініями електропередачі (ЛЕП) «розширених» ЕЕС та ЕЕС-Б, оскільки активну потужність синхронних генераторів (СГ) Г-101 та Г-203 та активну потужність споживачів, приєднаних до шин 100 та 202, було відповідно «розподілено» серед введених РДГ та споживачів, приєднаних до шин в контурах «розширених» ЕЕС. На відміну від ЕЕС-2р, де для СГ Г-101 та Г-203 було використано такі ж значення номінальних потужностей та сталих інерції, як і для введених СГ (РДГ) в ЕЕС-1р,

значення номінальних параметрів зазначених СГ залишилися такими ж, як і в ЕЕС-Б, але активну потужність генерування Г-101 та Г-203 в початковому режимі було зменшено відповідно до 955 МВт та 600 МВт. Решту ж активної потужності генерування цих СГ (у порівнянні з їхнім навантаженням в ЕЕС-Б) було «розподілено» серед введених РДГ. Задля забезпечення практичної незмінності сумарної активної потужності генерування кожної з «розширених» ЕЕС (відповідно до сумарної активної потужності генерування ЕЕС-Б) втрати активної потужності в доданих елементах ЕЕС було «збалансовано» деяким зменшенням потужності «розподілених» споживачів електроенергії).

В «розширених» ЕЕС за базового сценарію усі СГ було подано моделлю стала електрорушійна сила СГ ($E_{CG} = \text{const}$) за деяким реактансом (x_{CG}). Використання такої електрорушійної сили, певною мірою умовної величини, пропорційної потокозчепленню обмотки збудження СГ, дає змогу використовувати одну і ту ж заступну схему як за усталеного, так і перехідного режиму СГ. Таку E_{CG} визначають, виходячи з початкових умов. Зазвичай таку E_{CG} називають електрорушійною силою за перехідною реактивністю [9]. Така модель відтворює динамічні властивості СГ під час моделювання електромеханічних перехідних процесів і, як зазначають деякі автори, наприклад, [10], є класичним поданням синхронної машини під час досліджень стійкості. У разі використання такої моделі перехідний процес СГ подається лише рівнянням руху ротора СГ, яке запишемо у вигляді двох рівнянь першого порядку (1)-(2)

$$\frac{ds}{dt} = \frac{\omega_0}{T_J S_{\text{ном}}} (P_T - P - Ds), \quad (1)$$

$$\frac{d\delta}{dt} = s, \quad (2)$$

де ω_0 – значення кутової частоти за початкового усталеного режиму; s – ковзання ротора СГ; P_T – механічна потужність турбіни; $S_{\text{ном}}$ – повна номінальна потужність СГ; D – коефіцієнт демпфування; T_J – стала інерції усіх обертових мас, пов'язаних з СГ; δ – кут вектора \vec{E}_{CG} , вимірюваний відносно осі, що обертається з номінальною кутовою швидкістю (з такою віссю за усталеного режиму поєднують

вектор напруги балансувального вузла, тому також можна вважати, що кут δ вимірюваний відносно вектора напруги балансувального вузла); P – електрична потужність СГ, яку зазвичай визначають за виразом

$$P = \frac{E_{\text{СГ}} U \sin(\delta - \gamma)}{x_{\text{СГ}}}, \quad (3)$$

де U , γ – відповідно модуль вектора напруги на виводах статора СГ та кут, вимірюваний між цим вектором та віссю, що обертається з номінальною кутовою швидкістю.

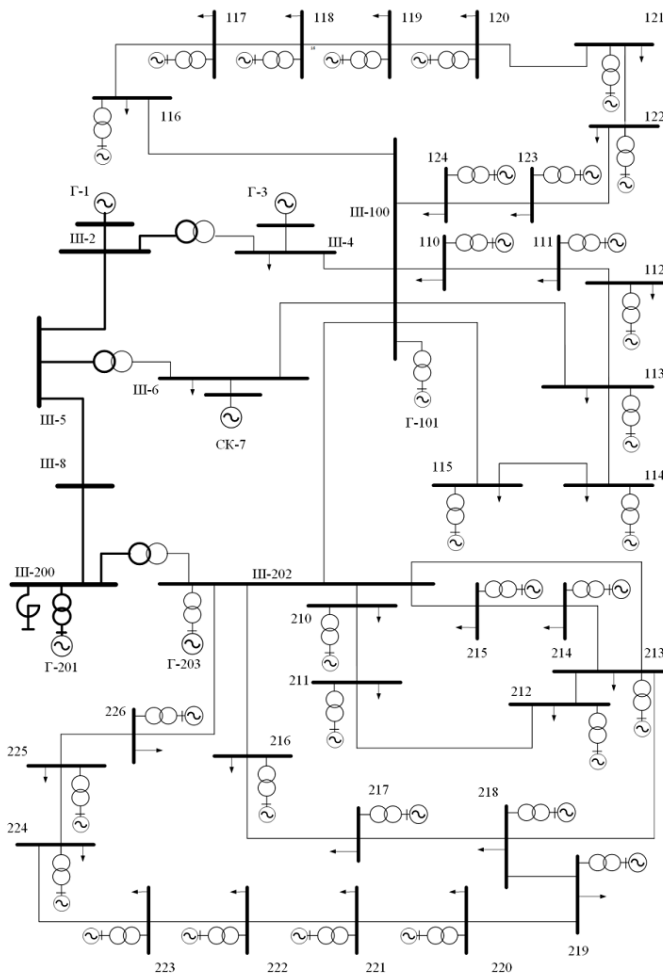


Рис. 2

ність потокозчеплення триває не більше 2 секунд). Отже, якщо надавати фізичну інтерпретацію модельованих процесів, то у разі використання моделі (1)-(3) для дослідження перехідних процесів в ЕЕС на часових інтервалах, що виходять за межі двох секунд, можна вважати, що під час моделювання неявно враховано дію певних АРЗ СГ, що забезпечують незмінність протягом усього часу моделювання. Крім того, зі збільшенням часового відрізка моделювання перехідних процесів в ЕЕС помітний вплив на їхнє протікання можуть мати системи автоматичного регулювання швидкості обертання турбін (АРШОТ), змінюючи створювані турбінами механічні моменти (M), що діють на ротори СГ (1). Тому у виконаних дослідженнях було враховано вплив АРШОТ на створюваний турбіною механічний момент. Оскільки в ЕЕС-Б містяться певні еквіваленти теплових та гідравлічних електростанцій, а в «розширених» ЕЕС серед РДГ можуть бути як традиційні, так і альтернативні джерела енергії, то для подання АРШОТ було використано досить просту і певною мірою «універсальну» модель (4)-(6) («універсальну» в аспекті можливості її застосування для парових та гідравлічних турбін, але не для вітроустановок, де, залежно від типу вітроустановки, у різний спосіб підтримується стала швидкість обертання ротора, наприклад, зміною кута атаки лопатів)

