

АНАЛІЗ ВИМОГ ЗА ЧАСТОТОЮ, ЩО РЕГЛАМЕНТУЮТЬСЯ НАЦІОНАЛЬНИМИ ТА МІЖНАРОДНИМИ СТАНДАРТАМИ ДЛЯ РОЗПОДІЛЬЧИХ МЕРЕЖ І МІКРОМЕРЕЖ

А.О. Стелюк*, канд. техн. наук, Л.М. Лук'яненко**, канд. техн. наук

Інститут електродинаміки НАН України,
пр. Берестейський, 56, Київ, 03057, Україна
e-mail: astelyuk@gmail.com

Роботу присвячено аналізу вимог за частотою, що визначаються положеннями національних та міжнародних стандартів керування режимами розподільчих мереж та мікромереж. Зокрема, зазначені вимоги охоплюють допустимий діапазон зміни частоти та час роботи установок, швидкість зміни частоти, забезпечення генерації активної потужності генеруючими одиницями за зниженої частоти, а також регулювання активної потужності за умов збільшення або зменшення частоти в мережі. За результатами проведених досліджень сформовано відповідні висновки, які є основою для розробки моделей мікромереж та для перевірки відповідності їхньої роботи вимогам за частотою, що регламентуються відповідними стандартами. Бібл. 14, рис. 4, табл. 3.

Ключові слова: частота, активна потужність, розподільча мережа, мікромережа, стандарт, регулювання, розподілені джерела енергії.

Вступ. На поточний час особливістю розвитку національної енергетики, що характеризується послабленням топологічних зв'язків магістральних мереж, а також зменшенням обсягів генеруючої потужності в масштабах об'єднаної енергетичної системи України, є інтенсивний розвиток технології мікромереж, які електрично «наближені» до споживачів електроенергії. Значною складовою таких мереж є елементи, що базуються на використанні технології IBR (Inverter Based Resources) і до яких, зокрема, можна віднести вітрову та сонячну генерацію, а також установки зберігання енергії (УЗЕ). Очевидно, що за умов паралельної роботи мікромереж із розподільчими мережами, особливо під час ізольованої роботи таких мереж, повинна забезпечуватися відповідна якість електричної енергії, одним із показником якої є частота змінного струму. Тому, за умов флуктуаційного характеру потужності відновлюваної генерації та споживання, задача, направлена на підтримання допустимого рівня частоти, набуває особливої актуальності.

У той час, як вимоги до регулювання частоти та потужності є добре визначеними для системних потужних електростанцій [1, 2], істотне збільшення частки відновлюваної генерації в структурі генеруючої потужності в енергосистемах світу, зокрема в Україні, потребує проведення аналізу вимог нормативних документів, що визначають реакцію генеруючих одиниць, а також УЗЕ на зміну частоти на рівні як розподільчих мереж, так і мікромереж. Для цього в роботі проведено аналіз вимог відповідних стандартів [3–8], які також визначають вимоги до регулювання напруги і реактивної потужності, режиму проходження коротких замикань, підключення установок до мережі тощо [9–11]. Аналіз вимог за частотою виконано для установок потужністю до 75 МВт включно, що підключаються до мікромереж, а також до розподільчих мереж середньої напруги (мережі 10–35 кВ).

Мета статті полягає у проведенні аналізу вимог, що зокрема визначають допустимий діапазон частоти, а також реакцію генерувальних установок, які експлуатуються в розподільчих мережах та мікромережах, на зміну частоти. Зазначений аналіз проведено з огляду на положення чинних національних та міжнародних стандартів. Результати, що наведені в роботі, можуть бути використані на етапі розробки комп'ютерних моделей мікромереж з урахуванням їхньої номінальної напруги, режимів роботи з електричними мережами енергосистем

та наступною оцінкою реакції обладнання мікромереж на зміну частоти, зважаючи на положення, що визначаються відповідними стандартами.

Аналіз вимог за частотою для обладнання розподільчих мереж. Розглянемо вимоги до обладнання, зокрема генеруючих одиниць (які підключаються до розподільчих мереж середньої напруги) у частині допустимої частоти та регулювання активної потужності, що регламентуються положеннями [3].

