

Топливо и енергетика

УДК 621.311.661

Кулик М.М., акад. НАН України, докт. техн. наук, проф., **Згуровець О.В.**
Інститут загальної енергетики НАН України, Київ
вул. Антоновича, 172, 03150 Київ, Україна, e-mail: info@ienergy.kiev.ua

Особливості використання гідроелектростанцій та акумуляторних батарей для стабілізації частоти в енергосистемах

Розвинуто математичну модель регулювання частоти та потужності в енергосистемах з потужними вітровими електростанціями (ВЕС), гідроелектростанціями (ГЕС) та акумуляторними батареями (АБ). З використанням цієї моделі проведено комплекс досліджень з широким діапазоном змін потужностей ГЕС та АБ та їх відношень. Розглянуто варіанти, коли ГЕС та АБ працюють окремо. Визначено умови, при яких ГЕС та АБ забезпечують стабільну роботу енергосистеми, працюючи окремо, із забезпеченням вимог з відхилення частоти в Об'єднаній енергосистемі України та в енергосистемі Євросоюзу ENTSO-E. Проведено серію розрахунків із сумісного використання ГЕС та АБ, в результаті сформульовано рекомендації щодо умов спільної роботи ГЕС та АБ. *Бібл. 6, рис. 4, табл. 5.*

Ключові слова: енергосистема, частота, потужність, вітрова електростанція, акумуляторна батарея, гідроелектростанція.

Постановка задачі

До недавнього часу гідроакумуляція була основною технологією світового зберігання електроенергії (95 % у 2016 р.) [1]. Кілька років тому на ринку великих накопичувачів електроенергії з'явилися розробки, що здатні успішно конкурувати з гідро- та гідроакумуляційними електростанціями (ГЕС). Мова йде про потужні акумуляторні батареї (АБ). Наразі в енергосистемах розвинених країн встановлено та працюють кілька сотень АБ різної фізичної природи потужністю 100 МВт та більше з ємністю понад 400 МВт-год.

Акумуляторні батареї мають дуже високу швидкодію, у них швидкість зміни потужності

становить більше 700 %/с від їх номінальної потужності. Для ГЕС цей показник дорівнює не більше 2,5 %/с. Швидкодія є ключовим параметром генератора електроенергії при вирішенні питання щодо використання його як регулятора у системі регулювання частоти. Окрім великої переваги у швидкодії, АБ мають інші важливі переваги: високий коефіцієнт корисної дії (перевищує ККД ГАЕС майже вдвічі); відсутність загрози спотворень природних ландшафтів, заповідників та історичних пам'яток; малі займані площі; менші питомі капіталовкладення; відсутність загрози виникнення надзвичайних ситуацій типу руйнування греблі внаслідок стихійних явищ чи терактів та ін.; простота в експлуатації та демонтажу. Тому АБ

потрібно вважати технологією, яка на ринку технічних засобів зберігання електроенергії вже у недалекому майбутньому зможе дуже потіснити ГЕС. У багатьох енергосистемах ГЕС та АБ будуть працювати одночасно.

За таких умов актуальною є проблема дослідження відокремленого та сумісного використання ГЕС та АБ для стабілізації частоти в енергосистемах. Для енергосистем з традиційною генерацією, де питання стабілізації частоти вирішується на станційному рівні, проблеми сумісного використання не існує. При покритті, зокрема, графіка навантажень ГЕС та АБ забезпечують лише видачу потужності обсягом, який визначається системою диспетчерського управління.

Інша ситуація спостерігається, коли ГЕС та АБ одночасно введені у систему автоматичного управління частотою та коли в енергосистемі використовуються великі потужності вітрових та сонячних електростанцій. При цьому частота у системі змінюється досить швидко, і завданням ГЕС та АБ є її стабілізація в нормованих діапазонах.

Оскільки швидкодія АБ більш, ніж на 2 порядки перевищує швидкодію ГЕС, залишається невирішеною проблема стабілізації частоти з одночасним формуванням їх заданої сумарної потужності у кожний момент часу. Дослідженню цих проблем присвячена дана робота.

Математична модель

Для дослідження процесів регулювання частоти та потужності в енергосистемі при роботі ГЕС та АБ розроблена відповідна математична модель. Основою для її розроблення були математичні моделі, описані у [2–4], що добре себе зарекомендували при дослідженнях перехідних процесів в енергосистемі зі спожив-

ачами-регуляторами, а також у [5], де були введені рівняння, що описують роботу АБ як регулятора системи підтримки частоти. Відмінність нової моделі полягає у введенні в неї рівнянь, що описують роботу додаткової ГЕС як регулятора частоти (ГЕС_р). Розроблена модель складається з диференціальних та алгебраїчних рівнянь, початкових умов та обмежень

$$\frac{d\omega(t)}{dt} = \frac{\sum_{i=1}^I P_{ri}(t) + P_{AB}(t) - P_H(t) - P_M(t) + P_{BEC}(t)}{T_c P_{\Sigma r0} \omega(t)} \omega_0^2; \quad (1)$$

$$\frac{dP_{ri}(t)}{dt} = \frac{P_{r0i} - P_{ri}(t) + B_{ri}(\omega(t) - \omega_0)}{\tau_{ri}}, i = \overline{1, I}; \quad (2)$$

$$\frac{dP_H(t)}{dt} = \frac{P_{H0} - P_H(t) + C_H(\omega(t) - \omega_0)}{\tau_H}; \quad (3)$$

$$\frac{dP_{ГЕСр}(t)}{dt} = \frac{B_{ГЕСр}(\omega(t) - \omega_0) + F_{ГЕСр}(t) - P_{ГЕСр}(t) + P_{ГЕСр0}}{T_{ГЕСр}}; \quad (4)$$