Хоча зазначена модель і є класичним поданням СГ під час досліджень стійкості, але все ж варто вказати на основне припущення, яке приймається у разі використання такої моделі для дослідження характеру впливу структурних змін ЕЕС, зокрема зростання частки РДГ в структурі генеруючих потужностей ЕЕС, на динамічні властивості ЕЕС. Зазначена модель СГ прямо не враховує електромагнітні процеси та вплив автоматичних регуляторів збудження (АРЗ) СГ, однак її використання у дослідженнях стійкості ЕЕС дає результати, близькі до результатів у разі використання АРЗ пропорційної дії, що мають забезпечувати підтримання заданого значення напруги, хоча не здатні впливати на коливання ротора СГ, тобто не мають демпфуючого впливу (але у разі помилкових налаштувань таких АРЗ СГ може виникати розхитування ротора СГ). Під час моделювання збурень в електричній мережі та перехідних процесів $\vec{E}_{\text{СГ}}$ залишається незмінною без часових обмежень щодо збереження такої незмінності. Це відрізняє її від електрорушійної сили за перехідною реактивністю у поздовжній осі, що залишається незмінною за реальних умов доти, доки залишається незмінним потокозчеплення (стала часу зменшення магнітного потоку відповідає сталій часу обмотки збудження СГ, але це лише за холостого ходу СГ, тоді як для навантаженого СГ незмін-

$$\frac{d\mu}{dt} = \left(-\frac{s}{\sigma} + \mu_0 - \mu \right) / T_R, \quad (4)$$

$$\mu_0 = M_{xx} + P_0 / P_{\text{ном}}, \quad (5)$$

$$P_T = S_{\text{ном}} (\mu - M_{xx}) \cdot \cos \varphi_{\text{ном}}, \quad (6)$$

де μ , μ_0 – змінна, що характеризує відповідно поточне та початкове (за усталеного режиму) положення регулювальних клапанів парових турбін чи спрямовуючих апаратів гідротурбін ($0 \leq \mu \leq 1$); σ – статизм регулювання; T_R – стала часу системи АРШОТ; $P_{\text{ном}}$, P_0 – відповідно номінальна активна потужність СГ та активна потужність СГ за початкового усталеного режиму; M_{xx} – створюваний турбіною механічний момент за холостого ходу СГ у відносних одиницях, зведений до повної номінальної потужності СГ; $\cos \varphi_{\text{ном}}$ – номінальний коефіцієнт потужності СГ.

Під час моделювання АРШОТ було використано такі значення параметрів (зону нечутливості регуляторів не враховували):

– для СГ 1, 3 та усіх СГ РДГ – $\sigma = 0,05$; $T_R = 0,5$ с; $M_{\text{max}} = 1,1$ в.о.; $M_{\text{min}} = 0,0$ в.о.;

– для СГ Г-101, Г-201, Г-203 – $\sigma = 0,01$; $T_R = 1,5$ с; $M_{\text{max}} = 1,0$ в.о.; $M_{\text{min}} = 0,45$ в.о.

Усі введені в ЕЕС-1р та ЕЕС-2р РДГ було приєднано через трансформатори ТДЦ-125000/220 до шин напруги 220 кВ як певні «еквівалентні» СГ. Під час моделювання таких СГ було використано номінальні параметри турбогенератора ТВФ-100-2: $P_{\text{ном}} = 100$ МВт. Для усіх турбоагрегатів РДГ було взято певною мірою усереднене значення сталої інерції $T_j = 3$ с. В моделі ЕЕС-1р значення номінальних параметрів СГ Г-101 та Г-203 залишилися такими ж, що і в моделі ЕЕС-Б (див. табл. 1), хоча поточне навантаження цих двох СГ значно зменшилося (Г-101 – до 955 МВт, а Г-203 – до 600 МВт).

Таблиця 1

№ шин приєднання СГ	$U_{\text{ном}}$ [кВ]	$P_{\text{ном}}$ [МВт]	$\cos \varphi_{\text{ном}}$	x_d [Ом]	x'_d [Ом]	T_j [с]
1	525.0	400.0	0.85	1102.49	161.27	7.0
3	242.0	400.0	0.85	234.26	34.27	7.0
101	242.0	2000.0	0.85	20.24	9.79	10.8
201	20.0	1200.0	0.85	0.48	0.07	6.4
203	20.0	1200.0	0.85	0.48	0.07	6.4

Основні результати досліджень. Для визначення змін, яких зазнають динамічні властивості ЕЕС внаслідок певних структурних трансформацій таких ЕЕС, було модельовано за різними сценаріями виникнення електромеханічних перехідних процесів в ЕЕС-Б, ЕЕС-1р та ЕЕС-2р. Деяке уявлення про відповідність потоків активної потужності (в МВт) лініями електропередачі (ЛЕП) в ЕЕС-Б, ЕЕС-1р та ЕЕС-2р в початковому усталеному режимі дає табл. 2 (від'ємні значення потоків потужності свідчать, що транспортування електроенергії відбувається від шин приєднання ЛЕП, зазначених другими, до шин, номер яких зазначено першим в позначенні ЛЕП).

Таблиця 2

ЕЕС	Потоки активної потужності ЛЕП				
	ЛЕП 100-202	ЛЕП 4-100	ЛЕП 6-100	ЛЕП 2-5	ЛЕП 5-8
ЕЕС-Б	-739,17	-119,61	-162,97	-88,75	-1021,49
ЕЕС-1р	-752,95	-116,58	-159,66	-68,95	-1018,73
ЕЕС-2р	-745,59	-122,86	-168,68	-88,77	-1020,02

З табл. 2 видно, що краще (точніше) наближення до потокорозподілу в ЕЕС-Б забезпечено балансуванням режиму в ЕЕС-2р ніж в ЕЕС-1р (найбільша розбіжність в ЕЕС-1р пов'язана з потоком потужності ЛЕП 2-5, але це не має істотного впливу на результати порівняльного аналізу динамічних властивостей зазначених ЕЕС).