Діапазон робочих частот. Відповідно до [3] у нормальному режимі допускається тривала робота генеруючої одиниці за умов зміни частоти в діапазоні 49–51 Гц. Водночас під час зміни частоти в діапазоні 47–52 Гц генеруюча установка має бути здатною працювати до моменту спрацювання захисту за частотою в точці підключення одиниці до мережі. За цих умов час роботи установки за зменшеної та збільшеної частоти може визначатися для мінімальних та більш посиленних вимог (табл. 1). Якщо порівнювати наведений діапазон за частотою для генеруючих одиниць в розподільчих мережах з вимогами до «традиційних» електростанцій, на яких експлуатуються синхронні машини (насамперед для теплових та атомних станцій), то для джерел з технологією IBR такі вимоги є більш «жорсткими».

Очевидно, що посилення вимог для допустимої частоти для традиційних станцій обумовлено збільшенням терміну експлуатації парових турбін, а також забезпеченням продуктивності власних потреб електростанцій [12, 13].

Водночас генеруючі одиниці, що використовуються в розподільчих мережах, переважно побудовані на основі технології IBR, і за таких умов допустимий діапазон за частотою буде визначатися безпосередньо характеристиками інвертора [14].

Генерація активної потужності за зниженої частоти. Відповідно до вимог [3] генеруюча одиниця повинна забезпечувати стійку роботу в точці підключення до мережі, водночас допускається зниження активної потужності, наскільки це можливо. За таких умов допустиме зменшення активної потужності внаслідок зменшення частоти визначається суцільною лінією (рис. 1). Так, допустима швидкість зменшення потужності становить 10 % $P_{\max}$ на 1 Гц за умов зменшення частоти нижче 49,5 Гц. Заразом також може використовуватися більш жорстка характеристика зниження потужності. На рис. 1 така характеристика визначається пунктирною лінією – у цьому випадку при досягненні частотою значення 49 Гц активна потужність установки зменшується зі швидкістю 2 % $P_{\max}$ на 1 Гц зниження частоти. У разі порівняння наведеної характеристики із характером зміни потужності генерації електростанцій резерву підтримання частоти (РПЧ) (за зміни частоти в діапазоні 49,8–50 Гц) можна зробити висновок, що дотримання вимог характеристики (рис. 1) дає змогу підтримувати постійну потужність установки в області дії РПЧ, що здійснюється «традиційними» електростанціями.

Таблиця 1

Вимоги щодо допустимого часу роботи установки за пониженої та підвищеної частоти, що визначаються в [3]

Діапазон за частотою, Гц	Час роботи	
	Мінімальні вимоги	Посилені вимоги
47–47,5	не вимагається	20 с
47,5–48,5	30 хв	90 хв
48,5–49	30 хв	90 хв
49–51	необмежений	необмежений
51–51,5	30 хв	90 хв
51,5–52	не вимагається	15 хв

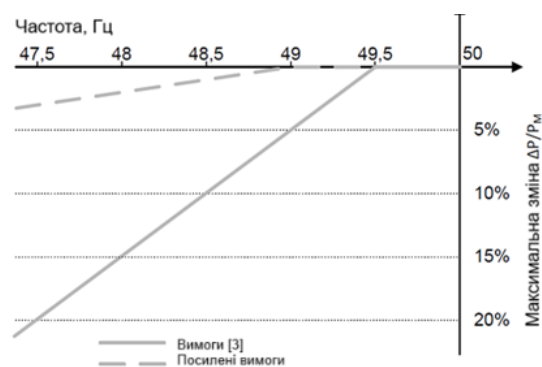


Рис. 1. Максимальне допустиме зменшення потужності за зниженої частоти

Швидкість зміни частоти. У [3] також визначаються вимоги щодо спроможності роботи генеруючих одиниць в умовах зміни частоти з визначеною швидкістю. Так, для технологій несинхронного генерування допустима швидкість за частотою повинна становити не менше 2 Гц/с, у той час як для технологій синхронного генерування – не менше 1 Гц/с.

