

АНАЛІЗ НАЛАШТУВАННЯ ПРИСТРОЇВ АВТОМАТИЧНОГО ЧАСТОТНОГО РОЗВАНТАЖЕННЯ З УРАХУВАННЯМ ЄВРОПЕЙСЬКИХ ВИМОГ

А.О. Стелюк¹, канд. техн. наук; Л.М. Лук'яненко², канд. техн. наук
Інститут електродинаміки НАН України,
пр. Берестейський, 56, Київ, 03057, Україна,
e-mail: astelyuk@gmail.com.

Розглянуто організацію автоматичного частотного розвантаження (АЧР) в об'єднаній енергетичній системі (ОЕС) України. Розроблено еквівалентну модель енергосистеми для дослідження роботи АЧР, а також сформувано основні сценарії налаштування пристроїв АЧР з урахуванням вимог, що діють в ENTSO-E. Досліджено режими за частотою для різних сценаріїв налаштування АЧР за умов виникнення розрахункового та аварійного небалансів активної потужності. Наведено графіки, що відображають зміну частоти в енергосистемі за зазначених умов. Бібл. 4, табл. 1, рис. 5.

Ключові слова: частота, стійкість, автоматичне частотне розвантаження, об'єднана енергосистема, небаланс активної потужності.

Одним із основних засобів забезпечення стійкості енергосистем та їх об'єднань за частотою під час виникнення системних аварій, ймовірність виникнення яких, на жаль, значно збільшилася в умовах знищення енергетичної структури України, є пристрої автоматичного частотного розвантаження (АЧР), які діють на вимкнення частини навантаження споживачів [1]. Враховуючи синхронну роботу об'єднаної енергетичної системи (ОЕС) України з енергооб'єднанням ENTSO-E, однією з важливих задач є забезпечення узгодженої роботи систем протиаварійного керування, зокрема АЧР, відповідно до вимог, що діють в ENTSO-E [2]. При цьому також слід враховувати відмінність архітектури побудови АЧР в Україні та європейських країнах. Так, однією із задач української АЧР, адаптивність роботи якої забезпечується за рахунок відповідного вибору уставок спрацювання за частотою (в межах (49,2-47,2) Гц) та часом, є попередження зниження частоти в область спрацювання «частотних захистів», що діють на зменшення потужності генерації, а у випадках тривалого зниження частоти – на відключення від мережі енергоблоків атомних електростанцій (АЕС). За таких умов виникнення додаткового небалансу активної потужності може призвести до системної аварії з можливим її переходом до особливої системної аварії, яка супроводжується порушенням нормального режиму ОЕС України зі втратою власних потреб атомних та теплових електростанцій. В той же час в енергосистемах ENTSO-E використовується швидкодіюча АЧР, уставки спрацювання за частотою якої налаштовуються в межах (49,0-48,0) Гц, при цьому обсяг потужності споживання, що обмежується дією АЧР, визначається відповідним системним оператором [2, 3]. Зазначимо, що під час дослідження режимів за частотою ОЕС України одним з найбільш визначальних збурень є її перехід на ізольований режим, що характеризується значно більшим відхиленням частоти за умов вимкнення потужних блоків, порівняно з синхронною роботою ОЕС України з ENTSO-E. Таким чином, набуває актуальності задача оцінки впливу різних сценаріїв налаштування АЧР з урахуванням європейських вимог на стійкість за частотою в ОЕС України.

Відмітимо, що дослідження стійкості за частотою з урахуванням АЧР проводяться як з використанням спрощеної комп'ютерної моделі ОЕС України, так і моделі, в якій представлено магістральні та розподільчі мережі енергосистем [4, 5]. Перевагою використання детальної моделі є можливість визначення впливу АЧР на режими роботи мереж як в масштабах окремих енергосистем, так і в ОЕС України в цілому. Проте проведення таких досліджень вимагає попереднього створення спеціалізованих засобів автоматизації налаштування користувальницьких моделей АЧР для обробки більше ніж 2000 фактичних уставок спрацювання цих пристроїв [4], що в деякому сенсі призводить до «пе-

© Стелюк А.О., Лук'яненко Л.М., 2024

ORCID: ¹ <https://orcid.org/0000-0001-7548-4757>; ² <https://orcid.org/0000-0003-1749-5209>

© Видавець Інститут електродинаміки НАН України, 2024



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

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

ребтяження» розрахункової моделі. В той же час, дослідження лише режимів за частотою, без необхідності представлення детальних моделей електричних мереж, можуть бути проведені на базі еквівалентної моделі енергосистеми, однією з переваг якої, порівняно з «детальною» моделлю, є суттєве зменшення обсягу вхідних даних налаштування АЧР без суттєвого спотворення результатів моделювання процесів зміни частоти та активної потужності. Останній підхід дає змогу проаналізувати більшу кількість сценаріїв і зробити більш «ширші» висновки. До недоліків еквівалентної моделі можна віднести «агреговані» результати досліджень без можливості їх деталізації в масштабах окремого генератора або навантаження, а також без представлення режимів роботи електричних мереж з урахуванням їхньої топології.