Динамічні властивості ЕЕС значною мірою залежать від інерції обертових мас «ввімкнених» в ЕЕС СГ (усіх обертових мас, пов'язаних з кожним таким СГ), і у загальному випадку стали інерції ЕЕС ($T_{j\text{ЕЕС}}$) можна визначати за виразом

$$T_{j\text{ЕЕС}} = \sum_{i=1}^{i=n} T_{ji} S_i / S_{\text{ЕЕС}}, \quad (7)$$

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; $S_{\text{ЕЕС}}$ – сумарна повна номінальна потужність «ввімкнених» в ЕЕС СГ.

За наведеними вище даними було визначено сталі інерції ЕЕС-Б, ЕЕС-1р та ЕЕС-2р: $T_{J\text{ЕЕС-Б}} = 8,184 \text{ с}$, $T_{J\text{ЕЕС-1р}} = 7,212 \text{ с}$, $T_{J\text{ЕЕС-2р}} = 4,348 \text{ с}$.

Відмінність у значеннях сталих інерцій ЕЕС-Б та ЕЕС-1р не є значною, оскільки номінальні параметри СГ 203 та СГ 101 залишилися в моделі ЕЕС-1р такими ж, якими були і в моделі ЕЕС-Б, тому введення в ЕЕС-1р додаткових 12 СГ РДГ лише дещо зменшило сталу інерцію ЕЕС-1р (менше ніж на секунду) у порівнянні з ЕЕС-Б.

Задля дослідження динамічних властивостей ЕЕС внаслідок їхніх трансформацій можна використати різні підходи та відповідні засоби. У виконаних дослідженнях для визначення власних частот кожної з ЕЕС (ЕЕС-Б, ЕЕС-1р та ЕЕС-2р) на шинах 202 в 0,1 с було модельовано виникнення 3-фазного короткого замикання (3-ф.КЗ) тривалістю 0,08 с. Коливання потоків активної потужності ЛЕП є досить інформативними в аспекті можливості виявлення домінантних мод коливань, тому було сформовано та опрацьовано відповідні вибірки значень модельованих потоків активної потужності ЛЕП, що є найближчими до шин, від яких відбувається «розширення» ЕЕС-Б до ЕЕС-1р та ЕЕС-2р (коливання не усіх параметрів режиму ЕЕС, зокрема і потоків активної потужності окремими ЛЕП, не завжди є інформативними в аспекті визначення власних частот ЕЕС). В табл. 3 для порівняння наведено визначені власні частоти ЕЕС, де «жирним» шрифтом виділено частоти тих складових коливань, чий «внески» до коливань потоку активної потужності відповідної ЛЕП є найбільшими. Власні частоти ЕЕС знаходяться в низькочастотній частині спектру коливань: динамічні властивості ЕЕС проявляються в електромеханічному русі, а коливання на частоті вище 3-5 Гц ротором СГ практично «не пропускаються».

Таблиця 3

ЛЕП	Власні частоти ЕЕС [Гц], розраховані за вибірками значень потоків активної потужності ЛЕП		
	ЕЕС-Б	ЕЕС-1р	ЕЕС-2р
4-100	0.9765 ; 1.4648	0.9765 ; 1.3671	1.2695 ; 1.5625
6-100	0.9765	0.9765 ; 1.3671	0.6835; 0.9765; 1.2695 ; 1.5625
100-202	0.9765	0.9765	0.5859; 0.9765 ; 1.2695; 1.5625; 2.5390

За результатами порівняльного аналізу даних табл. 3 можна дійти висновку, що з «розширенням» ЕЕС-Б спостерігається певний «зсув» максимумів спектральної щільності потужності коливань у напрямі збільшення частоти, тобто «внески» домінантних мод до зазначених коливань відбуваються на дещо вищих частотах. На перший погляд може виникнути деякий сумнів щодо правильності такого висновку, якщо порівняти частоти мод коливань потоків активної потужності ЛЕП 4-100 у разі моделювання ЕЕС-Б та ЕЕС-1р відповідно. Однак, якщо порівняти графічні зображення спектральної щільності потужності таких мод за частотою, то зазначений сумнів зникне: на рис. 3, а, б, в показано такі зображення відповідно для випадків моделювання ЕЕС-Б, ЕЕС-1р та ЕЕС-2р, на яких можна помітити певний «зсув» максимумів спектральної щільності потужності коливань у напрямі зростання частоти (вісь абсцис цифровано в Гц). Наочнішими у цьому аспекті є аналогічні графічні зображення, пов'язані з потоком активної потужності ЛЕП 100-202 (рис. 4, 5), оскільки до обох шин приєднання цієї ЛЕП приєднано і ЛЕП тих частин ЕЕС, що є «розширеннями» ЕЕС-Б, крім того, на шинах 202 моделювали 3-ф.КЗ. Рис. 4 рівною мірою ілюструє результати, отримані у разі моделювання електромеханічних перехідних процесів в ЕЕС-Б та в ЕЕС-1р, оскільки для обох випадків розраховані значення частоти домінантної моди коливань потоку активної потужності ЛЕП 100-202 збігаються (0,9765 Гц), але у разі моделювання електромеханічних перехідних процесів в ЕЕС-2р за тих же умов спостерігається як збільшення максимумів спектральної щільності потужності коливань в околі 0,5859 Гц, так і поява складових, що роблять свої «внески» до коливань потоку активної потужності ЛЕП 100-202 вже на дещо вищих частотах, в околі 2,539 Гц (рис. 5).

Одночасно із зазначеним частотним «зсувом» окремих мод коливань «розширення» ЕЕС вплинули і на протікання електромеханічних перехідних процесів (у порівнянні з відповідними процесами в ЕЕС-Б). Насамперед, це стосується потоків активної потужності ЛЕП, що мають спільні шини приєднання з ЛЕП «розширень» ЕЕС. Покажемо це, використовуючи ті ж самі результати мо-

делювання 3-ф.КЗ на шинах 202, за якими було визначено наявність частотного «зсуву» окремих мод коливань в «розширених» ЕЕС.