Реакція генеруючої одиниці на зміну частоти. За умови підвищення частоти вище уставки f_1 , яка знаходиться в діапазоні 50,2–52 Гц, генеруюча одиниця повинна зменшити свою потужність зі статизмом, що може задаватися в діапазоні 2–12 %.

Зміну активної потужності установки ΔP можна записати таким чином:

$$\Delta P = \frac{1(f_1 - f_n)}{s} P_{\text{ref}}, \quad (1)$$

де f, f_n – поточна та номінальна частота; s – статизм; P_{ref} – задана потужність.

Наприклад, за умови зміни частоти на 0,1 Гц зміна активної потужності установки ΔP при статизмі $s=2$ % становить 10 % від заданої потужності, саме тоді як при збільшенні статизму до 12 % зміна потужності зменшується до 1,67 % від P_{ref} .

Якщо розглядати зміну потужності установки через градієнт G , що визначає її у відсотках на 1 Гц зміни частоти, то тоді (1) можна записати як:

$$\Delta P = G P_{\text{ref}} (f_1 - f_n). \quad (2)$$

Водночас час зміни потужності генеруючої одиниці за підвищеної частоти повинен становити 2–30 с. Якщо порівнювати уставку за частотою та часом із уставками активації РПЧ (частота змінюється в діапазоні 50–50,2 Гц), то на зазначеному діапазоні за частотою дії РПЧ потужність генеруючої установки буде залишатися незмінною. Проте в умовах подальшого збільшення частоти потужність генерації установок буде зменшуватися, що в масштабах енергосистеми дасть змогу додатково обмежити збільшення частоти.

В умовах зменшення частоти та її входження в діапазон 49,8–46 Гц генеруючі одиниці повинні збільшити активну потужність зі статизмом, значення якого може змінюватися в діапазоні 2–12 % [3]. У загальному випадку уставка за частотою, при досягненні якої установка змінює свою потужність, задається в діапазоні 49,8–46 Гц. Очевидно, що значення частоти, що «наближається» до 46 Гц, визначає режим порушення стійкої роботи енергосистеми за частотою.

За зниженої частоти зміна активної потужності установки також визначається (1) та (2), за цих умов час зміни активної потужності повинен знаходитися в допустимому діапазоні 2–30 с, що також корелюється з вимогами до підвищеної частоти. Таким чином, як видно із зазначеного вище, на етапі дії РПЧ (за умови зміни частоти в діапазоні 49,8–50 Гц) потужність генеруючої одиниці не змінюється. У випадку подальшого зниження частоти установка повинна збільшувати свою активну потужність для попередження значного зниження частоти. Зважаючи на це, засоби розподіленої генерації можна розглядати як додаткові «негарантовані» резерви активної потужності (для УЗЕ – на зменшення їхнього завантаження або збільшення видачі активної потужності), водночас зміна активної потужності буде здійснюватися після активації основних резервів на електростанціях РПЧ.

Аналіз вимог до регулювання частоти та активної потужності в мікромережах. Особливістю роботи мікромереж, що працюють в острівному режимі, є їхня підвищена чутливість до зміни навантаження. Тому, для забезпечення якості регулювання частоти в мікромережах повинен здійснюватися моніторинг навантаження [4]. За умов ізолюваної роботи мікромереж живлення навантаження здійснюється джерелами розподіленої генерації DER (DER – Distributed Energy Resources), а також завдяки керуванню навантаженням, водночас потужність DER повинна бути достатньою для забезпечення нормальної роботи заздалегідь визначеного критичного навантаження [4,5]. Необхідно зазначити, що в мікромережі, яка працює ізолювано, повинен бути принаймні один регулювальний DER або група таких джерел, що задають значення частоти в мережі. У таких умовах регулювання частоти може здійснюватися через зміну активної потужності DER із заданим статизмом, зміну потужності УЗЕ, а також обмеження потужності споживання, що дасть змогу забезпечити відхилення частоти в допустимих межах.