$$\frac{dP_{AB}(t)}{dt} = \frac{P_{AB0} - P_{AB}(t) - P_{AB}(t)}{\tau_{AB}}; \quad (5)$$

$$\frac{dP_{BEC}(t)}{dt} = \frac{P_{BEC0} + B_{BEC}(\omega(t) - \omega_0) + P_{BECv}(v_B(t)) - P_{BEC}(t)}{T_{BEC}}; \quad (6)$$

$$P_{BECv}(v_B(t)) = c_0 + c_1 v_B + c_2 v_B^2 + \dots + c_n v_B^n; \quad (7)$$

$$v_B(t) = \frac{1}{2} A_{v0} + \sum_{k=1}^N (A_{vk} \cos k\omega_0 t + B_{vk} \sin k\omega_0 t); \quad (8)$$

$$A_{vk} = \frac{1}{N} \sum_{n=0}^{2N} \left(v_B(t_n) \cos \frac{2\pi k}{T} t_n \right), k = 0, 1, \dots, N; \quad (9)$$

$$B_{vk} = \frac{1}{N} \sum_{n=1}^{2N} \left(v_B(t_n) \sin \frac{2\pi k}{T} t_n \right), k = 0, 1, \dots, N; \quad (10)$$

$$F_{ГЕСр}(t) = A_{ГЕСр}(\omega(t) - \omega_0) + Q_{ГЕСр} \frac{d\omega}{dt} + S_{ГЕСр} \int_{t_0}^{t_1} (\omega(\tau) - \omega_0) d\tau; \quad (11)$$

$$F_{AB}(t) = A_{AB}(\omega(t) - \omega_0) + Q_{AB} \frac{d\omega}{dt} + S_{AB} \int_{t_0}^{t_1} (\omega(\tau) - \omega_0) d\tau, \quad (12)$$

де T_c – постійна часу енергосистеми; $P_{\Sigma r0}$ – сумарна номінальна потужність генераторів; $P_{ri}(t)$, $P_H(t)$, $P_{ГЕСр}(t)$, $P_{AB}(t)$, $P_{BEC}(t)$, $P_M(t)$ – шукані змінні-функції потужностей, що відповідають генераторам, навантаженню, ГЕС_р, АБ, ВЕС та втратам мережі відповідно; τ_{ri} , τ_H , $T_{ГЕСр}$, T_{BEC} , τ_{AB} – постійні часу генераторів, навантаження, ГЕС_р, ВЕС та акумуляторної батареї відповідно; B_{ri} , C_H , $B_{ГЕСр}$, B_{BEC} – крутизна частотних характеристик генераторів, навантаження, ГЕС_р та ВЕС відповідно; $A_{ГЕСр}$, $Q_{ГЕСр}$, $S_{ГЕСр}$, A_{AB} , Q_{AB} , S_{AB} – коефіцієнти підсилення пропорційної, диференціальної та інтегральної складових ПІД-закону регулювання для ГЕС_р та АБ відповідно; $t = [t_0, t_1]$ – інтервал часу від початку процесу до поточної точки $t = t_1$, на якому досліджуються процеси в енергосистемі; T – інтервал часу, на якому досліджуються процеси регулювання в енергосистемі; N – кількість натуральних замірів швидкості вітру v_B на всьому інтервалі часу; A_{vk} , B_{vk} – коефіцієнти дискретного перетворення Фур'є.

(1)–(19). На частину змінних рівнянь (1)–(6) накладаються обмеження (13)–(18).

Обмеження на швидкість зміни потужності:

$$L_{\text{ГЕСрнг}} \leq \left| \frac{dP_{\text{ГЕСр}}(t)}{dt} \right| \leq L_{\text{ГЕСрvg}}, t \in [t_0, t_1] \quad (13)$$

$$P_{\text{ГЕСр}} \in [P_{\text{ГЕСрg1}}, P_{\text{ГЕСрg2}}],$$

$$L_{\text{АБnh}} \leq \left| \frac{dP_{\text{АБ}}(t)}{dt} \right| \leq L_{\text{АБvh}}, t \in [t_0, t_1], \quad (14)$$

$$P_{\text{АБ}} \in [P_{\text{АБh1}}, P_{\text{АБh2}}],$$

Обмеження на рівень потужності АБ:

$$P_{\text{ГЕСр min}} \leq P_{\text{ГЕСр}}(t) \leq P_{\text{ГЕСр max}}; \quad (15)$$

$$P_{\text{АБ min}} \leq P_{\text{АБ}}(t) \leq P_{\text{АБ max}}. \quad (16)$$

Зона нечутливості:

$$\frac{dP_{\text{ГЕСр}}(t)}{dt} = \text{const}, \omega(t) - \omega_0 \in [\omega_{k1}, \omega_{k2}]; \quad (17)$$

$$\frac{dP_{\text{АБ}}(t)}{dt} = \text{const}, \omega(t) - \omega_0 \in [\omega_{s1}, \omega_{s2}]; \quad (18)$$

де g, h – індекси, що позначають інтервали потужності ГЕСр та АБ, у яких діє обмеження швидкості; $P_{\text{ГЕСр min}}, P_{\text{ГЕСр max}}, P_{\text{АБ min}}, P_{\text{АБ max}}$ – обмеження мінімальної та максимальної потужності ГЕСр та АБ відповідно; $[\omega_{k1}, \omega_{k2}]$ – зона нечутливості ГЕСр; $[\omega_{s1}, \omega_{s2}]$ – зона нечутливості АБ.