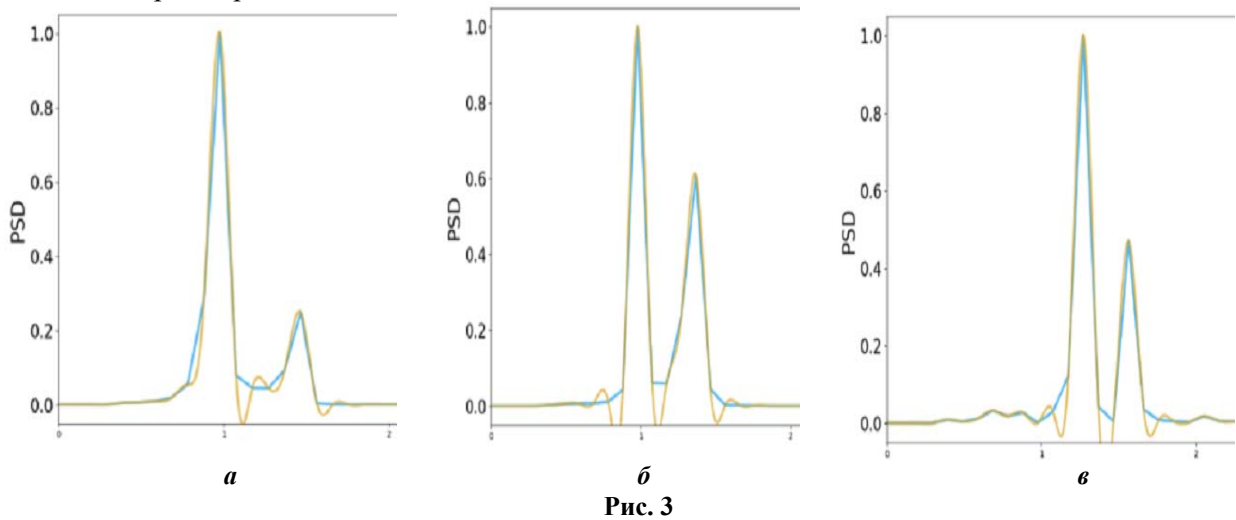


Рис. 3

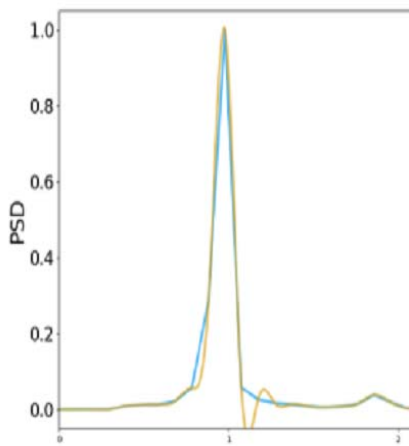


Рис. 4

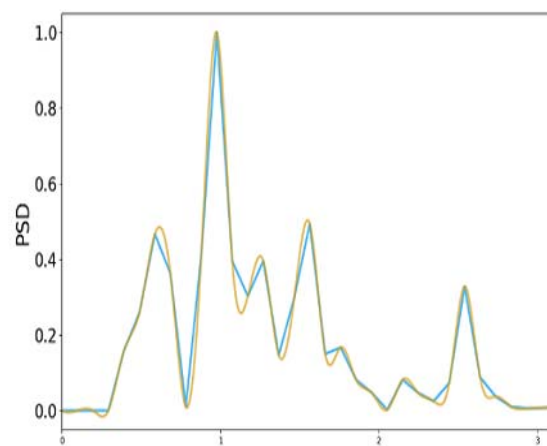


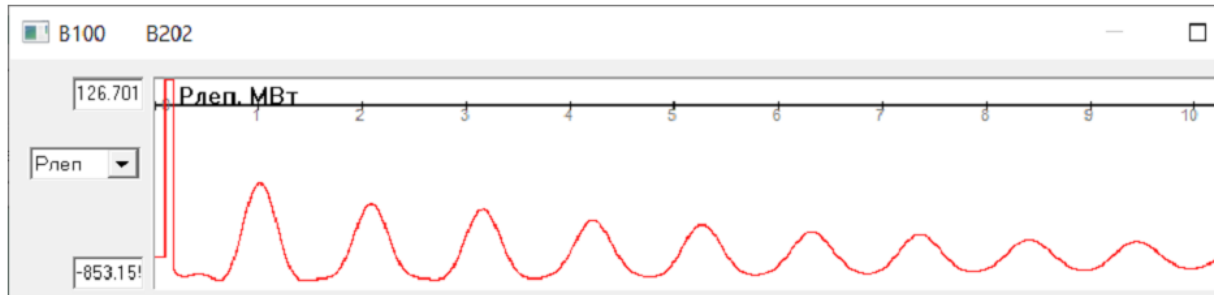
Рис. 5

Розглянемо графіки зміни потоків активної потужності ЛЕП 100-202, 4-100 та 6-100 (ці ЛЕП приєднано до шин 100 та 200, до яких приєднано і ЛЕП «розширень» ЕЕС): на рис. 6, а, 7, а та 8, а відповідно показано зазначені графіки у разі використання моделі ЕЕС-Б, а на рис. 6, б, 7, б, 8, б – у разі використання моделі ЕЕС-2р (у верхньому та нижньому віконцях наведеної форми графічного інтерфейсу вказано екстремальні значення потоку активної потужності [МВт] на часовому інтервалі моделювання, вісь абсцис – вісь часу [с]; «належність» графіка до певної ЛЕП позначено у верхній частині зазначеної форми графічного інтерфейсу номерами шин приєднання ЛЕП, перед кожним з яких знаходиться символ «В»). Початкові значення потоків активної потужності (за усталеного режиму) кожною із трьох зазначених ЛЕП наведено в табл. 2.

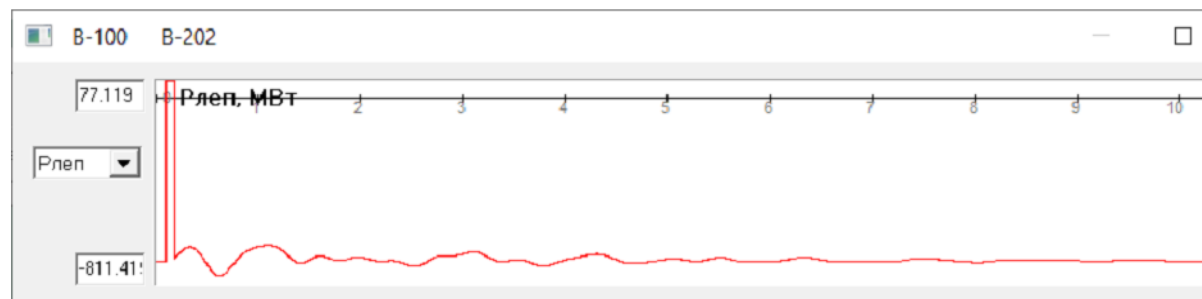
Із результатів аналізу рис. 6–8 випливає, що протікання електромеханічних перехідних процесів в тій частині ЕЕС-2р, що характеризується тією ж номінальною напругою, що і «розширення», відбувається менш інтенсивно? ніж відповідні перехідні процеси в ЕЕС-Б. Загалом це стосується як максимальних відхилень від початкових значень потоків активної потужності ЛЕП, так і інших показників, зокрема тривалості перехідних процесів. Єдиним винятком із загальної картини наведених результатів є максимальне відхилення потоку активної потужності ЛЕП 4-100 від початкового значення в доаварійному режимі: у разі використання моделі ЕЕС-Б воно становить 123,72 МВт, а у разі використання моделі ЕЕС-2р – 157,11 МВт. Усі інші показники перехідних процесів, пов'язані з потоками активної потужності цією та двома іншими ЛЕП, є значно кращими у разі використання моделі ЕЕС-2р, тобто за наявності значної частки сумарної потужності РДГ в структурі генеруючих потужностей ЕЕС та додаткової електричної мережі, де знаходяться зазначені РДГ.

