

УДК 004.942:620.9

Олександр Згуровець*, к.т.н., <https://orcid.org/0000-0001-8439-9781>

Михайло Кулик, академік НАН України, д.т.н., проф., <https://orcid.org/0000-0002-5582-7027>

Інститут загальної енергетики НАН України, вул. Антоновича, 172, м. Київ, 03150, Україна;

e-mail: info@ienergy.kiev.ua

* Автор-кореспондент: Zgurovets_OV@nas.gov.ua

МОЖЛИВОСТІ ФОРМУВАННЯ СУЧАСНОГО РЕЗЕРВУ ПІДТРИМКИ ЧАСТОТИ В ОБ'ЄДНАНИХ ЕНЕРГОСИСТЕМАХ НА БАЗІ АКУМУЛЯТОРНИХ БАТАРЕЙ ДЛЯ АВТОМАТИЧНОГО РЕГУЛЮВАННЯ ЧАСТОТИ ТА ПОТУЖНОСТІ

Анотація. Розглядається питання створення ефективної системи регулювання частоти та потужності з використанням сучасних систем накопичення на базі акумуляторних батарей великої потужності. У рамках дослідження розглянуто різні типи регуляторів частоти та потужності. Авторами запропонований підхід з реалізації системи регулювання за допомогою акумуляторних батарей. Виконані порівняльні розрахунки різних систем регулювання та продемонстрована перевага запропонованого підходу. Дослідження виконувалося шляхом чисельного моделювання автоматичної системи регулювання частоти та потужності з аварійним збуренням. Ефективність регулювання визначалася на основі аналізу прийнятних показників якості регулювання, а саме, максимального відхилення частоти та тривалості перехідного процесу. Встановлено, що використання швидкодіючих накопичувачів у системі автоматичного регулювання частоти та потужності демонструють найкращі показники зі стабілізації частоти, що задовольняють встановленим в енергосистемі нормативним вимогам. Проведений аналіз енергоекономічних показників показав безсумнівну перевагу використання акумуляторних батарей як у технологічному, так і в економічному планах над іншими варіантами регуляторів.

Ключові слова: частота, регулювання, потужність, швидкодія, енергосистема, акумуляторна батарея.

1. Вступ

Основними засобами забезпечення сталої роботи об'єднаних енергосистем (ОЕС) є диспетчерське управління і швидкодіючі автоматичні системи управління, зокрема система автоматичного регулювання частоти та потужності (АРЧП). Якщо одним з основних завдань диспетчерського управління об'єднаної енергосистеми є забезпечення ефективного покриття графіків її електричних навантажень (ГЕН) протягом доби, то до завдань системи АРЧП відноситься підтримка частоти в енергосистемі на заданому рівні в кожен момент часу, навіть при виникненні значних (аварійних) збурень. Саме тому система АРЧП вимагає більш жорсткі вимоги щодо швидкодії регуляторів, що можуть бути використані в контурі її управління.

Енергосистема України історично мала в своєму складі переважно базові генеруючі потуж-

ності та не мала достатніх потужностей швидкодіючих регуляторів. Така ситуація була обумовлена тим, що енергосистема України створювалася як частина радянської енергосистеми і мала, в першу чергу, покривати потреби розвинутої важкої промисловості, а також завдяки своєму західному розташуванню розглядалася як експортно орієнтована для колишніх країн Варшавського договору. На додачу до цього на території, яку вона покривала, не було достатньої кількості гідроресурсів для побудови значних потужностей гідроелектростанцій (ГЕС), які зазвичай використовувалися у ролі маневрових генераторів – регуляторів системи АРЧП. З цих причин у період відокремлення енергосистема України мала у своєму складі переважно блоки великої потужності теплових (ТЕС) та атомних (АЕС) електростанцій, які не пристосовані для потреб регулювання частоти та потужності.

Завдяки меншим вимогам до швидкодії регуляторів для покриття графіків електричних

навантажень, недостатні потужності наявних ГЕС були скомпенсовані шляхом залучення блоків теплових електростанцій. Таке рішення було не найкращим з точки зору ефективності використання теплової генерації, але воно дозволило досить надійно функціонувати системі диспетчерського управління при покритті ГЕН. Система АРЧП вимагала більш швидкодіючих резервів потужності, тому вона забезпечувалася завдяки імпорту з більш потужної енергосистеми Росії, перш за все, за рахунок Волзько-Камського каскаду ГЕС.

Посилення вимог до якості електроенергії та перехід до вуглецево-нейтральної енергетики з розвитком технологій використання енергії вітру й Сонця є одними з основних характерних тенденцій розвитку сучасної електроенергетики [1]. В останні роки розвиток Об'єднаної енергосистеми (ОЕС) України відбувається шляхом введення великих обсягів відновлюваних джерел енергії при незначному введенні регулюючих потужностей, що значно ускладнює покриття графіків електричних навантажень енергетичної системи з використанням існуючих засобів диспетчерського управління та забезпечення вимог щодо стабільності частоти і напруги у вузлах енергосистеми.

На відміну від традиційних джерел енергії, вітрові (ВЕС) та сонячні (СЕС) електростанції не можуть самостійно забезпечити вимоги зі стабільності частоти, потужності та напруги, які повинні виконуватись в енергосистемі. Більш того, ВЕС та СЕС генерують нестабільну енергію, яка характеризується дуже великими швидкостями зміни її потужності, частоти та напруги. Нестабільний характер видачі потужності цими електростанціями в мережу впливає, насамперед, на процеси регулювання частоти в енергосистемі, значно ускладнюючи їх. Балансування додаткової непрогнозованої генерації у системі веде до збільшення витрат на її функціонування та вартості енергії для кінцевого споживача.

У сучасних реаліях за умов відключення від енергосистеми Росії та Білорусі та необхідності забезпечення вимог, що висуває енергосистема Євросоюзу зі стійкості роботи ОЕС та якості електричної енергії, питання створення надійної системи АРЧП стає дуже важливим. З одного боку, потрібно замінити відсутні регулюючі потужності, а з іншого – відповісти на сучасні виклики, що пов'язані зі зростаючою часткою непрогнозованої генерації в балансі енергосистеми.