Початкові умови змінних у рівняннях (1)–(6):

$$\begin{cases} \omega(t_0) = \omega_0, \\ P_{\text{Гі}}(t_0) = P_{\text{Гі0}}, \\ P_{\text{н}}(t_0) = P_{\text{н0}}, \\ P_{\text{ГЕСр}}(t_0) = P_{\text{ГЕСр0}}, \\ P_{\text{АБ}}(t_0) = P_{\text{АБ0}}, \\ P_{\text{ВЕС}}(t_0) = P_{\text{ВЕС0}}, \\ v_{\text{в}}(t_0) = v_{\text{в0}}. \end{cases} \quad (19)$$

У наведеній математичній моделі (1)–(19) рівняння (1) відображає загальний баланс потужності в енергосистемі. Рівняння (2) моделює процес зміни в часі потужностей усіх генераторів у залежності від кругової частоти; рівняння (3) – те саме для навантаження. Рівняння (4) відображає процес формування регулюючої потужності ГЕСр; у ньому регу-

лююча функція $F_{\text{ГЕСр}}(t)$ використана у вигляді пропорційно-диференційно-інтегрального (ПІД) закону регулювання у залежності від відхилення частоти (рівняння (11)), а коефіцієнт $T_{\text{ГЕСр}}$ є постійною часу генератора $P_{\text{ГЕСр}}$ при роботі ГЕС у режимі регулювання частоти в енергосистемі. Потужність АБ задана рівнянням (5), де регулююча функція (12) також використана у вигляді ПІД-закону по відхиленню частоти. Рівняння (6) описує потужність $P_{\text{ВЕС}}(t)$ як функцію часу в залежності від статичної потужності $P_{\text{ВЕСв}}(v_{\text{в}}(t))$, яка визначається поліноміальною залежністю (7) від швидкості вітру $v_{\text{в}}(t)$. Швидкість вітру $v_{\text{в}}(t)$ є однією з вихідних величин, що обумовлюють характер та рішення задачі. Вона, як правило, задається таблично, а у даній моделі представлена аналітичними залежностями (8)–(10), які є дискретним перетворенням Фур'є. Ці залежності дають можливість визначати значення швидкості вітру з довільним кроком за часом.

Наведена модель надає можливість описувати енергосистему з будь-якою деталізацією елементів енергосистеми та їх довільною кількістю з урахуванням заданих параметрів генераторів, споживачів, регуляторів, технологічних обмежень та вимог до режиму роботи енергосистеми. Модель дає можливість обирати оптимальні параметри заданих законів регулювання та вивчати особливості отриманих режимів функціонування енергосистеми.

Для проведення досліджень щодо визначення можливостей стабілізації частоти в енергосистемах з відокремленою або одночасною роботою ГЕС та АБ з використанням створеної моделі (1)–(19) була сформована агрегована модель енергосистеми, зображена на рис.1 та у табл.1. Вона вміщує традиційні джерела (ГЕС, ТЕС, АЕС), втрати у мережі та навантаження, а також ВЕС та компенсуючі джерела, а саме: гідроелектростанцію (ГЕСр) та АБ, залучені до регуляції частоти.

Результати досліджень

З використанням схеми на рис.1 було проведено дві серії експериментів з різними значеннями потужності АБ та ГЕСр. Показник швидкодії ГЕС, наведений у табл.1 (2,5 %), є нормативним, а для АБ – визначений згідно даних [6].

У проведених дослідженнях розглядалися можливості по стабілізації частоти в енергосистемі з потужною ВЕС, яка є джерелом змінної електрогенерації, зумовленої швидкістю вітру, графік якої наведений на рис.2 [5].

Таблиця 1. Параметри моделі енергосистеми по рис.1

| Показник | Елемент енергосистеми | | | | | | | |
|---|-----------------------|------|------|--------------|------|------|------|--------|
| | ГЕС | ТЕС | АЕС | навантаження | ГЕСр | АБ | ВЕС | втрати |
| Крутизна частотної характеристики, МВт/с-1 | 0,37 | 0,73 | 1,81 | 153 | – | – | 0,4 | – |
| Постійна часу, с | 5 | 5 | 5 | 0,5 | 5 | 0,05 | 5 | – |
| Початкові умови та змінна | 2100 | 4800 | 7600 | 16000 | X | X | 1680 | 1600 |
| Максимальна потужність, МВт | – | – | – | – | X | X | – | – |
| Швидкість скидання або набору потужності, %/с | – | – | – | – | 2,5 | 714 | – | – |

Примітка. X – змінна величина.

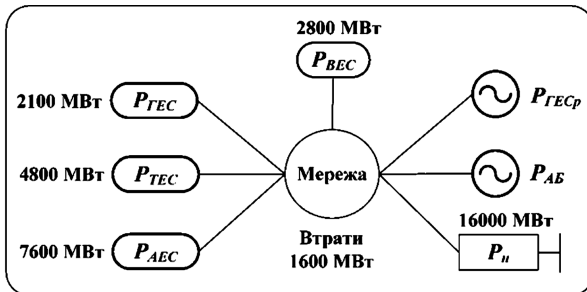


Рис.1. Агрегована розрахункова схема енергосистеми.

