

ОСОБЛИВОСТІ АНАЛІЗУ РЕЖИМІВ РОБОТИ ЕНЕРГОСИСТЕМИ У РАЙОНАХ З АЛЬТЕРНАТИВНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ (ВІТРОВИМИ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЯМИ)

С.П. Денисюк^{1*}, докт. техн. наук, П.В. Махлін^{2**}, канд. техн. наук, О.А. Шрам^{2***}, канд. техн. наук,
В.М. Слинко^{3****}, канд. техн. наук

¹ Національний технічний університет України «КПІ ім. Ігоря Сікорського»
пр. Перемоги, 37, Київ, 03056, Україна.

² Національний університет «Запорізька політехніка»
вул. Жуковського, 64, Запоріжжя, 69063, Україна,
e-mail: makhlinpavel21@gmail.com, alexshrum@yahoo.com

³ Інститут електродинаміки НАН України,
пр. Перемоги, 56, Київ, 03057, Україна.

Високі темпи зростання частки відновлюваних джерел енергії в енергетичній системі зумовлюють потребу у балансуванні їхньої змінної потужності. Інтеграція ОЕС України до загальноєвропейської енергосистеми ENTSO-E передбачає вирішення питання підвищення гнучкості електроенергетичної системи України та забезпечення стійкості режимів її роботи. Показано, що у разі інтеграції потужних вітрових електростанцій в енергосистему загострюється проблема забезпечення стійкості як власне потужних відновлюваних джерел енергії, так і їхнього впливу на стійкість існуючих електростанцій, що працюють сумісно з цими джерелами, на регіональному рівні. В роботі проведено моделювання електромеханічних перехідних процесів та досліджено режими роботи енергосистеми під час зміни режимів роботи вітрової електростанції в районі з дефіцитом традиційних джерел електроенергії. Розглянуто питання забезпечення коливальної стійкості на регіональному рівні енергосистеми та забезпечення надійності електропостачання в екстремальному випадку – за раптової зупинці вітрової електростанції. При цьому досліджено зміну потужності по основних лініях зв'язку або її реверсу, залежності напруги у мережі, зміна кутів роторів генераторів найближчих електростанцій та їхнього проковзування. Бібл. 14, рис. 4, табл. 3.

Ключові слова: стійкість енергосистеми, відновлювані джерела енергії, потужність, вітроелектростанція.

Вступ. Трансформація енергетики за напрямком децентралізація, дигіталізація та декарбонізація в рамках енергетичного переходу, реалізація концепції Smart Grid постають сьогодні загальноновизнаним фактом [1, 2]. Новий стимул сучасним перетворенням дало проголошення 11 грудня 2019 року Європейською Комісією Європейського зеленого курсу (EU Green Deal). Пріоритети Євросоюзу перенаправляються від викопного палива в сторону застосування відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) з метою створення до 2050 року повністю декарбонізованої економіки. За даними Bloomberg NEF (BNEF) у 2020 році світ виділив рекордних 501,3 млрд. дол. на декарбонізацію, перевершивши 2019 рік на 9 %, попри підлив економіки, спричинений пандемією Covid-19 [1]. У дослідженні Bloomberg «New Energy Outlook-2019» зазначено, що щорічні введення нових потужностей традиційного базового навантаження невпинно падатимуть, натомість вони будуть заміщуватися вітровими (ВЕС) та сонячними (СЕС) електростанціями, щорічні обсяги яких зростуть відповідно втричі та вдвічі, маневрені газові потужності будуть вводитися темпами, що у 14 разів вищі, ніж 2018 року, вводи батарей зростуть у 13 разів. Сьогодні традиційні способи передачі електроенергії базуються на принципах «одностороннього» зв'язку, розроблених багато десятиліть

© Денисюк С.П., Махлін П.В., Шрам О.А., Слинко В.М., 2022

ORCID ID: * <https://orcid.org/0000-0002-6299-3680>; ** <https://orcid.org/0000-0002-8046-1899>;

*** <https://orcid.org/0000-0003-4206-7716>; **** <https://orcid.org/0000-0001-5200-5418>

тому: електростанція направляє електроенергію до її споживачів. Згідно положень концепції Smart Grid мережа має стати клієнтоорієнтованою, із забезпеченням двостороннього обміну енергією та широким впровадженням ВДЕ [3].

На тлі високих темпів зростання генерації електроенергії ВДЕ, у першу чергу ВЕС та СЕС електростанцій, зростає потреба у балансуванні їхньої змінної потужності, що вже стало загальносвітовим трендом, забезпечення стійкості їхньої роботи [2, 3]. Основною особливістю роботи ВЕС та СЕС є залежність від метеорологічних умов, що й обумовлює нестабільність виробництва електроенергії. Проведені дослідження показують, що найкращого універсального способу забезпечити таке балансування не існує, завжди є специфіка місцевих умов, особливості технологій та різні потреби енергосистеми у ВДЕ [1–3]. Усі ці потреби поєднуються в одному понятті – потреба у гнучкості енергосистеми, тобто здатності змінювати рівень виробництва (або споживання) електроенергії у відповідь на нестабільність роботи ВДЕ, зокрема, коливання потужності ВДЕ [2]. У разі інтеграції потужних ВДЕ в енергосистеми загострюється проблема забезпечення як статичної, так і динамічної стійкості режимів роботи енергосистем [4, 5]. Так, у разі збільшення частки ВДЕ в загальному енергобалансі вже понад 2 % сучасні мережі більше технічно не справляються з піками генерації та перетоками, виникає необхідність в інфраструктурних змінах, модернізації та перебудови самих мереж [6]. ВДЕ мають непрямий вплив на демпфувальні властивості енергосистеми, обумовлюючи, зокрема, втрату стійкості та виникнення асинхронного ходу; зменшення запасу стійкості (скорочення критичного часу вимкнення короткого замикання); погіршення якості перехідних процесів (збільшення кутів відхилення роторів генераторів та погіршення демпфування перехідного процесу) [4, 5, 7].