Таким чином, при роботі мікромереж в острівному режимі мають виконуватися такі задачі [4]:

- забезпечення балансу активної потужності між DER та споживанням;
- вимірювання частоти та її регулювання;
- моніторинг навантаження, її керування та обмеження;
- забезпечення стійкої роботи мікромережі за умов зміни навантаження, втрати частини потужності DER або виникнення інших збурень.

Діапазон робочих частот. Розглянемо більш детально характеристику регулювання активної потужності залежно від частоти в мікромережі, що працює в ізолюваному режимі (рис. 2) [4]. Як видно з наведеної

залежності, допустимий діапазон визначається значеннями частоти f_L та f_H , за досягнення яких потужність DER обмежується на максимальному значенні резерву на завантаження $+\Delta P_{\max}$ або розвантаження $-\Delta P_{\max}$. За умови «виходу» частоти за значення f_L та f_H DER повинні відключатися від мікромережі дією системи захисту. Водночас зона нечутливості за частотою визначається значеннями f_3 та f_4 : за умов знаходження частоти в цьому діапазоні активна потужність DER не змінюється. При зменшенні частоти нижче f_3 або її збільшенні вище f_4 потужність установки буде збільшуватися або зменшуватися відповідно до заданого статизму. Наприклад, із урахуванням зони нечутливості за частотою f_{zn} (значення f_3 або f_4) вираз для активованих резервів активної потужності можна записати так:

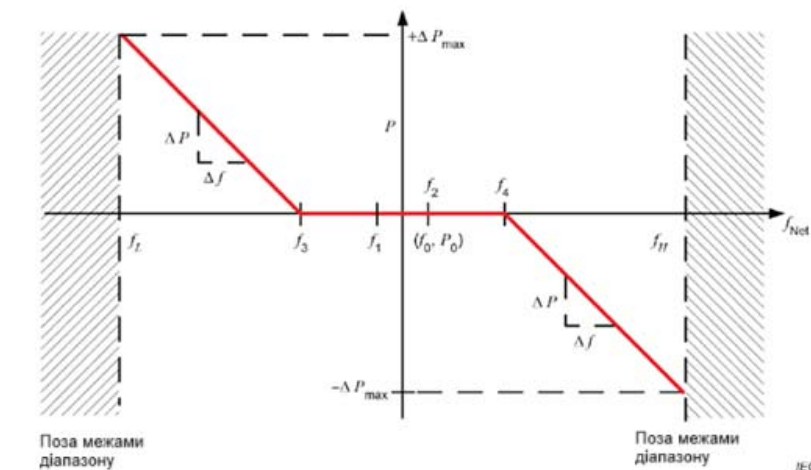


Рис. 2. Характеристика регулювання частоти та активної потужності в мікромережі, що працює в ізолюваному режимі

$$\Delta P_f = \frac{(f - f_{zn}) P_{\text{ном}}}{S_{G\%} f_{\text{ном}}} 100\%,$$

де f — поточна частота; $f_{\text{ном}}$ — номінальна частота; $P_{\text{ном}}$ — номінальна потужність установки; $S_{G\%}$ — статизм.

Як зазначено вище, в мікромережах, особливо за умов їхньої ізолюваної роботи, одним із елементів, що впливають на зміну частоти, є споживачі-регулятори, потужність яких змінюється залежно від поточної частоти. Так, для безперервно регульованих навантажень складові елементи функції регулювання $P(f)$ можна визначити так [6]:

$$P(f) = P_{\text{set}} \left[1 + k_{1c,f} (f - f_{\text{set}}) + k_{3c,f} \frac{df}{dt} \right], \quad (3)$$

де P_{set} — задана активна потужність за номінальної частоти; f_{set} — задана частота; $k_{1c,f}$ — коефіцієнт крутизни; $k_{3c,f}$ — градієнт.

Як видно з (3), перша складова є постійною і визначає задану активну потужність споживання незалежно від зміни частоти. Друга складова споживання визначається ефектом саморегулювання навантаження, тобто визначає його залежність від відхилення частоти. Водночас третя складова визначає поточну активну потужність споживання залежно від швидкості зміни частоти: при збільшенні швидкості зміни частоти також буде збільшуватися зміна потужності споживання. Для «деактивації» третьої складової можна прийняти $k_{3c,f}=0$ і в цьому випадку потужність споживання, відповідно до (3), буде визначатися лінійною залежністю від частоти.

