

ОЦІНКА ЕФЕКТИВНОСТІ РОБОТИ ФОТОЕЛЕКТРИЧНОЇ СТАНЦІЇ В УМОВАХ ПЕРВИННОГО РЕГУЛЮВАННЯ ЧАСТОТИ

Отримано 16 бер. 2024 р.; рекомендовано до публікації 21 чер. 2024 р.
Доступно онлайн 01 лип. 2024 р.

Остапчук О. В.^{1,2}, Болотний М. П.^{1,2}

Автор для кореспонденції: Остапчук Олександр,
e-mail: o.ostapchuk@kpi.ua

¹ д-р техн. наук, проф.
<https://orcid.org/0000-0003-3397-2423>

² канд. техн. наук
<https://orcid.org/0000-0001-9984-3646>

Розповсюдженість застосування систем генерації з відновлюваними джерелами енергії у вигляді засобів розподіленої генерації насамперед позначається на забезпеченні децентралізації управління енергосистемою через поділ її на малі розподільчі мережі та мікромережі різноманітної конфігурації. Через указаний факт виникає необхідність у дослідженні особливості інтегрування розподіленої генерації на окремих рівнях електричної мережі, що дозволить забезпечити розробку цифрових моделей джерел зі стохастичним характером генерації, зокрема сонячних фото-електричних станцій із застосуванням засобів імітаційного моделювання. Об'єктом дослідження є процес зміни параметрів електричної системи, що відбувається при інтегруванні фотоелектричної станції в розподільні електричні мережі. Методи дослідження – аналіз та синтез цифрової моделі фотоелектричної станції з використанням положень теорії усталених режимів та перехідних процесів електричних мереж у комплексних системах забезпечення електричною енергією. Метою роботи є розробка цифрової моделі фотоелектричної станції в програмному забезпеченні DIgSILENT Power Factory для оцінки впливу фотоелектричної станції на роботу електричної мережі змінного струму. Результатом виконаної роботи є отримання залежності частоти та напруги від зміни режиму роботи фотоелектричної станції при підключенні до енергосистеми.

Ключові слова: відновлювані джерела енергії, розподільна електрична мережа, регулювання частоти, фотоелектрична станція

EFFICIENCY EVALUATION OF PHOTOVOLTAIC POWER PLANT UNDER PRIMARY FREQUENCY REGULATION CONDITIONS

Received Mar. 16, 2024; accepted Jun. 21, 2024
Available online Jul. 01, 2024

Ostapchuk O.^{1,2}, Bolotnyi M.^{1,2}

Author for correspondence: Ostapchuk Oleksandr,
e-mail: o.ostapchuk@kpi.ua

¹ Dr. of Tech. Sciences, professor
<https://orcid.org/0000-0003-3397-2423>

² Cand. of Tech. Science
<https://orcid.org/0000-0001-9984-3646>

The existing trend to increase the renewable energy technologies availability as distributed generation part is reflected in decentralization levels of power system management by dividing it into various configurations of small distribution networks and microgrids. This fact makes it necessary to study the integration peculiarities of distributed generation at transmission system and distribution electric network levels. Therefore, electrical modes simulation of distributed generation in power system requires the creation of digital models for non-guaranteed generation sources, in particular solar photovoltaic plants. The research object is physical processes research that occur during the solar photovoltaic power plant integration into distribution electric networks. The

research methods are analysis and synthesis of digital solar photovoltaic power plant model using power system analysis and transient processes theory in electrical networks for complex systems of providing electrical energy. The article purpose is digital model development of solar photovoltaic power plant in DlgSILENT Power Factory software for electrical modes simulation in distribution electric network. The completed work result is implementation of electrical modes simulation of solar photovoltaic power plant in distribution electrical network.

Keywords: renewable energy sources, distribution electric network, frequency control, photovoltaic power plant.

Перелік використаних скорочень та позначень:

ЕЕС – електроенергетична система

ОЕС – об'єднана електроенергетична система

ВДЕ – відновлювані джерела енергії

ФЕС – фотоелектрична електростанція

ОСП – оператор систем передачі

ОСР – оператор систем розподілу

ЛЕП – лінія електропередавання

ВП ЕС – власні потреби електростанції

Вступ. Забезпечуючи реалізацію задекларованого Україною енергетичного переходу з використанням принципів промислової революції 4.0, системи генерації на основі ВДЕ, хоча й мають ще досить високу вартість, дедалі більше застосовуються в процесі керування установленими й перехідними режимами в електроенергетичних системах [1]. Зазначені позитивні тенденції розвитку таких систем спонукають до необхідності дослідження їх режимів роботи та опрацювання технічних вимог для забезпечення подальшої успішної інтеграції цих систем на різних рівнях [2]. Особливість улаштування зазначених систем визначається зміною конфігурації та режиму роботи, відповідно до [3] такі системи поділяються на малі розподільчі мережі та мікромережі різноманітної конфігурації. Відмінність експлуатації цих систем полягає у здатності працювати як в ізолюваному режимі, так і в складі ЕЕС. За вимогами стандарту [4] зазначена система відповідає таким умовам: містить у своєму складі ВДЕ та навантаження; передбачає режим роботи як ізолюваний, так і паралельно з мережею; має характеристики локальної ЕЕС. Враховуючи той фактор, що основним елементом в них є інверторне обладнання, актуальним на сьогодні завданням є здійснення аналізу режимів роботи цього обладнання з метою забезпечення регулювання згенерованої активної потужності для подальшого використання в процесі регулювання частоти в ЕЕС [5].

Постановка завдання. Метою дослідження є визначення особливостей режимів роботи децентралізованих систем генерації на основі ВДЕ для забезпечення регулювання установлених і перехідних режимів в ЕЕС України відповідно до діючих вимог [6].

Методи дослідження – порівняльний, експертний і статистичний аналіз даних, які представлені в наукових працях, матеріалах міжнародних аналітичних агентств та організацій, що присвячені проблемам розвитку комбінованих енергосистем з ВДЕ; імітаційне моделювання з використанням спеціалізованого програмного забезпечення; синтез отриманих результатів.

Виклад основного матеріалу. В умовах виникнення значного дефіциту активної потужності, що спричиняє

відокремлення великої ЕЕС від ОЕС та сприяє розвитку асинхронних режимів, відбуваються значні зміни частоти й активної потужності. При цьому підтримання значення частоти в допустимих межах здійснюється за допомогою засобів оперативного й автоматичного регулювання частоти [7]. Основні технічні вимоги щодо участі в регулюванні частоти та активної потужності для всіх суб'єктів синхронної паралельної роботи в ОЕС України встановлені стандартом [8], на підставі якого розроблені окремі методики та рекомендації з організації первинного та вторинного регулювання частоти і потужності на енергоблоках ТЕС (ТЕЦ), ГЕС і АЕС [9, 10]. Технічні вимоги до об'єктів генерації, які приєднуються до системи передачі або впливають на її режими роботи, визначені в [11].

Технічні вимоги щодо стабільності частоти регламентують, що генерувальні одиниці мають бути здатними залишатися приєднаними до електричної мережі й працювати в межах діапазону частот та інтервалів часу, які наведені у табл. 1.

Таблиця 1. Мінімальні інтервали часу, для яких генерувальні одиниці мають бути здатними працювати на різних частотах

Table 1. Minimum time intervals for which generating units must be able to operate at different frequencies

Робочий період часу	Діапазон частот
Не менше ніж 30 хв	47,5–49,0 Гц
Без обмеження	49,0–51,0 Гц
Не менше ніж 30 хв	51,0–51,5 Гц

Виходячи з аналізу сучасного стану досліджень та нормативно-технічної документації [12–15], існує можливість використання генерувальних одиниць для впливу на зміну частоти в електричній мережі. Так, відповідно до вимог [16] вони мають бути здатними залишатися

приєднанням до електричної мережі й працювати при швидкості зміни частоти до 1,7 Гц/с, а існуючі генерувальні одиниці АЕС та ТЕС мають бути здатними залишатися приєднаними до електричної мережі в діапазоні 48,0–49,0 Гц не менше 5 хв, у діапазоні 47,5–48,0 Гц не менше 60 с, у діапазоні 50,5–51,5 Гц не менше 10 с.

На рис. 1 зображено режим з обмеженою чутливістю до частоти LFSM-O [17], де $P_{\max}$, $P_{\min}$ – максимальний і мінімальний технічні рівні потужності генерувальної одиниці; $P_{\text{поточ}}$ – поточний рівень потужності; $f_{R\max}$ – максимальне значення зони нечутливості за частотою; $f_{\min}$, $f_{\max}$ – мінімальна та максимальна допустима частота роботи генерувальної одиниці відповідно.