Практично у всіх енергосистемах світу при побудові автоматичних систем регулювання час-

тоти та потужності використовується традиційний підхід, коли при появі в об'єднаній енергосистемі з тих чи інших причин дефіциту потужності в дію вводяться додаткові (регулюючі) потужності. Поряд із цим Україна має можливість побудувати АРЧМ на базі потужних накопичувачів-регуляторів – їх режими роботи передбачають не тільки можливість видачі потужності у години максимуму та накопичення в години мінімуму споживання з метою вирівнювання навантаження електропостачання, а й дозволяють брати участь у процесах вторинного регулювання (у системі АРЧМ). Це зумовлено, перш за все, розвитком технологій зі створення накопичувачів з необхідними параметрами потужності, ємності та швидкодії [2].

Основними перешкодами для впровадження в Україні повноцінної традиційної АРЧМ, що відповідає ENTSO-E, є недостатня кількість гідроресурсів [3], а також висока вартість традиційних регулюючих генераторів. Використання накопичувачів у ролі регуляторів частоти та потужності дозволило б знизити обсяг потрібних коштів, компенсуючи витрати додатковим ефектом від надання вторинних послуг енергосистемі.

2. Матеріали та методи

Для визначення можливості використання накопичувачів у ролі регуляторів системи АРЧП потрібно провести моделювання їх роботи. Оскільки процеси, що відбуваються при частотному регулюванні, є перехідними, відповідні моделі, що їх описують, можуть бути як системами диференціальних рівнянь, так і в спрощеній формі, у вигляді перетворень Лапласа.

Аналіз існуючих публікацій [4–22], що стосуються як моделювання елементів системи, так і енергосистеми в цілому, показав, що найбільш поширеним підходом у моделюванні є використання передатних функцій. При всій зручності запису системи у вигляді передатних функцій, основним їх недоліком є те, що цей апарат можна використовувати лише для лінійних (добре лінеаризованих) систем диференціальних рівнянь.

Таким чином, метод передатних функцій щодо дослідження перехідних процесів у енергетичній системі в процесі стабілізації частоти може бути використаний лише у випадках, коли зміни в системі незначні та добре лінеаризовані. Розглянуті процеси стабілізації частоти стикаються зі збуреннями, які можуть викликати нелінійну поведінку елементів, що входять до енергетичної системи. Насамперед це пов'язано з технологічними обмеженнями, характерними для регуляторів-генераторів.

Тому моделювання таких систем має відбуватися за допомогою систем диференціальних рівнянь з нелінійними обмеженнями та чисельних методів їх розв'язання.

З цієї причини було обрано власну модель, яка б включала як повний опис енергосистеми, так і її елементів з урахуванням наявних нелінійних обмежень регуляторів. Це дозволило б забезпечити необхідну точність і адекватність моделі та практичних розрахунків.

У ролі основи для нової моделі взято раніше розроблену авторами модель, що використовувалася при дослідженні системи АРЧП зі споживачами регуляторами [23]. Відмінністю від попередньої моделі є те, що у ролі регулятора системи АРЧП використане рівняння, що описує роботу накопичувача. Отримана модель має вигляд системи нелінійних диференціальних та алгебраїчних рівнянь (1)–(6), що наведена нижче:

$$\frac{d\omega(t)}{dt} = \frac{\sum_{i=1}^I P_{zi}(t) + P_{AB}(t) - P_n(t) - P_m(t)}{T_c P_{\Sigma z0}} \omega_0^2, \quad (1)$$

$$\frac{dP_{zi}(t)}{dt} = \frac{B_{zi}(\omega(t) - \omega_0) - P_{zi}(t) + P_{z0i}}{\tau_{zi}}, \quad i = \overline{1, I}, \quad (2)$$

$$\frac{dP_n(t)}{dt} = \frac{C_n(\omega(t) - \omega_0) - P_n(t) + P_{n0}}{\tau_n}, \quad (3)$$

$$\frac{dP_{zp}(t)}{dt} = \frac{B_{zp}(\omega(t) - \omega_0) + F_{zp}(t) - P_{zp}(t)}{\tau_{zp}}, \quad (4)$$

$$P_{AB}(t) = P_{AB}(t_0) + F_{AB}(t), \quad (5)$$

$$F_{zp}(t) = A_{zp}(\omega(t) - \omega_0) + Q_{zp} \frac{d\omega}{dt} + S_{zp} \int_{t_0}^t (\omega(\tau) - \omega_0) d\tau, \quad (6)$$

$$F_{AB}(t) = A_{AB}(\omega(t) - \omega_0) + Q_{AB} \frac{d\omega}{dt} + S_{AB} \int_{t_0}^t (\omega(\tau) - \omega_0) d\tau, \quad (7)$$

де T_c – постійна часу енергосистеми; $P_{\Sigma z0}$ – сумарна потужність генераторів у початковий момент часу; $P_{zi}(t)$, $P_n(t)$, $P_{zp}(t)$, $P_{AB}(t)$, $P_m(t)$ – шукані змінні-функції потужностей, що відповідають генераторам, навантаженню, генератору-регулятору, акумуляторній батареї та втратам у мережі відповідно; τ_{zi} , τ_n , τ_{zp} – постійні часу генераторів, навантаження та генератора-регулятора; B_{zi} , B_{zp} , C_n – крутизни частотних характеристик генераторів, генератора-регулятора та навантаження; A_{zp} , A_{AB} , Q_{zp} , Q_{AB} , S_{zp} , S_{AB} – коефіцієнти підсилення пропорційної, диференційної та інтегральної складових ПІД-закону регулювання для генератора-регулятора та акумуляторної батареї відповідно; t – змінна часу.

Окрім того, у системі (1)–(7) діють обмеження (8)–(13), що наведені нижче.