Аналіз вимог до регулювання частоти та активної потужності при підключенні до мережі DER та УЗЕ. Розглянемо вимоги до регулювання активної потужності при підключенні джерел розподіленої генерації та УЗЕ відповідно до положень [7] та [8].

Діапазон робочих частот. Дані щодо допустимих значень за частотою, що визначаються [8], при підключенні DER до мережі, наведено в табл. 2. Проте необхідно зазначити, що допустимий час роботи установки в обмеженому діапазоні частоти знаходиться в діапазоні від 2 с до 90 хв [7].

Таблиця 2

Допустимі значення зміни частоти при підключенні до мережі DER та УЗЕ

Вимога	Мінімальна частота, Гц	Максимальна частота, Гц
Тривалий діапазон робочої частоти	$f_{\min 1}$ 48,50 – 49,85	$f_{\max 1}$ 50,15 – 51,00
Обмежений діапазон частоти	$f_{\min 2}$ 47,00 – 49,80	$f_{\max 2}$ 50,20 – 52,00

Розглянемо характеристику, що визначає зміну активної потужності залежно від частоти. Як видно з рис 3, в межах зміни частоти в діапазоні $f_{\min 2}, f_{\min 1}$, що визначається в табл. 2 і відповідає обмеженому діапазону частоти, потужність установки повинна збільшуватися з градієнтом G_{pu} до максимального значення $P_{\max}$. Така ж сама вимога діє і за умови збільшення частоти та її «входження» в діапазон $f_{\max 1}, f_{\max 2}$, водночас активна потужність повинна зменшуватися до мінімального значення $P_{\min}$. За умови зміни частоти в діапазоні $f_{\min 1}, f_{\max 1}$ активна потужність установки повинна змінюватися відповідно до заданого статизму. Для попередження «активації» потужності DER за незначних відхилень частоти наведена характеристика може бути удосконалена в частині врахування зони нечутливості, що є симетричною і знаходиться в межах діапазону $f_{\min 1}, f_{\max 1}$.

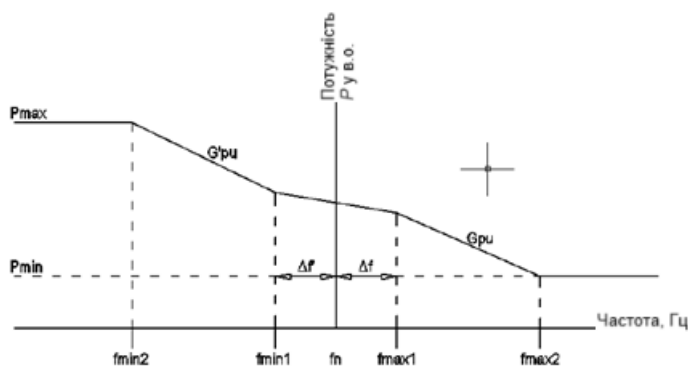


Рис. 3. Типова характеристика регулювання активної потужності DER [7]

Швидкість зміни частоти. Цікавою вимогою, що визначається в [7], є допустима швидкість зміни частоти, що задається відповідними характеристиками (рис. 4). Так, характеристика (рис. 4 а) визначає спроможність проходження режиму низької частоти UFRT (UFRT – Under Frequency Ride Through), водночас на рис. 4 б задається характеристика проходження режиму підвищеної частоти OFRT (OFRT – Over Frequency Ride Through).