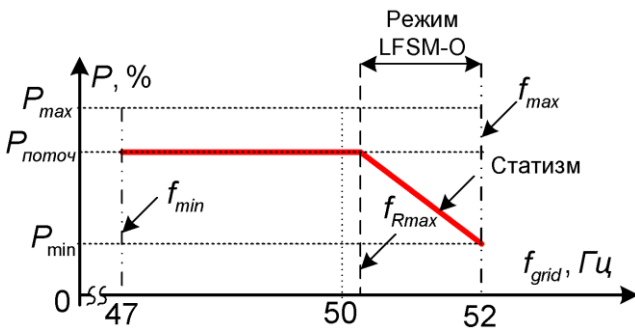


Рис. 1. Здатність генерувальних одиниць до зміни активної потужності на відхилення частоти в режимі LFSM-O

Fig. 1. Frequency response of generation unit setting at LFSM-O mode

Відповідно до рис. 1 генерувальні одиниці мають бути здатними забезпечити зміни активної потужності при відхиленні частоти за межі зони нечутливості за частотою та зі статизмом, визначеними ОСП у межах регламентованих значень. Зона нечутливості за частотою ($f_{R\max}$) повинна мати можливість змінюватися в діапазоні від 50,2 до 50,5 Гц включно. Уставка коефіцієнта статизму частотної характеристики повинна мати можливість змінюватися в діапазоні між 2 і 12 % [17]. Генерувальні одиниці мають бути здатними до зміни активної потужності на відхилення частоти з затримкою не більше 1 с. Після досягнення генерувальною одиницею мінімального технічного рівня навантаження ($P_{\min}$), генерувальна одиниця має бути здатною продовжувати роботу на цьому рівні стійкої роботи в режимі LFSM-O. Коли LFSM-O активний, уставка LFSM-O повинна мати пріоритет над іншими видами регулювання активної потужності.

На рис. 2 зображено режим з обмеженою чутливістю до частоти LFSMU [17], де $P_{\max}$, $P_{\min}$ – максимальний і мінімальний технічні рівні потужності генерувальної одиниці; $P_{\text{поточ}}$ – поточний рівень потужності; $f_{R\min}$, $f_{R\max}$ – мінімальне і максимальне значення зони нечутливості за частотою; $f_{\min}$, $f_{\max}$ – мінімальна і максимальна допустима частота роботи генерувальної одиниці.

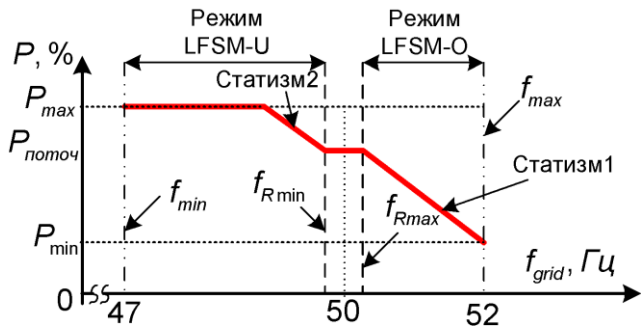


Рис. 2. Здатність генерувальних одиниць до зміни активної потужності на відхилення частоти в режимі LFSMU

Fig. 2. Frequency response of generation unit setting at LFSMU mode

У цьому режимі генерувальні одиниці мають бути здатними забезпечити зміни активної потужності при відхиленні частоти за межі зони нечутливості поза частотою та зі статизмом, визначеними ОСП в межах регламентованих значень. Зона нечутливості за частотою ($f_{R\min}$) повинна мати можливість змінюватися в діапазоні від 49,8 до 49,5 Гц включно. Уставки статизму частотної характеристики повинні мати можливість змінюватися в діапазоні між 2 і 12 %. Генерувальні одиниці мають бути здатними до реакції активної потужності на відхилення частоти з затримкою не більше 1 с. Після досягнення генерувальною одиницею максимального технічного рівня $P_{\max}$ навантаження, генерувальна одиниця має бути здатною продовжувати роботу на цьому рівні стійкої роботи в режимі LFSM-U.

На рис. 3 зображено режим нормованого первинного регулювання частоти FSM [17], де ΔP – зміна вихідної активної потужності генерувальної одиниці; P_{ref} – фактична вихідна активна потужність, до якої належить ΔP , у момент досягнення порога FSM або максимальної потужності P_{ref} , як визначено відповідним ОСП; f_n – номінальна частота (50 Гц) в електричній мережі; Δf – відхилення від номінальної частоти в електричній мережі [17].

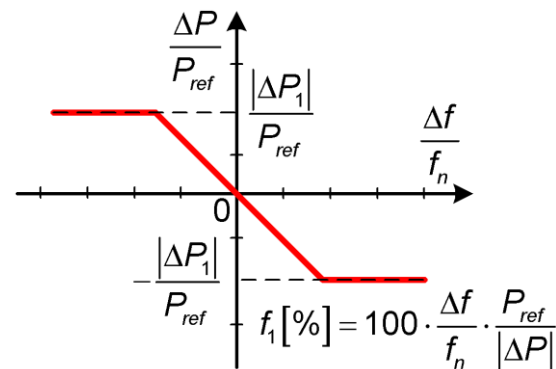


Рис. 3. Здатність генерувальних одиниць до зміни активної потужності на відхилення частоти в режимі FSM

Fig. 3. Frequency response of generation unit setting at FSM mode

Рис. 3 ілюструє випадок нульової мертвої зони і нечутливість здатності регулятора генерувальних одиниць до зміни активної потужності на відхилення частоти в

режимі в FSM. Генерувальні одиниці мають бути здатними змінювати активну потужність при відхиленні частоти відповідно до параметрів, встановлених ОСП, у межах діапазонів, зазначених у табл. 2.

У разі підвищення частоти зміна активної потужності при відхиленні частоти обмежується мінімальним технічним рівнем. При зниженні частоти зміна активної потужності при відхиленні частоти обмежується максимальною потужністю. Фактична зміна активної потужності при відхиленні частоти може обмежуватися рядом чинників, зокрема впливом навколишнього середовища та наявністю джерел первинної енергії.

Таблиця 2. Параметри для зміни активної потужності на відхилення частоти в режимі FSM

Table 2. Parameters for changing active power to frequency deviation in FSM mode

Найменування параметра	Діапазони зміни параметра
Діапазон зміни активної потужності відносно номінальної потужності: $ \Delta P_1 / P_{ном}$	1,5–10 %
Нечутливість частотної характеристики Δf_1	≤ 10 мГц
Мертва зона частотної характеристики	0–200 мГц
Коефіцієнт статизму частотної характеристики δ	2–12 %

Як зазначено на рис. 4, у разі стрибкоподібної зміни частоти, генерувальні одиниці мають бути здатними змінювати активну потужність при відхиленні параметрів від гранично допустимих значень. Наприклад, з метою уникнення коливальних активної потужності для генерувальних одиниць. На рис. 4 позначено: P_{max} – максимальна потужність, до якої належить ΔP ; ΔP – зміна вихідної активної потужності генерувальної одиниці. Генерувальна одиниця має забезпечувати вихідну активну потужність ΔP до точки ΔP_1 відповідно до інтервалів часу t_1 і t_2 зі значеннями ΔP_1 , t_1 і t_2 , що визначені ОСП відповідно до табл. 3; t_1 – початкова затримка; t_2 – час повної активації.

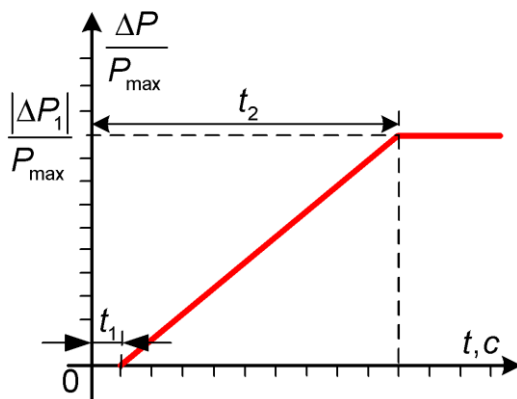


Рис. 4. Здатність генерувальної одиниці змінювати активну потужність при стрибкоподібному відхиленні частоти в електричній мережі

Fig. 4. Ramp frequency response of generation unit setting in electric network

Генерувальні одиниці мають бути здатними забезпечити стійку видачу наявної регульованої активної потужності на часовому інтервалі експлуатації тривалістю не менше 15 хв. У межах 15 хв регулювання активної потужності повинно відповідати статичній частотній характеристиці генерувальних одиниць. У разі зниження частоти гідроакumuлювальні (акumuлювальні) об'єкти енергетики мають бути здатними до від'єднання свого навантаження за винятком ВП ЕС [16, 17].

Таблиця 3. Параметри повної зміни активної потужності генерувальної одиниці на відхилення частоти внаслідок стрибкоподібної зміни частоти

Table 3. Parameters of the total change in the active power of the generating unit per frequency deviation due to a jump-like change in frequency

Найменування параметра	Діапазони або значення
Діапазон зміни активної потужності відносно номінальної потужності: $ \Delta P_1 / P_{ном}$	1,5-10%
Максимальна допустима початкова затримка t_1 для генерувальних одиниць (з інерцією)	2 с
Максимальна допустима початкова затримка t_1 для генерувальних одиниць (без інерції)	500 мс
Максимальний допустимий вибір часу повної активації t_2	до 30 с

Отже, на основі проведеного аналізу можна зробити висновок, що ОСП вказує умови, за яких генерувальна одиниця може автоматично приєднатися до електричної мережі після незапланованого від'єднання або під час відновлення системи передачі.

Передавання сигналів забезпечується за рахунок використання пристроїв зв'язку об'єктів генерації. Процес передавання відбувається в режимі реального часу з дотриманням усіх встановлених вимог захисту, передбачає використання пристроїв моніторингу та реєстрації, для визначення ступеня участі генерувальних одиниць у нормованому первинному регулюванні до диспетчерських пунктів ОСП. Система моніторингу забезпечує контроль таких сигналів [17]:

- сигналу індикації стану нормованого первинного регулювання частоти FSM (ув./вимк.);
- планового значення активної потужності (за диспетчерським графіком);
- фактичного значення активної потужності;
- фактичних завдань з активної потужності для відповідного відхилення частоти;
- статизму частотної характеристики і зону нечутливості.