Метою роботи є визначення характеру зміни частоти в ОЕС України за різних сценаріїв налаштування АЧР відповідно до європейських вимог та формування рекомендацій щодо найбільш ефективного використання української АЧР. Розглянемо більш детально структуру АЧР, що використовується в ОЕС України. Залежно від уставок за частотою та часом спрацювання розрізняються п'ять категорій АЧР [1]:

1) *спеціальна АЧР*, що призначена для попередження зниження частоти в область спрацювання АЧР-2 несуміщеної. Уставка спрацювання за частотою дорівнює 49,2 Гц, а час спрацювання знаходиться в межах (0,1-0,3) с;

2) *захисна АЧР*, що призначена для попередження спрацювання «частотних захистів» АЕС, що діють на зменшення генерації блоків цих станцій за умов небезпечного зниження частоти в енергосистемі (нижче ніж 49 Гц). Уставка спрацювання за частотою захисної АЧР становить 49,1 Гц, а час спрацювання знаходиться в межах (0,1-0,3) с;

3) *АЧР-1 (основна черга)* – використовується для попередження глибокого зменшення частоти. Для обмеження зниження частоти ця категорія швидкодіючих пристроїв має різні уставки за частотою для забезпечення адаптивної дії залежно від небалансу активної потужності в ОЕС України (або в її окремих областях). Уставки спрацювання за частотою АЧР-1 знаходяться в межах (48,8-47,2) Гц, а час спрацювання – в межах (0,1-0,3) с;

4) *АЧР-2 несуміщена* – повільнодіюча АЧР, яка є не суміщеною з АЧР-1 і призначена для підвищення частоти після дії черг АЧР-1 у разі зависання частоти на неприпустимо низькому рівні. Уставка за частотою пристроїв АЧР-2(н) становить 49,1 Гц, при цьому витримка часу знаходиться в межах (5-20) с з інтервалом 3 с між чергами (шість черг);

5) *АЧР-2 суміщена* – призначена для ліквідації зниження частоти за відносно повільного аварійного збільшення дефіциту потужності (сповзання частоти), а також для підвищення частоти у разі недостатньої ефективності дії АЧР-2н. Уставки спрацювання за частотою АЧР-2(с) знаходяться в межах (48,7-49) Гц, а час спрацювання – в межах (21-60) с.

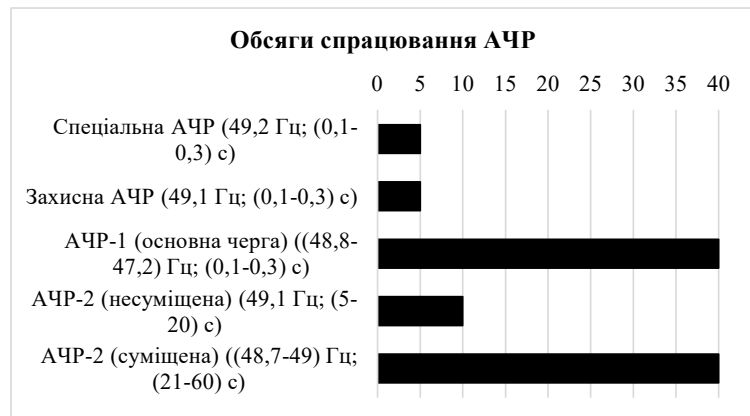


Рис. 1

що виник. У разі тривалого зниження частоти (нижче 49,1 Гц) спрацьовує АЧР-2 несуміщена, що діє на вимкнення 10% від сумарного споживання ОЕС України (за умови активізації повного обсягу спрацювання цієї АЧР). Якщо ефективність роботи АЧР-2 несуміщеної є недостатньою, то додатково спрацьовує АЧР-2 суміщена. Як видно з рис. 1, обсяг основної черги АЧР-1 є ідентичним обсягу АЧР-2 суміщеної (40% від сумарного споживання). Зазначимо, що основна черга АЧР-1 і АЧР-2 суміщена діють на вимкнення від мережі одного й того ж споживача, при цьому відстроювання цих АЧР між собою забезпечується за рахунок вибору відповідних уставок за частотою та часом спрацювання. Така «спільна» організація АЧР дещо ускладнює оцінку фактичного обсягу спрацювання АЧР-2 суміщеної. Це обумовлено тим, що спрацювання основної черги АЧР-1 відповідно призводить до зменшення об-