Обмеження на швидкість зміни регулюючої потужності:

$$L_{zpg} \leq \left| \frac{dP_{zp}(t)}{dt} \right| \leq L_{zpeg}, \quad t \in [t_0, T], \quad P_{zp} \in [P_{zpg1}, P_{zpg2}], \quad (8)$$

$$L_{ABng} \leq \left| \frac{dP_{AB}(t)}{dt} \right| \leq L_{ABeg}, \quad t \in [t_0, T], \quad P_{AB} \in [P_{ABg1}, P_{ABg2}], \quad (9)$$

обмеження на рівень потужності:

$$P_{zp.min} \leq P_{zp}(t) \leq P_{zp.max}, \quad (10)$$

$$P_{AB.min} \leq P_{AB}(t) \leq P_{AB.max}, \quad (11)$$

зона нечутливості:

$$\frac{dP_{zp}(t)}{dt} = const, \quad \omega(t) - \omega_0 \in [\omega_{zps1}, \omega_{zps2}], \quad (12)$$

$$\frac{dP_{AB}(t)}{dt} = const, \quad \omega(t) - \omega_0 \in [\omega_{ABs1}, \omega_{ABs2}], \quad (13)$$

де $[t_0, T]$ – інтервал часу, на якому досліджуються процеси в енергосистемі; g – індекс, що позначає інтервал потужності генератора-регулятора та АБ, в якому діє обмеження швидкості; $P_{zps.min}$, $P_{ABs.min}$, $P_{zps.max}$, $P_{ABs.max}$ – обмеження мінімальної і максимальної потужності генератора-регулятора та акумуляторної батареї; $[\omega_{zps1}, \omega_{zps2}]$, $[\omega_{ABs1}, \omega_{ABs2}]$ – зона нечутливості генератора-регулятора та акумуляторної батареї.

Також модель містить наступні початкові умови:

$$\begin{cases} \omega(t_0) = \omega_n, \\ P_{zi}(t_0) = P_{zi0}, \\ P_n(t_0) = P_{n0}, \\ P_{zp}(t_0) = P_{zp0}, \\ P_{AB}(t_0) = P_{AB0}. \end{cases} \quad (14)$$

У наведеній математичній моделі (1)–(14) рівняння (1) відображає в канонічній формі загальний баланс потужності в енергосистемі; рівняння (2) моделює процес зміни потужностей в часі усіх генераторів залежно від кругової частоти $\omega(t)$; рівняння (3) – те саме для навантаження; рівняння (4) та (5) відображають процес формування регулюючої потужності генератора-регулятора $P_{zp}(t)$ та акумуляторної батареї $P_{AB}(t)$. Регулюючі функції $F_{zp}(t)$ і $F_{AB}(t)$ використані у вигляді пропорційно-диференційно-інтегрального (ПІД) закону регулювання в залежності від відхилення частоти (рівняння (6), (7)).

Розв'язання математичної моделі (1)–(14) виконувалося за допомогою модифікованого метода Рунге-Кути 4-го порядку. Цей метод був реалізований в програмно-інформаційному комплексі (ПК) «Частота-М», що був розроблений авторами в Інституті загальної енергетики НАН України. Особливості реалізації методу чисельного розрахунку дозволяють на кожному кроці обчислення контролювати значення всіх змінних на відповідність заданим в моделі нелінійним обмеженням, забезпечуючи високу точність та адекватність розрахунку перехідних процесів в енергосистемі.

3. Результати

Дослідження процесів стабілізації частоти та потужності за допомогою регуляторів на базі ГЕС та АБ проводилися з використанням методу еквівалентних генераторів на розрахунковій схемі енергосистеми, параметри якої наведені в табл. 1.

Окрім регулятора визначеного типу, розрахункова енергосистема включала еквівалентні теплові, атомні та гідроелектростанції великої потужності, а також навантаження та втрати в мережі. Під час моделювання було визначено оптимальні величини коефіцієнтів ПД-закону регулювання. Коефіцієнти при пропорційній та диференційній складових були обрані спільними для ГЕС та АБ, та наведені в табл. 1, значення коефіцієнтів при інтегральній складовій відрізнялися залежно від типу обраного регулятора і складала, відповідно, 25 та 1000. Значення швидкодії, як однієї з найважливіших властивостей регуляторів, що характеризує швидкість зміни вихідної (регулюючої) потужності, також відмінні для ГЕС та АБ. У дослідженнях були обрані значення 2,5 та 714 % від номінальної потужності регулятора за секунду для ГЕС та АБ відповідно.

За вимогою стійкості, що висувається енергосистемою Євросоюзу ENTSO-E, енергосистема

повинна витримувати збурення, що відповідає втраті свого найпотужнішого блоку. Більш того, частота в енергосистемі має повернутися в діапазон $50 \pm 0,02$ Гц протягом 15 хв після настання небалансу потужності. Для Об'єднаної енергосистеми України така потужність збурення відповідає потужності блоку ВВЕР-1000, тобто 1000 МВт. Ця потужність була обрана в дослідженнях у ролі початкового збурення в момент часу $t_0 = 0$ с. Таким чином, у початковий момент часу система починає працювати зі значним дефіцитом потужності. Система регулювання має якомога швидше компенсувати отриманий небаланс потужності наявними засобами, повертаючи частоту до нормальних значень. Саме тому для системи АРЧП важливо, щоб генератори, які використовуються в контурі регулювання мали високу маневреність та могли швидко набирати задану потужність.

Серед існуючих традиційних генераторів найвищу швидкодію мають блоки ГЕС, тому вони за наявності необхідної потужності використовуються для вирішення подібних завдань. З цієї причини в першому дослідженні у ролі генератора-регулятора системи АРЧП була обрана велика ГЕС з встановленою потужністю, що відповідала початковому небалансу.

Моделювання процесів стабілізації частоти відбувалося протягом 70 с, чого було достатньо для повернення частоти до нормального значення. На рис. 1 зображено графік відхилення частоти в досліджуваній енергосистемі.

Відповідно до початкових умов (14), у момент часу t_0 відхилення частоти відсутнє, але з кожним наступним моментом часу, внаслідок нестачі потужності, відхилення частоти стрімко зростає, досягаючи свого максимуму $-0,709$ Гц у момент часу $t = 11,35$ с. Після відпрацювання закону регулювання частота починає повертатися до нормальних значень і вже за хвилину від початку аварії відхилення частоти складає $-0,002$ Гц.