Ці умови допустимості автоматичного приєднання генерувальної одиниці до електричної мережі мають охоплювати: діапазони частоти й напруги; відповідний час затримки; максимальний градієнт збільшення вихідної активної потужності. Якщо інші умови не узгоджені між ОСП, власником генерувальної одиниці та відповідним оператором системи розподілу (ОСР), умови автоматичного приєднання такі: діапазон зміни частоти 49,9–50,1 Гц; діапазон зміни напруги 0,9–1,1 в.о. від номінального значення; мінімальний час затримки 60 с; максимальний градієнт збільшення вихідної активної потужності $\leq 20 \% P_{\max}/\text{хв}$ [16, 17].

Аналіз особливостей режимів роботи ВДЕ для регулювання частоти в електричній мережі. Режими генерації ФЕС мають значні градієнти поточної потужності, що характеризують можливість істотних змін за кілька хвилин, тому при проведенні імітаційного моделювання необхідно враховувати такі фактори: нерівномірність генерації та споживання, обсяг можливої надлишкової енергії чи її дефіцит, швидкість зміни балансу потужностей в ЕЕС тощо [18, 19]. Такі системи є досить чутливими до змінних режимів генерації, а наявність швидких змін потужності вимагає врахування коротких часових проміжків. Моделювання режимів роботи ФЕС використовує статистичні дані метеорологічних факторів [20]. З огляду на існуючий досвід експлуатації необхідна нормативно-технічна база на сьогодні вже сформована, але постійно відбувається уточнення наявної нормативно-технічної документації [21]. У табл. 4 представлені документи, що стандартизують налаштування інверторного обладнання в системах з ВДЕ [22–25].

Таблиця 4. Найменування документів, що стандартизують налаштування інверторного обладнання ФЕС

Table 4. Names of documents that standardize the settings of inverter equipment of FES

Найменування стандарту	Клас напруги застосування стандарту, кВ	Обмеження потужності за стандартом
BDEW-MSRL / FGW TR8	1–66	Без обмежень
IEEE 1547 (50/60 Гц)	1–35	до 10 МВ·А
VDE-AR-N4105	до 1	до 100 кВ·А
IEC 61727 (50/60 Гц)	до 1	до 10 кВ·А

Аналіз основних експлуатаційних вимог до цих систем, які вказані в наведених вище нормативних документах, дає можливість адаптувати їх характеристики з погляду особливості функціонування ОЕС України [17]. Вимогами нормативних документів передбачене забезпечення рівня контролю активної генерувальної потужності інверторного обладнання [19, 26–28]. Обмеження активної потужності або відключення ВДЕ від мереж має здійснюватися у таких випадках:

- за наявності ризику перевантаження контрольованого перетину ЕЕС;
- за наявності ризику ізолюваної роботи;
- за наявності ризику порушення статичної та динамічної стійкості енергосистеми;
- за наявності ремонту або іншого вимушеного простоя;
- за наявності причин, пов'язаних з керуванням генерацією та споживанням потужності в ЕЕС.

Наприклад, ФЕС повинна мати можливість зниження активної потужності з кроком до 10 % встановленої потужності, при цьому зниження може відбуватися як за заданим кроком, так і цільовим значенням, найчастіше це 0 %; 30 %; 60 %; 100 % встановленої потужності СЕС [29]. Зниження активної потужності має відбуватися без витримки часу, але за час трохи більше 1 хв. Зниження активної потужності до 10 % встановленої потужності ФЕС має відбуватися без відключення від ЕЕС.

Як показано на рис. 5, залежно від частоти електричної мережі автоматичне зниження активної потужності ФЕС, повинно відбуватися відповідно до характеристики з градієнтом 40 %/Гц від миттєвої потужності при частоті в діапазоні $50,2 < f_{\text{grid}} < 51,5$ Гц:

$$\Delta P = 20 \cdot P_{\text{input}} \cdot \frac{50,2 - f_{\text{grid}}}{50},$$

де P_{input} – миттєво доступна активна потужність, %;

f_{grid} – частота в ЕЕС, Гц; ΔP – зміна активної потужності, %.

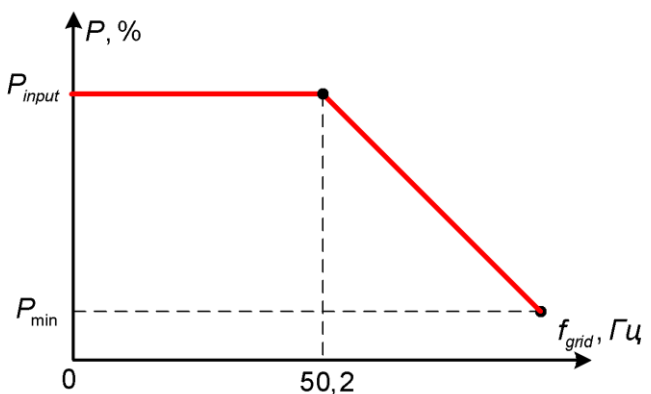


Рис. 5. Характеристика зміни активної потужності ФЕС залежно від частоти електричної мережі відповідно до стандарту BDEW-MSRL / FGW TR8

Fig. 5. Frequency response of PV unit setting in according BDEW-MSRL / FGW TR8 standard

Режими роботи ФЕС при змінах частоти електричної мережі такі:

- якщо $f_{grid} \leq 47,5$ Гц та $f_{grid} \geq 51,5$ Гц, тоді ФЕС відключається від ЕЕС;
- якщо $47,5 \text{ Гц} < f_{grid} \leq 50,2$ Гц, тоді для ФЕС передбачена тривала експлуатація без обмежень.

Верхня межа зони нечутливості первинного регулювання має перевищувати 50,2 Гц. Далі в процесі відновлення частоти до значень нижче 50,05 Гц генерування активної потужності повинне відновитися. Дискретність вимірів частоти не повинна перевищувати 10 мГц. При досягненні частоти значень вище 51,5 Гц та нижче 47,5 Гц, електростанція має відключитися від електричної мережі миттєво [20, 29].

Особливості участі ФЕС у первинному регулюванні частоти в Україні. Як відомо, процес первинного регулювання частоти обмежує її відхилення при виникненні дефіциту активної потужності в ЕЕС за рахунок мобілізації первинних резервів потужності на енергоблоках. Вказана функція реалізується автоматичними регуляторами частоти обертання турбін, які змінюють потужність синхронних генераторів у межах наявних первинних резервів регулювання та регульовального ефекту навантаження за частотою. Величина необхідного сумарного нормованого первинного резерву енергооб'єднання на завантаження і розвантаження визначається найбільшим розрахунковим дефіцитом активної потужності, який набуває значення 1000 МВт. Час повної мобілізації нормованого первинного резерву регулювання частоти становить 30 с [10, 26]. ОЕС України є енергооб'єднанням з міжсистемними зв'язками обмеженої пропускної здатності. Відключення будь-якої ЛЕП високої напруги викликає в ньому значне зниження максимально припустимих перетоків у контрольованих перетинах [7, 16].

Напруга в електричній мережі змінюється залежно від навантаження та вироблення електроенергії в певний момент часу, вказівок диспетчера стосовно зміни режиму, аварійних ситуацій в ЕЕС (відключення генераторів, трансформаторів, ЛЕП). Відповідно до [29] при роботі зі зниженою напругою або виникненні тенденції щодо її зниження вживаються заходи щодо обмеження передачі потужності по ЛЕП і енергоспоживання у вузлах із зниженою напругою.

Участь ФЕС у первинному регулюванні частоти в ЕЕС характеризується такими особливостями:

- автоматичним зниженням видачі активної потужності в електричну мережу;
- відключенням частини генерувального обладнання ФЕС [20, 29].

Для забезпечення процесу первинного регулювання частоти необхідно дотримуватись статизму, який перебуває в межах 4–5 %. Верхня межа зони нечутливості первинного регулювання має перевищувати 50,1 Гц. При стрибкоподібному збільшенні частоти за верхню межу зони нечутливості первинного регулювання зниження активної потужності ФЕС на величину необхідної первинної потужності має забезпечуватись через 10 с. При цьому зміна активної потужності за первинного регулювання має відбуватися за час не більше 5 с і мати аперіодичний характер. Після зниження квазіусталеного значення частоти нижче 50,1 Гц має відбуватися відновлення потужності.

Опис функції регулювання активної потужності інверторного обладнання ФЕС залежно від частоти. Функція регулювання активної потужності при зміні частоти електричної мережі $P(f)$ використовується в інверторах СЕС для виконання вимог участі в первинному регулюванні частоти. У більшості випадків функція $P(f)$ може набувати такого вигляду: 1) інкрементна крива; 2) перманентна крива [22–25].

Для інкрементної кривої (рис. 6), відмінністю є те, що після зниження активної потужності ФЕС і подальшого відновлення частоти в електричній мережі до заданого рівня інвертор повертається до колишнього режиму роботи за встановлений в налаштуваннях часовий проміжок.