Як видно з діаграми обсягів спрацювання АЧР (рис. 1), на швидкодіючі черги АЧР (спеціальна, захисна та основна черги) припадає біля 50% від сумарного споживання ОЕС України. Спрацювання цих АЧР дає можливість попередити глибоке зменшення частоти, при цьому адаптивність її дії (основна черга) забезпечується за рахунок обмеження потужності споживання спрацювання окремих черг за частотою залежно від небалансу активної потужності,

сягу АЧР-2 суміщеної, і за таких умов обсяг цієї АЧР буде визначатися «неспрацьованим» обсягом АЧР-1. Таким чином, якщо розглядати спеціальну, захисну, основну чергу АЧР-1, а також АЧР-2 не-суміщену, то їхній сумарний обсяг спрацювання в масштабах ОЕС України становить 60% від потужності споживання ОЕС.

Дослідження режимів за частотою виконано з використанням спеціальної еквівалентної моделі, що відповідає ізольованій роботі ОЕС України, блок-схему якої наведено на рис. 2. Так, сумарна потужність споживання ОЕС України дорівнює 23700 МВт*¹, а сумарна крутизна статичної частотної характеристики вітчизняної ОЕС – 1800 МВт/Гц. Для врахування впливу частоти і напруги на зміну потужності споживання з урахуванням дії АЧР в моделі враховано динамічну характеристику навантаження. Для дослідження реакції генераторів на зміну частоти в моделі також враховано первинне регулювання частоти, сумарний резерв якого в масштабах ОЕС України прийнято рівним 200 МВт.

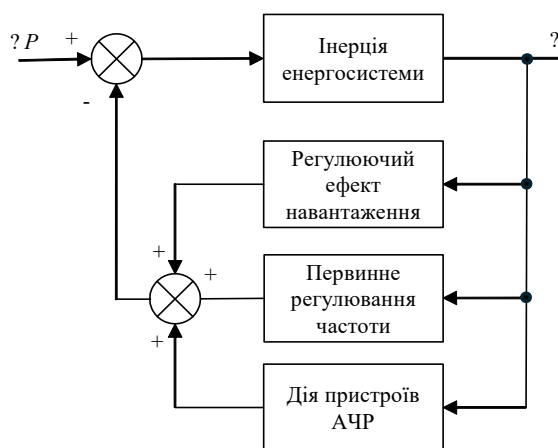


Рис. 2

Черги АЧР, Гц	Налаштування АЧР в ОЕС України		Налаштування АЧР відповідно до вимог ENTSO-E							
	Базовий сценарій		Сценарій 1		Сценарій 2		Сценарій 3		Сценарій 4	
	Обсяг спрац., МВт	Частка від $P_{сп}$, %	Обсяг спрац., МВт	Частка від $P_{сп}$, %	Обсяг спрац., МВт	Частка від $P_{сп}$, %	Обсяг спрац., МВт	Частка від $P_{сп}$, %	Обсяг спрац., МВт	Частка від $P_{сп}$, %
49,2	1051	10,0								
49,1	1332	12,7								
49			1089	4,6	1000	4,3	1501	6,4	500	2,1
48,9			1089	4,6	1000	4,3	91	0,4	500	2,1
48,8	479	2,0	1089	4,6	800	3,4	261	1,1	800	3,4
48,7	470	2,0	1089	4,6	800	3,4	823	3,5	800	3,4
48,6	425	1,8	1089	4,6	800	3,4	272	1,2	800	3,4
48,5	462	2,0	846	3,6	800	3,4	537	2,3	1123	4,8
48,4	453	1,9	846	3,6	800	3,4	966	4,1	1200	5,1
48,3	496	2,1	846	3,6	1000	4,3	46	0,2	1200	5,1
48,2	482	2,1	846	3,6	1123	4,8	173	0,7	1200	5,1
48,1	493	2,1	846	3,6	1200	5,1	126	0,5	1200	5,1
48	500	2,1	846	3,6	1200	5,1	625	2,7	1200	5,1
47,9	602	2,6								
47,8	490	2,1								
47,7	547	2,3								
47,6	453	1,9								
47,5	470	2,0								
47,4	416	1,8								
47,3	442	1,9								
47,2	460	2,0								
Всього	10523	44,8	10523	44,8	10523	44,8	11289	48	10523	44,8