Вплив зазначених «розширень» на динамічні властивості ЕЕС виявляється також за зміною реакції ЕЕС на аварійні збурення режиму ЕЕС. Проілюструємо це, використовуючи 3-ф.КЗ на шинах

202 як аварійне збурення режиму ЕЕС-Б, ЕЕС-1р та ЕЕС-2р. Інтенсивність зазначеного аварійного збурення залежить від його тривалості. Як певний індикатор *надкритичної інтенсивності* збурення було використано факт виникнення асинхронного режиму (АР). Тобто 3-ф.КЗ певної тривалості, внаслідок якого за конкретних структурно-режимних умов виникає АР, називатимемо збуренням *надкритичної інтенсивності* і визначатимемо його у вимірі часу [с] – за тривалістю зазначеного 3-ф.КЗ. Сумарна активна потужність генерування та поточкорозподіл в «базовій» електричній мережі (електричній мережі ЕЕС-Б) практично збігаються з такими в ЕЕС-1р та ЕЕС-2р. Відмінності зазначених трьох ЕЕС стосуються структури генеруючих потужностей та електричних мереж.

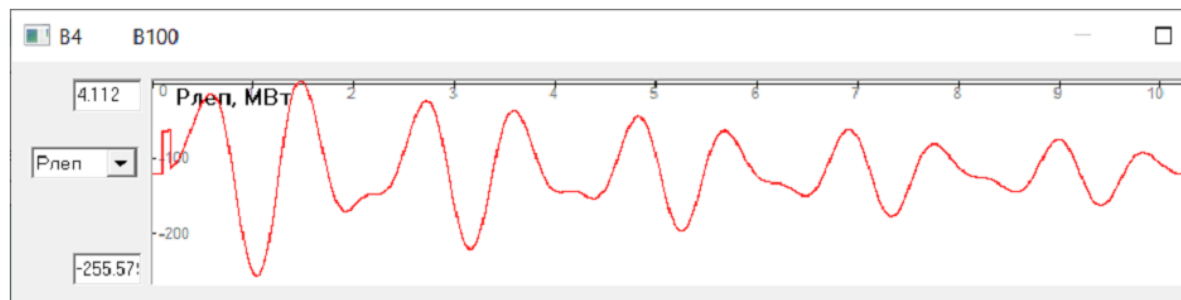


а

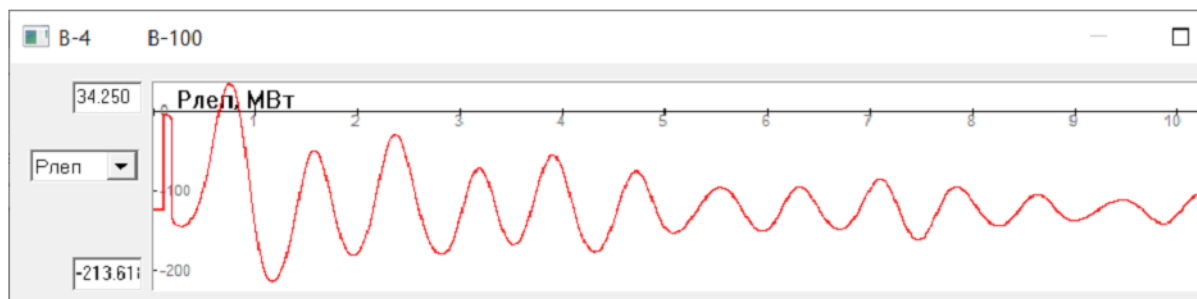


б

Рис. 6



а



б

Рис. 7

Розглянемо окремі результати досліджень, що свідчать про залежність *надкритичної інтенсивності* збурення від зазначених особливостей (відмінностей) ЕЕС. В усіх випадках виникнення 3-

ф.КЗ моделювалося через 0,1с після початку процесу моделювання. Для ЕЕС-Б стала інерції становить $T_{\text{ЕЕС-Б}} = 8.184 \text{ с}$, а визначена внаслідок моделювання *надкритична інтенсивність* збурення складала 0,13 с. Електричний центр хитань виявлено на 1,07 с на ЛЕП 5-8 та на 1,08 с на ЛЕП 100-202 (відповідний протокол з фрагментом процесу моделювання показано на рис. 9). Ці дані порівнюємо з результатами, отриманими внаслідок відповідного моделювання електромеханічних перехідних процесів з використанням моделей ЕЕС-1р та ЕЕС-2р.