Таблиця 1. Розрахункова схема енергосистеми

Елемент	Потужність номінальна, МВт	Крутизна част. хар-ки, МВт/1/с	Пост. часу, с	A	Q	S	Початкова потужність, МВт	Макс. потужність, МВт	Швидкодія, % $P_{ном}$ /с
ГЕС	2870	0,37	5	0	0	0	2870	0	0
ТЕС	6592	0,73	5	0	0	0	6592	0	0
АЕС	12415	1,81	5	0	0	0	12415	0	0
Навантаження	20877	153	0,5	0	0	0	20877	0	0
Регулятор	1000	5	0,5	10000	20000	Різна	0	1000	Різна
Втрати	2000	0	0	0	0	0	2000	0	0

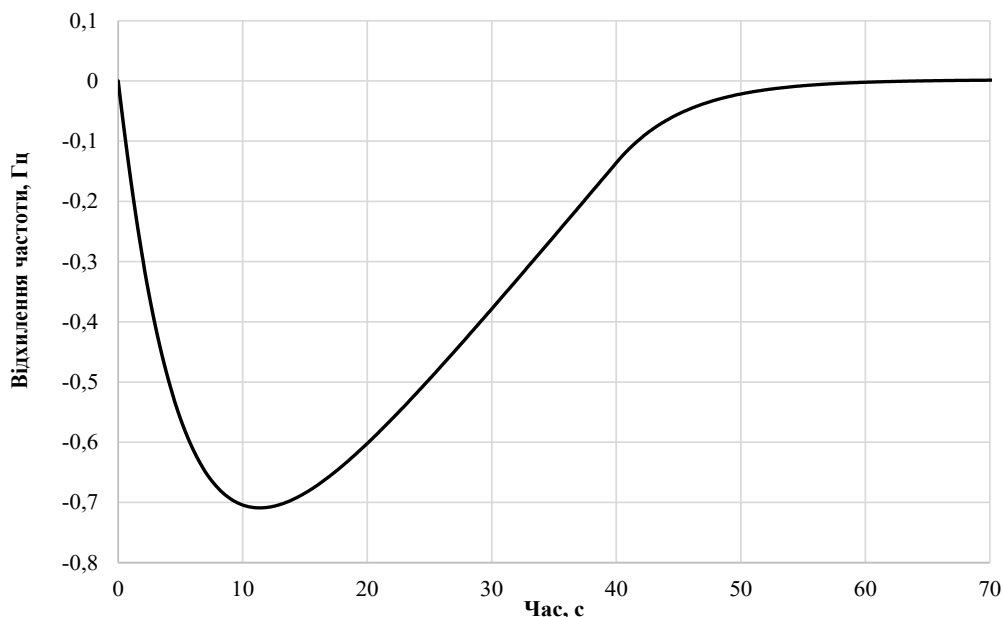


Рис. 1. Відхилення частоти під час регулювання частоти та потужності за допомогою ГЕС

На рис. 2 зображено потужність регулятора ГЕС, завдяки якій здійснюється процес регулювання шляхом компенсації втраченої потужності. Як видно з рис. 2, потужність регулятора починає одразу збільшуватись з постійною швидкістю, що відповідає обмеженню на швидкість набору потужності ГЕС, і набирає свого максимуму в момент часу $t = 40$ с після чого залишається незмінним та відповідає втраченій одиниці потужності в енергосистемі.

Окрім максимального відхилення частоти в перехідному процесі та його тривалості, до показників якості регулювання частоти також варто віднести такі характеристики, як характер перехідного процесу (коливальний або аперіодичний), а також відсутність чи наявність статизму після закінчення перехідного процесу.

Завдяки використанню в дослідженні ПД-закону регулювання вдалося уникнути появи статизму та досягти аперіодичного характеру пе-