За умов виникнення небалансів активної потужності, що супроводжуються значним зменшенням частоти, найбільш визначальною є дія швидкодіючих пристроїв АЧР. Для оцінки ефективності

¹ Враховуючи військовий стан та режим секретності, в роботі використані довоєнні дані. Але розроблена модель та підходи добре масштабуються і можуть застосовуватися до «післявоєнної» моделі ОЕС України.

налаштування АЧР в роботі розглянуто відповідні сценарії, які охоплюють базовий сценарій, що відповідає існуючому налаштуванню АЧР в ОЕС України, а також налаштування АЧР відповідно до вимог ENTSO-E (таблиця). Так, в ОЕС України використовуються 19 черг АЧР з уставками спрацювання за частотою, що знаходяться в межах (49,2-47,2) Гц, а уставки АЧР в ENTSO-E – в діапазоні (49,0-48,0) Гц (в таблиці уставки за частотою, що не використовуються, позначено сірим кольором). Сумарний обсяг спрацювання АЧР для кожного сценарію, окрім третього, становить 10523 МВт, що складає майже 45% від сумарної потужності споживання ОЕС України. При цьому необхідно окремо виділити сценарій №3, що відповідає фактичному налаштуванню АЧР в енергосистемах ENTSO-E і характеризується дещо збільшеним обсягом спрацювання [3].

Дослідження стійкості за частотою з використанням розробленої моделі виконано за умов виникнення розрахункового та аварійного небалансів активної потужності. Під «розрахунковим небалансом» розуміється небаланс потужності, що викликаний відключенням від мережі найбільш потужного енергоблоку (в ОЕС України – це енергоблок АЕС потужністю 1000 МВт) і який повинен бути скомпенсований відповідними резервами регулювання частоти. В той же час аварійний небаланс визначається, зокрема, одночасним аварійним відключенням двох потужних енергоблоків (в ОЕС України – це небаланс потужності 2000 МВт) і виникнення якого може призвести до спрацювання АЧР. В подальшому оцінювання ефективності сценаріїв налаштування АЧР проведено на основі аналізу відхилення частоти на етапі первинного регулювання (після спрацювання АЧР), яке повинно знаходитися в межах ± 200 мГц [2]. Зміни частоти для зазначених небалансів активної потужності наведено на рис. 3 та 4.

Як видно з рис. 3, що відповідає небалансу потужності 1000 МВт, для усіх сценаріїв спостерігається зниження частоти в область спрацювання АЧР, що обумовлено недостатністю резервів первинного регулювання (200 МВт) порівняно з небалансом потужності, що виник. Зазначимо, що такий характер зміни частоти узгоджується з результатами досліджень режимів за частотою, що отримані з використанням детальної моделі ОЕС України. Після спрацювання АЧР частота знаходиться у допустимому діапазоні (49,8-50,2) Гц для базового сценарію, а також для першого та другого сценаріїв налаштування АЧР відповідно до європейських вимог (таблиця). Так, в рамках базового сценарію спостерігається спрацювання спеціальної АЧР (уставка за частотою 49,2 Гц), обсяг якої є достатнім для компенсації небалансу потужності, при цьому АЧР, уставки яких налаштовано відповідно до сценаріїв № 1-4, спрацьовують у разі досягнення частотою значення 49 Гц. Незадовільна ефективність роботи АЧР відповідно до сценарію №3 обумовлена значним обсягом потужності споживання (1500 МВт), що обмежується дією АЧР, в той час, як обсяг АЧР для сценарію №4 (500 МВт) за досягнення частотою уставки 49 Гц є недостатнім для відновлення частоти в межах (49,8-50,2) Гц.