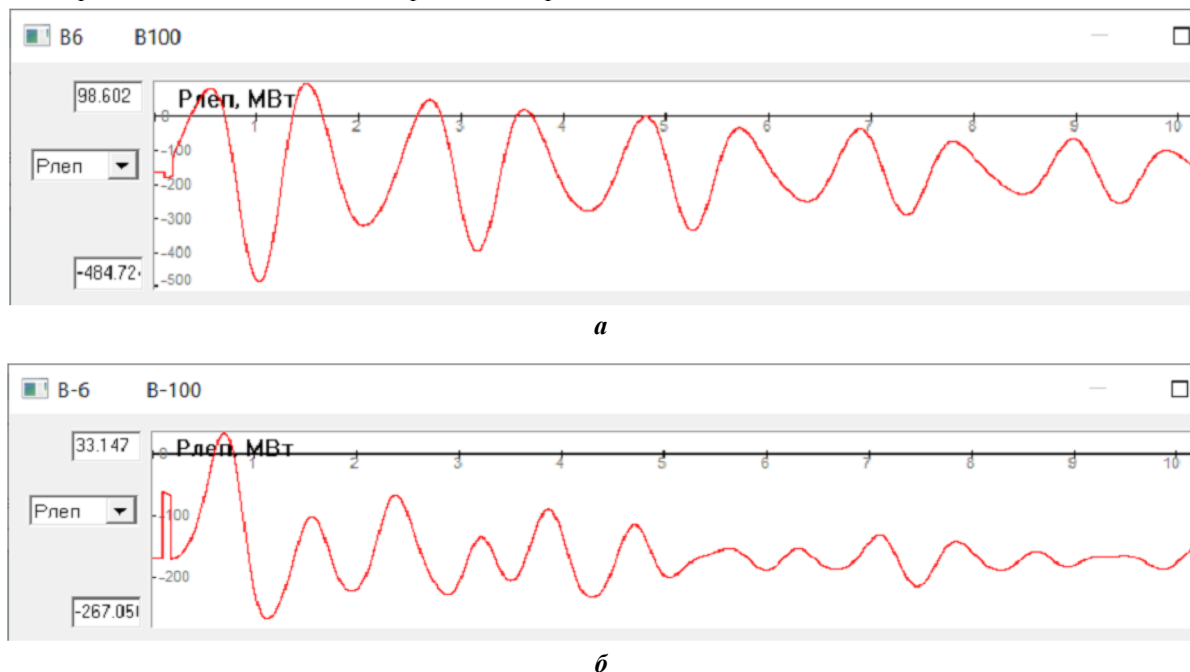


Рис. 8

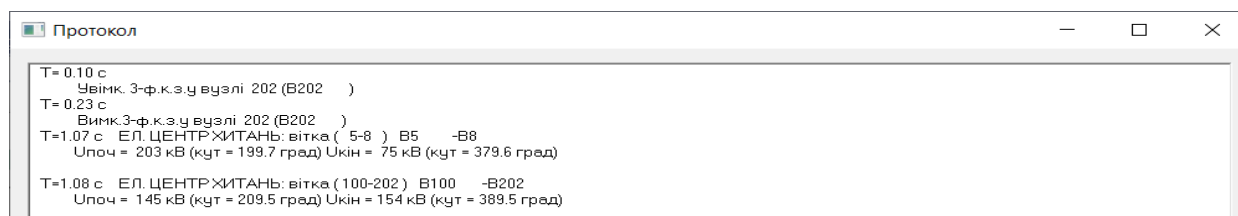


Рис. 9

Для ЕЕС-1р стала інерції становить $T_{\text{ЕЕС-1р}}=7,212 \text{ с}$, а визначена внаслідок моделювання *надкритична інтенсивність* збурення складала 0,16 с. Електричний центр хитань виявлено на 0,86 с на ЛЕП 5-8 та ЛЕП 100-202. У порівнянні з відповідними результатами моделювання ЕЕС-Б, для виникнення АР з електричним центром хитань на тих же ЛЕП знадобилася дещо більша *надкритична інтенсивність* збурення. Ці результати стосуються випадку, коли усі РДГ було враховано моделями відповідних СГ. Якщо ж частину РДГ подати безінерційними джерелами генерування у вигляді незмінної потужності генерування (такими РДГ можна вважати СЕС, враховуючи відповідні експлуатаційні обмеження щодо рівнів напруги), то матимемо дещо інші результати. Для випадку, коли СЕС приєднано до шин 111, 113, 115, 211, 213, 214 (рис. 1), стала інерції ЕЕС-1р вже становитиме $T_{\text{ЕЕС-1р}}=6,931 \text{ с}$, а *надкритична інтенсивність* збурення – 0,18 с; електричний центр хитань виявляється на 0,77 с на ЛЕП 100-202 та на 0,78 с на ЛЕП 5-8. Якщо ж розглянути випадок, коли СЕС приєднано до шин 110, 111, 112, 113, 114, 115, 210, 211, 212, 213, 214, 215 (рис. 1), то у цьому разі стала інерції ЕЕС-1р складає $T_{\text{ЕЕС-1р}}=6,65 \text{ с}$, *надкритична інтенсивність* збурення становить 0,19 с, а електричний центр хитань виявляється на 0,96 с на ЛЕП 5-8 та на 0,98 с на ЛЕП 100-202.

На підставі наведених результатів напрашується висновок, що зі збільшенням частки потужності СЕС зменшується стала інерції СЕС та збільшується *надкритична інтенсивність* збурення, внаслідок якого виникає АР з електричним центром хитань на тих же ЛЕП. Однак такий висновок

був би передчасним і не цілком коректним. Щоб пересвідчитися у цьому, перейдемо до розгляду відповідних результатів моделювання електромеханічних перехідних процесів в ЕЕС-2р.

Для ЕЕС-2р стала інерції становить $T_{\text{ЕЕС-2р}} = 4,348 \text{ с}$, а визначена внаслідок моделювання *надкритична інтенсивність* збурення склала $0,13 \text{ с}$, як і у випадку моделювання ЕЕС-Б, однак електричний центр хитань було виявлено на $6,605 \text{ с}$ не в «базовій» електричній мережі, а в електричній мережі «розширення» на ЛЕП 123-124 та ЛЕП 116-117. Тепер розглянемо випадок, коли СЕС приєднано до шин 111, 113, 115, 211, 213, 214 (рис. 2): стала інерції ЕЕС-2р у цьому разі становить $T_{\text{ЕЕС-2р}} = 4,014 \text{ с}$, *надкритична інтенсивність* збурення збільшується до $0,21 \text{ с}$, а електричний центр хитань виявляється на $2,10 \text{ с}$ на ЛЕП 123-124 та на $2,18 \text{ с}$ на ЛЕП 116-117. Якщо ж збільшити кількість СЕС і розглянути випадок, коли СЕС приєднано до шин 110, 111, 112, 113, 114, 115, 210, 211, 212, 213, 214, 215 (рис. 2), то у цьому разі стала інерції ЕЕС-2р складатиме $T_{\text{ЕЕС-2р}} = 3,681 \text{ с}$, *надкритична інтенсивність* збурення – $0,21 \text{ с}$, а електричний центр хитань послідовно виявляється на $3,74 \text{ с}$ на ЛЕП 123-124, на $3,84 \text{ с}$ – на ЛЕП 116-117 та на $5,75 \text{ с}$ – на ЛЕП 122-123.