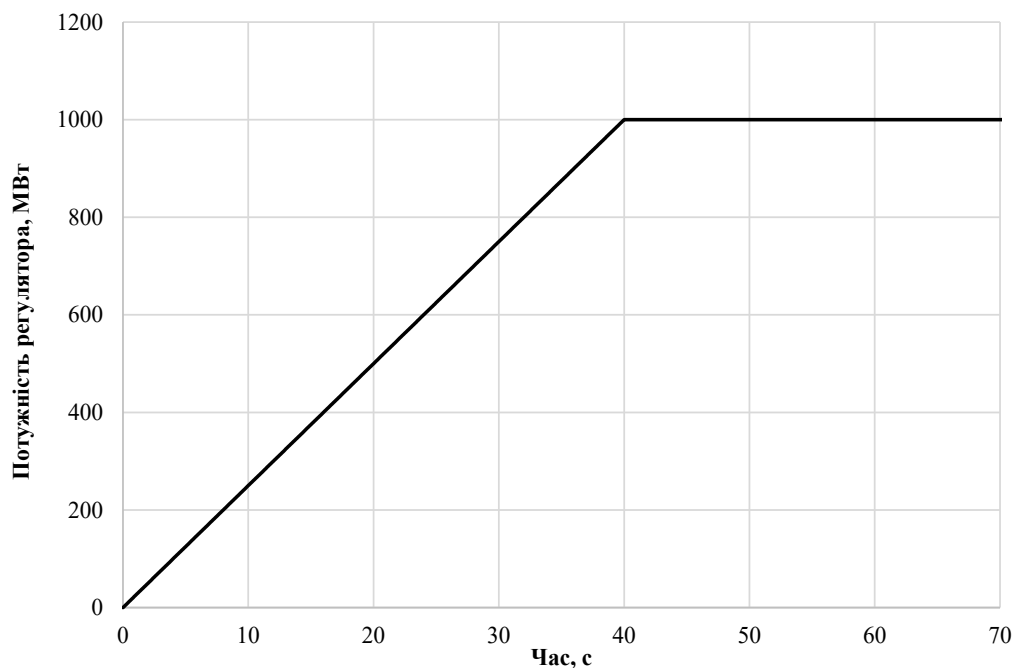


Рис. 2. Графік потужності ГЕС під час регулювання

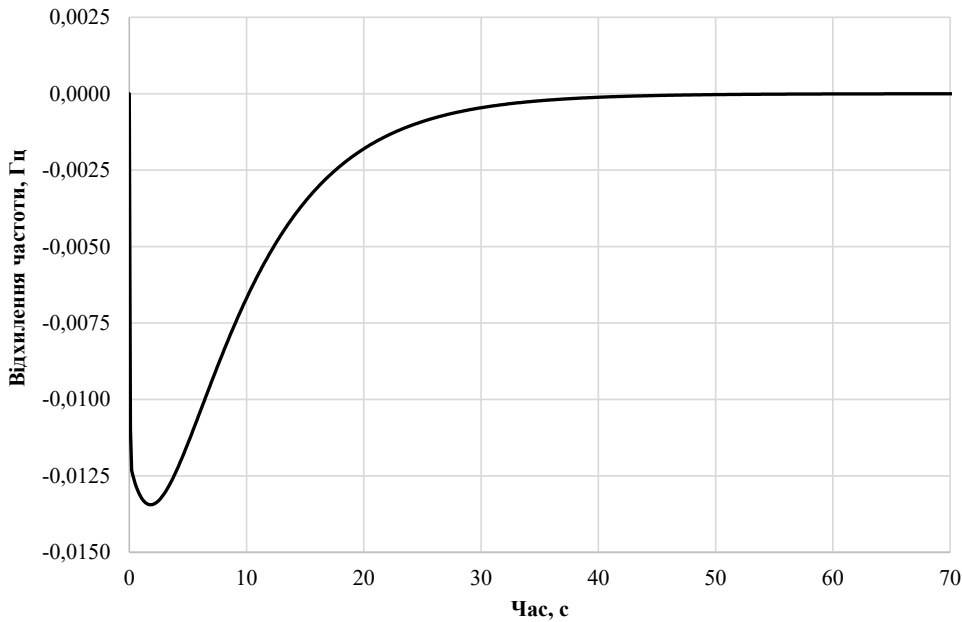


Рис. 3. Відхилення частоти під час регулювання частоти та потужності за допомогою АБ

рехідного процесу. Цьому сприяли, відповідно, інтегральна та диференціальна складові закону.

Наступним етапом дослідження було визначення можливості використання у ролі регулятора системи АРЧП потужного накопичувача на базі акумуляторних батарей. У моделюванні була використана така ж схема енергосистеми з відповідним початковим збуренням. Графік результуючого відхилення частоти в енергосистемі наведений на рис. 3.

Отримані результати роботи системи АРЧП з АБ порівняно з попереднім дослідженням показу-

ють кращі показники з ефективності регулювання. Максимальне відхилення частоти в енергосистемі та час перехідного процесу істотно зменшилися.

Завдяки швидкій реакції регулятора на базі АБ частоті вдається відхилитися лише на $-0,013$ Гц у момент часу $t = 1,8$ с, після чого частота повертається до свого початкового рівня. Для того, щоб частота повернулася до рівня $0,002$ Гц, системі регулювання знадобилося 19 с. Для кращого розуміння процесу регулювання варто звернутися до графіка потужності АБ (рис. 4).

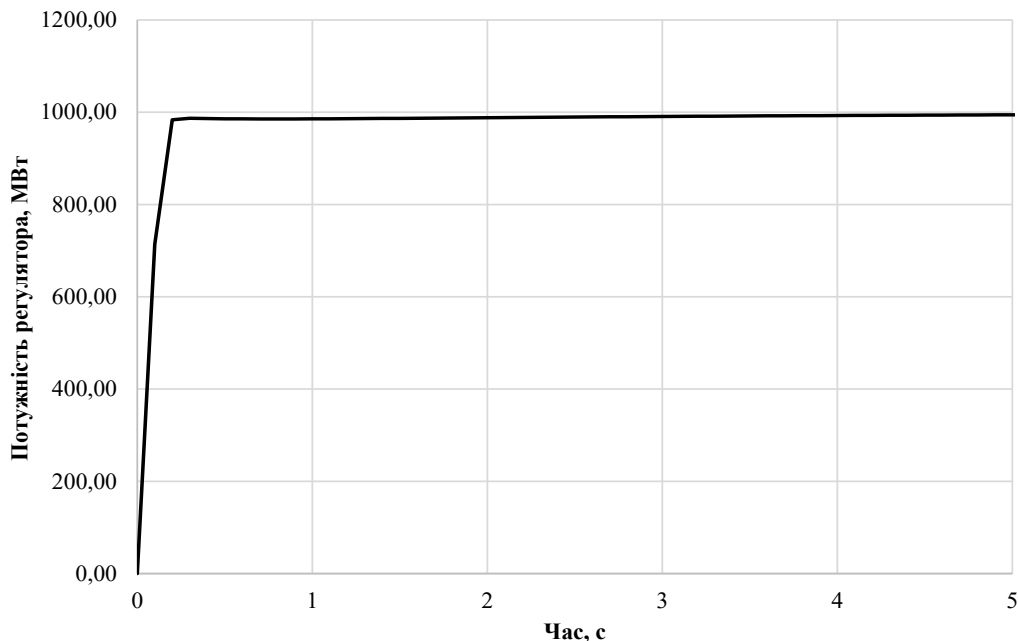


Рис. 4. Графік потужності АБ під час регулювання

Таблиця 2. Процес регулювання частоти в енергосистемі з АБ протягом перших 0,5 с

t, с	Відхилення частоти, Гц	ГЕС, МВт	ТЕС, МВт	АЕС, МВт	Навантаження, МВт	АБ, МВт
0	0	2870	6592	12415,00	20877,00	0
0,1	-0,0110	2870	6592	12415,00	20875,83	714,00
0,2	-0,0123	2870	6592	12415,00	20873,95	983,64
0,3	-0,0125	2870	6592	12414,99	20872,34	986,79
0,4	-0,0126	2870	6592	12414,99	20871,00	986,26
0,5	-0,0127	2870	6592	12414,99	20869,88	985,86

Висока швидкодія регулятора дозволяє йому набрати майже максимальну потужність 984 МВт за 0,2 с (табл. 2). Це досягається відсутністю механічних елементів конструкції, які могли б негативно вплинути на допустиму швидкість зміни потужності. На відміну від традиційних генераторів, акумуляторним батареям та наявній в їх складі силовій електроніці перетворювачів напруги і частоти для набору потужності достатньо частки секунди. Процес регулювання за допомогою АБ також має аперіодичний характер та не містить статизму завдяки використанню ПД-закону регулювання.

