

**ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНО-МОДЕЛЬНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ
РОЗОСЕРЕДЖЕНОЇ ГЕНЕРАЦІЇ НА ВИНИКНЕННЯ АСИНХРОННИХ РЕЖИМІВ
В ОБ'ЄДНАНІЙ ЕНЕРГОСИСТЕМІ УКРАЇНИ**

О.Ф. Буткевич^{1,2*}, докт. техн. наук, Т.М. Гурсєва¹, Н.Т. Юнєєва¹, канд. техн. наук, А.Р. Слободян²

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

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

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

Наведено результати експериментально-модельних досліджень впливу розосереджених джерел генерування (РДГ) на виникнення в об'єднаній енергосистемі (ОЕС) України асинхронних режимів (АР) внаслідок аварій в її системотвірній електричній мережі. Сценаріями моделювання передбачалося, що потужності РДГ введено в розподільні електричні мережі замість енергоблоків теплових електростанцій ОЕС України, зруйнованих внаслідок ракетних обстрілів росіянами. За відсутності інформації щодо РДГ зроблено певні узагальнення та припущення щодо можливості моделювання груп РДГ у вигляді турбогенераторів з різними сталими інерції. Розглядалися різні сценарії виникнення аварій та функціонування пристроїв релейного захисту та протиаварійної автоматики. Результати виконаних досліджень свідчать, що введення в розподільні електричні мережі РДГ не сприяє виникненню АР в системотвірній електричній мережі ОЕС України. Бібл. 11, рис. 10, табл. 3.

Ключові слова: об'єднана енергетична система України, розосереджена генерація, стала інерція, модель, аварія, асинхронний режим енергосистеми.

Вступ. Величезні втрати, яких зазнала і зазнає об'єднана енергосистема (ОЕС) України внаслідок масованих ракетно-дронових атак росії зумовлюють потребу перегляду наявних планів відновлення та повоєнного розвитку енергетики України [1], оскільки ще станом на жовтень 2023 р. вже було втрачено 78% потужностей ТЕС, включаючи розташовані на окупованих територіях, 66% енергоблоків ТЕЦ, 44% АЕС, 12% ГЕС та 32% ГАЕС, 45% розосереджених джерел генерування (РДГ), але ворог продовжує ракетні обстріли і втрати, зокрема і генеруючих потужностей, збільшуються. Враховуючи набутий гіркий досвід та дивлячись у майбутнє, доходимо висновку, що висока надійність електрозабезпечення усіх сфер людської діяльності має бути найпріоритетнішим завданням відновлення та розвитку енергетики України [2]. Неодмінною умовою забезпечення високої надійності є суттєве збільшення частки РДГ в структурі генеруючих потужностей ОЕС України. Введення потужностей РДГ замість потужностей зруйнованих ворогом ТЕС є рухом до *децентралізованої* ОЕС України і також узгоджується з «вектором декарбонізації» енергетики України, з її приєднанням до «Європейської зеленої угоди» – нової стратегії розвитку Євросоюзу, що реалізується на практиці, оскільки до складу РДГ входять, насамперед, відновлювані джерела енергії (ВДЕ) (в країнах Європи у 2023 р. 44% електроенергії вироблено ВДЕ). Разом з незаперечними плюсами, які з'являються внаслідок зазначеного руху до *децентралізованої* ОЕС України, виникає потреба вживання додаткових заходів задля забезпечення надійного функціонування електричних мереж (ЕМ), оскільки зі зростанням потужності РДГ в ЕМ збільшуються струми коротких замикань, можуть виникати реверсивні потоки потужності, призводячи до порушень функціонування релейного захисту (як до неселективного, так і, взагалі, до хибного спрацювання [3], до появи «мертвих зон» [4] та інших негараздів), що зумовлює потребу переналаштування наявних та, в окремих випадках, встановлення додаткових пристроїв релейного захисту та автоматики (РЗА). Результати моделювання характерних аварій в

© Буткевич О.Ф., Гурсєва Т.М., Юнєєва Н.Т., Слободян А.Р., 2024

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

© Видавець Інститут електродинаміки НАН України, 2024



Це стаття відкритого доступу за ліцензією CC BY-NC-ND 4.0

<https://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/legalcode.uk>

розподільних ЕМ (до яких належать і ЕМ номінальної напруги 110 кВ) з РДГ не свідчать про виникнення переобтяжень трансформаторних зв'язків з системотвірною ЕМ та про відчутні зміни режиму такої ЕМ. Однак, розподільні ЕМ з РДГ можуть мати свої особливості, які слід враховувати під час моделювання. Наприклад, якщо РДГ – це фотоелектричні системи (ФЕС) чи їхнє поєднання (СЕС), то у разі виникнення аварії в таких ЕМ зі зниженням напруги до 0,9 і нижче від номінальної відключення інверторів ФЕС (СЕС) може відбутися з випередженням функціонування пристроїв РЗА ЕМ. Наслідком цього може бути розвиток аварії, впливаючи на стан зв'язків з системотвірною ЕМ та її режим. Якщо ж частка ВДЕ в розподільних ЕМ зростатиме, то наслідком цього може бути зменшення інерції ЕЕС з очікуваним збільшенням чутливості ЕЕС до аварійних збурень режиму. Тому під час досліджень аварійних перехідних процесів в електроенергетичних системах (ЕЕС) слід також враховувати особливості розподільних ЕМ з РДГ.

Одне із важливих питань, що потребує з'ясування, це питання впливу РДГ, значні обсяги потужності яких буде інтегровано в розподільні ЕМ в повоєнний період, на протікання в системотвірній ЕМ ОЕС України аварійних електромеханічних перехідних процесів з виникненням асинхронних режимів (АР). Це питання безпосередньо пов'язане з комплексною проблемою забезпечення надійного функціонування ОЕС України та вимогами до функціонування засобів протиаварійної автоматики в нових умовах, зокрема *автоматики ліквідації асинхронного режиму* (АІАР).

Мета роботи – оцінити вплив РДГ, що вводяться в розподільні ЕМ замість енергоблоків зруйнованих ТЕС, на виникнення АР внаслідок аварій в системотвірній ЕМ ОЕС України.