Перша серія цифрових експериментів (7 варіантів) була проведена з метою виявлення взаємного впливу потужностей $P_{ГЕСр}$ та $P_{АБ}$, визначення відхилень частоти $|\Delta f|_{\max}$ на всьому часовому діапазоні $0 \leq t \leq 120$ с. При цьому потужність $P_{ВЕС}(t)$ не перевищувала 2800 МВт,

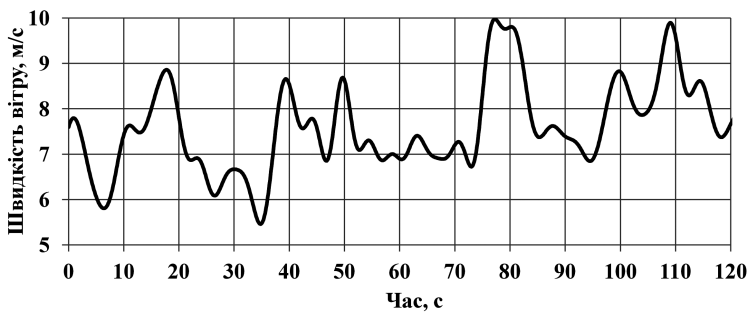


Рис.2. Графік швидкості вітру.

Таблиця 2. Залежність максимального відхилення частоти від співвідношення потужностей АБ та ГЕСр

| Показник | Варіант | | | | | | |
|-------------------------------------|---------|------|------|------|-------|------|------|
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| $P_{АБ \max}$ | 2800 | 2400 | 2240 | 1400 | 700 | 560 | 0 |
| $P_{ГЕСр \max}$ | 0 | 400 | 560 | 1400 | 2100 | 2240 | 2800 |
| $\frac{P_{АБ \max}}{P_{ГЕСр \max}}$ | – | 6 | 4 | 1 | 0,333 | 0,25 | 0 |
| $ \Delta f _{\max}$ | 0,01 | 0,02 | 0,06 | 0,15 | 0,2 | 0,26 | 0,75 |

Таблиця 3. Мінімальна потужність регулятора, необхідна для забезпечення відхилення частоти у межах $\pm 0,2$ Гц та $\pm 0,02$ Гц

| Показник | Варіант | | | |
|---------------------|---------|------|-------|------|
| | 1 | 2 | 3 | 4 |
| $ \Delta f _{\max}$ | 0,2 | 0,2 | 0,02 | 0,02 |
| $P_{ГЕСр}$ | 8647 | 0 | 13268 | 0 |
| $P_{АБ}$ | 0 | 1795 | 0 | 2161 |

на потужності $P_{АБ}$ та $P_{ГЕСр}$ накладалося обмеження $P_{ВЕС}(t)_{\max} = P_{АБ}(t)_{\max} + P_{ГЕСр}(t)_{\max}$, варіанти відрізнялися значеннями співвідношення $P_{АБ \max} / P_{ГЕСр \max}$. Величини максимальних значень $P_{ВЕС}(t)$, $P_{АБ}(t)$, $P_{ГЕСр}(t)$ у проведених експериментах не співпадають за часом та спостерігаються у довільних точках його інтервалу.

В усіх експериментах для кожного моменту часу модель забезпечує виконання рівняння

$$P_{ВЕС}(t) + P_{ГЕСр}(t) + P_{АБ}(t) + P_k(t) = P_y, \quad (20)$$

де P_y – вимога (установка) диспетчерської служби із забезпечення необхідної для енергосистеми потужності; P_k – відхилення кінетичної потужності обертових мас (ротори генераторів та електродвигунів навантаження, турбіни) від її значення при $f = f_0$ (при $f(t) = f_0 \pm \Delta f$). В усіх варіантах обох серій експериментів $P_{ВЕС}(t)_{\max} = 2800$ МВт та $P_y = \text{const} = 3100$ МВт.

Результати спільної роботи АБ та ГЕСр наведені у табл.2. Вони дають можливість зробити такі висновки. За умови використання лише ГЕСр (варіант 7) відхилення частоти не відповідає нормативним вимогам щодо підтримки частоти навіть в ОЕС України ($|\Delta f|_{\max} \leq 0,2$ Гц).

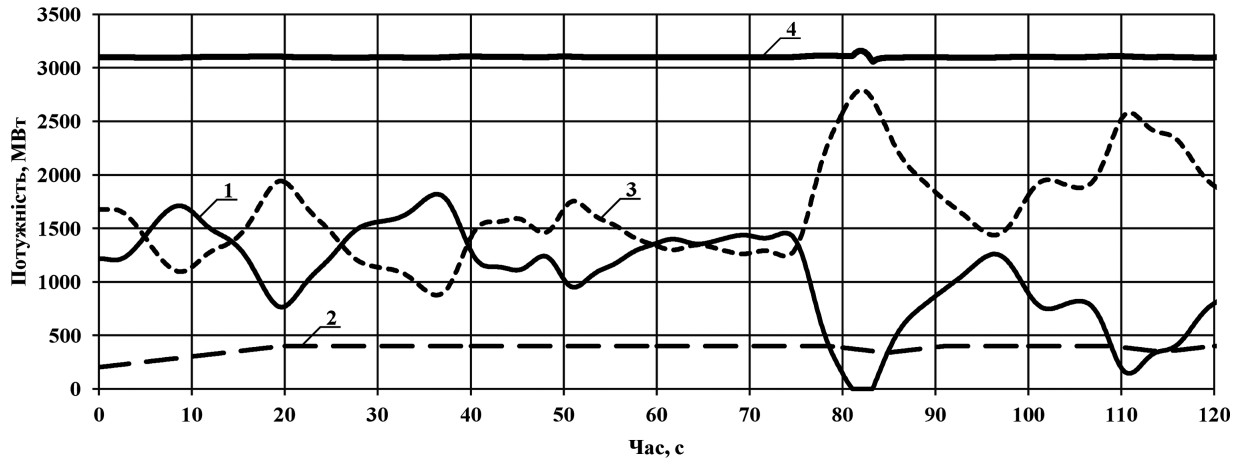


Рис.3. Потужності АБ (1), ГЕСр (2), ВЕС (3) та їх сумарна потужність (4) за варіантом 2 табл.2.

