

АНАЛІЗ ЗМІНИ ЧАСТОТИ В ОЕС УКРАЇНИ ЗА УМОВ ВІДКЛЮЧЕННЯ ЕНЕРГОБЛОКА АТОМНОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ

В.В. Павловський*, докт.техн.наук, **А.О. Стелюк****, канд.техн.наук,
Л.М. Лук'яненко***, канд.техн.наук, **О.В. Ленґа******

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

e-mail: astelyuk@gmail.com

Розглянуто поточний стан первинного та автоматичного вторинного регулювання частоти в об'єднаній енергосистемі (ОЕС) України. Проведено аналіз зміни частоти в ОЕС України для випадку відключення енергоблока потужністю 1000 МВт на атомній електростанції. Визначено коефіцієнти крутизни статичних частотних характеристик ОЕС України, Єдиної енергетичної системи (ЄЕС) Росії при їх спільній роботі, а також виконано оцінювання регулювання частоти в ОЕС України з використанням методу «рупорних трубок». Встановлено, що за таких умов, незважаючи на недосконалий стан автоматичного регулювання частоти та активної потужності, в ОЕС України забезпечується підтримання нормальної частоти. Бібл. 6, рис. 5.

Ключові слова: частота, активна потужність, об'єднана енергосистема України, система автоматичного регулювання частоти і потужності, первинне та вторинне регулювання частоти, небаланс потужності.

Підключення об'єднаної енергосистеми (ОЕС) України на паралельну роботу з енергооб'єднанням країн Центральної та Західної Європи ENTSO-E (European Network Transmission System Operators for Electricity – Європейська мережа операторів систем передачі електроенергії) висуває низку вимог щодо удосконалення ведення режимів вітчизняної ОЕС, однією з яких є забезпечення нормованого первинного та автоматичного вторинного регулювання частоти [6].

Необхідно зазначити, що на поточний час організація автоматичного регулювання частоти в Україні не задовольняє вимогам [6]. Так, як показали результати проведених досліджень ізольованої роботи ОЕС України за частотою для випадку відключення енергоблока атомної електростанції (АЕС) потужністю 1000 МВт [4], динамічне відхилення частоти, а також її відхилення після завершення первинного регулювання не відповідають вітчизняним вимогам [6]. Крім того, як свідчить аналіз даних моніторингу зміни потужності вітчизняних гідралічних (ГЕС) та теплових електростанцій (ТЕС), що здійснюється системою SCADA/AGC/EMS, для випадку поділу Єдиної енергетичної системи (ЄЕС) Росії на несинхронно працюючі області, який спостерігався 22 серпня 2016 р., вимогам щодо участі у нормованому первинному регулюванні відповідали лише по одному енергоблоку на Запорізькій та Криворізькій ТЕС, а також декілька гідроагрегатів на Кременчуцькій та Середньодніпровській ГЕС. При цьому автоматичне вторинне регулювання здійснювалося системою автоматичного регулювання частоти та потужності (САРЧП) ОЕС України, яка встановлена в диспетчерському центрі Державного підприємства «Національна енергетична компанія «Укренерго» (НЕК «Укренерго»), із залученням тільки Дніпровської ГЕС-1, регульовальний діапазон якої складає 432 МВт. Це також не відповідає вимозі в частині забезпечення необхідного резерву вторинного регулювання, який повинен підтримуватися на рівні найбільш потужного енергоблока атомної електростанції (1000 МВт). З урахуванням наведеного очевидно, що забезпечення автоматичного регулювання частоти та потужності відповідно до вимог європейських та вітчизняних нормативних документів є неможливим без залучення додаткових регулюючих ТЕС та ГЕС. Вирішення цієї задачі набуває особливої актуальності, особливо в умовах переходу до ізольованого режиму роботи ОЕС України, що є однією з вимог ENTSO-E.

Метою роботи є аналіз якості регулювання частоти в ОЕС України з використанням методу «рупорних трубок» за умов відключення енергоблока АЕС потужністю 1000 МВт. Необхідно зазначити, що застосування методу «рупорних» трубок, який широко використовується в європейських енергосистемах [1], потребує визначення коефіцієнтів крутизни статичної частотної характеристики (СЧХ) ОЕС України, ЄЕС Росії-ОЕС Білорусі при їх спільній роботі. В свою чергу, використання визначеного коефіцієнта крутизни с.ч.х. ОЕС України дає змогу здійснювати оптимальне та економічне вторинне регулювання частоти, а також забезпечити селектив-

© Павловський В.В., Стелюк А.О., Лук'яненко Л.М., Ленґа О.В., 2018
ORCID ID: *<http://orcid.org/0000-0003-4864-6620> ; **<http://orcid.org/0000-0001-7548-4757> ;
<http://orcid.org/0000-0003-1749-5209> ; *<http://orcid.org/0000-0001-6812-258X> .