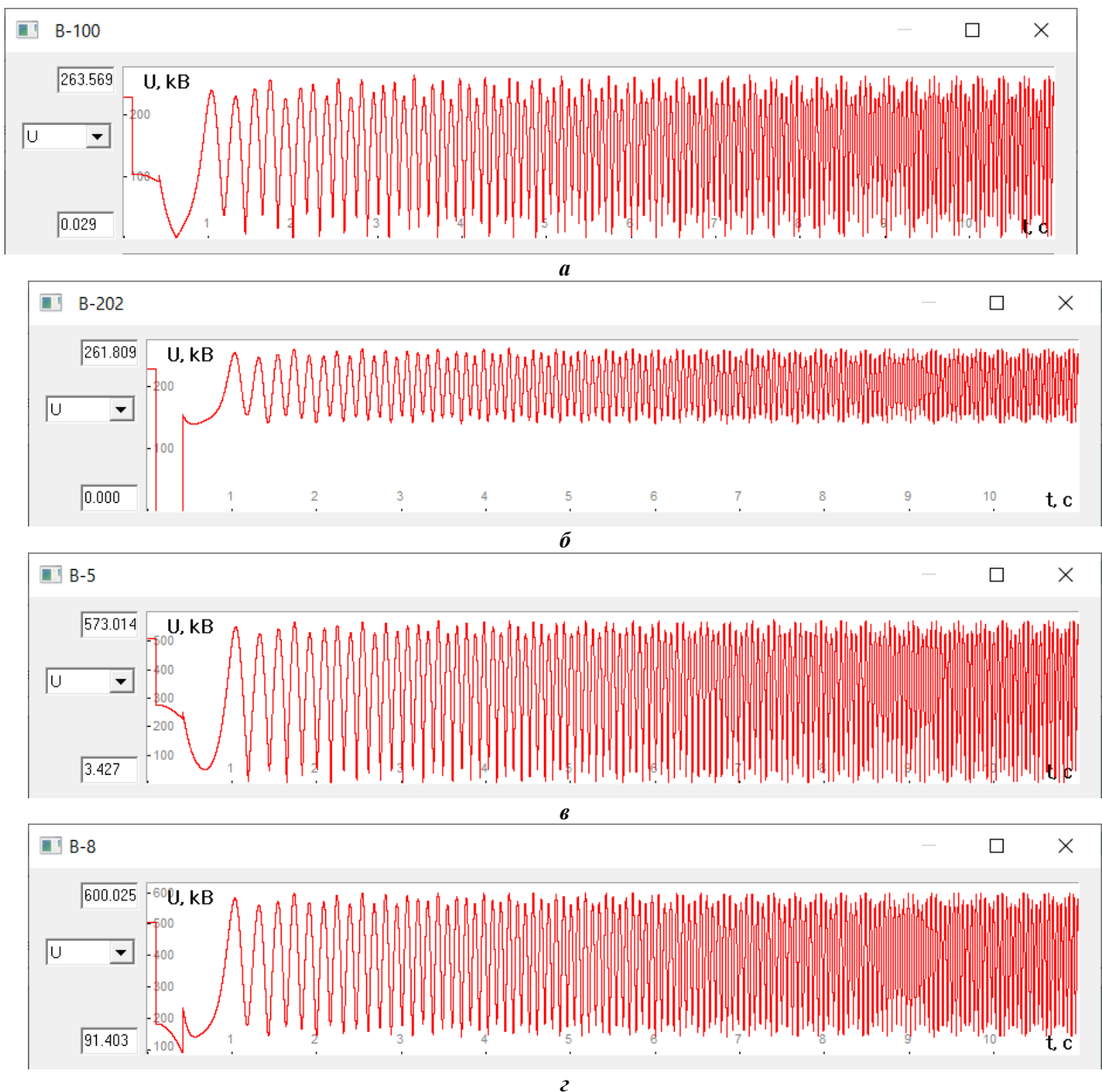


Рис. 10

Ці результати свідчать, що зростання частки потужності СЕС в електричній мережі «розширень» збільшує *надкритичну інтенсивність* збурення у порівнянні з випадком, коли відсутні СЕС, однак

таке збільшення відбувається до певної межі, на яку введення додаткових СЕС нібито вже не впливає. В усіх розглянутих випадках моделювання електромеханічних перехідних процесів в ЕЕС-2р виникає АР, що виявляється в «розширеннях» ЕЕС. Розглянемо окремий сценарій, коли в «розширеннях» ЕЕС-2р відсутні СГ, а всі РДГ – це СЕС. За таких умов стала інерція складає $T_{j\text{ЕЕС-2р}}=2,570$ с, *надкритична інтенсивність* збурення, визначена внаслідок моделювання, становить 0,32 с, а електричний центр хитань знову переміщується в «базову» електричну мережу і виявляється на 0,62 с на ЛЕП 100-202, а на 0,63 с – на ЛЕП 5-8. Графіки зміни напруги на шинах приєднання зазначених ЛЕП показано відповідно на рис. 10, а-г.

Далі аварійний процес набув розвитку: на 1,193 с електричний центр хитань було виявлено на ЛЕП 6-100, на 1,194 с – на ЛЕП 4-100, на 2,004 с – на ЛЕП 100-101, а після 6,44 с його було виявлено і на інших ЛЕП, зокрема на окремих ЛЕП електричної мережі «розширень» ЕЕС-2р.

Результати виконаних досліджень отримано з використанням розроблених цифрових моделей ЕЕС на основі добре відомої з часів колишнього СРСР так званої «6-машинної схеми ЕЕС», яку використовували для зіставлення різних програм, призначених для розрахунків стійкості ЕЕС. Не дивлячись на частковий характер отриманих результатів, зумовлених як особливостями розроблених моделей ЕЕС (насамперед структура генеруючих потужностей, номінальна напруга та конфігурація електричних мереж, зроблені припущення), вважаємо, що є підстави і для певних узагальнюючих **висновків** стосовно характеру впливу структурних трансформацій ЕЕС, подібних відтвореним в ЕЕС-1р та ЕЕС-2р, на їхні динамічні властивості.

Внаслідок структурних змін, яких зазнає ОЕС України в повоєнний період, має суттєво зрости частка РДГ (джерел генерації меншої одиничної потужності) в структурі генеруючих потужностей її «локальних» ЕЕС. Менш інерційні (у більшості випадків) РДГ, зокрема і СЕС, призведуть до зменшення сталої інерції ЕЕС та до певного розширення частотного спектру складових коливань параметрів режиму у напрямі зростання частот, можливий деякий «зсув» у цьому напрямі окремих власних частот ЕЕС.

В тій частині електричних мереж ЕЕС, що набуває розвитку та приєднання РДГ, слід очікувати зменшення амплітуд коливань режимних параметрів та тривалості перехідних процесів, викликаних аварійними збуреннями.

Введення в ЕЕС значних обсягів потужності РДГ впливатиме на перебіг аварійних електромеханічних перехідних процесів, зокрема і на виникнення АР, що потребуватиме додаткового опрацювання питань розрахунку та аналізу режимів, встановлення та налаштування засобів релейного захисту та протиаварійної автоматики.