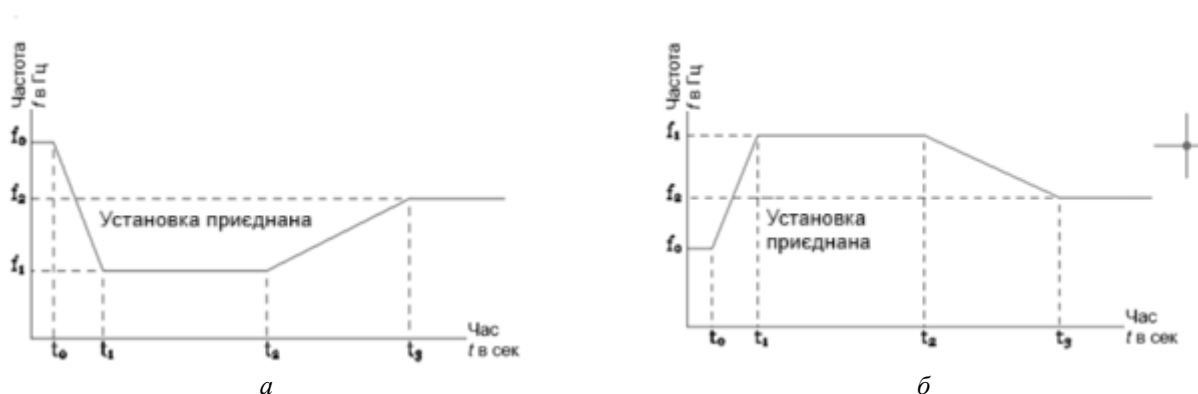


Рис. 4. Характеристики, що визначають допустиму швидкість частоти за її:
а – зниженого значення; б – підвищеного значення

При цьому допустима область зміни частоти задається координатами $f_0, f_1, f_2; t_0, t_1, t_2, t_3$, які повинні визначатися системним оператором [7]. Якщо частота змінюється в межах допустимої області, то установка залишається приєднаною до мережі, в іншому разі вона може

відключатися від мережі дією системи захисту. Зазначимо, що наведена вимога до зміни швидкості частоти (за умови її зменшення) є дещо подібною до характеристики режиму проходження низької напруги LVRT (LVRT – Low Voltage Ride Through), що визначає допустимі значення напруги при виникненні короткого замикання.

Порівняння розглянутих вимог, що висувуються до регулювання активної потужності в розподільчих мережах та в мікромережах. Для уніфікації аналізу вимог, що висувуються до регулювання активної потужності при підключенні до мереж DER та УЗЕ, в роботі виконано порівняння таких вимог (табл. 3) з урахуванням вимог [3 – 8].

Таблиця 3

Порівняння вимог, що висувуються до регулювання активної потужності
в розподільчих мережах та в мікромережах

№ п/п	Вимога	Нормативний документ		
		EN 50549:2	IEC TS 62898	IEC TS 62786
1.	Діапазон частоти	● 49– 51 Гц – допускається тривала робота; ● 47– 52 Гц – допустимий діапазон.	● 49,5– 50,5 Гц – тривала робота установки в межах зони нечутливості за частотою; ● 47– 53 Гц – допустимий діапазон.	● 48,5– 51 Гц – допускається тривала робота; ● 47– 52 Гц – допустимий діапазон.
2.	Генерація активної потужності за зниженої частоти	При $f < 49.5$ Гц зменшення потужності установки з градієнтом $10 \% P_{\max}/\text{Гц}$.	---	---
3.	Швидкість зміни частоти	● для технологій несинхронного генерування – не менше 2 Гц/с; ● для технологій синхронного генерування – не менше 1 Гц/с.	Значення швидкості зміни частоти не визначаються	Задаються допустимі значення швидкості зміни частоти або характеристики OFRT або UFRT
4.	Регулювання активної потужності при зміні частоти	● при збільшенні частоти в діапазоні 50,2– 52 Гц генеруюча одиниця повинна зменшити потужність зі статизмом 2– 12 %; ● при зменшенні частоти нижче 49,8 Гц генеруючі одиниці повинні збільшити потужність зі статизмом 2– 12 %.	● збільшення активної потужності із заданим статизмом при зміні частоти в діапазоні 47– 49,5 Гц; ● зменшення активної потужності із заданим статизмом при зміні частоти в діапазоні 50,5– 53 Гц.	Суміщена характеристика регулювання визначається двома зонами регулювання, що залежать від статизму та градієнту: ● в межах 48,5– 51 Гц активна потужність змінюється відповідно до статизму; ● в іншому разі зміна потужності установки залежить від градієнту.