Вихідні умови та моделі. За поточного стану ОЕС України та умов війни практично неможливо передбачити усіх змін, яких зазнаватиме ОЕС України на різних етапах повоєнного відновлення та розвитку, зокрема і тих, що стосуватимуться введення значних обсягів потужності РДГ, оскільки для цього потрібна відповідна інформація, а натомість є лише «концептуальне бачення» та експертні оцінки загального характеру. Наприклад, за оцінками ПрАТ «НЕК «Укренерго» Україні найближчими роками буде потрібно 9,4 ГВт потужності ВДЕ, з яких 4,5 ГВт вітрових електростанцій (ВЕС), 3,8 ГВт сонячних електростанцій (СЕС) та 1,1 ГВт ТЕС на біопаливі [5]. Слід зауважити, що такі оцінки з плином часу можуть зазнавати змін. Враховуючи мету досліджень та відсутність відповідних прогнозних даних, було взято за основу один із режимів ОЕС України в минулому (режим максимуму навантажень 2016 р.) та його «доведення» до гранично допустимого в аспекті завантаження контрольованого перетину ОЕС України «Захід – Вінниця» (зі збереженням балансу потужностей ОЕС України, основних зв'язків та режиму системотвірної ЕМ). Такий режим далі називатимемо *базовим*. На рис. 1 показано фрагмент однолінійної схеми західної частини ОЕС України, частково «згорнутої» (умовний еквівалент) до контрольованого перетину ОЕС України «Захід – Вінниця», де лінії електропередачі (ЛЕП) та шини напругою 750 кВ показано потовщеними лініями, ЛЕП міждержавних перетинів не показано, а решту ОЕС України позначено зображенням генератора, поіменованого «ОЕС» і приєднаного до шин за номером 356. Елементи розподільних ЕМ не показано. У цьому режимі вимкнено ЛЕП 750 кВ «Вінницька – Західноукраїнська» (на рис. 1 шини приєднання ЛЕП відповідно позначено *Вінниця-750 та Зах.Укр.-750*). Усі наведені нижче результати моделювання стосуються випадків, коли зазначена ЛЕП залишалася вимкненою.

За різними сценаріями моделювання, окрім базового режиму, передбачалося, що замість потужностей блоків трьох пошкоджених ТЕС (табл. 1) вводяться потужності РДГ. За базового режиму передбачалося введення не РДГ, а турбогенераторів (ТГ) ТЕС, відповідно до даних, наведених в табл. 1, де P_T – це активна потужність генерування ТГ. В табл. 1 також зазначено «№ варіанта значень параметрів моделі АРШОТ», а самі значення параметрів моделі автоматичного регулятора швидкості обертання турбіни (АРШОТ) наведено в табл. 2.

Використану під час досліджень модель АРШОТ можна подати у вигляді (1)-(3)

$$\frac{d\mu}{dt} = \left(-\frac{s}{\sigma} + \mu_0 - \mu \right) / T_R, \quad (1)$$

$$\mu_0 = M_{xx} + P_0 / P_{ном}, \quad (2)$$

$$P_T = P_{ном} (\mu - M_{xx}), \quad (3)$$

де μ , μ_0 – змінні, що характеризують відповідно поточне та початкове (за доаварійного режиму) положення регулювальних клапанів парових турбін ($0 \leq \mu \leq 1$); s – ковзання; σ – статизм регулювання;

T_R – стала часу системи АРШОТ; $P_{ном}$, P_0 – відповідно номінальна активна потужність синхронного генератора (СГ) та його активна потужність за доаварійного режиму; P_T – потужність турбіни; M_{xx} – створюваний турбіною механічний момент за холостого ходу СГ (у відносних одиницях – в.о.), зведений до повної номінальної потужності СГ.