Проведені дослідження переконливо демонструють технологічну перевагу систем АРЧП, побудованих на акумуляторних батареях. Для

довершення аналізу необхідно визначити енергоекономічні показники таких систем. У табл. 3 наведені зазначені характеристики у співставленні із варіантом структури системи АРЧП, коли у ролі регуляторів використовуються теплові електростанції. Така реалізація альтернативної структури АРЧП є практично вимушеною, оскільки у складі ОЕС України є надлишок саме таких потужностей і дефіцит гідроресурсів.

Критерієм для порівняння був вибраний цілком природний показник, а саме, сумарні витрати на побудову систем АРЧП. Із табл. 3 видно (п. 12 та п. 17), що сумарні витрати на побудову системи АРЧП на базі ТЕС майже в 11 разів є більшими за витрати такої ж системи на основі акумуляторних батарей.

Таблиця 3. Співставлення енергоекономічних показників систем АРЧП, побудованих на базі ТЕС та акумуляторних батареях

№	Величина	Одиниця виміру	Значення
1	Максимальне збурення у системі АРЧП	МВт	1000
2	Встановлена потужність АБ Регулювальний діапазон по встановленій потужності ТЕС	МВт	1250
3	Питомі капіталовкладення в ТЕС	\$ США/ кВт	600
4	Капіталовкладення в ТЕС, всього	\$ США	$7,5 \cdot 10^8$
5	Термін служби ТЕС	рік	35
6	Капіталовкладення в ТЕС на рік	\$ США	$21,4 \cdot 10^6$
7	Експлуатаційні витрати (3% від п.6)	\$ США	$0,64 \cdot 10^6$
8	Втрачена вигода для ТЕС		
8.1	У виробленій енергії (п. 1х $8,76 \cdot 10^3$)	кВт·год.	$8,76 \cdot 10^9$
8.2	У коштах (п. 8.1х2,717)	\$ США	$826 \cdot 10^6$
9	Зменшення споживання вугілля на ТЕС (п. 8.1х $0,345 \cdot 10^{-6}/0,8$)	тонна	$3,78 \cdot 10^6$
10	Скорочення викидів CO ₂ (п. 9х44/12)	тонна	$13,84 \cdot 10^6$
11	Зменшення плати за викиди CO ₂ (п. 10х3)	\$ США	$41,55 \cdot 10^6$
12	Разом витрати на АРЧП на базі ТЕС (п. 6+п. 7+п. 8.2–п. 11)	\$ США	$806,5 \cdot 10^6$
13	Питомі капіталовкладення в АБ	\$ США/ кВт	1132
14	Термін експлуатації АБ	рік	20
15	Капіталовкладення в АБ на 1 рік (п. 13хп. 2/п. 14)	\$ США	$70,8 \cdot 10^6$
16	Експлуатаційні витрати на АБ (п. 15х0,03)	\$ США	$2,1 \cdot 10^6$
17	Разом витрати на АРЧП на базі АБ (п. 15+п. 16)	\$ США	$72,9 \cdot 10^6$

3. Висновки

За результатами проведених досліджень можна зробити висновок, що використання потужних АБ у ролі регуляторів частоти та потужності не лише матиме переваги перед класичними генераторами-регуляторами ГЕС, але й дозволить створити систему АРЧП, що відповідатиме вимогам енергосистеми Євросоюзу ENTSO-E.

Важливою перевагою системи АРЧП на базі АБ є те, що при стандартному збуренні обсягом 1000 МВт вона не дає можливості відхиленню частоти вийти за межі, які є допустимими навіть для системи Євросоюзу ENTSO-E (рис. 3), чого не може забезпечити навіть АРЧП на базі ГЕС (рис. 1). Ця важлива особливість забезпечує в ОЕС ситуацію, коли при такій тяжкій аварії вона (ОЕС) не відчує її на своїх критичних показниках. Проведений аналіз енергоекономічних показників показав безсумнівну перевагу використання акумуляторних батарей як у технологічному, так і в економічному планах над іншими варіантами регуляторів.

Завдяки високій швидкодії регуляторів АБ зменшується необхідний час на компенсацію виникаючих небалансів в енергосистемі. Це дозволяє більш ефективно використовувати потужність регулятора, підвищує якість регулювання частоти та надійність роботи енергосистеми. Враховуючи бурхливий розвиток технологій накопичення електричної енергії та зниження ціни на такі системи, вони мають в перспективі впровадження в ролі конкурентних альтернатив регуляторам на базі традиційних генераторів-регуляторів в системах регулювання частоти та потужності об'єднаних енергосистем. Враховуючи недостатні обсяги наявних в Україні гідро-ресурсів, пов'язані екологічні питання та значні необхідні фінансові витрати для побудови нових ГЕС, використання АБ в контурі системи АРЧП стає дуже актуальним та виправданим.

Посилання

1. Кириленко О.В., Басок Б.І., Базєєв Є.Т., Блінов І.В. Енергетика України та реалії глобального потепління, *Техн. електродинаміка*. 2020. № 3. С. 52—61. <https://doi.org/10.15407/techned2020.03.052>
2. Electricity and Energy Storage (Updated January 2020). *World Nuclear Association*. URL: <http://www.world-nuclear.org/information-library/current-and-future-generation/electricity-and-energy-storage.aspx> (дата звернення: 01.12.2021).
3. Кулик М.М., Кириленко О.В. Стан та перспективи гідроенергетики України. *Техн. електродинаміка*. 2019. № 4. С. 56—64. <https://doi.org/10.15407/techned2019.04.056>
4. Asghar, F., Talha, M., & Kim, S.H. (2018). Fuzzy logic-based intelligent frequency and voltage stability