Сьогодні розвиток вітроенергетики передбачає інтеграцію великої кількості ВЕС в електроенергетичні системи (ЕЕС) багатьох країн світу [1]. Для цього ЕЕС мають стати «гнучкими», що обумовлює необхідність вирішення низки важливих науково-технічних питань, а багато технічних аспектів потребують детального дослідження. Так, розмір і «гнучкість» ЕЕС визначає їхню спроможність до розміщення певної кількості ВЕС, забезпечення стійкої роботи системи.

Сучасні вітрові енергетичні турбіни, побудовані згідно вимог стандарту МЕК 61400-27-1, спроможні надавати допоміжні послуги енергосистемі в частині регулювання частоти, напруги та балансу потужності. На більшості існуючих та на всіх запланованих до будівництва ВЕС в Україні передбачено використання вітряних турбін зі змінною швидкістю обертання як з асинхронним генератором, у якого статор приєднується до мережі напряму, а фазний ротор – через випрямний перетворювач потужності (вітряна турбіна з асинхронним генератором подвійного живлення), так і з синхронним або асинхронним генератором, який підключено до мережі через повномасштабний перетворювач потужності. Так, ВЕС мають відповідати вимогам проходження режимів короткострокових спадів напруги LVRT (Low Voltage Ride Through), які зазвичай викликані коротким замиканням у мережі FRT (Fault Ride Through) [4, 5, 8].

Теперішній рівень впровадження ВЕС обумовлює необхідність вирішення наступних проблем: невідповідність традиційних підходів до планування і керування усталеними та післяаварійними режимами систем тим задачам, що виникають за високого ступеня впровадження ВЕС; забезпечення стійкості режимів роботи розподільних мереж, особливо із значним впровадженням ВЕС; проведення оптимізації усталених режимів систем з високим ступенем впровадження ВДЕ [8]. Особливої актуальності набуває вирішення проблеми паралельної роботи потужних ВЕС та ЕЕС на регіональному рівні.

У разі зростання частки ВЕС, зокрема, на регіональному рівні, важливо дослідити їхній вплив на наступні показники: зміна кількості пусків (зупинок) енергоблоків ТЕС; величина потужності ТЕС, що може бути заміщена потужністю ВЕС; показники балансової надійності роботи енергосистеми (очікувану втрату навантаження, очікувану втрату енергії, частоту втрати навантаження); максимальна швидкість зміни активної потужності, що можуть забезпечити енергоблоки ТЕС для різних сценаріїв розвитку різних типів ВДЕ. А отже, нагальною задачею постає дослідження електромеханічних перехідних процесів в енергосистемі з ВЕС [4, 5, 7, 9].

Метою статті є дослідження коливальної стійкості режимів роботи енергосистеми з ВЕС у районах з дефіцитом традиційних джерел електроенергії у екстремальному випадку – повній зупинці ВЕС, а також визначення параметрів коливань, включаючи їхню оцінку щодо можливості демпфування.

Методи дослідження. Під час експлуатації ВЕС необхідно мати можливість покриття

навантаження у разі зниження потужності, яка ними видається, тобто додаткову потужність електростанцій, що спроможні виробити та передати електроенергію. У цьому випадку потік потужності в електричних мережах змінюється як по абсолютній величині, так і за напрямком. Через зміну генерованої потужності традиційними електростанціями виникають перехідні процеси.

Причинами порушення статичної стійкості можуть бути недостатня пропускна спроможність електричних мереж, що живлять район, або виникнення ферорезонансних явищ в мережі [4, 7]. У разі зміні потужності, яка виробляється ВЕС, виникає таке явище як «розхитування» генераторів електростанцій [9]. Збурення, які постійно відбуваються в енергосистемі, викликають коливання роторів генераторів. Для того, щоб уникнути «розхитування» та втрати коливальної стійкості, коливання роторів генераторів за малих збурень повинні бути ефективно демпфовані. Аналіз коливальної стійкості передбачає визначення параметрів малих коливань, включаючи оцінку їхніх характеристик щодо демпфування, як методами дослідження коренів характеристичного рівняння енергосистеми, так і за результатами розрахунку перехідного процесу за малого збурення [4, 5, 10]. Вплив ВДЕ на коливальну статичну стійкість визначається шляхом аналізу зміни ступеня стійкості та коефіцієнту затухань небезпечних коливань [7].

Будемо враховувати, що порушення режиму роботи електроенергетичної системи відбувається переважно у тих випадках, коли напруга електромережі стає нижче її мінімально допустимого значення – 90 % від номінального значення [11]

$$U_{MEP} < U_{MIN}, \quad (1)$$

$$U_{MIN} = 0,9 \cdot U_{НОМ}, \quad (2)$$

де U_{MEP} – напруга електромережі; U_{MIN} – мінімально допустиме значення напруги електромережі; $U_{НОМ}$ – номінальне значення напруги електромережі.