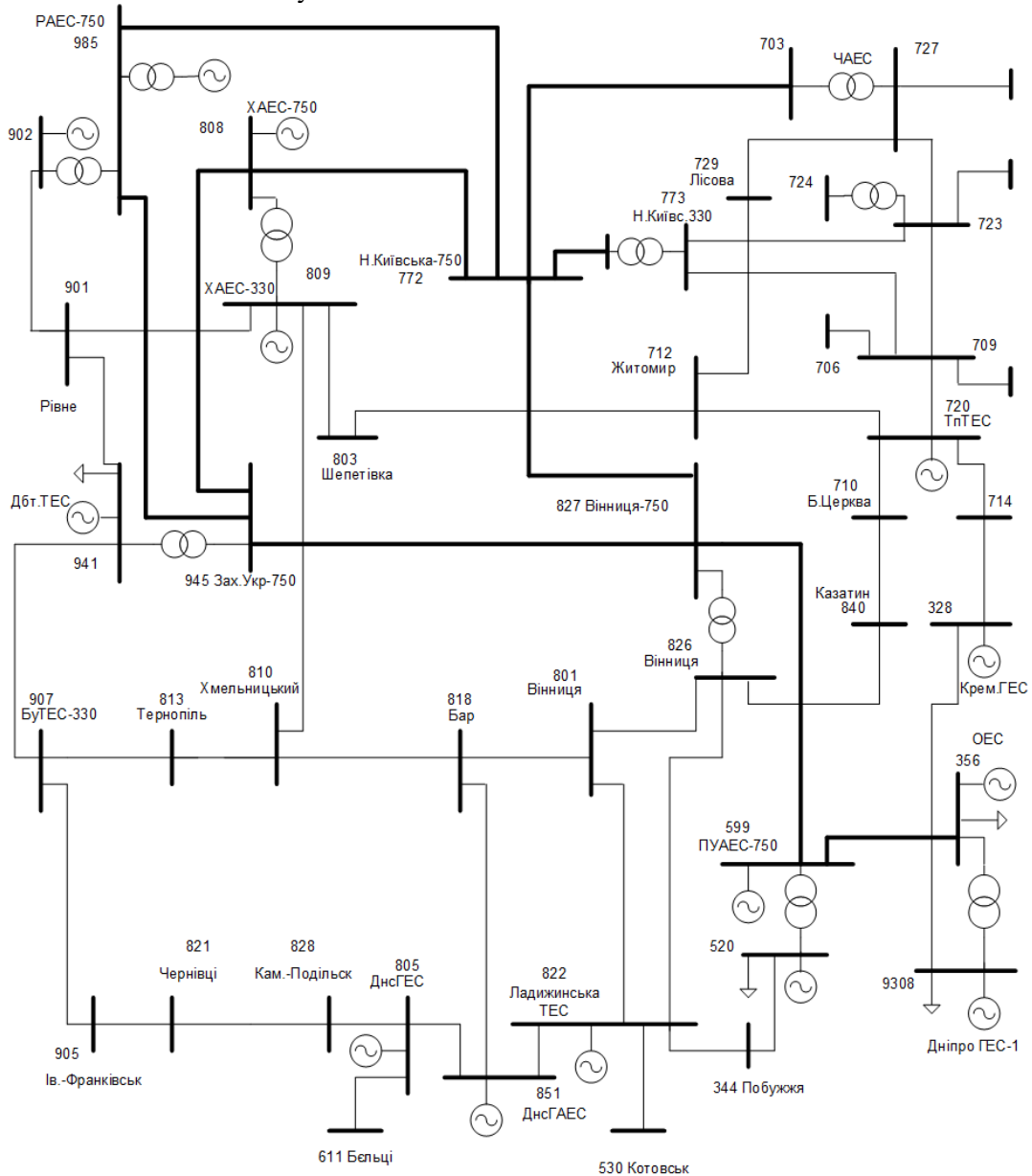


Рис. 1

Таблиця 1

Параметри	Назва ТЕС (позначення на схемі)							
	Трипільська (ТпГЕС)		Ладжинська (ЛадГЕС)				Добrotвірська (ДбтГЕС)	
	блок 3	блок 4	блок 1	блок 2	блок 3	блок 4	блок 5	блок 6
$U_{ном}$, кВ	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	10.0	10.0
$P_{ном}$, МВт	300	300	300	300	300	300	100	100
$\cos \varphi_{ном}$	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85
T_f , с	6.9	6.9	7.1	7.1	7.1	7.1	7.85	7.85
x_T , в.о.	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2
P_T , МВт	230	225	245	253	260	236	82	80
№ варіанта значень параметрів моделі АРШОТ	14	14	12	12	12	12	15	15

Таблиця 2

№ варіанта значень параметрів моделі АРШОТ	Статизм (σ), %	Еквівалентна стала часу (T_R), с	Зона нечутливості, %	Граничні значення моменту турбіни, в.о.	
				M_{\min}	M_{\max}
12	4,0	0,1	0,0	0,0	1,0
14	4,5	0,1	0,0	0,0	1,0
15	3,0	0,3	0,0	0,0	1,0

В табл. 1 наведено дані, що стосуються лише трьох ТЕС, які зазнали значних пошкоджень внаслідок ракетних обстрілів ворогом. Сумарна активна потужність генерування зазначених ТГ ТЕС становила 1611 МВт. Таку ж активну потужність генерування сумарно мали РДГ за кожним із сценаріїв моделювання. Для всіх СГ було використано модель *сталого електрорушійної сили* ($E_T = \text{const}$) за деяким реактансом x_T [2] (така модель, як зазначено в [6], є «класичним поданням синхронної машини під час досліджень стійкості»).

Перш ніж перейти до розгляду сценаріїв та відповідних результатів моделювання аварійних режимів в ОЕС України з РДГ в розподільних ЕМ, введених замість потужностей енергоблоків трьох зруйнованих ТЕС, наведемо деякі відомості, з яких стають зрозумілими причини використання обраного підходу до моделювання зазначених процесів.

Наведена вище оцінка ПрАТ «НЕК «Укренерго» потреб України мати в найближчі роки 9,4 ГВт потужності ВДЕ не змінює наявного стану інформаційної невизначеності щодо «географії» розташування різновидів таких ВДЕ, не кажучи вже про їхні типи, значення параметрів та інші дані, необхідні для реалізації відповідних моделей для виконання досліджень, зумовлених метою даної роботи. Використання в ЕЕС таких ВДЕ, як ФЕС з центральними інверторами та вітрові турбогенератори (ВТГ) з силовими електронними перетворювачами, зумовлює потребу забезпечення віртуального інерційного відгуку таких ВДЕ, «підтягуючи» їхню поведінку в цьому аспекті до регульованих СГ. До таких «підтягнутих» ВДЕ можна віднести, наприклад, ВТГ на базі машини подвійного живлення з перетворювачем часткової (на рівні 30%) потужності (такі ВТГ називають ВТГ 3-го типу чи 3-ї генерації) та ВТГ з повномасштабним (100%) перетворювачем потужності (їх називають ВТГ 4-го типу). Під час створення моделей динаміки ЕЕС з великою кількістю ВДЕ в розподільних ЕМ неминуче виникає потреба створення та використання еквівалентів груп таких ВДЕ, що потребує детальної інформації. Наприклад, в [7] показано, що під час створення еквівалента певної групи ВТГ різних типів слід враховувати не лише особливості ВТГ кожного типу, а і розташування ВТГ та електричну віддаль між ними, режими та очікувані події (збурення режиму), з урахуванням яких мають відбуватися налаштування. Та навіть за таких умов створений еквівалент може «нівелювати» вплив окремих ВТГ групи на режим ЕМ. Такі еквіваленти не є незмінними: вони час від часу потребують верифікації та уточнення. Газотурбінні установки (ГТУ) різних типів та електричної потужності – це теж РДГ. Наприклад, ДП «Науково-виробничий комплекс газотурбобудування «Зоря»-«Машпроект» виготовляє для енергетики ГТУ номінальної електричної потужності від 4,87 МВт до 32 МВт (лінійка із п'яти різних за потужністю енергетичних установок простого циклу) та від 20,6 МВт до 62 МВт (лінійка із п'яти різних за потужністю установок комбінованого циклу) [8]. Але, на відміну від ФЕС та ВТГ, насамперед 1-го та 2-го типів, для ГТУ не потрібно забезпечувати віртуальний інерційний відгук.