- control system for standalone microgrid. *International Transactions on Electrical Energy Systems*, 28(4). <https://doi.org/10.1002/etep.2510>
5. Bahloul, M., & Khadem, S.K. (2018). Design and control of energy storage system for enhanced frequency response grid service. *Paper presented at the Proceedings of the IEEE International Conference on Industrial Technology, 2018-February*, 1189—1194. <https://doi.org/10.1109/ICIT.2018.8352347>
6. Indu, P.S., & Jayan, M.V. (2016). Frequency regulation of an isolated hybrid power system with superconducting magnetic energy storage. *Paper presented at the Proceedings of 2015 IEEE International Conference on Power, Instrumentation, Control and Computing, PICC 2015*. <https://doi.org/10.1109/PICC.2015.7455752>
7. Jamroen, C., & Dechanupapritta, S. (2019). Coordinated control of battery energy storage system and plug-in electric vehicles for frequency regulation in smart grid. *Paper presented at the 2019 IEEE PES GTD Grand International Conference and Exposition Asia, GTD Asia*, 286—291. <https://doi.org/10.1109/GTDA.2019.8715962>
8. Melo, S.P., Brand, U., Vogt, T., Telle, J.S., Schuldt, F., & Maydell, K.V. (2019). Primary frequency control provided by hybrid battery storage and power-to-heat system. *Applied Energy*, 233—234, 220—231. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.09.177>
9. Yan, S., Wang, M., Yang, T., & Hui, S.Y.R. (2016). Instantaneous frequency regulation of microgrids via power shedding of smart load and power limiting of renewable generation. *Paper presented at the ECCE 2016 – IEEE Energy Conversion Congress and Exposition, Proceedings*. <https://doi.org/10.1109/ECCE.2016.7855207>
10. Arul, P.G., & Ramachandaramurthy, V.K. (2017). Mitigating techniques for the operational challenges of a standalone hybrid system integrating renewable energy sources. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 22, 18—24. <https://doi.org/10.1016/j.seta.2017.05.004>
11. Cho, S., Jang, B., Yoon, Y., Jeon, W., & Kim, C. (2015). Operation of battery energy storage system for governor free and its effect. *Transactions of the Korean Institute of Electrical Engineers*, 64(1), 16—22. <https://doi.org/10.5370/KIEE.2015.64.1.016>
12. Habib, M., Ladjici, A.A., & Harrag, A. (2019). Microgrid management using hybrid inverter fuzzy-based control. *Neural Computing and Applications*. <https://doi.org/10.1007/s00521-019-04420-5>
13. Guney, M.S., & Tepe, Y. (2017). Classification and assessment of energy storage systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 75, 1187—1197. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.11.102>
14. Naranjo Palacio, S., Kircher, K.J., & Zhang, K.M. (2015). On the feasibility of providing power system spinning reserves from thermal storage. *Energy and Buildings*, 104, 131—138. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2015.06.065>
15. Orihara, D., & Saitoh, H. (2018). Evaluation of battery energy storage capacity required for battery-assisted load frequency control contributing fre-

- quency regulation in power system with wind power penetration. *IEEE Transactions on Power and Energy*, 138(7), 571—581. <https://doi.org/10.1541/iee-jpes.138.571>
16. Wen, Y., Dai, Y., Zhou, X., & Qian, F. (2017). Multiple roles coordinated control of battery storage units in a large-scale island microgrid application. *IEEE Transactions on Electrical and Electronic Engineering*, 12(4), 527—535. <https://doi.org/10.1002/tee.22408>
17. Lytvynchuk, V.A., Kaplin, M.I., & Bolotnyi, N.P. (2019). The method of design an optimal under-frequency load shedding scheme. *IEEE 6th International Conference on Energy Smart Systems*, 14—17. <https://doi.org/10.1109/ESS.2019.8764241>
18. Xie, P., Li, Y., Zhu, L., Shi, D., & Duan, X. (2016). Supplementary automatic generation control using controllable energy storage in electric vehicle battery swapping stations. *IET Generation, Transmission and Distribution*, 10(4), 1107—1116. <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2015.0167>
19. Biroon, R.A., Pisu, P., & Schoenwald, D. (2020). Large-Scale Battery Energy Storage System Dynamic Model for Power System Stability Analysis. *2020 IEEE Texas Power and Energy Conference (TPEC)*. <https://doi.org/10.1109/TPEC48276.2020.9042536>
20. Akram, U., Nadarajah, M., Shah, R., & Milano, F. (2020). A review on rapid responsive energy storage technologies for frequency regulation in modern power systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 120, 109626. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109626>
21. Chang, C.S., & Fu, W. (1997). Area load frequency control using fuzzy gain scheduling of PI controllers. *Electric Power Systems Research*, 42(2), 145—152. [https://doi.org/10.1016/s0378-7796\(96\)01199-6](https://doi.org/10.1016/s0378-7796(96)01199-6)
22. Anderson, P.M., & Fouad, A.A. *Power Systems Control and Stability*. United States of America: IEEE Press Power Engineering Series, 2003. 678 p.
23. Кулик М.М., Дрьомін І.В. Основи організації автоматичної системи регулювання частоти і потужності на базі споживачів-регуляторів. *Проблеми загальної енергетики*. 2010. Вип. 1(21). С. 5—10.

POSSIBILITIES TO FORM A MODERN RESERVE OF SUPPORTING OF A FREQUENCY IN INTEGRATED POWER SYSTEMS BASED ON STORAGE BATTERIES FOR AUTOMATIC ADJUSTMENT OF FREQUENCY AND POWER

Oleksandr Zgurovets*, PhD (Engin.), <https://orcid.org/0000-0001-8439-9781>
Mykhailo Kulyk, Academician of the NAS of Ukraine, Dr. Sci. (Engin.), Professor, <https://orcid.org/0000-0002-5582-7027>
 Institute of General Energy of NAS of Ukraine, 172, Antonovych Str., Kyiv, 03150, Ukraine;
 e-mail: info@ienergy.kiev.ua
 * Corresponding author: Zgurovets_OV@nas.gov.ua

Abstract. *The paper considers the question creation of an effective system of adjustment of frequency and power using modern energy storage systems based on high-capacity accumulator batteries. Within the framework of the research, different types of frequency and power regulators were considered. The authors proposed an approach to the implementation of the adjustment system with the help of battery energy storage. There were performed comparative calculations of different adjustment systems and was demonstrated the advantage of the suggested approach. The research was performed by numerical simulation of the automatic system of adjustment of frequency and power with emergency imbalance. The efficiency of regulation was determined by the analysis of accepted indicators of regulation quality, namely, the maximum frequency deviation and the duration of the transient process. It was found that the use of the high-speed battery energy storage units in the automatic adjustment system of frequency and power demonstrates the best indicators of frequency stabilization, which satisfy the normative requirements established in the power system. The conducted analysis of the energy and economic indicators has shown the absolute advantage of using battery energy storage systems in both technological and economical terms over other variants of regulators.*

Keywords: frequency, regulation, power, speed, power system, battery energy storage systems.