Відомо, що рух ротора синхронного генератора (СГ) описується диференціальним рівнянням [7]

$$\frac{T_j}{\omega_0} \cdot \frac{d^2 \delta}{dt^2} + \frac{P_d}{\omega_0} \cdot \frac{d\delta}{dt} = P_0 - P, \quad (3)$$

де T_j – постійна інерції ротора, с; P_d – демпферний коефіцієнт, в.о.; P_0 – потужність турбіни вихідного усталеного режиму, в.о.; δ – кут вибігу ротора генератора, рад; ω_0 – синхронна швидкість обертання ротора, рад/с.

У свою чергу, електромагнітна потужність СГ P визначається із співвідношення [12]

$$P = P_{\max} \cdot \sin \delta = \frac{E_q \cdot U_c}{X_c} \cdot \sin \delta, \quad (4)$$

де E_q – поперечна синхронна ЕРС генератора, в.о.; U_c – напруга на шинах приймальної системи, в.о.; X_c – сума опорів елементів електропередачі від точки прикладення ЕРС E_q до шин приймальної системи з напругою U_c , в.о.

Задача аналізу режимів роботи енергетичної системи з ВДЕ вирішується визначенням залежностей (зокрема, $\delta = f(t)$, $P = f(t)$ тощо), які характеризують зміну параметрів заданого вихідного режиму в часі за малих збурень цього режиму. У разі раптового відключення досить великої потужності, що генерується, зокрема, ВЕС, аналіз перехідних процесів передбачає оцінку зміни кутів роторів генераторів сусідніх електростанцій. Оскільки коливання активної потужності СГ пропорційні коливанням його ротора, для оцінки статичної стійкості генераторів електростанцій потрібно розрахувати залежності кута вибігу ротора генератора δ за часом. Характер отриманих зазначених залежностей дає змогу зробити висновок стосовно збереження або втрати стійкості роботи енергосистеми з ВЕС.

Для аналізу режимів роботи енергетичної системи у даний час можуть бути застосовані різні моделі представлення ВЕС, зокрема, динамічні, які, в залежності від мети досліджень, дають змогу адекватно відображати роботу станцій у розрахунках стійкості енергосистеми, струмів короткого замикання, перехідних процесів або проведенні гармонічного аналізу з використанням різних рівнів

деталізації [13, 14]. Наприклад, задля визначення комплексного впливу ВДЕ запропоновано виконувати моделювання відповідно до наступного плану проведення дослідження [5]: аналіз коливальної стійкості енергосистеми в поточній схемі; аналіз коливальної стійкості в перспективній схемі, що відповідає часу вводу в експлуатацію ВДЕ, але без ВДЕ; аналіз коливальної стійкості в перспективній схемі з урахуванням ВДЕ.

Задля аналізу коливальної стійкості режимів роботи енергосистеми з ВЕС у районах з дефіцитом традиційних джерел електроенергії у екстремальному випадку (повній зупинці ВЕС) авторами здійснено розв'язання комплексу наступних задач:

1) дослідження екстремального випадку – повна раптова зупинка ВЕС, що працювала на повну потужність за нормального режиму роботи інших елементів електроенергетичної системи, тобто різка зміна генерації електроенергії ВДЕ в локальному районі від максимальної потужності до нульової (задача № 1);

2) дослідження зміни величини напруги на виділеній підстанції та на сусідніх підстанціях (задача № 2);

3) дослідження залежності кута ротора генераторів сусідніх електростанцій (задача № 3).

У розрахунках електричних режимів в регіональній енергосистемі з ВЕС використано динамічну модель ВЕС, яка представляється одним вузлом з налагоджуваннями, що визначаються режимом роботи її системи, і відповідає першому рівню деталізації, запропонованому в [13].

Дослідження режиму роботи енергосистеми. Відповідно до сформованого переліку задач авторами здійснено аналіз електричної схеми енергорайону (на прикладі Мелітопольського району, Ботіївської ВЕС) (рис. 1). Споживачами електроенергії є підприємства машинобудівної, харчової та інших галузей промисловості, сільське господарство, тягові підстанції залізничного та міського транспорту, а також побутові споживачі. Основним джерелом живлення енергорайону є вузлова підстанція ПС1 330/150/35 кВ, від якої подається напруга на знижувальні розподільні та транзитні підстанції. Так, по лінії Л1 напругою 330 кВ подається електроенергія від ТЕС та транзитом від атомної електростанції (АЕС), а по лініям Л2 та Л5 напругою 330 кВ підстанція ПС1 має зв'язок з іншими підстанціями енергосистеми – ПС2 та ПС3. До відкритого розподільного пристрою 150 кВ по лініях Л3 та Л4 приєднана ВЕС потужністю 200 МВт. Також є транзитний зв'язок гідроелектростанції (ГЕС) через лінію напругою 330 кВ та вузлову підстанцію ПС1. Лінії Л6, Л7 та Л8 напругою 150 кВ забезпечують зв'язок підстанції ПС1 з енергосистемою – підстанцією ПС3.