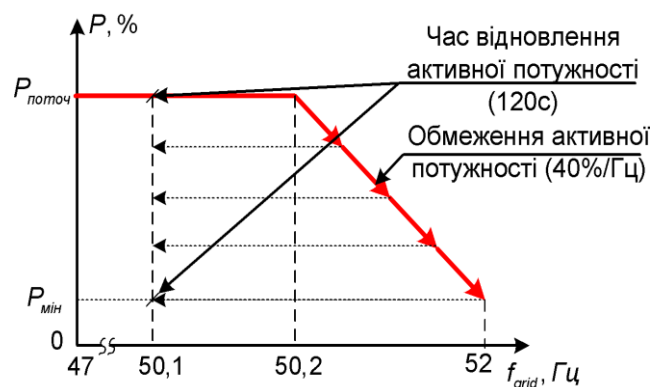


Рис. 6. Інкрементна характеристика обмеження активної потужності за функцією $P(f)$

Fig. 6. Incremental characteristic of active power limitation $P(f)$

Для перманентної кривої (рис. 7) відмінністю є те, що потужність безперервно балансує у заданому діапазоні, намагаючись підтримувати частоту в електричній мережі. Тобто цю характеристику можна розглядати як астатичну, оскільки зміна частоти при зміні активної потужності генерувальної одиниці перебуватиме в заданих частотною характеристикою межах, близьких до 50 Гц.

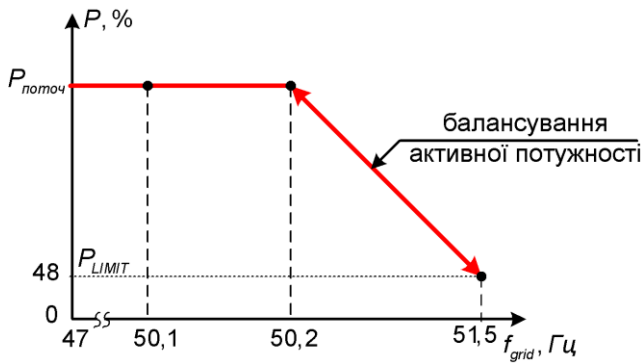


Рис. 7. Перманентна характеристика обмеження активної потужності за функцією $P(f)$

Fig. 7. Permanent characteristic of active power limitation $P(f)$

Підтвердження готовності ФЕС до участі в первинному регулюванні частоти в ЕЕС. Рішення щодо реалізації алгоритмів обмеження активної потужності залежно від частоти для підтвердження готовності участі в первинному регулюванні частоти в ЕЕС на ФЕС повинні ґрунтуватися на виконанні вимоги [12, 17, 29] у частині автоматичного зниження активної потужності, що видається в електричну мережу. Як приклад на рис. 8 представлена функція регулювання $P(f)$ на інверторному обладнанні типу GSL0750 [30].

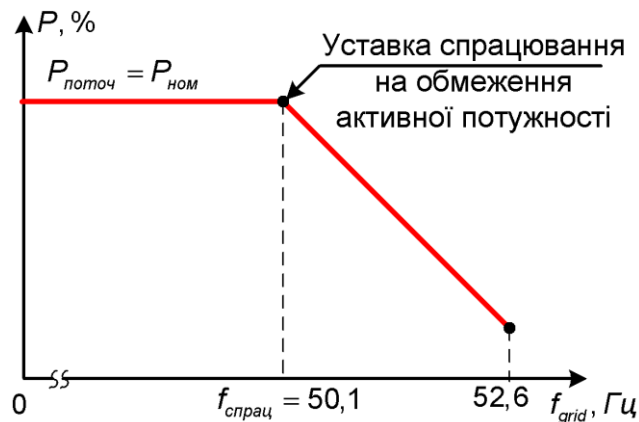


Рис. 8. Характеристика обмеження активної потужності на інверторі типу GSL0750

Fig. 8. Characteristics of active power limitation for inverter type GSL0750

$$\Delta P = 20 \cdot P_{\text{поточ}} \cdot \frac{50,1 - f_{\text{grid}}}{50} = 20 \cdot P_{\text{поточ}} \cdot \frac{\Delta f}{50} = 2 \cdot P_{\text{ном}} \cdot \frac{\Delta f}{\delta}$$

$$\text{Звідси } \delta = 2 \cdot P_{\text{ном}} \cdot \frac{\Delta f}{\Delta P} \text{ за умови } \Delta f = 1 \text{ Гц, тоді } \delta = 2 \cdot \frac{1}{0,4} = 5\%.$$

Отже, обмеження поточної активної потужності на 40 %/Гц при $P_{\text{поточ}} = P_{\text{ном}}$ відповідає статизму частотної характеристики інверторного обладнання, яка становить 5 % [30].

У табл. 5 наведено параметри налаштування функції $P(f)$ для обмеження видачі активної потужності інверторного обладнання типу GSL0750.

Таблиця 5. Параметри налаштування інверторного обладнання типу GSL0750 для обмеження потужності ФЕС

Table 5. Setting parameters of the GSL0750 type inverter equipment for limiting the power of the FES

Найменування параметра функції $P(f)$	Значення параметра
Значення частоти, коли починається зниження активної потужності	50,1 Гц
Час, через який відбувається зниження активної потужності	10 с
Значення частоти, коли відбувається відновлення активної потужності	50,1 Гц
Швидкість зміни активної потужності	40 %/Гц
Швидкість відновлення активної потужності до значення $P_{\text{ном}}$	200 кВт/с

Функція регулювання $P(f)$ інвертора типу GSL0750 була прийнята інкрементною, в якій обмеження активної потужності відбувається відносно вихідної активної потужності з градієнтом 40 %/Гц, за такою формулою:

$$\Delta P = 20 \cdot P_{\text{поточ}} \cdot \frac{50,1 - f_{\text{grid}}}{50},$$

де ΔP – необхідне зниження вихідної активної потужності, МВт; $P_{\text{поточ}}$ – вихідна активна потужність, яка залежить від сонячного випромінювання, швидкості вітру, кількості працюючих генерувальних елементів, МВт; f_{grid} – поточна частота мережі, Гц.

Таким чином, при частоті 51,1 Гц обмеження активної потужності сягає до 40 %, при частоті 52,1 Гц – до 80 %, а при частоті 52,6 Гц – до 100 % [30]. Очевидно, що такого значення статизму досягти немає можливості через наявність у формулі ΔP множника $P_{\text{поточ}}$, а не множника $P_{\text{ном}}$. Тобто розрахунок обмеження активної потужності здійснюється не відносно номінальної потужності генерувальної одиниці, а відносно поточної доступної активної потужності або поточної активної потужності, що задана диспетчером:

На рис. 9 статизм частотної характеристики δ змінюється від 0 до 5 % залежно від величини поточної доступної активної потужності.

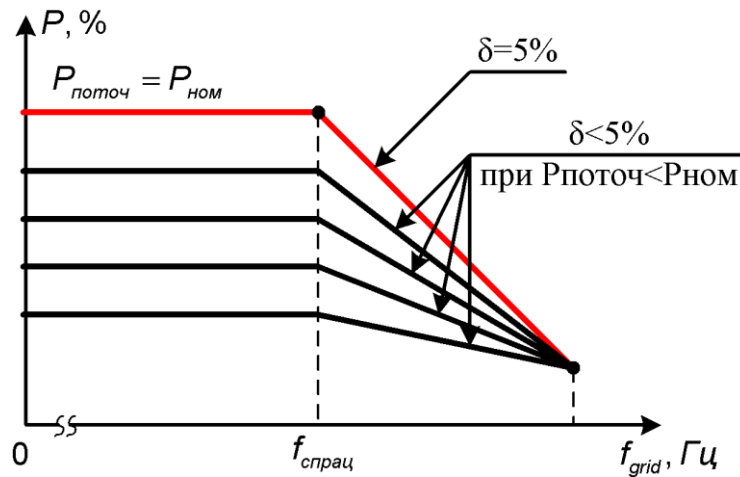


Рис. 9. Зміна характеристики обмеження активної потужності залежно від величини вихідної потужності на інверторі типу GSL0750

Fig. 9. Changing the active power limitation characteristic depending on active power output for inverter type GSL0750

Імітаційне моделювання робочих режимів ФЕС у розподільній електричній мережі. На рис. 10 представлена структурна схема цифрової моделі ФЕС, яка має зв'язок з елек-

тричною мережею змінного струму через інвертор, що моделюється за допомогою блоку статичного генератора в програмному забезпеченні DIgSILENT Power Factory [31–33].