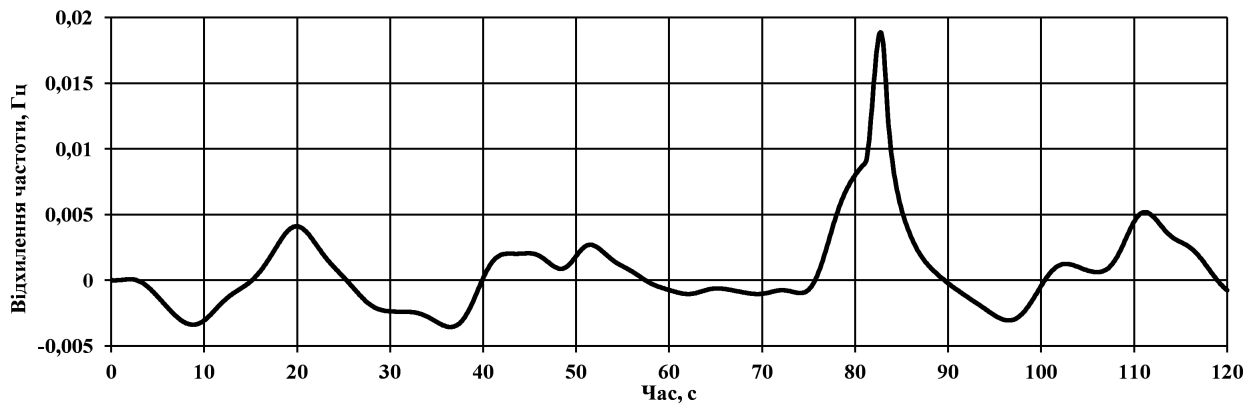


Рис.4. Відхилення частоти при роботі ГЕСр 400 МВт та АБ 2400 МВт за варіантом 2 табл.2.

Таблиця 4. Потужності та відхилення частоти в енергосистемі за варіантом 2 табл.2

| Час, с | f, Гц | Потужність, МВт | | | | | | | | |
|--------|---------|-----------------|--------|--------|--------------|-------|--------|--------|-----------|-----------------|
| | | ГЕС | ТЕС | АЕС | навантаження | ГЕСр | ВЕС | АБ | ГЕСр + АБ | ГЕСр + АБ + ВЕС |
| 18 | -0,0013 | 2100,0 | 4800,0 | 7599,9 | 15998,1 | 383,0 | 1822,2 | 899,0 | 1282,0 | 3104,3 |
| 19 | -0,0001 | 2100,0 | 4800,0 | 7599,9 | 15999,3 | 393,0 | 1925,1 | 785,5 | 1178,5 | 3103,6 |
| 20 | 0,0004 | 2100,0 | 4800,0 | 7600,0 | 16000,2 | 400,0 | 1931,8 | 769,0 | 1169,0 | 3100,8 |
| 21 | 0,0002 | 2100,0 | 4800,0 | 7600,0 | 16000,3 | 400,0 | 1850,0 | 847,7 | 1247,7 | 3097,7 |
| 22 | -0,0006 | 2100,0 | 4800,0 | 7600,0 | 15999,8 | 400,0 | 1734,6 | 961,4 | 1361,4 | 3096,0 |
| 23 | -0,0014 | 2100,0 | 4800,0 | 7600,0 | 15999,1 | 400,0 | 1632,4 | 1063,3 | 1463,3 | 3095,7 |
| 24 | -0,0020 | 2100,0 | 4800,0 | 7600,0 | 15998,4 | 400,0 | 1549,4 | 1146,2 | 1546,2 | 3095,6 |
| 25 | -0,0026 | 2100,0 | 4800,0 | 7600,0 | 15997,8 | 400,0 | 1460,5 | 1234,5 | 1634,5 | 3095,0 |
| ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... |
| 78 | 0,0048 | 2100,0 | 4800,0 | 7600,0 | 16003,5 | 400,0 | 2183,9 | 529,5 | 929,5 | 3113,3 |
| 79 | 0,0066 | 2100,0 | 4800,0 | 7600,0 | 16005,5 | 396,2 | 2405,7 | 310,4 | 706,6 | 3112,3 |
| 80 | 0,0078 | 2100,0 | 4800,0 | 7600,0 | 16006,9 | 386,2 | 2581,3 | 144,1 | 530,3 | 3111,6 |
| 81 | 0,0087 | 2100,0 | 4800,0 | 7600,0 | 16007,9 | 376,2 | 2726,4 | 8,4 | 384,6 | 3111,0 |
| 82 | 0,0148 | 2100,0 | 4800,0 | 7600,1 | 16011,0 | 366,2 | 2793,1 | 0,0 | 366,2 | 3159,3 |
| 83 | 0,0179 | 2100,0 | 4800,0 | 7600,1 | 16016,5 | 356,2 | 2735,4 | 0,0 | 356,2 | 3091,5 |
| 84 | 0,0090 | 2100,0 | 4800,0 | 7600,1 | 16011,9 | 346,2 | 2577,1 | 163,3 | 509,4 | 3086,6 |
| 85 | 0,0052 | 2100,0 | 4800,0 | 7600,1 | 16006,9 | 340,3 | 2385,5 | 369,1 | 709,3 | 3094,9 |