За умов виникнення аварійного небалансу потужності 2000 МВт (рис. 4) задовільна зміна частоти спостерігається для базового сценарію, а також для налаштування АЧР відповідно до сценаріїв № 1, 2 та 4. Так, в рамках

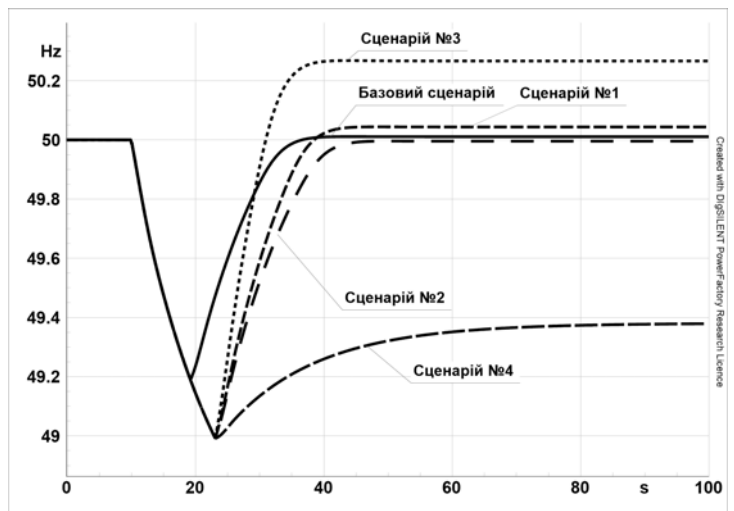


Рис. 3

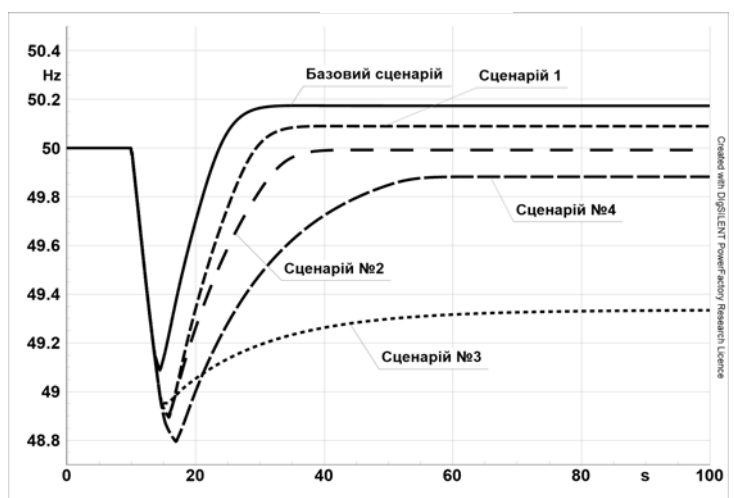


Рис. 4

базового сценарію спостерігається спрацювання спеціальної (49,2 Гц) та захисної (49,1 Гц) АЧР, що є достатнім для компенсації зазначеного небалансу активної потужності. Проте, як видно з рис. 4, налаштування АЧР відповідно до сценарію №3 також є неефективним. Це обумовлено тим, що за умов спрацювання першої черги частота не знижується до наступної черги спрацювання (48,9 Гц), що спонукає до зависання частоти на рівні 49,3 Гц, яке є значно меншим допустимого значення 49,8 Гц. Як свідчать отримані результати моделювання режимів за частотою, найбільш ефективним є рівномірний розподіл обсягу навантаження, що відключається дією АЧР, причому на верхніх чергах спрацювання АЧР такий обсяг повинен бути достатнім для компенсації розрахункового та аварійного небалансів активної потужності (сценарії №1 та 2).

Оскільки під час спрацювання АЧР стійкість за частотою забезпечується шляхом відключення частини навантаження споживачів дією цієї автоматики, розглянемо характер зміни сумарної потужності споживання в ОЕС України на прикладі базового сценарію у разі виникнення небалансу активної потужності 1000 МВт (рис. 5). Так, перший етап визначається зміною потужності споживання (23700-23281=419 МВт) залежно від частоти та напруги. На другому етапі спостерігається спрацювання пристроїв АЧР, при цьому потужність споживання змінюється на 23281-22273=1005 МВт. Відповідно зміна потужності споживання на наступному, третьому етапі визначається зміною частоти, напруги, а також дією АЧР. По завершенню перехідного процесу зміна сумарної потужності споживання становить 23700-22689=1011 МВт, що фактично відповідає небалансу потужності, який виник.