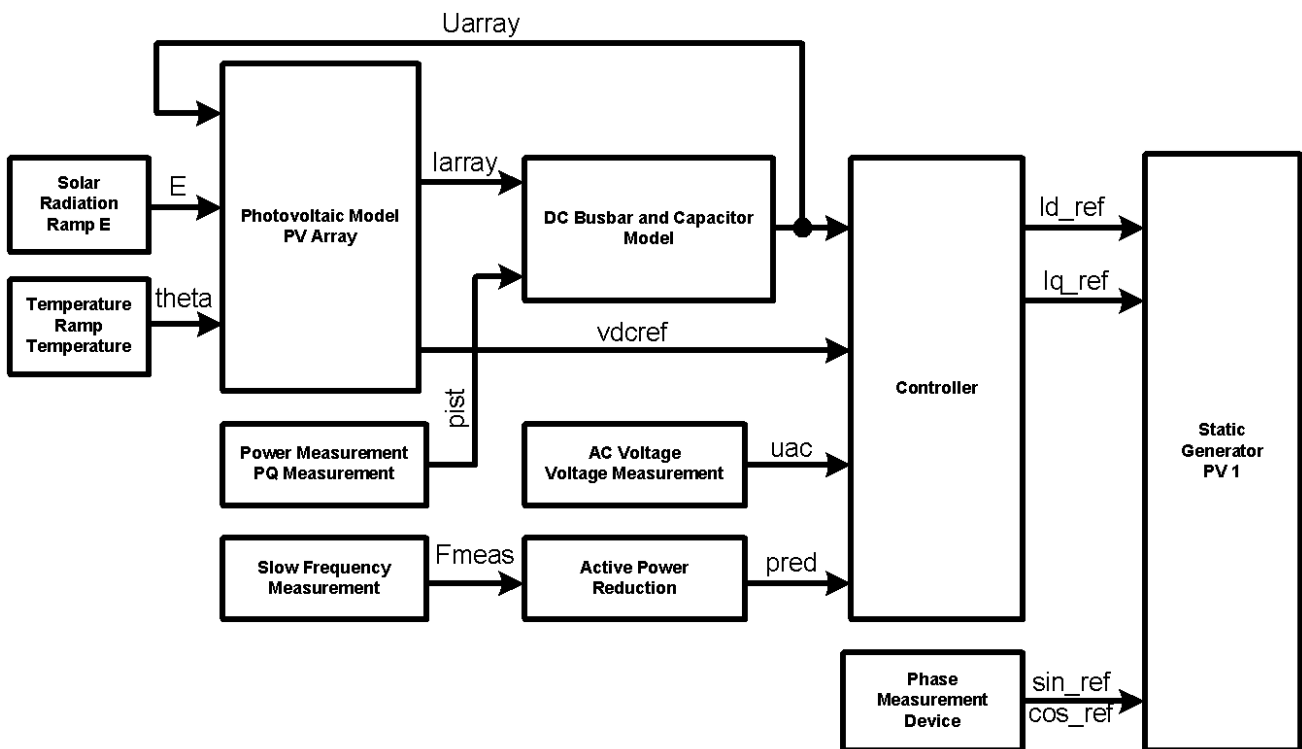


Рис. 10. Структурна схема цифрової моделі ФЕС в DIgSILENT PowerFactory

Fig. 10. Structural digital model diagram of PV power plant in DIgSILENT PowerFactory

Інвертором керує контролер постійного струму, який надає йому опорні значення для i_d і i_q . Контроль значення вихідної напруги (V_{DC}) є основною частиною процесу керування для всієї фотоелектричної установки.

На рис. 11 наведено схему видачі потужності ФЕС у зовнішню електричну мережу. Розподільна електрична мережа 10 кВ, підключена до ЕЕС через силовий трансформатор 110/10 кВ.

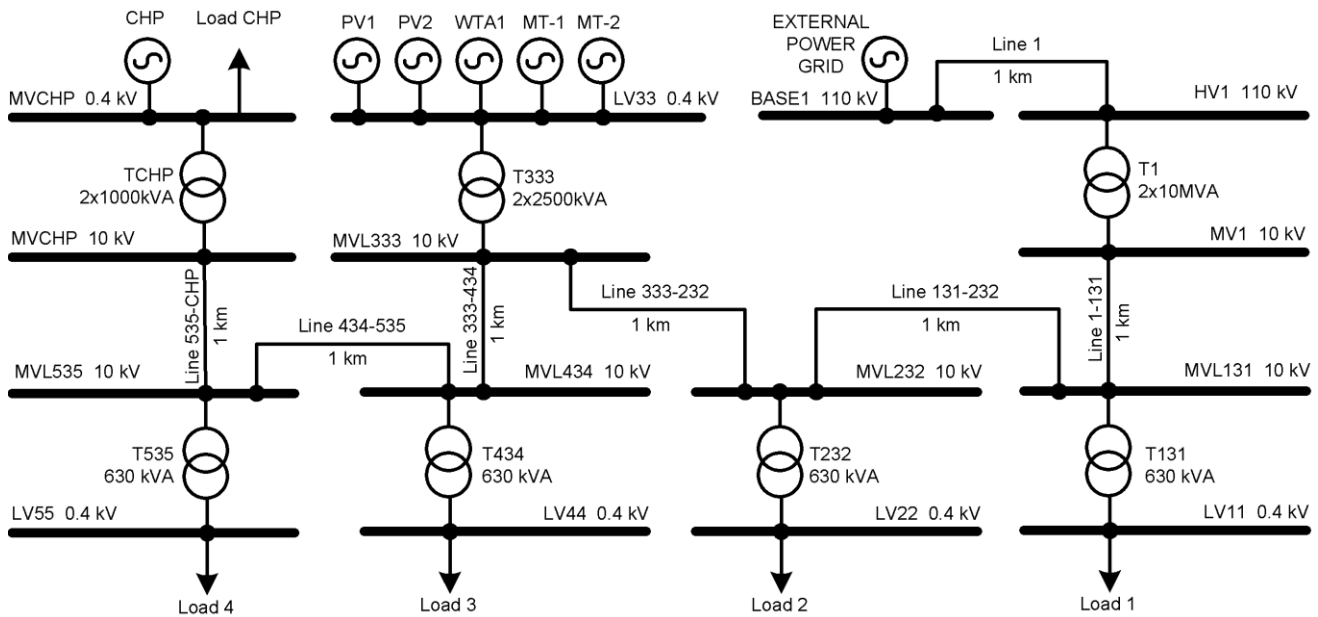


Рис. 11. Схема видачі потужності ФЕС у зовнішню електричну мережу в DigSILENT PowerFactory

Fig. 11. Power generation diagram of PV power plants in external power grid in DigSILENT PowerFactory

У табл. 6 наведено параметри генераторів та комплексного електричного навантаження для розрахунку нор-

мального усталеного режиму роботи розподільної електричної мережі 10 кВ.

Таблиця 6. Параметри генераторів та комплексного електричного навантаження для розрахунку нормального усталеного режиму роботи розподільної електричної мережі 10 кВ

Table 6. Parameters of generators and complex electrical load for calculating the normal steady-state operation of the 10 kV distribution electrical network

Найменування елемента розподільної електричної мережі	Активна потужність, МВт	Реактивна потужність, МВАр
ФЕС PV1	0,15	0
ФЕС PV2	0,18	0
Газотурбінна установка MT1	0,1	0
Газотурбінна установка MT2	2,54	0
Вітрогенератор WTA1	0,11	0
Міні-ТЕЦ CHP	0,41	0,49
Навантаження Load1	0,82	0,271
Навантаження Load2	0,84	0,273
Навантаження Load3	0,42	0,135
Навантаження Load4	0,419	0,139
Навантаження Load CHP	0,9	0,434

За результатами моделювання отримано графіки зміни частоти (рис. 12) й напруги (рис. 13) у вузлах розподільної електричної мережі 10 кВ за умови переходу в ізо-

льований режим після від'єднання в момент часу 2 с від зовнішньої електричної мережі.

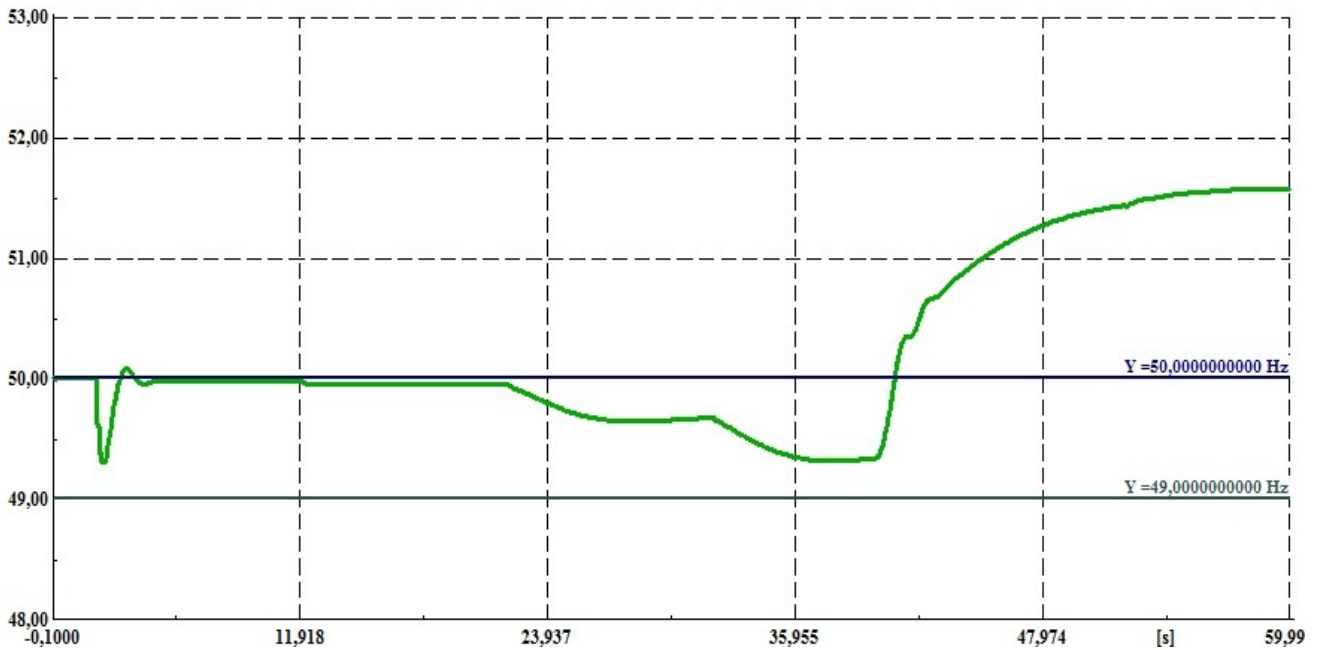


Рис. 12. Графік зміни частоти при ізолюваному режимі розподільної електричної мережі з ФЕС

Fig. 12. Frequency response curve under isolated mode of distribution electric network with PV power plants



Рис. 13. Графік зміни напруги при ізолюваному режимі розподільної електричної мережі з ФЕС

Fig. 13. Voltage response curve under isolated mode of distribution electric network with PV power plants

Аналіз отриманих результатів показав, що генератори вичерпали наявні резерви потужності, внаслідок чого напруга на шинах споживачів знизилась до критичного рівня, що потребує негайного знеструмлення споживачів [34]. Наявні ФЕС відключилися штатними системами захисту, тому для запобігання переходу системи в ізолюваний режим необхідно передбачити відключення

споживачів відповідним захистом протиаварійної автоматики.