Разом з відмінностями РДГ різних видів та типів з обертовими частинами, вони мають і спільний параметр, що характеризує динамічні властивості таких РДГ – сталу інерцію. Однак значення сталих інерції навіть в межах одного виду РДГ залежать від різних чинників. Наприклад, за кількістю валів ГТУ поділяють на одновальні та багатовальні. Для одновальних ГТУ сталі інерції можуть мати значення від 5 с до 15 с, тоді як для багатовальних (без редуктора) – від 1,5 с до 3 с. Для ВТГ теж має місце значний розкид значень сталих інерції, наприклад, для ВТГ потужністю до 3 МВт значення сталих інерції знаходяться в межах від 2 с до 6 с (ВТГ потужністю від 3 МВт до 9 МВт використовують для створення ВЕС). Оцінюванню сталих інерції РДГ, зокрема і в режимі *on-line*, присвячено значну кількість праць, огляд деяких наведено, наприклад, в [9, 10], але для визначення сталої інерції ЕЕС (T_{JEEC}) в режимі *off-line* зазвичай використовують вираз (4)

$$T_{JEEC} = \sum_{i=1}^{i=n} T_{Ji} S_i / S_{EEC}, \quad (4)$$

де T_{Ji} , S_i – відповідно стала інерції обертових мас та номінальна повна потужність i -го генератора, електрично приєднаного до ЕМ ЕЕС, «увімкненого»; n – загальна кількість приєднаних до ЕМ ЕЕС генераторів; S_{EES} – сумарна повна номінальна потужність приєднаних до ЕМ ЕЕС генераторів.

Якщо вважати, що системи керування ВТГ та ФЕС спроможні забезпечити віртуальний інерційний відгук, то такі ВДГ будуть «підтягнутими» в цьому аспекті до регульованих СГ і теж можуть характеризуватися сталою інерцією, хоча і віртуальною.

Очевидно, що за реальних умов експлуатації ЕЕС у разі значних кількості та сумарної потужності РДГ, використовуючи формулу (4), можна розраховувати лише на певну орієнтовну оцінку T_{JEES} , оскільки достеменно не відома кількість вимкнених (від'єднаних від ЕМ) РДГ різного виду та типу. Тому в даних дослідженнях виходили з того, що значення сталої інерції певної «змішаної» групи РДГ одночасно є і певним узагальненим якісним показником її складу в аспекті динамічних властивостей: зменшення сталої інерції групи РДГ за незмінної сумарної потужності свідчить про збільшення частки малоінерційних чи безінерційних РДГ в групі.

Оскільки заміна одиничного ТГ відповідною йому групою джерел генерування, зосереджених в тому ж самому місці, не призводить до зміни динамічних властивостей ЕЕС [11], то справедливим є і зворотне твердження. Це дає підстави для припущення про можливість *наближеного* врахування деяким умовно *еквівалентним* СГ відповідної групи РДГ, розташованих в певному околі (за електричною відстанню) шин приєднання такого *еквівалентного* СГ (групу РДГ замінюємо *еквівалентним* СГ, оскільки за інерційним відгуком РДГ мають «підтягуватися» до регульованих СГ). Тому сценаріями моделювання передбачалося як відновлення енергоблоків трьох ТЕС, так і заміна активної потужності енергоблоків (P_r) цих ТЕС (табл. 1) такою ж потужністю генерування, розподіленою серед *еквівалентних* СГ. Кожен із таких *еквівалентних* СГ було подано зазначеною вище моделлю *сталої електрорушійної сили* ($E_r = \text{const}$) за *деяким реактансом* x_r (номінальна активна потужність кожного такого СГ становила 100 МВт, а $\cos\varphi = 0,85$). Потужність генерування блоків ТпТЕС (табл. 1) було розподілено серед 22 *еквівалентних* СГ, приєднаних через трансформатори ТДЦ-125000/110 до 22 шин номінальної напруги 110 кВ таких електричних підстанцій – ПС (далі зазначено використані в цифровій моделі ОЕС України назви ПС та номери зазначених шин): Бровари (736), Житомир (713), Н.Київська (708), Миронівка (718), Бровки (768), ТпТЕС-3 (720), ЛадТЕС-3 (822), ЛадТЕС-1 (823), Вінницька (802), Бар (818), Побужжя (345), Тернопіль (814), Хмельницька (811), Чернівці (820), Івано-Франківська (906), К.Подільський (839), Українка (352), Шевченко (750), ДБТЕС (927), Радивилів (930), Н.Волинський (928), Ковель (956).

Сценарії та результати експериментально-модельних досліджень. Інформацію щодо окремих сценаріїв та результатів моделювання аварійних процесів в системотвірній ЕМ ОЕС України з виникненням чи відсутністю АР наведено в табл. 3. Надамо необхідні пояснення. Кожен рядок таблиці починається з пронумерованої характеристики (опису) збурення режиму (№ ХЗР) ОЕС України. Початок усіх збурень – 0,1 с модельованого процесу. Другий та наступні рядки таблиці пов'язані з моделюванням 3-фазного короткого замикання (3-ф.КЗ) на ЛЕП номінальної напруги 330 кВ, що поєднує шини 901 (Рівне) та 902 (РАЕС), поблизу шин 902. В табл. 3 тривалість 3-ф.КЗ позначено Δt_{K3} . Під час моделювання автоматики повторного увімкнення (АПВ) перед увімкненням ЛЕП враховувалася затримка (0,5 с) на деіонізацію повітря в місці 3-ф.КЗ. У разі неуспішного АПВ знову моделювалося функціонування релейного захисту з вимкненням ЛЕП 901-902. Для виявлення АР в системотвірній ЕМ в точках часової дискретизації процесу моделювання визначалися параметри, за якими діють пускові пристрої АЛАР (крок чисельного інтегрування залишався незмінним і становив 10^{-3} с). Усі модельовані події та випадки виявлення на ЛЕП системотвірної ЕМ *електричного центру хитань* (ЕЦХ) відтворювалися в хронологічному порядку в протоколі процесу моделювання (протоколі подій). В клітинах табл. 3 символом «—» позначено факт відсутності АР, а у разі його виникнення вказано час (від початку модельованого процесу) та місце (зазначається назва ЛЕП) виявлення лише першого (за часом) ЕЦХ (з плином часу ЕЦХ виявляється і на інших ЛЕП). Інформацію щодо АР за різних збурень режиму наведено як для випадку відновлення блоків ТЕС, так і для випадків введення РДГ з різними значеннями сталих інерцій. Результати, отримані за різних збурень режиму для випадку введення блоків ТЕС, використовуються для порівняння з результатами, отриманими у разі введення РДГ.