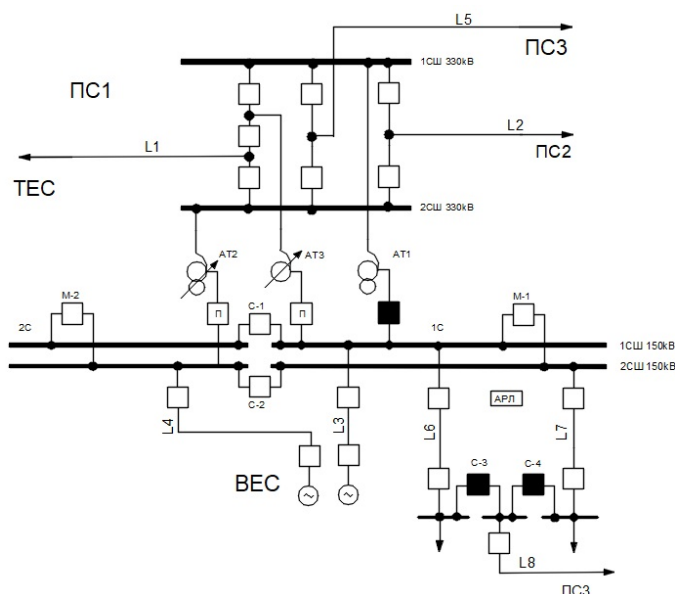


Рис. 1

вихід параметрів мережі на шинах видачі потужності за рамки допустимих, або перевищення швидкості вітру критичного значення, наприклад, для вітрогенераторів типу Vestas V-112 швидкість вітру зупинки ВЕС становить 25 м/с.

Задача 1. Для схеми на рис. 1 проведено дослідження екстремального випадку роботи енергосистеми – повна раптова зупинка ВЕС, що працювала на повну потужність за нормального режиму роботи інших елементів електроенергетичної системи, тобто за різкій зміні генерації в районі від максимальної потужності 200 МВт до нульової. При цьому спрацьовують пристрої автоматики та вмикаються секційні вимикачі С3 та С4, що через лінії Л6, Л7 і Л8 подають живлення від підстанції ПС3. Зазначений режим можливий у разі відпрацювання технологічних захистів на ВЕС таких, як повна зупинка станції через

Значення потоків активної потужності по лініях Л1, Л5 та лініях видачі потужності ВЕС (Л3 та Л4) аналізувалися у перші 15 секунд після збурення. Відповідно до розрахунків, виконаних за допомогою пакета програм DigSILENT Power Factory, залежності зміни потоків активних потужностей по лініях представлені на рис. 2, де потік потужності по лініях зв'язку з енергосистемою на напрузі 150 кВ з підстанцією ПС3 – лінії Л6 та Л7 (рис. 2, а), потік потужності на напрузі 330 кВ – лінія Л5 (рис. 2, б), потік потужності по лінії живлення від ТЕС та АЕС – лінія Л1 (рис. 2, в). Умовою непорушення стійкості є той факт, що значення потоків активних потужностей не повинні перевищувати пропускну здатність ліній. Як видно з даних табл. 1 та рис. 2, коливання потоків активної потужності мають згасаючий характер, тобто для ліній Л1, Л5, Л6 та Л7 характер коливань є згасаючим, тобто стійкість збережена.

Таблиця 1

Лінія	Зміна перетоку в перший момент часу, МВт	Реверс	Час, с
Л1	68	Ні	5
Л5	135	Так	5
Л6,Л7	230	Так	0,02

Як показують розрахунки, по лініях Л6, Л7 відбувся реверс потоку потужності майже миттєво та без коливань (рис. 2, а). Потік потужності по ЛЕП Л5 (рис. 2, б) так само змінює напрямку, але протягом перших 5 секунд вже наявні невеликі згасаючі коливання. Зростання потужності в перший момент часу сягає 135 МВт. Потік потужності по ЛЕП Л1 (рис. 2, в) не змінює свого напрямку, за величиною значно зростає – на 68 МВт, однак при цьому також мають місце згасаючі коливання.

Проведені дослідження показують, що у лініях Л1, Л5, Л6 та Л7 під час перехідного процесу мають місце згасаючі коливання потоку активної потужності, однак їхні значення не перевищують граничного.