Висновки. Як свідчить аналіз результатів порівняння вимог, що висувуються до генеруючих одиниць на рівні розподільчих мереж та мікромереж, найбільш «ліберальними» є вимоги до зміни частоти, що регламентуються для мікромереж (табл. 3). Так, допустимий діапазон зміни частоти становить 47– 53 Гц (порівняно з 52 Гц – для розподільчих мереж). Необхідно зазначити, що в мікромережах, особливо за умов їхньої ізольованої роботи, одним із регулювальних елементів є споживачі-регулятори, які дають змогу обмежити відхилення частоти в таких мережах через зміну потужності споживання.

Ураховуючи збільшення частки безінерційної генерації на зменшення інерції, однією з основних вимог є забезпечення допустимої швидкості зміни частоти. Тоді як вимогами ДСТУ EN 50549-2:2019 регламентуються «фіксовані» значення швидкості частоти, в IEC TS 62786,

поряд із «детермінованим» значенням, швидкість зміни частоти визначається відповідними характеристиками проходження зниженої та підвищеної частоти (рис. 4), які регламентують допустиму область зміни частоти під час її підвищення або зменшення. Необхідно зазначити, що допустимі значення швидкості зміни частоти, а також зазначені характеристики визначаються відповідними вимогами, що діють в окремих країнах і повинні задаватися системним оператором.

Сформульовані вимоги до забезпечення допустимої зміни частоти є основою для розробки моделей мікромереж з урахуванням класу напруги таких мереж, а також режиму їхньої роботи (ізолювана або паралельна) з електричними мережами енергосистем.

Публікацію підготовлено в межах виконання наукової роботи «Забезпечення ефективного функціонування та розвитку розподіленої енергетики в Україні з використанням технологій мікромереж (шифр: РЕЖИМ-3)» (КПКВК 6541230).

1. Commission regulation (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation, 120 p.
2. Кодекс системи передачі (в редакції станом на 06.05.2025 р. з постановою НКРЕКП № 678), 470 с.
3. ДСТУ EN 50549-2:2019. Вимоги до генерувальних установок, які підключають паралельно до розподільних мереж. Частина 2. Підключення до розподільної мережі середньої напруги. Генерувальні установи до типу В включно. 80 с.
4. IEC TS 62898-2:2018. Technical specification. Microgrids – Part 2: Guidelines for operation, 42 p.
5. IEC TS 62898-3-1:2020. Technical specification. Microgrids – Part 3-1: Technical requirements – Protection and dynamic control, 46 p.
6. IEC TS 62898-3-3:2023. Technical specification. Microgrids – Part 3-3: Technical requirements – Self-regulation of dispatchable loads, 54 p.
7. IEC TS 62786-1 ED1. Distributed energy resources connection with the grid - Part 1: General requirements, 47 p.
8. IEC TS 62786-3 ED1. Distributed energy resources connection with the grid – Part 3 Additional requirements for Stationary Battery Energy Storage System, 24 p.
9. Блінов І.В., Палачов С.О., Парус Є.В., Клименко О.Г. Сценарії використання мікромереж згідно з міжнародними стандартами. *Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України*. 2025. Вип. 70. С. 014. DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2025.70.014>.
10. Блінов І.В., Парус Є.В., Шиманюк П.В., Ворущило А.О. 2024. Модель оптимізації функціонування мікромережі з СЕС та установкою зберігання енергії. *Технічна електродинаміка*. 2024. Вип 5. С .069. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2024.05.069>
11. Блінов І.В. Розвиток розподіленої енергетики в Україні з використанням технологій мікромереж (за матеріалами доповіді на засіданні Президії НАН України 5 березня 2025 р.). *Вісник НАН України*. 2025. № 5. С. 35–44. <https://doi.org/10.15407/visn2025.05.035>
12. Павловський В. В., Стелюк А.О., Ленґа О. В., Макогончук В. С. Визначення статичних характеристик навантаження споживачів власних потреб атомних електростанцій. *Праці Інституту електродинаміки НАН України*. 2014. Вип. 37. С. 21–25.
13. Павловський В.В., Стелюк А.О. Оцінка впливу частотних автоматик енергоблоків атомних електростанцій на живучість та стійкість ОЕС України за частотою. *Технічна електродинаміка*. 2015. №. 6. С. 53–58. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2016.03.073>
14. Кириленко О.В., Павловський В.В., Яндульський О.С., Стелюк А.О. Керування режимом роботи електростанції з відновлюваними джерелами енергії в умовах зміни частоти в енергосистемі. *Технічна електродинаміка*. 2012. № 4. С. 52–57.