ність роботи вітчизняної САРЧП за рахунок відповідного налаштування її параметрів. Для ідентифікації СЧХ розглянемо дані моніторингу, що здійснюється системою SCADA/AGC/EMS, для випадку відключення четвертого енергоблока Запорізької атомної електростанції: помилки регулювання області ACE (area control error), потужності генерації регулюючої Дніпровської ГЕС-1 (рис. 1), а також зміну сальдо перетоків активної потужності міждержавними лініями електропередачі ОЕС України з ЄЕС Росії та ОЕС Білорусі (рис. 2).

Як видно з рис. 1, відключення енергоблока на Запорізькій АЕС призвело до значної зміни помилки регулювання області ACE, найбільше значення якої становить -985 МВт (рис. 1), при цьому найбільше відхилення сальдо перетоків активної потужності від планового значення, як видно на рис. 2, складає 944 МВт (прийом додаткової потужності з боку ЄЕС Росії та ОЕС Білорусі). На помилку регулювання ACE, яка спричинена відхиленням сальдо перетоків, реагує вітчизняна САРЧП шляхом формування керуючої дії на збільшення потужності регулюючої Дніпровської ГЕС-1, що разом із мобілізацією резервів третинного регулювання за командою чергового диспетчера НЕК «Укренерго» дає змогу відновити планове сальдо перетоків активної потужності.