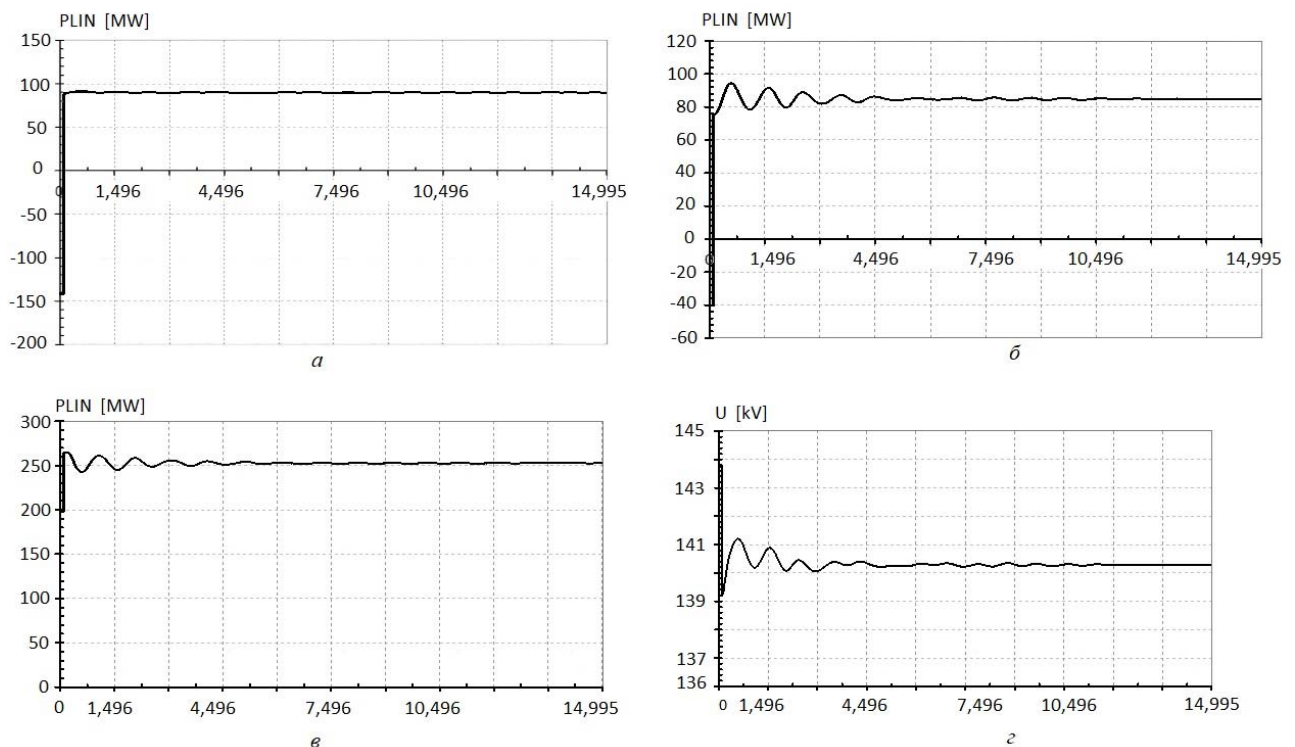


Рис. 2

Задача 2. Для схеми на рис. 1 проведено також дослідження зміни величини напруги на виділеній підстанції (підстанція ПС1) та на сусідніх підстанціях. Результати аналізу наведено у табл. 2, а графіки – на рис. 2, г та 3, а, б, де використано наступні позначення: крива на рис. 2, г – функція зміни напруги на шинах 150 кВ підстанції ПС1; крива рис. 3, а – функція зміни напруги на шинах 150 кВ підстанції ПС3; крива рис. 3, б – функція зміни напруги на шинах 150 кВ підстанції ТЕС. Зазначимо, що перехідний процес повинен мати збіжність, а величина напруги, що встановилася, повинна бути в межах $\pm 10\%$ від номінальної. Отримані результати свідчать, що для ПС1, ПС3 та ТЕС

характер коливань напруги є згасаючим, величина напруги, яка встановилася, знаходиться в межах $\pm 10\%$ від номінальної, стійкість режиму збережена (рис. 3).

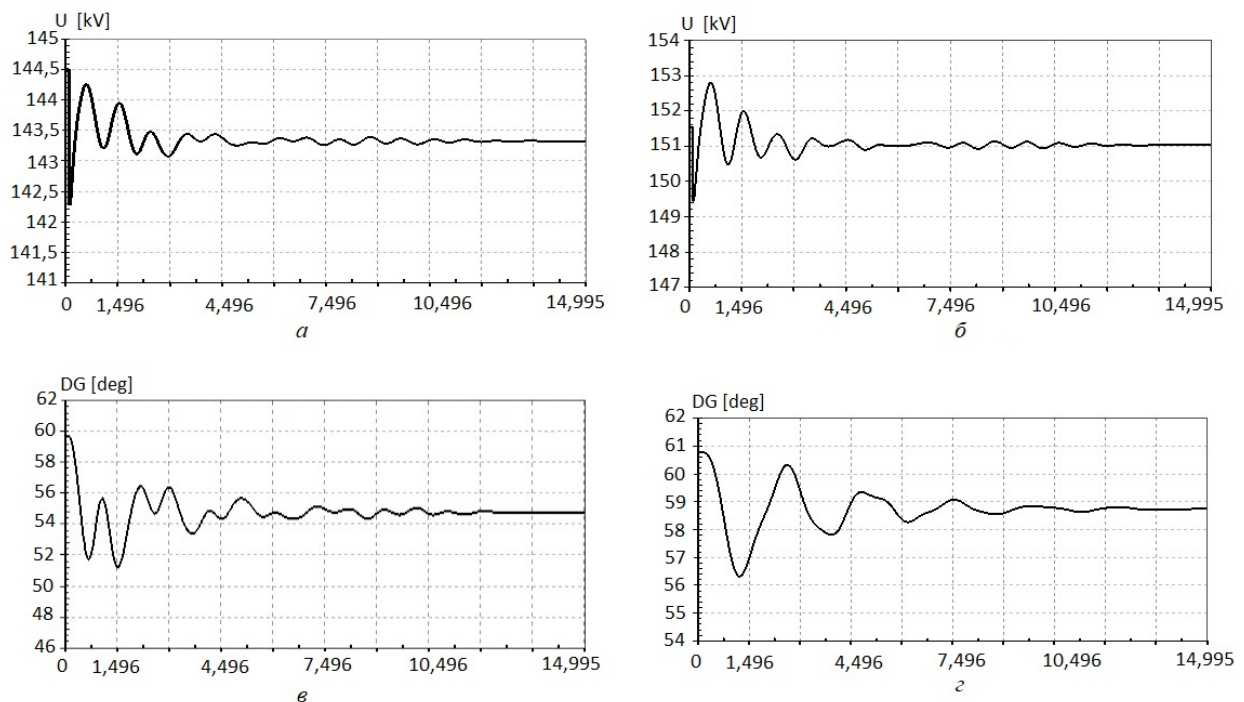


Рис. 3

Результати аналізу, представлені на рис. 2, з, рис. 3, а, б та у табл. 2, підтверджують, що у перехідному процесі крива напруги на шинах 150 кВ має згасаючі коливання, а значення напруги, що встановилося під час протікання та після перехідного процесу, знаходиться у допустимих граничних межах – від 135 кВ до 165 кВ.