Таблиця 3

Сценарії моделювання (ЛЕП 750 кВ Вінницька – Західноукраїнська вимкнено)					
№ ХЗР	Характеристика збурення режиму (ХЗР)	Час та місце (за назвою ЛЕП) виявлення ЕЦХ			
		Введено блоки ТЕС, $T_{ЛТЕС} = 7,1 \text{ с}$	Введено РДГ, $T_{РДГ} = 6,0 \text{ с}$	Введено РДГ, $T_{РДГ} = 3,0 \text{ с}$	Введено РДГ, $T_{РДГ} = 1,5 \text{ с}$
1	Вимкнення ЛЕП 901-902 (Рівне-РАЕС)	—	—	—	—
2	3-ф.КЗ на ЛЕП 901-902, $\Delta t_{КЗ} = 0,08 \text{ с}$, без АПВ	2,90 с (Шепетівка-Житомир)	—	—	—
3	3-ф.КЗ на ЛЕП 901-902, $\Delta t_{КЗ} = 0,12 \text{ с}$, без АПВ	2,38 с (Шепетівка - Житомир)	—	—	—
4	3-ф.КЗ на ЛЕП 901-902, $\Delta t_{КЗ} = 0,08 \text{ с}$, неуспішне АПВ	1,87 с (Шепетівка-Житомир)	—	—	—
5	3-ф.КЗ на ЛЕП 901-902, $\Delta t_{КЗ} = 0,12 \text{ с}$, неуспішне АПВ	1,41 с (Шепетівка-Житомир)	—	—	2,40 с (Шепетівка-Житомир)
6	3-ф.КЗ на ЛЕП 901-902, $\Delta t_{КЗ} = 0,20 \text{ с}$, неуспішне АПВ	0,85 с (Рівне-РАЕС)	1,09 с (Шепетівка-Житомир)	1,07 с (Шепетівка-Житомир)	1,07 с (Шепетівка-Житомир)
7	3-ф.КЗ на ЛЕП 901-902, $\Delta t_{КЗ} = 0,12 \text{ с}$, успішне АПВ	—	—	—	—

Проаналізуємо спочатку вплив збурення режиму (згідно з ХЗР, наведеними в табл. 3) на виникнення АР для випадку, коли введено (відновлено) блоки трьох ТЕС (результуюча стала інерції ТГ цих ТЕС становить $T_{ЛТЕС} = 7,1 \text{ с}$). Збурення режиму у вигляді вимкнення ЛЕП 901-902 (РАЕС – Рівне) не призводить до виникнення АР в системотвірній ЕМ (не виявлено ЕЦХ), але зі збільшенням інтенсивності збурення (наприклад, у вигляді 3-ф.КЗ, зі збільшенням його тривалості) зменшується час виникнення АР, тобто АР виникає раніше. Цей очевидний наслідок підтверджується порівнянням результатів, отриманих, наприклад, для випадків, описаних ХЗР №2 та ХЗР №3, які проілюстровано відповідно на рис. 2 та 3, де показано зміну різниці кутів напруги ($\Delta U_{п-к}$) на шинах ПС 330 кВ Шепетівка (803) та Житомир (712) з виникненням АР (у нижньому та верхньому «віконцях» форми графічного інтерфейсу зазначено відповідно мінімальне та максимальне значення такої різниці кутів, що стосуються усього часового інтервалу моделювання).



Рис. 2

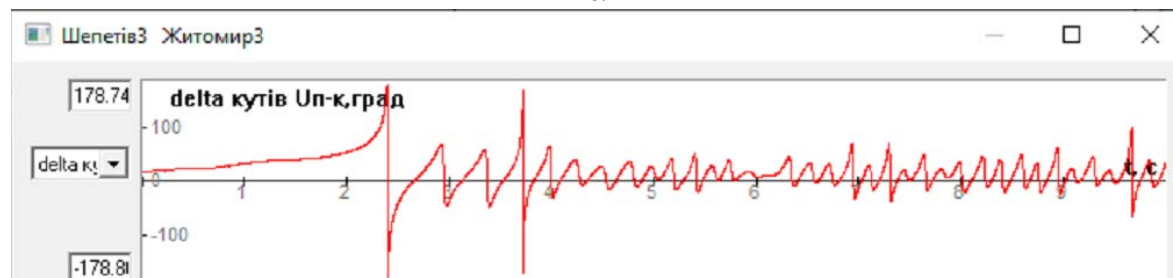


Рис. 3

Внаслідок порівняння результатів, отриманих моделюванням неуспішного АПВ згідно з ХЗР №5, з результатами, одержаними за відсутності АПВ (ХЗР №3), підтверджується той факт, що під час вмикання ЛЕП без усунення 3-ф.КЗ відбувається додаткове збурення режиму, тому АР виникає швидше у випадку неуспішного АПВ (час виявлення ЕЦК становить 1,41 с) ніж за відсутності АПВ, коли час виявлення ЕЦК становить 2,38 с.

На рис. 4 та 5, що відповідають ХЗР № 5, показано фрагмент протоколу подій (з виявленням ЕЦХ) та зміну у часі різниці кутів векторів напруги (*delta* кутів $U_{п-к}$) на шинах приєднання ЛЕП 803-712, тобто на шинах 330 кВ ПС Шепетівка (803 – початок ЛЕП) та ПС Житомир (712 – кінець ЛЕП).