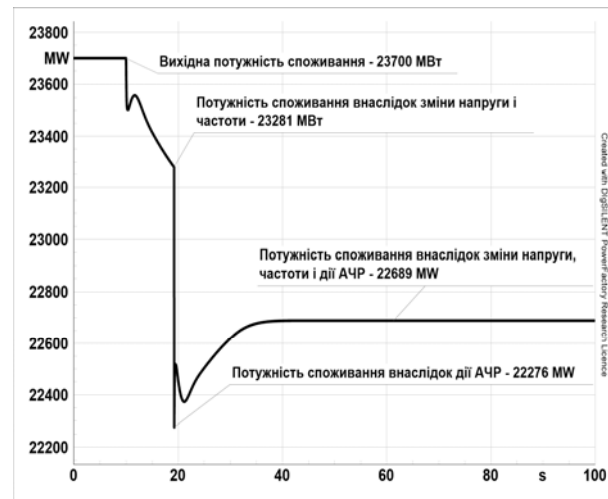


Рис.5

Таким чином, на підставі проведених досліджень, можна стверджувати, що задля забезпечення ефективності роботи АЧР, налаштованої відповідно до європейських вимог, рекомендується забезпечити рівномірний розподіл навантаження (сценарії № 1 і 2), що вимикається дією цієї автоматики, при цьому на верхніх чергах спрацювання такий обсяг повинен бути достатнім для компенсації збурень за активною потужністю, що виникають в ОЕС України.

Роботу виконано за державною бюджетною темою «Науково-технічні засади відновлення та керування електроенергетичної системи України в повоєнний період за синхронної роботи з енергооб'єднанням країн континентальної Європи (ENTSO-E)» (код КПКВК 6541030).

1. Правила застосування системної протиаварійної автоматики запобігання та ліквідації небезпечного зниження або підвищення частоти в енергосистемах, затвержені Наказом Міністерства палива та енергетики України від 01.12.2003 р. № 714 (у редакції наказу Міністерства палива та енергетики України від 31.07.2012 р.).
2. P5 – Policy 5: Emergency Operations, 20 p. URL: https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/pre2015/publications/entsoe/Operation_Handbook/Policy_5_final.pdf (дата доступу 25.03.2024).
3. Technical background for the Low Frequency Demand Disconnection requirements, 20 p. URL: https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/Network%20codes%20documents/NC%20ER/141215_Technical_background_for_LFDD.pdf (дата доступу 25.03.2024).
4. Pavlovsky V., Steliuk A., Lenga O., Zaychenko V., Vyshnevskiy M. Frequency stability simulation considering under-frequency load shedding relays, special protection automatics and AGC software models. Proceedings of IEEE Manchester PowerTech Conference, Manchester, UK, 18-22 June 2017. DOI: <https://doi.org/10.1109/PTC.2017.7981043>.

CONFIGURATION ANALYSIS OF UNDER-FREQUENCY LOAD SHEDDING RELAYS CONSIDERING EUROPEAN REQUIREMENTS

A.O. Steliuk, L.M. Lukianenko
Institute of Electrodynamics National Academy of Sciences of Ukraine,
Beresteiskyi Ave., 56, Kyiv, 03057, Ukraine.
E-mail: astelvuk@gmail.com.

The paper deals with the structure of under-frequency load shedding (UFLS) relays in the interconnected power system (IPS) of Ukraine. The equivalent power system model to study the UFLS operation is developed, and UFLS configuration scenarios considering the requirements of ENTSO-E, are configured. The frequency stability for different scenarios of UFLS settings considering planned and emergency active power imbalances are studied. The plots illustrating the frequency change in the power system under these conditions are presented. References 4, table 1, figures 5.

Keywords: frequency, stability, under-frequency load shedding, interconnected power system, active power imbalance.

1. The application rules of the system emergency automation to prevent and eliminate dangerous decrease or increase of frequency in power systems, approved by the Order of the Ministry of Fuel and Energy of Ukraine No 714 dated December 1, 2003 (as amended by of the Order of the Ministry of Fuel and Energy of Ukraine dated July 31st, 2012). (Ukr)
2. P5 – Policy 5: Emergency Operations, 20 p. URL: https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/pre2015/publications/entsoe/Operation_Handbook/Policy_5_final.pdf (accessed at 25.03.2024).
3. Technical background for the Low Frequency Demand Disconnection requirements, 20 p. URL: https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/Network%20codes%20documents/NC%20ER/141215_Technical_background_for_LFDD.pdf (accessed at 25.03.2024).
4. Pavlovsky V., Steliuk A., Lenga O., Zaychenko V., Vyshnevskiy M. Frequency stability simulation considering under-frequency load shedding relays, special protection automatics and AGC software models. Proceedings of *IEEE Manchester PowerTech* Conference, Manchester, UK, 18-22 June 2017. DOI: <https://doi.org/10.1109/PTC.2017.7981043>.

Надійшла 01.04.2024
Остаточний варіант 27.05.2024