Таблиця 2

ПС	Пікове значення (max/ min), кВ	Значення, що встановилося, кВ	Час, с
ПС1	143,8/139,2	140,4	10
ПС3	144,5/142,3	143,3	11,5
ТЕС	152,8/149,4	151	11,5

Для схеми на рис. 1 проведено дослідження залежності кута ротора генераторів та проковзування генераторів сусідніх електростанцій. Для забезпечення коливальної стійкості значення кута ротора генераторів та

Задача 3. Для схеми на рис. 1 проведено дослідження залежності кута ротора генераторів та проковзування генераторів сусідніх електростанцій. Для забезпечення коливальної стійкості значення кута ротора генераторів та

проковзування генераторів сусідніх електростанцій, що встановилися, мають бути у межах до 90° . Характер коливань має бути згасаючим. Отримані результати моделювання представлено у табл. 3 та на рис. 4, де використано наступні позначення: залежність зміни кута ротору генераторів ТЕС

Таблиця 3

Електрична станція	Пікове значення, град.	Значення, що встановилося, град.	Час, с
ТЕС 330 кВ	59.7	54.8	12
АЕС	60.7	58.8	12
ГЕС	46.2	43.8	12

потужністю 300 МВт (рис. 3, в), залежність зміни кута ротору генераторів АЕС (рис. 3, з), залежність зміни кута ротору генераторів ТЕС потужністю 800 МВт (рис. 4, а), залежність зміни кута ротору генераторів ГЕС (рис. 4, б). На рис. 4, в та з наведено криві проковзування роторів генераторів ТЕС потужністю 300 МВт та 800 МВт відповідно.

За результатами аналізу для електричних станцій ТЕС на шинах 330 кВ, АЕС та ГЕС характер коливань є згасаючим, стійкість їхньої роботи збережена.

Аналізуючи результати розрахунку зміни величини кута ротора генераторів та проковзування генераторів сусідніх електростанцій на рис. 3 та 4, можна зробити наступний висновок: коливання кута роторів генераторів ТЕС потужністю 300 МВт та 800 МВт (рис. 3, в, з), а також роторів генераторів АЕС та ГЕС (рис. 4, а, б) мають затухаючий характер. Як видно з рис. 4, в, з, значення проковзування генераторів найближчої станції – ТЕС на шинах 150 та 330 кВ не перевищують значення 0,07 Гц на початку перехідного процесу, що досліджується. Проковзування для генераторів

АЕС та ГЕС незначні (не перевищують 0,02 Гц).