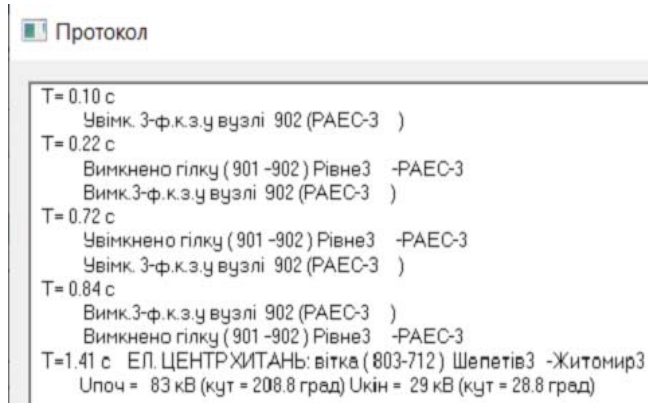


Рис. 4

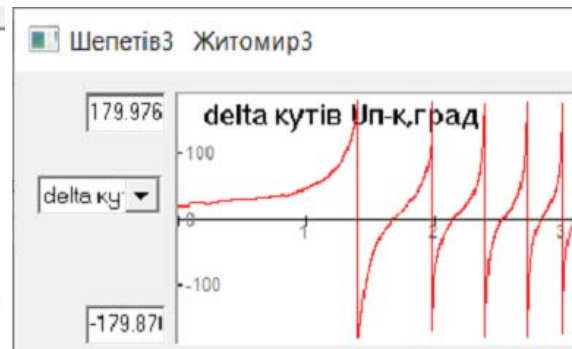


Рис. 5

У разі успішного АПВ (ХЗР №7), на відміну від неуспішного, АР не виникає, що видно із парного порівняння результатів, отриманих, наприклад, для випадків ХЗР №5 та №7.

Розглянемо результати моделювання, отримані у випадках введення РДГ замість потужностей зазначених енергоблоків ТЕС. Як видно з табл. 3, під час моделювання груп РДГ *еквівалентними СГ*, приєднаними до 22 шин ПС номінальної напруги 110 кВ, у більшості випадків (відповідно до ХЗР) АР не виникає (на відміну від введення блоків ТЕС) навіть у разі зменшення сталих інерції РДГ. Для ілюстрації на рис. 6 та 7 відповідно показано фрагмент протоколу подій та зміну у часі різниці кутів векторів напруги на шинах приєднання ЛЕП 803-712 (Шепетівка-Житомир) для випадку ХЗР № 5 та сталих інерції РДГ $T_{РДГ} = 3,0$ с.



Рис. 6

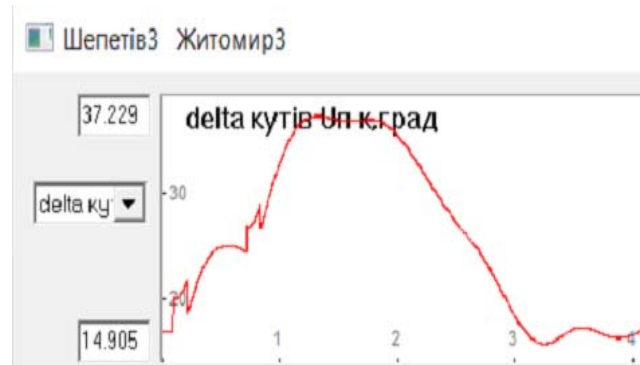


Рис. 7

Якщо для половини РДГ (11 *еквівалентних СГ*) залишити значення $T_{РДГ} = 3,0$ с, а для решти взяти $T_{РДГ} = 0,1$ с (значення сталої інерції усіх РДГ становитиме 1,55 с), то ЕЦХ виявляється о 1,68 с на цій же ЛЕП 330 кВ Шепетівка-Житомир, тобто пізніше ніж у разі введення енергоблоків ТЕС (значення сталої інерції введених ТГ ТЕС становить 7,1 с).

За тих же умов (ХЗР № 5), але у разі зміни для усіх РДГ значень сталої інерції на $T_{РДГ} = 1,5$ с, ЕЦХ виявляється на 2,40 с модельованого процесу, що видно на рис. 8, де крім різниці кутів векторів напруги на шинах приєднання ЛЕП Шепетівка-Житомир також показано зміну у часі струму та потоку активної потужності цієї ЛЕП.

