

УДК 621.311.661

**КУЛИК М.М.**, академік НАН України, д-р техн. наук, професор,  
**ДРЬОМІН І.В.**, канд. техн. наук, ст. наук. співр., **ЗГУРОВЕЦЬ О.В.**  
Інститут загальної енергетики НАН України, вул. Антоновича, 172, м. Київ, 03150, Україна

## ДОСЛІДЖЕННЯ РЕЖИМІВ РОБОТИ ОБ'ЄДНАНИХ ЕНЕРГОСИСТЕМ З ПОТУЖНИМИ ВІТРОВИМИ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЯМИ ТА АКУМУЛЯТОРНИМИ БАТАРЕЯМИ

*Розроблено та апробовано математичну модель процесів регулювання частоти і потужності в об'єднаних енергосистемах з вітровими електростанціями та акумуляторними батареями, яка надає можливість аналізу режимів регулювання енергосистеми та формування найбільш ефективних законів регулювання. Встановлено, що введення у структуру генеруючих потужностей об'єднаних енергосистем вітрових електростанцій (ВЕС) великої потужності може призвести до недопустимих відхилень частоти в системі. Доведено, що стабілізація частоти і потужності в об'єднаних енергосистемах (ОЕС) із потужними ВЕС у їх складі може бути забезпечена шляхом введення в структуру ОЕС акумуляторних батарей з потужністю, що є співставною зі встановленою потужністю ВЕС. Результати моделювання режимів зазначених енергосистем показали, що точність регулювання частоти і потужності в них досягається вищою за точність, що є нормативною для енергосистеми Євросоюзу ENTSO-E.*

*Ключові слова:* математична модель, об'єднана енергосистема, вітрова електростанція, акумуляторна батарея, регулювання, точність.

Енергетика планети наразі переживає фазу кардинальної зміни структури та обсягів використання первинної енергії. Загальний світовий науково-технічний поступ забезпечує можливість конкурентного використання у промислових обсягах відновлюваних джерел енергії, у першу чергу, це стосується вітрової та сонячної енергії. Багато країн обґрунтовано прогнозують, що у структурі використовуваних ними первинних енергоресурсів викопне паливо (включаючи ядерне) у перспективі до 2040 – 2050 рр. не буде перевищувати 50% від загальної їх потреби у первинній енергії, інша ж її половина забезпечуватиметься енергією вітру, Сонця та менш потужними відновлюваними і нетрадиційними джерелами. Зазначена тенденція в майбутньому прогнозується до посилення аж до домінуючої переваги відновлюваних джерел. Можна стверджувати, що починається ера нової енергетики.

Така ситуація зумовлена низкою чинників. У технологічному плані в останнє десятиліття здійснений «прорив» у розробленні та використанні накопичувачів електричної та теплової

енергії надвеликих потужностей і ємностей. У деяких промислово розвинених країнах вже наразі у структурі генеруючих потужностей їх енергосистем використовуються електричні накопичувачі (батареї), які при роботі в автономному режимі здатні забезпечити потужність 100 МВт протягом 10 – 20 год. Цього достатньо для того, щоб у складі енергосистеми працювала, наприклад, вітрова електростанція аналогічної або навіть більшої потужності із забезпеченням високої стабільності частоти. Вже зараз питомі капіталовкладення таких батарей разом з перетворювачами є співставними з питомими капіталовкладеннями устаткування теплових електростанцій (ТЕС). З часом питомі капіталовкладення накопичувачів стрімко зменшуються, а для ТЕС цей показник зростає.

Згідно низки міжнародних угод, підписаних Україною (Енергетичне співтовариство, Рамкова конвенція ООН про зміну клімату, Паризька угода і ін.), ТЕС повинні здійснювати плату за шкідливі викиди (пил, оксиди сірки та азоту), а також будуть введені жорсткі обмеження на викиди парникових газів. Окрім того, як добре відомо, для ВЕС та сонячних електростанцій (СЕС) не потрібне паливо.

© М.М. КУЛИК, І.В. ДРЬОМІН, О.В. ЗГУРОВЕЦЬ, 2018

Сукупність наведених та інших чинників вже в недалекому майбутньому призведе до кардинальних змін у структурі генеруючих потужностей енергосистем не тільки в промислово розвинених країнах, але навіть в країнах з перехідною економікою.

Останні кілька років в енергосистемах розвинених країн спостерігається лавиноподібне зростання використання акумуляторних батарей (АБ) великої ємності та потужності для забезпечення існуючих вимог щодо стабільності частоти за умов, коли в енергосистемах функціонують надпотужні вітрові чи сонячні електростанції [1]. Цей процес розпочинався з того, що стабілізуючі джерела електричної енергії мали недостатню потужність та швидкодію. У результаті в енергосистемах спостерігалися нормативно недопустимі відхилення частоти та аварійні відключення споживачів, а в деяких випадках – навіть розпад енергосистеми. Первопричиною такого положення було те, що розробники відповідних проектів ВЕС та СЕС не враховували, що ці джерела електроенергії не мають і не можуть мати за своєю фізичною природою внутрішніх стабілізаторів частоти і потужності. При введенні їх у структуру енергосистеми функції стабілізації частоти і потужності повинні виконувати спеціальні зовнішні підсистеми, наприклад, підсистема автоматичного регулювання частоти і потужності (АРЧП). Але існуючі системи АРЧП, побудовані на базі теплових електростанцій, не в змозі забезпечити успішне регулювання, якщо у структурі генераторів використовуються ВЕС та СЕС [2 – 4] через велику нестабільність у часі генерованої ними електроенергії.