На рис. 14 і 15 наведено графіки зміни частоти й напруги у вузлах розподільної електричної мережі 10 кВ за умови переходу в ізолюваний режим після від'єднання в момент часу 2 с від зовнішньої електричної мережі та

відключення 60 % вузла навантаження Load 1, що дорівнює 0,5 МВт у момент часу 40,2 с. Таким чином, відбувається забезпечення стійкого ізолюваного режиму

роботи розподільної мережі 10 кВ, за якого показники активної та реактивної потужності перебувають у гранично допустимих межах (рис. 16).

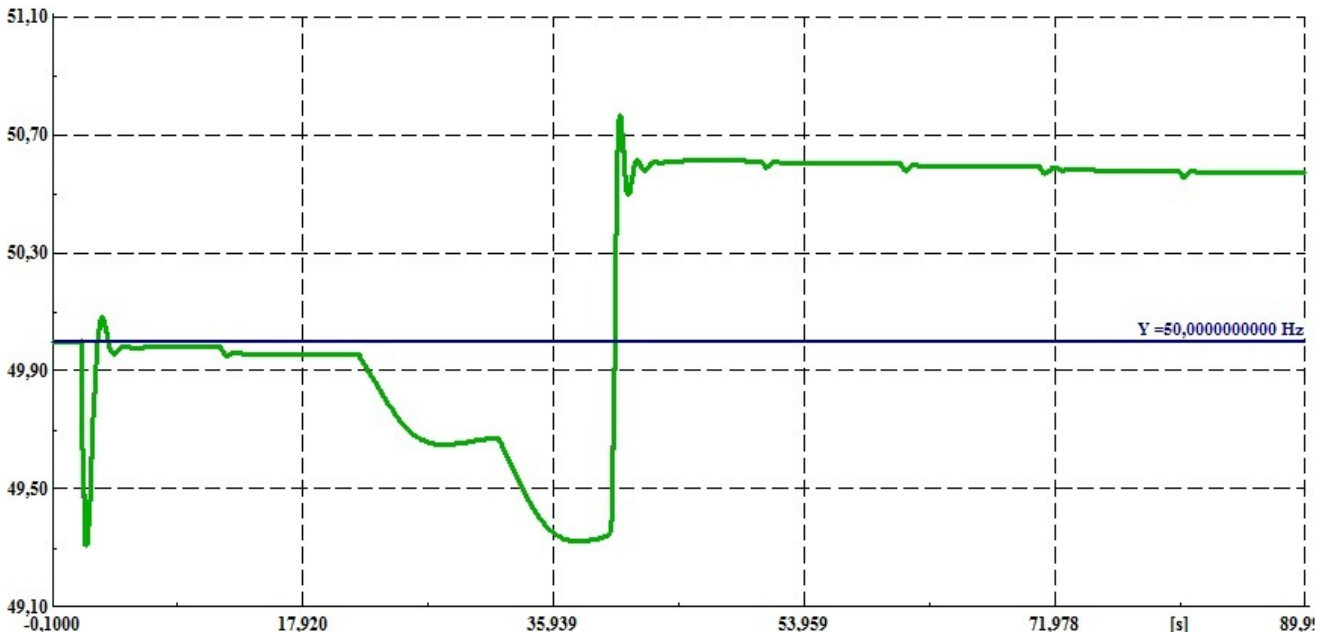


Рис. 14. Графік зміни частоти стабільного ізолюваного режиму розподільної електричної мережі з ФЕС при відключенні навантаження Load 1

Fig. 14. Frequency response curve of stabilized isolated mode of distribution electric network with PV power plants under load shedding Load 1

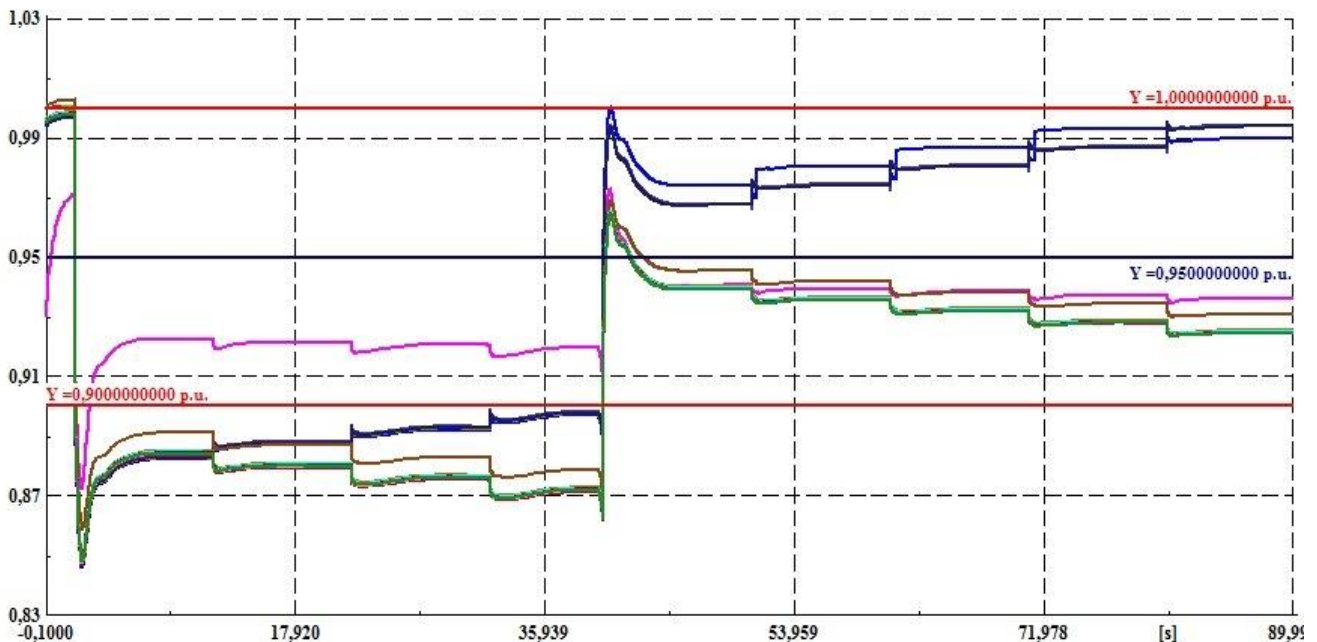


Рис. 15. Графік зміни напруги стабільного ізолюваного режиму розподільної електричної мережі з ФЕС при відключенні навантаження Load 1

Fig. 15. Voltage response curve under stabilized isolated mode of distribution electric network with PV power plants under load shedding Load 1

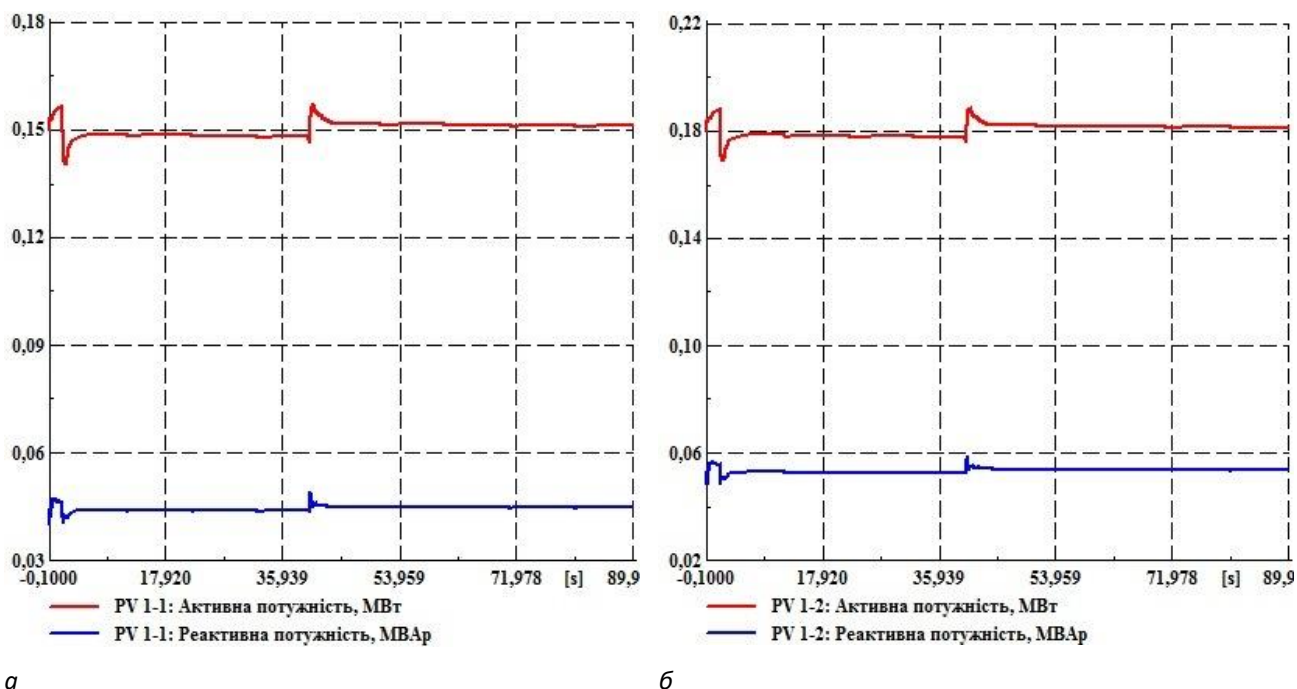


Рис. 16. Графік зміни активної та реактивної потужності стабілізованого ізолюваного режиму розподільної електричної мережі з ФЕС при відключенні навантаження Load 1: а – для ФЕС1; б – для ФЕС2