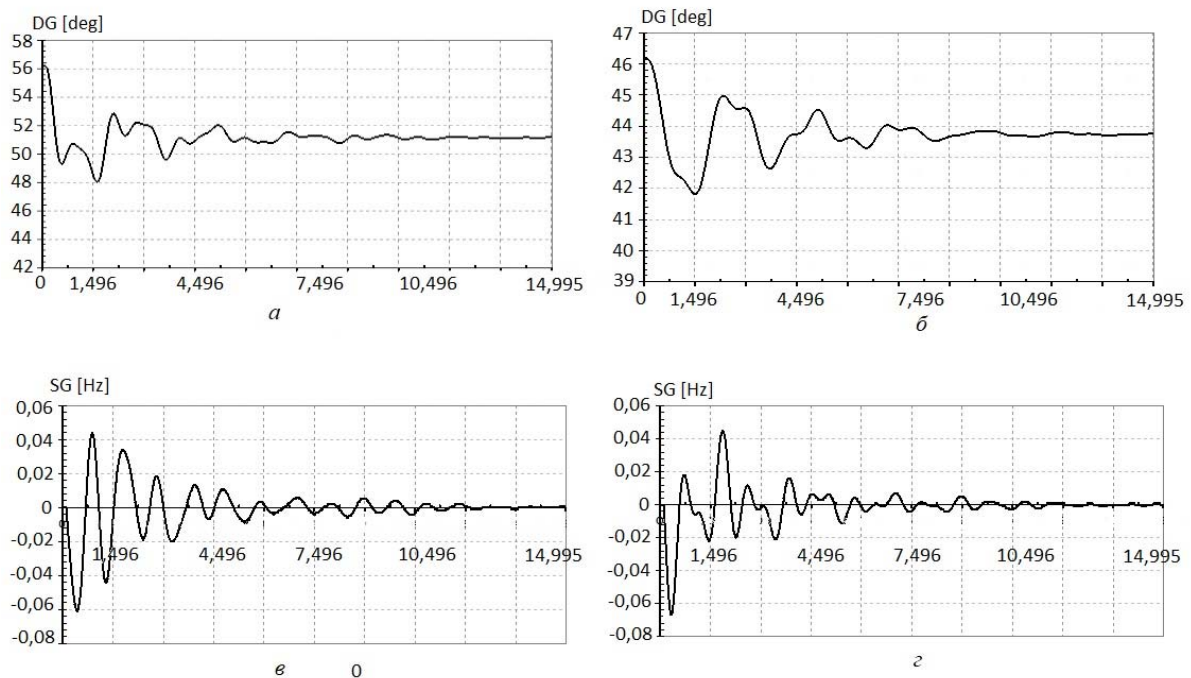


Рис. 4

За результатами проведеного аналізу можемо стверджувати, що якщо стійкість режимів в регіональній енергосистемі у разі повної зупинки ВЕС зберігається, як показано під час аналізу електричної схеми енергорайону на рис. 1, то стійкість цих режимів також матиме місце і у разі часткового зменшення генерованої потужності ВЕС. У цьому випадку відсутня потреба в активному втручанні диспетчера і оперативного персоналу електростанцій та електричних мереж або автоматичних пристроїв керування.

Висновки. Балансування змінної потужності, генерованої ВЕС, в регіональних енергосистемах має враховувати наявний рівень «гнучкості» таких систем (наявність джерел «гнучкості» – систем накопичення енергії, високо маневреної генерації, зокрема, балансирів тощо) та повинно базуватися на всебічному аналізі стійкості режимів роботи (електромеханічних перехідних процесів) енергосистеми для заданих рівнів впровадження ВЕС та за можливості екстремальних режимів їхньої роботи.

Спільний розгляд електромеханічних характеристик під час аналізу коливальної стійкості режимів роботи енергосистеми з ВЕС за різкій зміні режиму роботи (раптовому відключенні їх від мережі) дає змогу також оцінити максимальну швидкість зміни активної потужності, яку можуть забезпечити енергоблоки ТЕС за різних сценаріях залучення ВЕС в регіональні енергосистеми, а також вплив цих екстремальних режимів на роботу підстанцій енергосистеми.

1. Bloomberg New Energy Outlook 2019: The future of the energy sector. URL: <https://www.power-technology.com/news/bloomberg-new-energy-outlook-2019-2/> (дата звернення 15.01.2021).

2. Денисюк С.П. Енергетичний перехід – вимоги якісних змін у розвитку енергетики. *Енергетика: економіка, технології, екологія*. 2019. № 1. С. 7–28.

3. Towards a 100% renewable energy future. URL: <https://www.wartsila.com/energy/vision> (дата звернення 15.01.2021).

4. Буткевич О.Ф., Кириленко О.В., Ленґа О.В., Лук'яненко Л.М., Павловський В.В., Стелюк А.О., Чижевський В.В. Забезпечення стійкості енергосистем та їх об'єднань. К.: Ін-т електродинаміки НАН України, 2018. 320 с.

5. Павловський В.В., Ленґа О.В., Вишневський М.В. Дослідження стійкості режимів енергосистем з потужними сонячними та вітроелектростанціями. Методологічні питання. URL: <https://docplayer.net/36860350-Doslidzhennya-stiykosti-rezhimiv-energosistem-z-potuzhnimi-sonyachnimi-ta-vitroelektrostanciyami-metodologichni-pitannya.html> (дата звернення 15.01.2021).

6. Renewables 2017. Global Status Report. URL: <https://www.ren21.net/gsr-2017/> (дата звернення 15.01.2021).
7. Буткевич О.Ф., Кириленко О.В. Теорія автоматичного керування та статична стійкість електроенергетичних систем: Вибрані питання. Київ: ІВЦ Вид-во Політехніка, 2004. 180 с.
8. Кириленко О.В., Павловський В.В., Лук'яненко Л.М. Технічні аспекти впровадження джерел розподільної генерації в електричних мережах. *Технічна електродинаміка*. 2011. № 1. С. 46–51.
9. Буткевич О.Ф., Чижевський В.В. Оцінювання та зменшення в режимі реального часу небезпеки коливного порушення стійкості об'єднаної енергосистеми. *Технічна електродинаміка*. 2015. № 6. С. 46–52.
10. Стійкість енергосистем. Керівні вказівки від 23 липня 2012 р. № 539. СОУ-Н МЕВ 40.1–00100227-68:2012
11. Makhlin P., Shram A., Kuzmenko O. Open-Phase Operating Modes in High Voltage Distribution Networks. IEEE 6th International Conference on *Energy Smart Systems (ESS)*. Kyiv, Ukraine, April 17-19, 2019. Pp. 112–115. DOI: <https://doi.org/10.1109/ESS.2019.8764219>
12. Сегада М.С., Дудурич О.Б. Моделювання режимів роботи ВЕУ у складі електроенергетичної системи. *Праці ІЕД НАНУ: спец. випуск*. 2011. С. 148–157.
13. Визначення необхідних умов і алгоритмів врахування ВЕС та СЕС при налаштуванні протиаварійних автоматичних пристроїв, призначених для запобігання порушенню стійкості (АЗПС) у перетинах ОЕС України, на режим роботи яких вони мають вплив. Методичні рекомендації СОУ НЕК 20.571:2018. Стандарт підприємства. ДП НЕК Укренерго, 2018. 53 с.
14. Pavlovskiy V.V., Lukianenko L.N., Zakharov A.M. Software poly-models of solar photovoltaic plants for different types of system studies. IEEE International Conference on *Intelligent Energy and Power Systems (IEPS)*, Kyiv, Ukraine. червень 2–6, 2014. Pp. 163-167, DOI: <https://doi.org/10.1109/IEPS.2014.6874172> .