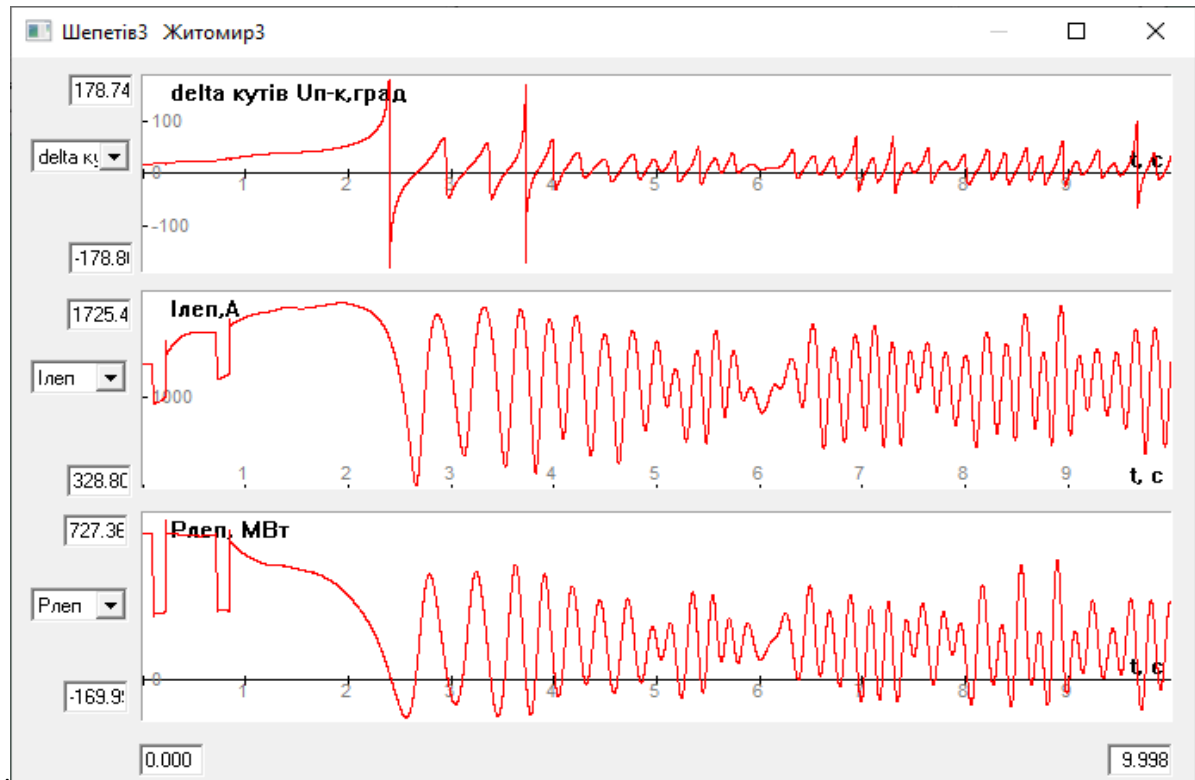


Рис. 8

Розглянемо результати моделювання електромеханічних перехідних процесів в ОЕС України, зумовлених значно інтенсивнішим аварійним збуренням режиму – згідно з ХЗР № 6. У разі введення енергоблоків ТЕЦ, на відміну від вже розглянутих випадків, АР виникає раніше: ЕЦХ було виявлено о 0,85 с, але не на ЛЕП Шепетівка-Житомир, як це було за розглянутих ХЗР, а на ЛЕП 330 кВ Рівне-РАЕС (901-902). У випадках же введення РДГ виникає АР, на час виникнення якого вже не має визначального впливу зміна значень сталих інерції РДГ (час виявлення ЕЦХ на ЛЕП Шепетівка-Житомир в усіх випадках залишається, практично, незмінним). Зазначені результати є свідченням того, що для модельованих структурно-режимних умов збурення згідно з ХЗР № 6 є збуренням *надкритичної інтенсивності* [2], що має домінуючий вплив на протікання електромеханічних перехідних процесів в ЕЕС. На рис. 9 та 10, що відповідають ХЗР № 6 та $T_{JDГ} = 3,0$ с, показано фрагмент протоколу подій (з виявленням о 1,07 с ЕЦХ) та зміну у часі різниці кутів векторів напруги (*delta* кутів Уп-к) на шинах приєднання ЛЕП 330 кВ Шепетівка-Житомир (803-712).

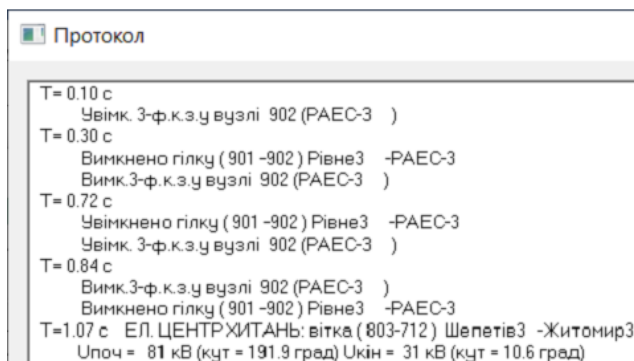


Рис. 9

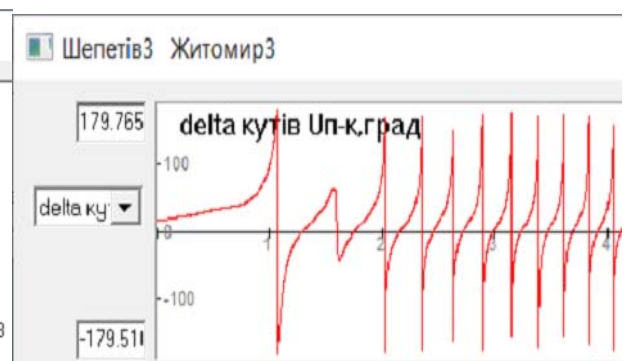


Рис. 10

Висновки. Результати експериментально-модельних досліджень отримано за умов значної невизначеності, насамперед щодо РДГ (їхніх видів, типів, характеристик, розміщення та іншого), з

використання певних припущень та узагальнень, тому вони мають *оцінний* характер і стосуються випадків, коли замість частини втрачених генеруючих потужностей ТЕС буде введено РДГ, які за *інерційним відгуком* «підтягуються» до регульованих СГ.

Із результатів моделювання аварійних електромеханічних перехідних процесів в ОЕС України та аналізу зміни параметрів, на які реагують пристрої АЛАР, впливає, що введення в розподільні ЕМ РДГ замість частини втрачених генеруючих потужностей ТЕС не сприяє виникненню АР внаслідок аварійних збурень режиму в системовірній ЕМ. Деякий вплив на протікання електромеханічних перехідних процесів в конкретній частині системовірної ЕМ ОЕС України має розташування в ЕМ груп РДГ з відповідними сталими інерції, що може свідчити про «територіальний» розподіл інерції.

Роботу виконано за держбюджетною темою «Забезпечення стійкості та надійності національної електроенергетики в умовах синхронної роботи ОЕС України з континентальною європейською енергетичною системою ENTSO-E» (шифр «РЕЖИМ-2», КПКВК-6541230).