ANALYSIS OF THE FREQUENCY REQUIREMENTS GOVERNED BY NATIONAL AND INTERNATIONAL STANDARDS FOR DISTRIBUTION NETWORKS AND MICROGRIDS

A. Steliuk, L. Lukianenko

Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine,
Beresteiskiy ave., 56, Kyiv, 03057, Ukraine

The paper is devoted to the analysis of frequency requirements regulated by the national and international standards for distribution networks and microgrids. These requirements cover the permissible frequency range and the operation time

of the installations, the rate of change of frequency, ensuring the generation of active power by generating units at reduced frequency, as well as the active power control considering increasing or decreasing frequency in the network. Based on the results of the research, the conclusions have been formulated, which are the basis for the development of microgrid models and to verify their compliance with the frequency requirements regulated by the relevant standards. Ref. 14, fig. 4, tables 3.

Keywords: frequency, active power, distribution network, microgrid, specification, regulation, distributed energy sources.

1. Commission regulation (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation, 120 p.
2. Transmission Network Code. Version 06.05.2025 with NEURC Resolution No 678, 470 p.
3. Requirements for generating plants to be connected in parallel with distribution networks - Part 2: Connection to a MV distribution network - Generating plants up to and including Type B, 80 p.
4. IEC TS 62898-2:2018. Technical specification. Microgrids – Part 2: Guidelines for operation, 42 p.
5. IEC TS 62898-3-1:2020. Technical specification. Microgrids – Part 3-1: Technical requirements – Protection and dynamic control, 46 p.
6. IEC TS 62898-3-3:2023. Technical specification. Microgrids – Part 3-3: Technical requirements – Self-regulation of dispatchable loads, 54 p.
7. IEC TS 62786-1 ED1. Distributed energy resources connection with the grid - Part 1: General requirements, 47 p.
8. IEC TS 62786-3 ED1. Distributed energy resources connection with the grid – Part 3 Additional requirements for Stationary Battery Energy Storage System, 24 p.
9. Blinov I., Palachov S., Parus E., Klymenko O. Use cases of microgrids according to international standards. *Pratsi Instytutu Elektrodynamiky NAN Ukrainy*. 2025. No. 70, Pp. 14–25. DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2025.70.014>
10. Blinov I.V., Parus Ye.V., Shymaniuk P.V., Vorushylo A.O. 2024. Optimization model of microgrid functioning with solar power plant and energy storage system. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2024. No 5 Pp. 69–78. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2024.05.069>
11. Blinov I.V. Development of distributed energy in Ukraine using microgrid technologies (according to the materials of scientific report at the meeting of the Presidium of NAS of Ukraine, March 5, 2025). *Visn. Nac. Akad. Nauk Ukr*. 2025. No 5. Pp. 35–44. DOI: <https://doi.org/10.15407/visn2025.05.035>
12. Pavlovskiy V., Steliuk A., Lenga O., Makogonchuk V.. Definition of the static load model of nuclear power plant auxiliaries. *Pratsi Instytutu Elektrodynamiky NAN Ukrainy*. 2014. No 37. Pp. 21–25.
13. Pavlovskiy V., Steliuk A.. Automatics impact of the nuclear power plant generating units on frequency stability in case of IPS of Ukraine separation in two isolated islands. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2015. No. 6. Pp. 53–58. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2016.03.073>
14. Kyrylenko O., Pavlovskiy V., Yandulskiy O., Steliuk A.. Control of power plant with renewable energy sources in condition of changing frequency in power system. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2012. No 4. Pp. 52–57.

Надійшла: 08.07.2025
Прийнята: 28.07.2025

Submitted: 08.07.2025
Accepted: 28.07.2025