Fig. 16. Active and reactive power changing curve stabilized isolated mode of distribution electric network with PV power plants under load shedding Load 1: a – for PV1; b – for PV2

Висновки. Виконано аналіз нормативно-технічної документації для регулювання активної потужності генерувальної одиниці електростанцій в електроенергетичній системі. Розглянуто особливості алгоритму регулювання активної потужності інверторів сонячних електростанцій для участі у первинному регулюванні частоти та активної потужності електроенергетичних систем. На основі запропонованої цифрової моделі ФЕС виконано імітаційне моделювання електричних режимів ФЕС в розподільній електричній мережі 10 кВ. Визначення режиму роботи, рівня децентралізації управління, економічного аспекту та характеру дії ВДЕ потребує подальшого дослідження щодо питання надійності роботи мікромереж в ізолюваному режимі роботи, що дасть змогу підвищити їх загальну енергоефективність в ЕЕС.

ПОСИЛАННЯ

1. Стратегія низьковуглецевого розвитку України до 2050 року. Київ, 2017. 53 с. URL: <https://menr.gov.ua>.
2. Проект Плану відновлення України. Матеріали робочої групи «Енергетична безпека». URL: <https://www.kmu.gov.ua/storage/app/sites/1/recoveryrada/ua/energy-security.pdf>.
3. Остапчук О. В., Шевченко І. В. Використання гібридних систем на основі відновлюваних джерел в мікромережі: огляд. Відновлювана енергетика. 2022, № 4. С. 9–25. DOI. 10.36296/1819-8058.2022.4(71)9-25
4. IEEE Std 1547.4™-2011 IEEE Guide for Design, Operation, and Integration of Distributed Resource Island Systems with Electric Power Systems IEEE 3 Park Avenue New York, NY 10016-5997 USA URL: <https://standards.ieee.org/ieee/1547.4/3532/>
5. Lytvynchuk V., Kaplin M., Bolotnyi N., Karmazin O. Analysis of the Probable Decrease of Load Shedding Reserve in Power System of Ukraine at Installed Capacity of Renewable Energy Sources. 2022 IEEE 8th International Conference on ENERGY SMART SYSTEMS (2022 IEEE ESS), 2022, Kyiv. P. 180–183. URL: <https://doi.org/10.1109/ESS57819.2022.9969260>
6. СОУ НЕК 03.120.4-14:2021. Норми якості електричної енергії в магістральних та міждержавних електричних мережах НЕК «УКРЕНЕРГО». Забезпечення контролю і дотримання показників якості електричної енергії у процесі її передачі. ПрАТ «НЕК «Укренерго», 2021. 30 с. URL: https://ua.energy/wp-content/uploads/2021/02/Standart_normy-yakosti-el.energiyi-protokol-05_2021-vid-03_02_2021.pdf.
7. Lytvynchuk V. A., Kaplin M. I., Bolotnyi N. P., Karmazin O. O. Implementation of General Under-frequency Load Shedding Scheme in European Network: challenges and opportunities. 2020 IEEE 7th International Conference on ENERGY SMART SYSTEMS (2020 IEEE ESS). 2020. Kyiv. P. 215–220. URL: <https://doi.org/10.1109/ESS50319.2020.9160052>.

8. СОУ-Н ЕЕ ЯЕК 04.156:2009. Основні вимоги щодо регулювання частоти та потужності в ОЕС України. Мінпаливенерго України, 2009. 56 с.
9. СОУ-Н ЕЕ ЯЕК 04.159:2009. Методики і рекомендації щодо організації первинного та вторинного регулювання частоти та потужності на енергоблоках АЕС. Мінпаливенерго України, 2009. 39 с.
10. СОУ-Н ЕЕ ЯЕК 04.160:2009. Методики і рекомендації щодо перевірки готовності ТЕС, ГЕС і АЕС до участі у регулюванні частоти та потужності в ОЕС України. Мінпаливенерго України, 2009. 67 с.
11. ГНД 34.20.567-2003. Правила застосування системної протиаварійної автоматики запобігання та ліквідації небезпечного зниження або підвищення частоти в енергосистемах. Науково-технічний центр електроенергетики «НЕК «Укренерго». Київ, 2003. 40 с.
URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z1177-03#Text>.
12. Lytvynchuk V., Kaplin M., Yanovsky V. Current issues of under frequency load shedding of power systems in the context of safety of nuclear power plants. *Energy and Electrification*. 2016. Vol. 1. P. 38–45.
13. Pavlovsky V., Steliuk A. Influence estimation of the frequency protection of nuclear power plant units on system survivability and frequency stability of Ukrainian power system. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2015. Vol. 6. P. 53–58.
14. Bardyk E. I., Bolotnyi N. P. Electric Power System Simulation for Risk Assessment of Power Transformer Failure at an External Short-Circuit Fault. 2017 IEEE First Ukraine Conference on Electrical and Computer Engineering (UKRCON). 2017. Kyiv. P. 452–456.
URL: <https://doi.org/10.1109/UKRCON.2017.8100527>.
15. Pavlovskiy V. V., Steliuk A. O., Lenga O. V., Zakharov A. M. Modeling the inertial response of the interconnected power system of Ukraine with high penetration of renewables. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2015. Vol. 4. P. 53–56.
16. Kyrylenko O. V. et al. Analysis of frequency change in the IPS of Ukraine under different regimes of its operation. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2023. Vol. 1. P. 51–55.
URL: <https://doi.org/10.15407/techned2023.01.051>.
17. Постанова НКРЕКП 14.03.2018 № 309. Кодекс систем передачі. Оперативно-диспетчерське управління. Регулювання частоти і перетоків активної потужності.
URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0309874-18#Text>.
18. Лук'яненко Л. М, Гончаренко І. С. Аналіз режимів роботи сонячних електричних станцій залежно від зовнішніх факторів. Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України. 2016. Вип. 45. С. 5–8.
19. Кузнєцов М. П., Кармазін О. О. Оптимальне планування гібридної енергосистеми при різних тарифах на електроенергію / Відновлювана енергетика. 2022. № 3. С. 6–18.
URL: [https://doi.org/10.36296/1819-8058.2022.3\(70\).6-18](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2022.3(70).6-18).
20. Lukianenko L., Steliuk A. New approach to simulation of extra-power solar plant with power evacuation by networks of the Chernobyl NPP. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2020. Vol. 5, P. 65–69.
URL: <https://doi.org/10.15407/techned2020.05.065>.
21. Кузнєцов М. П. Особливості комбінованих енергосистем з відновлюваними джерелами енергії: монографія. Київ: ІВЕ, 2022. 142 с.
22. BDEW Technical Guideline. Generating Plants Connected to the Medium-Voltage Network. Berlin, 2008. 130 p.
23. IEEE 1547. Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems. Piscataway, 2003. 16 p.
24. VDE-AR-N4105:2011-08. Power generation systems connected to the low-voltage distribution network. Frankfurt, 2011. 69 p.
25. IEC 61727:2004 ed2.0. Photovoltaic (PV) systems. Characteristics of the utility interface. Geneva, 2004. 23 p.
26. Lytvynchuk V. A., Kaplin M. I., Bolotnyi N. P. The method of design an optimal under-frequency load shedding scheme. 2019 IEEE 6th International Conference on ENERGY SMART SYSTEMS (2019 IEEE ESS). 17–19 April, 2019. Kyiv. P. 6–9.
URL: <https://doi.org/10.1109/ESS.2019.8764241>.
27. Bardyk E. I., Bolotnyi N. P. Development of fuzzy classifier for technical condition ranking of power transformer. *Electrical Engineering & Electromechanics*. 2023. no. 5, P. 3–13.
URL: <https://doi.org/10.20998/2074-272X.2023.5.01>.
28. Bardyk Ye., Bondarenko O., Zakliuka I. Analysis of methods and algorithms for studying the regime reliability of power systems in conditions of cascade failure progression. *Vidnovluvana Energetika*. 2023. Vol. 3. P. 6–17.
URL: [https://doi.org/10.36296/1819-8058.2023.3\(74\).6-17](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2023.3(74).6-17).
29. СОУ НЕК 20.571:2018. 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. ДП «НЕК «Укренерго». Київ, 2018. 53 с. URL: <https://ua.energy/wp-content/uploads/2018/09/AZPS.pdf>.
30. Характеристики інверторного обладнання типу GSL0750.
URL: <https://www.kstar.com/cn/upload/cms/www/20191211111332914.pdf>.