1. Проект Плану відновлення України. Матеріали робочої групи «Енергетична безпека». Липень 2022. URL: <https://www.kmu.gov.ua/storage/app/sites/1/recoveryrada/ua/energy-security.pdf> (дата звернення 05.06.2024).
2. Буткевич О.Ф., Гурєєва Т.М., Юнеєва Н.Т. Структурні зміни енергосистем та відповідні зміни їхніх динамічних властивостей. *Техн. електродинаміка*. 2023. № 6. С. 54–64. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2023.06.054>.
3. He L., Liu C.C., Pitto A., Cirio D. Distance protection of AC grid with HVDC-connected offshore wind generators. *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2014. Vol. 29. No 2. Pp. 493–501. DOI: <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2013.2271761>.
4. Atwa Y.M., El-Saadany E.F. Reliability Evaluation for Distribution System with Renewable Distributed Generation during Islanded Mode of Operation. *IEEE Transactions on Power Systems*. 2009. Vol. 24. No 2. Pp. 572– 581. DOI: <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2009.2016458>.
5. Надійність та безпека в енергетиці коштують \$15 млрд – оцінка «Укренерго». URL: <https://thepage.ua/ua/economy/yak-maye-zminitis-energosisistema-ukrayini-ocinka-ukrenergo> (дата звернення 05.06.2024).
6. Андерсон П., Фуад А. Управление энергосистемами и устойчивость. М.: Энергия, 1980. 568 с.
7. Muljadi E., Zhang Y.C., Gevorgian V., Kosterev D. Understanding dynamic model validation of a wind turbine generator and a wind power plant. *2016 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, Milwaukee, WI, USA, 18–22 September 2016. Pp. 1–5. DOI: <https://doi.org/10.1109/ECCE.2016.7855542>.
8. Газотурбінні установки для енергетики. ДП «Науково-виробничий комплекс газотурбобудування «Зоря»-«Машпроект». 17 с. URL: <https://www.iec-expo.com.ua/download/2023/kongres/13.45.pdf> (дата звернення 05.06.2024).
9. Tan B., Zhao J., Netto M., Krishnan V., Terzija V., Zhang Y. Power System Inertia Estimation: Review of Methods and the Impacts of Converter-Interfaced Generations. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2022. Vol. 134. 13 p. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2021.107362>.
10. Dimoulias S.C., Kontis E.O., Papagiannis G.K. Inertia Estimation of Synchronous Devices: Review of Available Techniques and Comparative Assessment of Conventional Measurement-Based Approaches. *Energies*. 2022. Vol. 15(20). Article no 7767. 30 p. DOI: <https://doi.org/10.3390/en15207767>.
11. Буткевич О.Ф., Гурєєва Т.М., Чижевський В.В., Юнеєва Н.Т. Про деякі впливи складу генеруючих потужностей на динамічні властивості енергосистем. *Техн. електродинаміка*. 2022. № 6. С. 42–51. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2022.06.042>.

EXPERIMENTAL AND MODEL STUDIES OF THE DISTRIBUTED GENERATION INFLUENCE ON THE ASYNCHRONOUS MODES EMERGENCE IN THE INTERCONNECTED POWER SYSTEM OF UKRAINE

O.F. Butkevych^{1,2}, T.M. Hurieieva¹, N.T. Yunieieva¹, A.R. Slobodian²

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

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

The results of experimental and modeling studies of the distributed generation sources (DG) influence on the occurrence in the Interconnected Power System (IPS) of Ukraine asynchronous modes (AM) caused by accidents in its main

electrical network are presented. According to simulation scenarios it was assumed that the DG power was introduced into electrical distribution networks instead of the power units of thermal power plants of the IPS of Ukraine which were destroyed as a result of missile attacks by the Russians. In the absence of information about DGs, certain generalizations and assumptions are made regarding the possibility of DG groups modeling of in the form of turbine generators with different inertia constants. Various scenarios of the accidents occurrence and the functioning of relay protection and anti-emergency automation devices were considered. Conducted studies results show that the DG introduction into distribution electrical networks does not contribute to the AM occurrence in the main electrical network of the IPS of Ukraine. References 11, figures 10, tables 3.

Key words: Interconnected Power System of Ukraine, distributed generation, inertia constant, model, accident, power system asynchronous mode.

1. Project of the Recovery Plan of Ukraine. Materials of the "Energy Security" working group. July 2022. URL: <https://www.kmu.gov.ua/storage/app/sites/1/recoveryrada/ua/energy-security.pdf> (Ukr) (accessed 05.06.2024).
2. Butkevych O.F., Hurieieva T.M., Yunieieva N.T. Structural changes of power systems and corresponding changes of their dynamic properties. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2023. No 6. Pp. 54–64. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2023.06.054>. (Ukr).
3. He L., Liu C.C., Pitto A., Cirio D. Distance protection of AC grid with HVDC-connected offshore wind generators. *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2014. Vol. 29. No 2. Pp. 493–501. DOI: <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2013.2271761>.
4. Atwa Y.M., El-Saadany E.F. Reliability Evaluation for Distribution System with Renewable Distributed Generation during Islanded Mode of Operation. *IEEE Transactions on Power Systems*. 2009. Vol. 24. No 2. Pp. 572–581. DOI: <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2009.2016458>.
5. Reliability and safety in the energy sector cost \$15 billion - Ukrenergo estimate. URL: <https://thepage.ua/ua/economy/yak-maye-zminitis-energosisistema-ukrayini-ocinka-ukrenergo> (Ukr) (accessed 05.06.2024).
6. Anderson P., Fouad A. Power system control and stability. Moskva: Energiia, 1980. 568 p. (Rus)
7. Muljadi E., Zhang Y.C., Gevorgian V., Kosterev D. Understanding dynamic model validation of a wind turbine generator and a wind power plant. *IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, Milwaukee, WI, USA, 18–22 September 2016. Pp. 1–5. DOI: <https://doi.org/10.1109/ECCE.2016.7855542>.
8. Gas turbine installations for the power industry. SE "Zorya"- "Mashproekt" gas-turbobuilding research and production complex". 17 p. URL: <https://www.iec-expo.com.ua/download/2023/kongres/13.45.pdf> (Ukr) (accessed 05.06.2024).
9. Tan B., Zhao J., Netto M., Krishnan V., Terzija V., Zhang Y. Power System Inertia Estimation: Review of Methods and the Impacts of Converter-Interfaced Generations. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2022. Vol. 134. 13 p. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2021.107362>.
10. Dimoulias S.C., Kontis E.O., Papagiannis G.K. Inertia Estimation of Synchronous Devices: Review of Available Techniques and Comparative Assessment of Conventional Measurement-Based Approaches. *Energies*. 2022. Vol. 15(20). Article no 7767. 30 p. DOI: <https://doi.org/10.3390/en15207767>.
11. Butkevych O.F., Hurieieva T.M., Chyzhevskiy V.V., 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. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2022.06.042> (Ukr).

Надійшла 15.06.2024
Остаточний варіант 03.09.2024