Таблиця 5. Значення відхилення частоти та потужності в енергосистемі за варіантом 1 табл.3

| Час, с | Δf , Гц | Потужність, МВт | | | | | | |
|--------|-----------------|-----------------|------|--------|--------------|--------|--------|------------|
| | | ГЕС | ТЕС | АЕС | навантаження | ГЕСр | ВЕС | ГЕСр + ВЕС |
| 31 | -0,0053 | 2100 | 4800 | 7599,9 | 15994,8 | 1972,2 | 1123,6 | 3095,8 |
| 32 | -0,0052 | 2100 | 4800 | 7599,9 | 15995 | 1989,4 | 1104,7 | 3094,1 |
| 33 | -0,0058 | 2100 | 4800 | 7599,9 | 15994,7 | 2023,1 | 1067,6 | 3090,7 |
| 34 | -0,0069 | 2100 | 4800 | 7599,9 | 15993,9 | 2084,5 | 1004,3 | 3088,8 |
| 35 | -0,0077 | 2100 | 4800 | 7599,9 | 15993 | 2161,7 | 930,1 | 3091,8 |
| 36 | -0,0071 | 2100 | 4800 | 7599,9 | 15992,8 | 2219,2 | 880,4 | 3099,6 |
| 37 | -0,0047 | 2100 | 4800 | 7599,9 | 15994,3 | 2213,2 | 897,4 | 3110,6 |
| 38 | -0,0002 | 2100 | 4800 | 7599,9 | 15997,7 | 2106,6 | 1014,3 | 3121 |
| 39 | 0,0046 | 2100 | 4800 | 7600 | 16002,2 | 1907 | 1215,3 | 3122,3 |
| 40 | 0,0077 | 2100 | 4800 | 7600 | 16006,1 | 1690,9 | 1415,2 | 3106,1 |
| 41 | 0,005 | 2100 | 4800 | 7600 | 16005,9 | 1557,4 | 1531,3 | 3088,7 |

При використанні в системі регулювання лише АБ (варіант 1) забезпечується відхилення частоти, модуль якого не перевищує 0,01 Гц, що із запасом задовольняє навіть вимогам системи ENTSO-E (0,02 Гц). При зменшенні співвідношення $P_{AB \max} / P_{ГЕСр \max}$ спостерігається поступове погіршення регулюючої характеристики системи підтримки частоти.

Метою другої серії експериментів (4 варіанти) було встановлення необхідних потужностей $P_{ГЕСр}$ та P_{AB} , при яких забезпечується нормативна частота в енергосистемі з відхиленням $|\Delta f|_{\max}$, що не перевищує 0,2 та 0,02 Гц. При цьому ГЕСр та АБ працюють окремо, $P_{ВЕС \max} = 2800$ МВт, $P_y = 3100$ МВт. Інші дані відповідають рис.1 та табл.1. Результати цих досліджень наведені у табл.3.

Звертає увагу те, що необхідна потужність згідно варіанта 1 табл.3 більш ніж утричі перевищує $P_{ВЕС \max}$, згідно варіанта 3 – у 4,7 рази. Разом з тим необхідна потужність P_{AB} згідно варіанта 2 табл.3 є меншою за потужність P_{AB} за варіантом 2 табл.2.

Зіставлення зазначених показників потребує пояснень. Для цього даних табл.2 та 3 недостатньо, потрібно залучити додаткові результати. З цією метою потрібно більш детально розглянути модельні величини за варіантом 2 табл.2. Дані потужностей АБ, ГЕСр, ВЕС та їх сумарної потужності за цим варіантом представлені на рис.3 та у табл.4. У табл.4 наведені характерні інтервали динаміки модельних величин за варіантом 2 табл.2.

Відхилення частоти, що спостерігалось під час цього експерименту, знаходиться у межах $\pm 0,02$ Гц та наведене на рис.4.

Для подальшого аналізу результатів дослідження у табл.5 наведений фрагмент ди-

наміки величин, що моделюються, за варіантом 1 табл.3.

Аналіз результатів

При використанні у системі регулювання частоти лише ГЕС ($P_{AB} = 0$) її потужність для забезпечення вимоги $|\Delta f|_{\max} \leq 0,2$ Гц має становити не менше 8647 МВт при максимальній потужності ВЕС 2800 МВт, тобто коефіцієнт перевищення потужності ГЕС дорівнює 3,1.

Однак від такої потужності ГЕС відбирається при цьому на всьому інтервалі часу потужність, що не перевищує 2219 МВт (табл.5, при $t = 36$ с). За тих самих умов при використанні лише АБ її необхідна потужність та потужність відбору є однаковими та становлять лише 1795 МВт (табл.3, варіант 2).

Така велика різниця між показниками необхідних потужностей ГЕС та АБ пояснюється дуже великою різницею у їх швидкодії (2,5%/с від $P_{ГЕСр \text{ ном.}}$ та 714 %/с від $P_{AB \text{ ном.}}$).

При допустимому відхиленні частоти $|\Delta f|_{\max} \leq 0,02$ Гц та коли працює лише ГЕС, її необхідна потужність зростає до 13368 МВт, а потужність, що відбирається, залишається на рівні 2219 МВт. Для АБ потрібна потужність та потужність, що відбирається, є однаковими та становлять 2161 МВт. Це також пояснюється великою різницею у швидкодії ГЕСр та АБ.