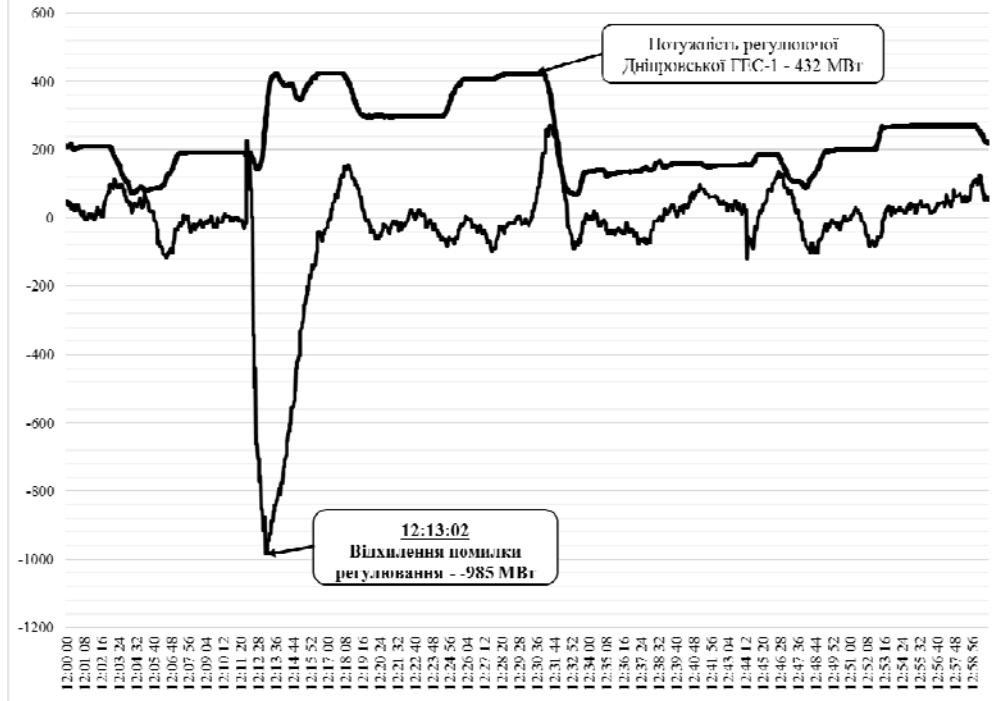


Рис. 1

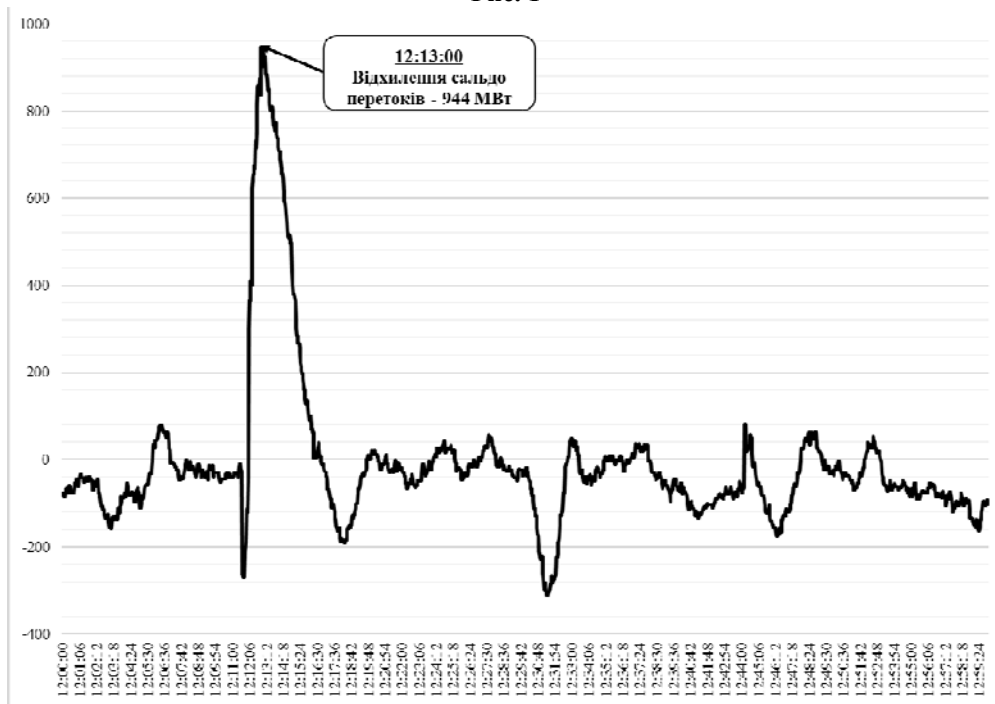


Рис. 2

Для визначення коефіцієнтів крутизни СЧХ ОЕС України, використання яких дозволить побудувати відповідні «рупорні трубки», розглянемо характеристики сумарної потужності покриття ОЕС України та сальдо перетоків залежно від частоти в ОЕС України (рис. 3 та 4). Так, перша область визначає вихідний стаціонарний режим ОЕС України до моменту виникнення збурення. Після відключення енергоблока Запорізької АЕС сумарна потужність покриття в ОЕС України зменшується на величину небалансу потужності (рис. 3).

При зниженні частоти в ОЕС України спостерігається збільшення сальдо перетоків міждержавними лініями зв'язку (рис. 2 та 4), що свідчить про передачу додаткової потужності з боку ЄЕС Росії та ОЕС Білорусі в ОЕС України. Це також відповідає «принципу взаємодопомоги», відповідно до якого всі ОЕС енергооб'єднання протягом первинного регулювання частоти повинні допомогти тій ОЕС, де виникло збурення. Відповідно режим роботи після завершення первинного регулювання визначається другою областю. Наступним етапом є відновлення нормальної частоти та планового сальдо перетоків, що є основною задачею вторинного регулювання частоти. Як зазначено вище, це досягається за рахунок зміни потужності генерації Дніпровської ГЕС-1 дією ЦР САРЧП, а також зміною потужності інших станцій за командою чергового диспетчера. Режим після завершення вторинного регулювання визначається третьою областю (рис. 3 та 4).