31. Gonzalez-Longatt F. M., Rueda J. L. *PowerFactory Applications for Power System Analysis*. Springer. 2014. 496 p.
 32. Pazyi V. et al. Development of Simulation Model of Single-Phase Circuit Lock in the Digsilent Powerfactory Program. *CzOTO*. 2023. Vol. 5, no. 1. P. 350–358. URL: <https://doi.org/10.2478/czoto-2023-0038>.
 33. DlgSILENT PowerFactory User's Manual 14.1. DlgSILENT GmbH, Germany. 2008. 1100 p.
 34. Яндульський О. С., Стелюк А. О., Лукаш М. П. Автоматичне регулювання частоти та перетоків активної потужності в енергосистемах. Київ: НТУУ «КПІ». 2010. 88 с.
- REFERENCES**
1. Low-carbon development strategy of Ukraine until 2050. Kyiv. 2017. 53 p. URL: <https://menr.gov.ua>. (ukr)
 2. Recovery project plan of Ukraine. Working group materials "Energy Security". URL: <https://www.kmu.gov.ua/storage/app/sites/1/recoveryrada/ua/energy-security.pdf>. (ukr)
 3. Ostapchuk O., Shevchenko, I. Use of hybrid systems based on renewable sources in microgrid: an overview. *Vidnovluvana energetika*, 2022. Vol. 4. P. 9–25. URL: [https://doi.org/10.36296/1819-8058.2022.4\(71\).9-25](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2022.4(71).9-25) (ukr)
 4. IEEE Std 1547.4™-2011 IEEE Guide for Design, Operation, and Integration of Distributed Resource Island Systems with Electric Power Systems IEEE 3 Park Avenue New York, NY 10016-5997 USA URL: <https://standards.ieee.org/ieee/1547.4/3532/>
 5. Lytvynchuk V., Kaplin M., Bolotnyi N., Karmazin O. Analysis of the Probable Decrease of Load Shedding Reserve in Power System of Ukraine at Installed Capacity of Renewable Energy Sources. 2022 IEEE 8th International Conference on ENERGY SMART SYSTEMS (2022 IEEE ESS), 2022, Kyiv. P. 180–183. URL: <https://doi.org/10.1109/ESS57819.2022.9969260>
 6. COY HEK 03.120.4-14:2021. Norms of electrical energy quality in transmission and interconnection electrical networks "NEC "Ukrenergo". Ensuring control and compliance with quality indicators of electric energy in its transmission process. "NEC "Ukrenergo", 2021. 30 p. URL: https://ua.energy/wp-content/uploads/2021/02/Standart_normy-yakosti-el.energiyi-protokol-05_2021-vid-03_02_2021.pdf. (ukr)
 7. Lytvynchuk V. A., Kaplin M. I., Bolotnyi N. P., Karmazin O. O. Implementation of General Under-frequency Load Shedding Scheme in European Network: challenges and opportunities. 2020 IEEE 7th International Conference on ENERGY SMART SYSTEMS (2020 IEEE ESS). 2020. Kyiv. P. 215–220. URL: <https://doi.org/10.1109/ESS50319.2020.9160052>.
 8. COY-H EE ЯЕК 04.156:2009. Basic requirements for frequency and power regulation in IPS of Ukraine. Ministry of Fuel and Energy of Ukraine. 2009. 56 p. (ukr)
 9. COY-H EE ЯЕК 04.159:2009. Methods and recommendations for organization of frequency and power primary and secondary regulation at NPP power units. Ministry of Fuel and Energy of Ukraine. 2009. 39 p. (ukr)
 10. COY-H EE ЯЕК 04.160:2009. Methods and recommendations for checking the readiness of TPPs, HPPs and NPPs to participate of frequency and power regulation in IPS of Ukraine. Ministry of Fuel and Energy of Ukraine. 2009. 67 p. (ukr)
 11. ГНД 34.20.567-2003. Using rules of system emergency automation for prevention and elimination of dangerous decrease or increase in power systems frequency. Scientific and technical center of electric energy "NEC "Ukrenergo". Kyiv 2003. 40 p. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z1177-03#Text>. (ukr)
 12. Lytvynchuk V., Kaplin M., Yanovsky V. Current issues of under frequency load shedding of power systems in the context of safety of nuclear power plants. *Energy and Electrification*. 2016. Vol. 1. P. 38–45.
 13. Pavlovsky V., Steliuk A. Influence estimation of the frequency protection of nuclear power plant units on system survivability and frequency stability of Ukrainian power system. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2015. Vol. 6. P. 53–58.
 14. Bardyk E. I., Bolotnyi N. P. Electric Power System Simulation for Risk Assessment of Power Transformer Failure at an External Short-Circuit Fault. 2017 IEEE First Ukraine Conference on Electrical and Computer Engineering (UKRCON). 2017. Kyiv. P. 452–456. URL: <https://doi.org/10.1109/UKRCON.2017.8100527>.
 15. Pavlovskiy V. V., Steliuk A. O., Lenga O. V., Zakharov A. M. Modeling the inertial response of the interconnected power system of Ukraine with high penetration of renewables. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2015. Vol. 4. P. 53–56.
 16. Kyrlyenko O. V. et al. Analysis of frequency change in the IPS of Ukraine under different regimes of its operation. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2023. Vol. 1. P. 51–55. URL: <https://doi.org/10.15407/technd2023.01.051>.
 17. Resolution NCRECP 14.03.2018 No. 309. Transmission systems code. Operational and dispatching management. Frequency and active power flows regulation. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0309874-18#Text>. (ukr)
 18. Lukianenko L., Goncharenko I. Analysis of weather dependence of solar power plant operation. *Pratsi IE NASU*. 2016. Vol. 45. P. 5–8. (ukr)

19. Kuznietsov M., Karmazin O. Optimal planning of hybrid power system at different electricity tariffs. *Vidnovluvana Energetika*. 2022. Vol 3. P. 6-18. URL: [https://doi.org/10.36296/1819-8058.2022.3\(70\).6-18](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2022.3(70).6-18). (ukr)
20. Lukianenko L., Steliuk A. New approach to simulation of extra-power solar plant with power evacuation by networks of the Chernobyl NPP. *Tekhnichna Elektrody-namika*. 2020. Vol. 5, P. 65–69. URL: <https://doi.org/10.15407/techned2020.05.065>.
21. Kuznietsov M. Combined energy systems features with renewable energy sources: monograph. Kyiv: IVE. 2022. 142 p. (ukr)
22. BDEW Technical Guideline. Generating Plants Connected to Medium-Voltage Network. Berlin. 2008. 130 p.
23. IEEE 1547. Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems. Piscataway. 2003. 16 p.
24. VDE-AR-N4105:2011-08. Power generation systems connected to the low-voltage distribution network. Frankfurt. 2011. 69 p.
25. IEC 61727:2004 ed2.0. Photovoltaic (PV) systems. Characteristics of the utility interface. Geneva, 2004. 23 p.
26. Lytvynchuk V. A., Kaplin M. I., Bolotnyi N. P. The method of design an optimal under-frequency load shedding scheme. 2019 IEEE 6th International Conference on ENERGY SMART SYSTEMS (2019 IEEE ESS). 17-19 April, 2019. Kyiv. P. 6–9. URL: <https://doi.org/10.1109/ESS.2019.8764241>.
27. Bardyk E.I., Bolotnyi N.P. Development of fuzzy classifier for technical condition ranking of power trans-former. *Electrical Engineering & Electromechanics*. 2023. no. 5. P. 3–13. URL: <https://doi.org/10.20998/2074-272X.2023.5.01>.
28. Bardyk Ye., Bondarenko O., Zakliuka I. Analysis of methods and algorithms for studying the regime reliability of power systems in conditions of cascade failure progression. *Vidnovluvana Energetika*. 2023. Vol 3. P. 6-17. URL: [https://doi.org/10.36296/1819-8058.2023.3\(74\).6-17](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2023.3(74).6-17).
29. COY HEK 20.571:2018. Determination of necessary conditions and algorithms for taking into account WPPs and SPPs when setting up emergency automatic devices designed to prevent stability violations at IPS intersections of Ukraine, on operation mode of which they influence. Guidelines. "NEC "Ukrenergo". Kyiv. 2018. 53 p. URL: <https://ua.energy/wp-content/uploads/2018/09/AZPS.pdf>.
30. The Characteristics of inverter type equipment GSL0750. URL: <https://www.kstar.com/cn/upload/cms/www/20191211111332914.pdf>. (ukr)
31. Gonzalez-Longatt F. M., Rueda J. L. PowerFactory Applications for Power System Analysis. Springer. 2014. 496 p.
32. Pazyi V. et al. Development of Simulation Model of Single-Phase Circuit Lock in the Digsilent Powerfactory Program. *CzOTO*. 2023. Vol. 5, no. 1. P. 350–358. URL: <https://doi.org/10.2478/czoto-2023-0038>.
33. DigSILENT PowerFactory User's Manual 14.1. DigSILENT GmbH, Germany. 2008. 1100 p.
34. Yandulskyi O., Steliuk A., Lukash M. Automatic regulation of frequency and active power flows in power systems. Kyiv: NTUU «KPI». 2010. 88 p. (ukr)