Досить несподіваними є результати, отримані при сумісній роботі АБ та ГЕС (див. табл.2). Здавалося б, дані деяких варіантів табл.4 протирічать результатам відповідних варіантів табл.2. Для варіанту 2 табл.2 допустиме значення $|\Delta f|_{\max} \leq 0,02$ Гц досягається при необхідній потужності $P_{AB} = 2400$ МВт та $P_{ГЕСр} = 400$ МВт, а при такому самому $|\Delta f|_{\max}$, згідно табл.3 (варіант 4), достатньо мати лише

$P_{AB} = 2161$ МВт при $P_{ГЕСр} = 0$. Дивує не тільки те, що сума $P_{AB} + P_{ГЕСр}$ для варіанту 2 табл.2 є більшою за цю ж суму варіанту 4 табл.3. Видається неймовірним той факт, що величина P_{AB} по варіанту 4 табл.3 є значно меншою у порівнянні з її значенням згідно варіанту 2 табл.2. Але аналіз показує, що ніяких протиріч не існує. Дійсно, для кожного моменту часу роботи системи справедливою є залежність (19). Як видно з рис.3, траєкторія $P_{ГЕСр}$ після $t \leq 20$ с змінюється мало та наближається до константи $P_{ГЕСр} = 400$ МВт. Таке явище пояснюється малою швидкістю зміни потужності $P_{ГЕСр}$. Тоді, згідно (19), регулювальний діапазон P_{AB} автоматично зменшується на величину $P_{ГЕСр}$ до значення $P_{AB} = 2000$ МВт. Тобто ГЕС не допомагає регулювати частоту, а фактично частково блокує роботу АБ.

Висновки

Проведені дослідження та аналіз надають можливість зробити такі висновки.

При реальних значеннях швидкодії вітру (4–10 м/с) для ефективного регулювання частоти в енергосистемі ($0,2 \text{ Гц} \geq |\Delta f_{\max}| \geq 0,02 \text{ Гц}$) з потужними ВЕС (15–25 % від встановленої потужності традиційних джерел в енергосистемі) достатньо мати акумуляторні батареї, сумарна потужність яких є співставною із сумарною потужністю ВЕС.

За зазначених умов гідроелектростанції можуть забезпечити ефективне регулювання частоти в енергосистемі з великими ВЕС тільки тоді, коли їх потужність у 3 та більше разів буде вищою за сумарну потужність ВЕС. При цьому від ГЕС буде відбиратися потужність, співставна з потужністю ВЕС.

Сумісна робота потужних ГЕС та АБ є допустимою та корисною.

Сумісна робота малих ГЕС (потужність співставна з потужністю ВЕС) та АБ є недопустимою, оскільки при цьому малі ГЕС блокують роботу акумуляторних батарей.

Список літератури

1. Electricity and Energy Storage (Updated May 2018). World Nuclear Association. — <http://www.world-nuclear.org/information-library/current-and-future-generation/electricity-and-energy-storage.aspx>
2. Визначення граничних обсягів, умов і режимів використання вітрових та сонячних електростанцій у складі об'єднаної енергосистеми України : Звіт про науково-дослідну роботу / Інститут загальної енергетики НАН України. ДР № 0113U004085. Київ, 2015. С. 26–30.
3. Кулик М.М., Дрьомін І.В. Універсальна модель регулювання частоти і потужності в об'єднаних енергосистемах. *Проблеми загальної енергетики*. 2013. № 4. С. 5–15.
4. Кулик М.М., Дрьомін І.В. Узагальнена математична модель та характеристики адаптивних систем автоматичного регулювання частоти і потужності. *Проблеми загальної енергетики*. 2015. № 4. С. 14–23. — <https://doi.org/10.15407/pge2015.04.014>.
5. Кулик М.М., Дрьомін І.В., Згуровець О.В. Дослідження режимів роботи об'єднаних енергосистем з потужними вітровими електростанціями та акумуляторними батареями. *Проблеми загальної енергетики*. 2018. № 2. С. 15–20. — <https://doi.org/10.15407/pge2018.02.015>
6. Батарея Tesla стабилизировала энергосеть Австралии, когда отказала угольная ТЭС. — https://elektrovesti.net/58153_batareya-tesla-stabiliziroval-a-energaset-avstralii-kogda-otkazala-ugolnaya-tes

Надійшла до редакції 01.10.18

Кулик М.Н., *акад. НАН Украины, докт. техн. наук, проф.*,
Згуровец А.В.

Институт общей энергетики НАН Украины, Киев
ул. Антоновича, 172, 03150 Киев, Украина, e-mail: info@ienergy.kiev.ua

Особенности использования гидроэлектростанций и аккумуляторных батарей для стабилизации частоты в энергосистемах

Развита математическая модель регулирования частоты и мощности в энергосистемах с мощными ветровыми электростанциями (ВЭС), гидроэлектростанциями (ГЭС) и аккумуляторными батареями (АБ). С использованием этой модели проведен комплекс исследований с широким диапазоном изменений мощностей ГЭС и АБ и их соотношений. Рассмотрены варианты, когда ГЭС и АБ работают отдельно. Определены условия, при которых ГЭС и АБ обеспечивают стабильную работу энергосистемы, работая отдельно, с обеспечением требований по отклонению частоты в Объединенной энергосистеме Украины и в энергосистеме Евросоюза ENTSO-E. Проведена серия расчетов по совместному использованию ГЭС и АБ, в результате сформулированы рекомендации относительно условий совместной работы ГЭС и АБ. *Библ. 6, рис. 4, табл. 5.*

Ключевые слова: энергосистема, частота, мощность, ветровая электростанция, аккумуляторная батарея, гидроэлектростанция.

Kulyk M.M., *Academician of the National Academy of Sciences of Ukraine,*
Doctor of Technical Sciences, Professor, Zgurovets O.V.