References

1. Kyrylenko, O.V., Basok, B.I., Baseyev, Ye.T., & Blinov, I.V. (2020). Power industry of Ukraine and realities of the global warming. *Technical Electrodynamics*, 3, 52–61. <https://doi.org/10.15407/techned2020.03.052>
2. Electricity and Energy Storage. (2020). *World Nuclear Association*. URL: <http://www.world-nuclear.org/information-library/current-and-future-generation/electricity-and-energy-storage.aspx> (Last accessed: 01.12.2021).
3. Kulyk, M.M., & Kyrylenko, O.V. (2019). The state and prospects of hydroenergy of Ukraine. *Technical Electrodynamics*, 4, 56–64. <https://doi.org/10.15407/techned2019.04.056>
4. Asghar, F., Talha, M., & Kim, S.H. (2018). Fuzzy logic-based intelligent frequency and voltage stability control system for standalone microgrid. *International Transactions on Electrical Energy Systems*, 28(4). <https://doi.org/10.1002/etep.2510>
5. Bahloul, M., & Khadem, S.K. (2018). Design and control of energy storage system for enhanced frequency response grid service. *Paper presented at the Proceedings of the IEEE International Conference on Industrial Technology, 2018-February*, 1189–1194. <https://doi.org/10.1109/ICIT.2018.8352347>
6. Indu, P.S., & Jayan, M.V. (2016). Frequency regulation of an isolated hybrid power system with superconducting magnetic energy storage. *Paper presented at the Proceedings of 2015 IEEE International Conference on Power, Instrumentation, Control and Computing, PICC 2015*. <https://doi.org/10.1109/PICC.2015.7455752>
7. Jamroen, C., & Dechanupapritta, S. (2019). Coordinated control of battery energy storage system and plug-in electric vehicles for frequency regulation in smart grid. *Paper presented at the 2019 IEEE PES GTD Grand International Conference and Exposition Asia, GTD Asia*. 286–291. <https://doi.org/10.1109/GTDA.2019.8715962>
8. Melo, S.P., Brand, U., Vogt, T., Telle, J.S., Schuldt, F., & Maydell, K.V. (2019). Primary frequency control provided by hybrid battery storage and power-to-heat system. *Applied Energy*, 233–234, 220–231. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.09.177>
9. Yan, S., Wang, M., Yang, T., & Hui, S.Y.R. (2016). Instantaneous frequency regulation of microgrids via power shedding of smart load and power limiting of renewable generation. *Paper presented at the ECCE 2016 – IEEE Energy Conversion Congress and Exposition, Proceedings*. <https://doi.org/10.1109/ECCE.2016.7855207>
10. Arul, P.G., & Ramachandaramurthy, V.K. (2017). Mitigating techniques for the operational challenges of a standalone hybrid system integrating renewable energy sources. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 22, 18–24. <https://doi.org/10.1016/j.seta.2017.05.004>
11. Cho, S., Jang, B., Yoon, Y., Jeon, W., & Kim, C. (2015). Operation of battery energy storage system for governor free and its effect. *Transactions of the Korean Institute of Electrical Engineers*, 64(1), 16–22. <https://doi.org/10.5370/KIEE.2015.64.1.016>
12. Habib, M., Ladjici, A. A., & Harrag, A. (2019). Microgrid management using hybrid inverter fuzzy-based control. *Neural Computing and Applications*, <https://doi.org/10.1007/s00521-019-04420-5>
13. Guney, M.S., & Tepe, Y. (2017). Classification and assessment of energy storage systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 75, 1187–1197. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.11.102>
14. Naranjo Palacio, S., Kircher, K.J., & Zhang, K.M. (2015). On the feasibility of providing power system spinning reserves from thermal storage. *Energy and Buildings*, 104, 131–138. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2015.06.065>
15. Orihara, D., & Saitoh, H. (2018). Evaluation of battery energy storage capacity required for battery-assisted load frequency control contributing frequency regulation in power system with wind power penetration. *IEEE Transactions on Power and Energy*, 138(7), 571–581. <https://doi.org/10.1541/ieejpes.138.571>
16. Wen, Y., Dai, Y., Zhou, X., & Qian, F. (2017). Multiple roles coordinated control of battery storage units in a large-scale island microgrid application. *IEEE Transactions on Electrical and Electronic Engineering*, 12(4), 527–535. <https://doi.org/10.1002/tee.22408>
17. Lytvynchuk, V.A., Kaplin, M.I., & Bolotnyi, N. P. (2019). The method of design an optimal under-frequency load shedding scheme. *IEEE 6th International Conference on Energy Smart Systems 14–17*. <https://doi.org/10.1109/ESS.2019.8764241>
18. Xie, P., Li, Y., Zhu, L., Shi, D., & Duan, X. (2016). Supplementary automatic generation control using controllable energy storage in electric vehicle battery swapping stations. *IET Generation, Transmission and Distribution*, 10(4), 1107–1116. <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2015.0167>
19. Biroon, R.A., Pisu, P., & Schoenwald, D. (2020). Large-Scale Battery Energy Storage System Dynamic Model for Power System Stability Analysis. *IEEE Texas Power and Energy Conference (TPEC)*. <https://doi.org/10.1109/TPEC48276.2020.9042536>
20. Akram, U., Nadarajah, M., Shah, R., & Milano, F. (2020). A review on rapid responsive energy storage technologies for frequency regulation in modern power systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 120, 109626. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109626>
21. Chang, C.S., & Fu, W. (1997). Area load frequency control using fuzzy gain scheduling of PI controllers. *Electric Power Systems Research*, 42(2), 145–152. [https://doi.org/10.1016/s0378-7796\(96\)01199-6](https://doi.org/10.1016/s0378-7796(96)01199-6)
22. Anderson, P.M. & Fouad, A.A. (2003). *Power Systems Control and Stability*. United States of America: IEEE Press Power Engineering Series. 678 p.
23. Kulyk, M.M., & Dryomin, I.V. (2010). Fundamentals of automatic frequency and power control system based on the controllable loads. *The Problems of General Energy*, 1(21), 5–10.

Надійшла до редколегії: 03.02.2022