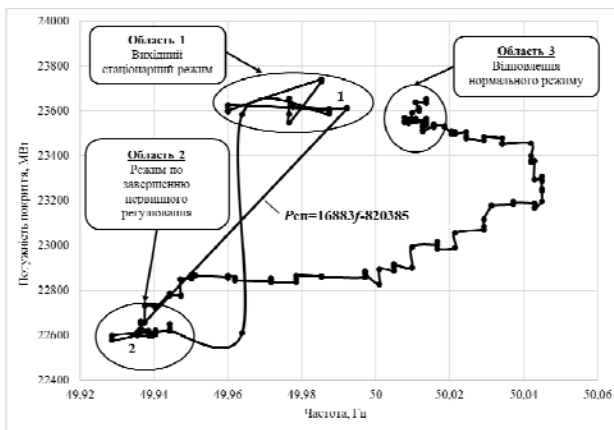


Рис. 3

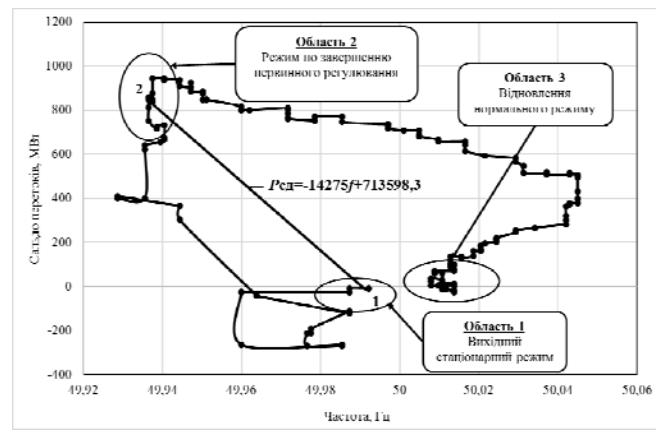


Рис. 4

Виконаємо ідентифікацію коефіцієнтів крутизни с.ч.х. ЄЕС Росії, ОЕС України та ОЕС Білорусі на основі наведених частотних залежностей. Застосування таких характеристик дасть змогу визначити режими ОЕС України, зокрема, зміни потужностей генерації, споживання та сальдо перетоків як реакцію генераторів та навантаження на небаланс активної потужності, а отже, і на зміну частоти в енергосистемі.

Для цього апроксимуємо траєкторію зміни сумарної потужності покриття та сальдо перетоків з першої області, яка визначає вихідний стаціонарний режим (точка 1), до другої області після завершення первинного регулювання (точка 2) [2, 3, 5]. Так, коефіцієнт нахилу характеристики потужності споживання, що представлено у вигляді прямої, визначає сумарну крутизну с.ч.х. ЄЕС Росії–ОЕС України–ОЕС Білорусі при їхній спільній роботі, яка складає $k_f^{\text{Рос-Укр-Бел}} = 16883 \text{ МВт/Гц}$ (рис. 3). Ця величина характеризує міру мобілізації первинного регулювання при виникненні небалансу активної потужності. У той же час, як видно з рис. 4, коефіцієнт нахилу характеристики сальдо перетоків характеризує реакцію споживачів та генеруючої частини з боку ЄЕС Росії–ОЕС Білорусі на етапі первинного регулювання при виникненні небалансу в ОЕС України і відповідно визначає крутизну с.ч.х. ЄЕС Росії та ОЕС Білорусі – $k_f^{\text{Рос-Бел}} = 14275 \text{ МВт/Гц}$. Виходячи з того, що

$k_f^{\text{Рос-Укр-Бел}} = k_f^{\text{Рос-Бел}} + k_f^{\text{Укр}}$, визначимо сумарну крутизну с.ч.х. ОЕС України [5]

$$k_f^{\text{Укр}} = k_f^{\text{Рос-Укр-Бел}} - k_f^{\text{Рос-Бел}}.$$

Підставляючи числові значення, отримаємо $k_f^{\text{Укр}} = 2608 \text{ МВт/Гц}$. Відзначимо, що ця крутизна СЧХ «узгоджується» з коефіцієнтом коригування за частотою, який застосовується в частотному каналі САРЧП ОЕС України і складає $B = 2540 \text{ МВт/Гц}$.

На основі визначеного коефіцієнта крутизни с.ч.х. при спільній роботі ЄЕС Росії, ОЕС України та ОЕС Білорусі виконаємо аналіз якості регулювання частоти в ОЕС України з використанням методу «рупорних трубок». Відповідно до зазначеного методу у разі відключення енергоблока або навантаження частота не повинна виходити за граничні «рупорні» трубки, які описуються наступними рівняннями [1]:

$$H(t) = \begin{cases} f_{\text{до}} \pm Ae^{-t/T} & \text{äëÿ } t < 900 \text{ с,} \\ f_{\text{до}} \pm 0,02 \tilde{\Delta} & \text{äëÿ } t \geq 900 \text{ с,} \end{cases} \quad (1)$$

де $f_{уст}$ – уставка за частотою, яка задається в САРЧП ОЕС України; A – коефіцієнт, що визначає початковий діапазон відхилення частоти на момент виникнення збурення; t – поточний час; T – стала часу «рупорної трубки».