Institute of General Energy of the National Academy of Sciences of Ukraine, Kiev
172, Antonovycha Str., 03150 Kiev, Ukraine, e-mail: info@ienergy.kiev.ua

Features of the Use of Hydroelectric Power Plants and Battery Energy Storage Systems for Frequency Stabilization in Power Systems

A mathematical model of frequency and power regulation in power systems with large wind power plants (WPPs), hydroelectric power plants (HPPs), and battery energy storage systems (BESSs) was developed. Using this model, we carried out a complex of studies over a wide range of changes in the power of HPPs, BESSs, and their proportions. Options are considered when HPP and BESS work separately. The conditions under which HPPs and BESSs provide a stable operation of the power system, working separately with satisfying the requirements to frequency deviation in the integrated power system of Ukraine and in the ENTSO-E energy system of the European Union are determined. A series of calculations for the joint use of HPPs and BESSs was carried out, and, as a result, recommendations were formulated on the conditions for joint operation of HPPs and BESSs. *Bibl. 6, Fig. 4, Tab. 5.*

Key words: power system, frequency, power, wind power plant, battery energy storage system, hydroelectric power plant.

References

1. Electricity and Energy Storage (Updated May 2018). World Nuclear Assotiation. — <http://www.world-nuclear.org/information-library/current-and-future-generation/electricity-and-energy-storage.aspx>
2. Vyznachennia hranychnykh obsiahiv, umov i rezhymiv vykorystannia vitrovykh ta soniachnykh elektrostantsii u skladi obiednanoi enerhosystemy

- Ukrainy : Zvit pro naukovo-doslidnu robotu [Determination of limits, conditions and modes of use of wind and solar power stations as part of the integrated power system of Ukraine : Report on research work]. DR № 0113U004085. Kiev : Instytut zahalnoi enerhetyky NAN Ukrainy [Institute of General Energy of the National Academy of Sciences of Ukraine], 2015. pp. 26–30. (Ukr.)
3. Kulyk, M.M., Dryomin, I.V. Universal'na model' reguljuvannja chastoty i potuzhnosti v ob'jednanyh energosystemah [General-purpose model of frequency and capacity regulation in united power systems]. *Problemy Zahal'noi Enerhetyky [The Problems of General Energy]*. 2013. No. 4. pp. 5–15. (Ukr.)
 4. Kulyk, M.M., Dryomin, I.V. Uzagal'нена matematichna model' ta charakterystyky adaptyvnyh system avtomatichnogo reguljuvannja chastoty i potuzhnosti [Generalized mathematical model and features of adaptive automatic frequency and power control systems]. *Problemy Zahal'noi Enerhetyky [The Problems of General Energy]*. 2015. No. 4. pp. 14–23. (Ukr.) — <https://doi.org/10.15407/pge2015.04.014>.
 5. Kulyk, M.M., Dryomin, I.V., Zgurovets O.V. Doslidzhennja rezhymiv roboty ob'jednanyh energo-system z potuzhnymy vitrovymy elektro- stancijamy ta akumuljatornymy batarejamy [Investigation of the operating modes of integrated power systems with powerful wind power plants and accumulator batteries]. *Problemy Zahal'noi Enerhetyky [The Problems of General Energy]*. 2018. No. 2. pp. 15–20. (Ukr.). — <https://doi.org/10.15407/pge2018.02.015>
 6. Batareya Tesla stabilizirovala energoset' Avstralii, kogda otkazala ugol'naya TES [Tesla battery stabilized the power grid of Australia when the coal power plant failed]. — [https:// elektrovesti.net/58153_batareya-tesla-stabilizirovala-energосet-avstralii-kogda-otkazala-ugol'naya-tes](https://elektrovesti.net/58153_batareya-tesla-stabilizirovala-energосet-avstralii-kogda-otkazala-ugol'naya-tes)

Received October 1, 2018

УДК 628.49

**Іванов Ю.В., П'ятничко О.І., канд. техн. наук,
Жук Г.В., докт. техн. наук, Онопа Л.Р.,
Крушневич С.П., канд. техн. наук,
Вербовський О.В., канд. техн. наук**

Інститут газу НАН України, Київ

вул. Дегтярівська, 39, 03113 Київ, Україна, e-mail: ivjuv2102@ukr.net

Моделювання процесів вилучення CO₂ та H₂S з біогазу з використанням амінової та водної абсорбції

Проведено дослідження технологічних схем виробництва біометану з біогазу з використанням найбільш розповсюджених амінових та водних абсорбційних процесів вилучення діоксиду вуглецю та сірководню з біогазу. З використанням програмного моделювання для амінового процесу запропоновано ефективний абсорбент МДЕА_{мод} — водний розчин метилдіетаноламіну та моноетаноламіну. Даний абсорбент може бути ефективно застосований для різного складу біогазу та для діапазону тиску від атмосферного до 0,28 МПа. При цьому теплове навантаження ребойлера десорбера менше у 1,5–4 рази у порівнянні з використанням розчинів моноетаноламіну. Порівняння енергетичних витрат на виробництво біометану з використанням амінової та водної технологій показує, що з урахуванням більшого виходу біометану в аміновому процесі на 8–15 %, ніж при водній абсорбції (втрати CH₄ за рахунок розчинення у H₂O), та використання цієї різниці для нагрівання ребойлера амінового десорбера ці витрати співмірні. При потребі виробництва діоксиду вуглецю як товарного продукту аміновий процес має перевагу, тому що отриманий в цьому процесі CO₂ має концентрацію до 98 % проти 80 % при застосуванні водної абсорбції. Отримані результати моделювання амінового та водного процесів вилучення CO₂ та H₂S можуть бути використані в технологіях очищення біогазу та виробництва біометану — аналога природного газу, а також діоксиду вуглецю як товарного продукту. *Бібл. 24, рис.6, табл. 4.*

Ключові слова: природний газ, біогаз, біометан, діоксид вуглецю, сірководень, абсорбція, десорбція, ребойлер, енерговитрати.