FEATURES OF OPERATING MODES ANALYSIS OF THE POWER SYSTEM IN AREAS WITH ALTERNATIVE ELECTRIC POWER SOURCES (WIND POWER PLANTS)

S.P. Denysiuk¹, P.V. Makhlin², O.A. Shram², V.M. Slynko³

¹ National Technical University of Ukraine «Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute»
pr. Peremohy, 37, Kyiv, 03056, Ukraine.

²Zaporizhzhia Polytechnic National University
Zhukovsky st., 64, Zaporizhzhia, 69063, Ukraine,

E-mail: makhlinpavel21@gmail.com, alexshrum@yahoo.com

³Institute of Electrodynamics National Academy of Sciences of Ukraine,
pr. Peremohy, 56, Kyiv, 03057, Ukraine.

High growth of renewable energy sources in the energy system necessitate of balancing their variable power. The integration of the interconnected power grid of Ukraine into the pan-European energy system ENTSO-E provides for solution to the issue of increasing the flexibility of the Ukraine power grid and ensuring the stability of its operating modes. It is shown that the problem of ensuring the stability of operating modes of power systems is grown by the integration of powerful wind farms in power systems. In particular, issues of stability are becoming relevant for both the powerful renewable energy sources themselves and their impact on the stability of existing power plants operating in a compatible manner with these sources at the regional level. The simulations of electromechanical transients and the study of the power grid operating mode when the operation of the wind power plant changes has been carried out in the article. The issues of ensuring the oscillatory stability of the power system at the regional level and ensuring the reliability of power supply in an extreme case - with a sudden shutdown of the wind power plant are considered. The change in power in the main transmission lines and its reverse, the dependence of the voltage in the network, the angles of the rotors of the generators of the nearest power plants and their slippage are investigated in the work. References 14, figures 4, tables 3.

Keywords: stability of the power system, renewable energy sources, power, wind power plant.

1. Bloomberg New Energy Outlook 2019: The future of the energy sector. URL: <https://www.power-technology.com/news/bloomberg-new-energy-outlook-2019-2/> (accessed 15.01.2021).

2. Denysiuk S.P. Energy Transition – Requirements for Quality Changes in Energy Sector Development. *Enerhetyka: ekonomika, tekhnolohii, ekolohiia*. 2019. No 1. Pp. 7–28. (Ukr).

3. Towards a 100% renewable energy future. URL: <https://www.wartsila.com/energy/vision> (accessed 15.01.2021).

4. Ensuring the stability of power systems and their associations. Kyiv: Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine, 2018. 320 p. (Ukr).
5. Pavlovskiy V.V., Lenha O.V., Vyshnevskiy M.V. Study of stability of power systems modes with powerful solar and wind power plants. Methodological issues. URL: <https://docplayer.net/36860350-Doslidzhennya-stiykosti-rezhimiv-energosisitem-z-potuzhnimi-sonyachnimi-ta-vitroelektrostantsiyami-metodologichni-pitannya.html> (accessed 15.04.2021).
6. Renewables 2017. Global Status Report. <https://www.ren21.net/gsr-2017/> (accessed 15.01.2021).
7. Butkevych O.F., Kyrylenko O.V. Theory of automatic control and static stability of electric power systems: Selected issues. Tutorial. Kyiv: Politehnika, 2004. 180 p. (Ukr).
8. Kyrylenko O.V., Pavlovskiy V.V., Lukianenko L.M. Technical aspects of adoption of distributed generation sources in electric mains. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2011. No 1. Pp. 46–51. (Ukr).
9. Butkevych O.F., Chyzhevskiy V.V. Evaluation and Decrease in Real Time of Risk of Oscillatory Loss of Interconnected Power System Stability. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2015. No 6. Pp. 46–52. (Ukr).
10. Stability of power systems. SOU-N MEV 40.1-00100227-68: 2012. Ministry of Energy and Coal Industry of Ukraine, July 23 2012. No 539.
11. Makhlin P., Shram A., Kuzmenko O. Open-Phase Operating Modes in High Voltage Distribution Networks. IEEE 6th International Conference on Energy Smart Systems (ESS), Kyiv, Ukraine, April 17-19, 2019. Pp. 112–115. DOI: <https://doi.org/10.1109/ESS.2019.8764219>
12. Sehedra M.S., Dudurych O.B. Modeling of wind turbine operation modes as a part of electric power system. *Pratsi Instytutu elektrodynamiky Natsionalnoi akademii nauk Ukrainy: spets. vypusk*. Kyiv, 2011. Pp. 148–157. (Ukr).
13. Determination of the necessary conditions and algorithms of WPP and SPP accounting when setting up emergency automatic devices designed to prevent stability violation (AFPS) at the intersections of the environmental protection system of UES of Ukraine, the mode of operation of which they have an impact. Methodical recommendations of SOU NEK 20.571: 2018. Enterprise standard. DP NEK Ukrenerho, 2018. 53 p. (Ukr).
14. Pavlovskiy V.V., Lukianenko L.N., Zakharov A.M. Software poly-models of solar photovoltaic plants for different types of system studies. *2014 IEEE International Conference on Intelligent Energy and Power Systems (IEPS)*, Kyiv, Ukraine. June 2-6, 2014. Pp. 163-167. DOI: <https://doi.org/10.1109/IEPS.2014.6874172> .

Надійшла 25.03.2021
Остаточний варіант 11.11.2021