Роботу виконано за держбюджетною темою «Науково-технічні засади відновлення та керованості електроенергетичної системи України в повоєнний період за синхронної роботи з енергооб'єднанням країн континентальної Європи (ENTSO-E)» (шифр «Фенікс»), КПКВК 6541030.

1. Machowski J., Bialek J.W., Bumby J.R. Power system dynamics. Stability and Control. John Wiley&Sons, 2008. 660 p.
2. Ignatius Kema Okakwu, Emmanuel Apoyi Ogunjor. Transient Stability Analysis of the Nigeria 330-kV Transmission Network. *American Journal of Electrical Power and Energy Systems*. 2017. Vol. 6. No 6. Pp. 79-87. DOI: <https://doi.org/10.11648/j.epes.20170606.11>.
3. Kulkarni S.N., Shingare P. A review on power quality challenges in renewable Energy grid integration. *International Journal of Current Engineering and Technology*. 2016. Vol. 6. No 5. URL: https://www.academia.edu/33185249/A_review_on_power_quality_challenges_in_renewable_Energy_grid_integration (accessed date 10.08.2023).
4. Petinrin J.O., Shaaban M. Impact of renewable generation on voltage control in distribution systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2016. Vol. 65. Pp. 770–783. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.06.073>.
5. Liang X. Emerging power quality challenges due to integration of renewable energy sources. *IEEE Transactions on Industry Applications*. 2017. Vol. 53. Issue 2. Pp. 855–866. DOI: <https://doi.org/10.1109/TIA.2016.2626253>.
6. Ashish Dhamanda, Gajendra Singh Rawat. GA Technique to Solve the Load Frequency and Tie-Line Power Problem of Thermal Generating Unit. *Advances in Networks*. 2019. Vol. 7. No 2. Pp. 51–58. DOI: <https://doi.org/10.11648/j.net.20190702.16>.
7. Буткевич О.Ф., Гурєєва Т.М., Юнєєва Н.Т. Структурна трансформація енергосистем та їхні динамічні властивості. Proceedings of III International Scientific Conference *Electrical and Power Engineering and Electrome-*

chanics (EPEE-2023), June 15, 2023. Odesa, Ukraine, 2023. Pp. 24-25. DOI: <https://doi.org/10.6084/m9.figshare.23624493>

8. Буткевич О.Ф., Г.уреева Т.М., Юнеева Н.Т. Про деякі впливи складу генеруючих потужностей на динамічні властивості енергосистем. *Технічна електродинаміка*. 2022. № 6. С. 42–51. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2022.06.042>.

9. Постников И.М. Обобщенная теория и переходные процессы электрических машин. М.: Высшая школа, 1975. 319 с.

10. Андерсон П.М., Фуад А.А. Управление энергосистемами и устойчивость. М.: Энергия, 1980. 568 с.

STRUCTURAL CHANGES OF POWER SYSTEMS AND CORRESPONDING CHANGES OF THEIR DYNAMIC PROPERTIES

O.F. Butkevych^{1,2}, T.M. Hurieieva¹, N.T. Yunieieva¹

¹ Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine, Beresteiskyi Ave., 56, Kyiv, 03057, Ukraine,

² National Technical University of Ukraine “Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute”, Beresteiskyi Ave., 37, Kyiv, 03056, Ukraine, e-mail: o.butkevych@gmail.com.

Study results concerning the changes in the power systems (PS) dynamic properties as a result of the electrical networks' development and a significant increase of the share of distributed sources of generation in the structure of generating capacities of the PS are presented. With the use of three developed PS models which corresponded to successive stages of the PS development, as a result of information processing about electromechanical transient processes, the changes in the spectrum of PS natural frequencies as well the changes of the emergency processes' course were revealed. The obtained results make it possible to predict qualitative changes of dynamic properties of the Interconnected Power System of Ukraine at the stages of its post-war recovery and development. References 10, figures 10, tables 3.

Key words: power system, dynamic properties, distributed energy sources, inertia constant, natural frequencies.

1. Machowski J., Bialek J.W., Bumby J.R. Power system dynamics. Stability and Control. John Wiley&Sons, 2008. 660 p.

2. Ignatius Kema Okakwu, Emmanuel Apoyi Ogujor. Transient Stability Analysis of the Nigeria 330-kV Transmission Network. *American Journal of Electrical Power and Energy Systems*. 2017. Vol. 6. No 6. Pp. 79-87. DOI: <https://doi.org/10.11648/j.epes.20170606.11>.

3. Kulkarni S.N., Shingare P. A review on power quality challenges in renewable Energy grid integration. *International Journal of Current Engineering and Technology*. 2016. Vol. 6. No 5. URL: https://www.academia.edu/33185249/A_review_on_power_quality_challenges_in_renewable_Energy_grid_integration (accessed date 10.08.2023).

4. Petinrin J.O., Shaaban M. Impact of renewable generation on voltage control in distribution systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2016. Vol. 65. Pp. 770–783. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.06.073>.

5. Liang X. Emerging power quality challenges due to integration of renewable energy sources. *IEEE Transactions on Industry Applications*. 2017. Vol. 53. Issue 2. Pp. 855–866. DOI: <https://doi.org/10.1109/TIA.2016.2626253>.

6. Ashish Dhamanda, Gajendra Singh Rawat. GA Technique to Solve the Load Frequency and Tie-Line Power Problem of Thermal Generating Unit. *Advances in Networks*. 2019. Vol. 7. No 2. Pp. 51–58. DOI: <https://doi.org/10.11648/j.net.20190702.16>.

7. Structural transformation of power systems and their dynamic properties. Proceedings of III International Scientific Conference *Electrical and Power Engineering and Electromechanics (EPEE-2023)*, Odesa, Ukraine, 2023. Pp. 24–25. (Ukr) DOI: <https://doi.org/10.6084/m9.figshare.23624493>

8. Butkevych O.F., Hurieieva T.M., Yunieieva N.T. On some influences of the composition of generating capacities on dynamic properties of power systems. *Tekhnichna elektrodynamika*. 2022. No 6. Pp. 42–51. (Ukr). DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2022.06.042>

9. Postnikov I.M. Generalized theory and transient processes of electrical machines. Moskva: Vysshiaia Shkola, 1975. 319 p. (Rus)

10. Anderson P.M., Fouad A.A. Power system control and stability. Moskva: Energiia, 1980. 568 p. (Rus)

Надійшла 02.09.2023