Коефіцієнт A визначається за формулою [1]

$$A = 1,2 \left(\frac{|\Delta P_0|}{k_f^{Рос-Укр-Бел}} + 0,03 \right), \quad (2)$$

де $|\Delta P_0|$ – небаланс активної потужності, поява якого призвела до відхилення частоти в ОЕС від заданої уставки.

Стала часу T «рупорної трубки» обчислюється за формулою [1]

$$T = \frac{900}{\ln(A/d)}, \quad (3)$$

де d – стала величина, яка дорівнює 0,02 Гц.

Підставляючи числові значення в (1)–(3), запишемо рівняння «рупорних трубок» (прийемо, що уставка за частотою дорівнює $f_{уст}=50$ Гц)

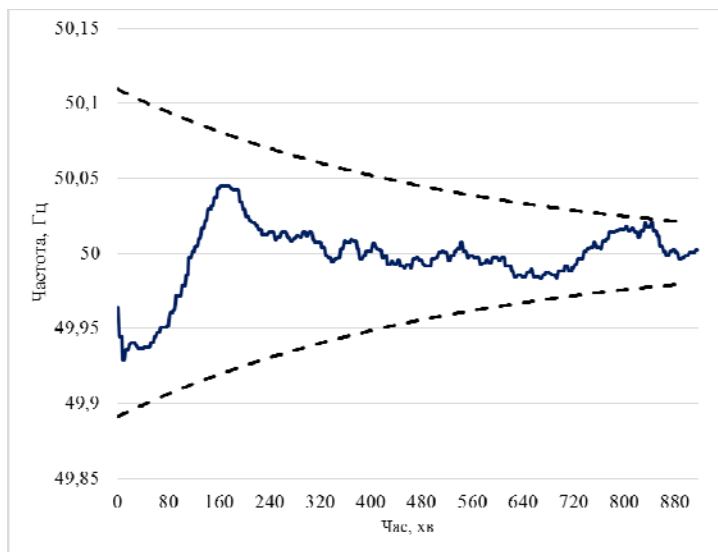


Рис. 5

$$H(t) = \begin{cases} 50 \pm 0,107e^{-t/526,6} \text{ Гц} & t < 900 \text{ с,} \\ 50 \pm 0,02 \text{ Гц} & t \geq 900 \text{ с.} \end{cases}$$

На рис. 5 показано графік зміни частоти при відключенні енергоблока потужністю 1000 МВт (за даними SCADA), а також побудовано граничні «рупорні трубки». З рис. 5 видно, що завдяки спільній роботі ОЕС України з ЄЕС Росії та ОЕС Білорусі, незважаючи на недосконалий стан первинного та вторинного регулювання, частота знаходиться у допустимій області, яка визначається відповідними «рупорними трубками».

У той самий час перехід ОЕС України на ізольовану роботу, що є однією з вимог щодо підключення вітчизняної ОЕС на паралельну роботу з енергооб'єднанням ENTSO-E, обумовлює необхідність залучення додаткових ГЕС та ТЕС до складу вітчизняної САРЧП та аналізу якості автоматичного регулювання частоти в таких умовах.

1. ENTSO-E Operation Handbook. Policy 1. Load-Frequency Control and Performance. 28 p. [URL: https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/library/publications/entsoe/Operation_Handbook/Policy_1_Appendix%20final.pdf](https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/library/publications/entsoe/Operation_Handbook/Policy_1_Appendix%20final.pdf) (дата звернення 25.12.2017)
2. Machowski J., Bialek J. and Bumby J. Power system dynamics. Stability and Control. John Wiley&Sons, 2008. 630 p.
3. Kyrylenko O., Pavlovsky V., Lukianenko L., Steliuk A., Lenga O. Stability issues in modern power systems. *Computational problems of electrical engineering*. 2015. Vol. 5. No 1. Pp. 23-32.
4. Павловський В.В., Стелюк А.О., Ленга О.В., Зайченко В.Б., Вишневецький М.В., Антонюк Я.М. Вплив зміни частоти та напруги на потужність навантаження при дії автоматичного частотного розвантаження. *Енергетика та електрифікація*. 2016. Вип. 4. С. 7-12.
5. Сидоров А.Ф. Связь вторичного регулирования частоты и перетоков мощности с первичными статическими частотными характеристиками энергосистемы. *Енергетика и електрифікація*. 2003. Вип. 9. С. 2-9.
6. СОУ-Н ЕЕ ЯЕК 04.156:2009. Основні вимоги щодо регулювання частоти та потужності в ОЕС України. Настанова. К.: Міністерство палива та енергетики України, 2009. 50 с.

АНАЛИЗ ИЗМЕНЕНИЯ ЧАСТОТЫ В ОЭС УКРАИНЫ ПРИ ОТКЛЮЧЕНИИ ЭНЕРГОБЛОКА АТОМНОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

В.В. Павловский, докт.техн.наук, **А.О. Стелюк**, канд.техн.наук, **Л.Н. Лукьяненко**, канд.техн.наук, **О.В. Леньга**
Институт электродинамики НАН Украины,
пр. Победы, 56, Киев, 03057, Украина.

E-mail: astelyuk@gmail.com

Рассмотрено текущее состояние первичного и автоматического вторичного регулирования частоты в объединенной энергосистеме (ОЭС) Украины. Проведен анализ изменения частоты в ОЭС Украины в случае отключения энергоблока мощностью 1000 МВт на атомной электростанции. Определены коэффициенты крутизны статических частотных характеристик ОЭС Украины, Единой энергетической системы (ЕЭС) России при их совместной работе, а также выполнена оценка регулирования частоты в ОЭС Украины с использованием «рупорных трубок». Установлено, что в таких условиях, несмотря на несовершенное состояние автоматического регулирования частоты и активной мощности, в ОЭС Украины обеспечивается поддержание нормальной частоты. Библиограф. 6, рис. 5.

Ключевые слова: частота, активная мощность, объединенная энергосистема Украины, система автоматического регулирования частоты и мощности, первичное и вторичное регулирование частоты, небаланс мощности.

ANALYSIS OF THE FREQUENCY CHANGE IN IPS OF UKRAINE IN CASE OF THE GENERATING UNIT DISCONNECTION OF THE NUCLEAR POWER PLANT

V.V. Pavlovskiy, A.O. Steliuk, L.M. Lukianenko, O.V. Lenga
Institute of Electrodynamics of National Academy of Sciences of Ukraine,
pr. Peremohy, 56, Kyiv, 03057, Ukraine.

E-mail: astelyuk@gmail.com

The current state of the primary and automatic secondary frequency control in the interconnected power system (IPS) of Ukraine has been considered. A quality analysis of the load-frequency control in IPS of Ukraine has been performed in the event of a disconnection of 1,000 MW generating unit at the nuclear power plant. The stiffness coefficients of IPS of Ukraine, the unified power system (UPS) of Russia in case of their joint operation have been determined and an estimation of the load-frequency control in IPS of Ukraine by using "trumpet curves" has been performed as well. It is established that despite the unimproved organization of the load-frequency control in such conditions, the frequency control is maintained in IPS of Ukraine. References 6, figures 5.

Key words: frequency, active power, interconnected power system of Ukraine, automatic generation control, primary and secondary frequency control, imbalance.

1. ENTSO-E Operation Handbook. Policy 1. Load-Frequency Control and Performance. 28 p.
[URL:https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/entsoe/Operation_Handbook/Policy_1_Appendix%20final.pdf](https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/entsoe/Operation_Handbook/Policy_1_Appendix%20final.pdf) (Accessed 25.12.2017)
2. Machowski J., Bialek J. and Bumby J. Power system dynamics. Stability and Control. John Wiley&Sons, 2008. 630 p.
3. Kyrylenko O., Pavlovsky V., Lukianenko L., Steliuk A., Lenga O. Stability issues in modern power systems. *Computational problems of electrical engineering*. 2015. Vol. 5. No 1. Pp. 23-32.
4. Pavlovskiy V.V., Steliuk A.O., Lenga O.V., Zaychenko V.B., Vyshnevsky M.V., Antoniuk Y.M. Effect of the frequency and voltage change on load power under the action of the under frequency load-shedding relays. *Enerhetyka ta elektryfikatsiia*. 2016. No 4. Pp. 7-12. (Ukr)
5. Sidorov A. The connection of the secondary frequency control and power flow with the primary static frequency characteristics of the power system. *Enerhetyka ta elektryfikatsiia*. 2003. No 9. Pp. 2-9. (Rus)
6. Basic requirements for the load-frequency control in IPS of Ukraine. Kyiv: Ministry of Fuel and Energy of Ukraine, 2009. 50 p. (Ukr)

Надійшла 02.03.2018
Остаточний варіант 30.03.2018