Ігнорування розробниками перших потужних ВЕС та СЕС, що використовувались в об'єднаних енергосистемах, зазначених особливостей їх функціонування призвело до відомих тяжких системних аварій (Німеччина, Австралія і ін.). Формування відповідних структур генеруючих потужностей в об'єднаних енергосистемах відбувалось при цьому методом спроб і помилок без глибоких теоретичних досліджень та необхідного математичного моделювання.

Дослідженнями Інституту загальної енергетики НАН України [2 – 4] було доведено, що для успішного вирішення проблеми стабілізації частоти і потужності при використанні ВЕС та СЕС можна застосовувати гідроелектростанції (ГЕС) та споживачі-регулятори на електродвигунах або теплових насосах [2 – 4]. Однак більшість країн не мають необхідних для цього потенціалів гідроенергії та потужностей споживачів-регуляторів.

Створення конкурентоздатних акумуляторних батарей великої потужності та ємності відкриває, як зазначалось, широкі перспективи у використанні енергії вітру і Сонця. Разом з тим для запобігання зазначеним вище негативним явищам масовому застосуванню цієї перспективної технології повинні передувати теоретичні дослідження процесів регулювання частоти і потужності в об'єднаних енергосистемах, в яких одночасно функціонують ВЕС, СЕС та АБ великої потужності.

Дана робота присвячена розробленню математичної моделі та цифровому моделюванню процесів регулювання частоти і потужності в енергосистемах, що мають потужності ВЕС та АБ.

Математична модель цієї задачі являє собою модифіковану систему алгебраїчних та диференціальних рівнянь і обмежень, розроблену авторами при дослідженні процесів регулювання частоти і потужності в енергосистемі в аварійних режимах за допомогою споживачів-регуляторів [2 – 4]. Модифікація полягає в тому, що в математичну модель, наведену в [2 – 4], замість рівнянь, що описують процеси в споживачах-регуляторах, введені відповідні рівняння для акумуляторних батарей. Створена математична модель має вигляд (1) – (14).

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

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

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

$$P_{AB}(t) = (e^{-\frac{t}{\tau_{AB}}} - 1) F_{AB}(t), \quad (4)$$

$$\frac{dP_{BEC}(t)}{dt} = \frac{P_{BEC0} + B_{BEC}(\omega(t) - \omega_0) + P_{BEC}(v_g(t)) - P_{BEC}(t)}{T_{BEC}}, \quad (5)$$

$$P_{BEC}(v_g) = c_0 + c_1 v_g + c_2 v_g^2 + \dots + c_n v_g^n, \quad (6)$$

$$v_g(t) = \frac{1}{2} A_{v0} + \sum_{k=1}^N (A_{vk} \cos k\omega_0 t + B_{vk} \sin k\omega_0 t), \quad (7)$$

$$A_{vk} = \frac{1}{N} \sum_{n=0}^{2N} \left( P_{BEC}(t_n) \cos \frac{2\pi k}{T} t_n \right), \quad k = 0, 1, \dots, N, \quad (8)$$

$$B_{vk} = \frac{1}{N} \sum_{n=1}^{2N} \left( P_{BECv}(t_n) \sin \frac{2\pi k}{T} t_n \right), k=0,1,\dots,N, \quad (9)$$

$$F_{AB}(t) = A_{AB}(\omega(t) - \omega_0) + Q_{AB} \frac{d\omega}{dt} + S_{AB} \int_{t_0}^{t_1} (\omega(\tau) - \omega_0) d\tau, \quad (10)$$

де  $T_c$  – постійна часу енергосистеми,  $P_{\Sigma\omega_0}$  – сумарна потужність генераторів у початковий момент часу;

$P_{zi}(t), P_n(t), P_{AB}(t), P_{BEC}(t), P_M(t)$  – шукані змінні-функції потужностей, що відповідають генераторам, навантаженню, акумуляторній батареї, ВЕС та втратам мережі відповідно;

$\tau_{zi}, \tau_n, T_{BEC}, \tau_{AB}$  – постійні часу генераторів, навантаження, ВЕС та акумуляторної батареї відповідно;

$B_{zi}, C_n, B_{BEC}$  – крутизні частотних характеристик генераторів, навантаження та ВЕС відповідно;

$A_{AB}, Q_{AB}, S_{AB}$  – коефіцієнти підсилення пропорційної, диференціальної та інтегральної складових ПІД-закону регулювання для акумуляторної батареї;

$t=[t_0, t_1]$  – 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.

Окрім рівнянь (1) – (10) математична модель включає такі обмеження.

Обмеження на швидкість зміни потужності:

$$L_{ABng} \leq \left| \frac{dP_{AB}(t)}{dt} \right| \leq L_{ABgg}, t \in [t_0, t_1],$$

$$P_{AB} \in [P_{ABg1}, P_{ABg2}], \quad (11)$$

Обмеження на рівень потужності АБ:

$$P_{AB.min} \leq P_{AB}(t) \leq P_{AB.max}, \quad (12)$$

Зона нечутливості:

$$\frac{dP_{AB}(t)}{dt} = const, \omega(t) - \omega_0 \in [\omega_{s1}, \omega_{s2}], \quad (13)$$

де  $t = [t_0, t_1]$  – інтервал часу, на якому досліджуються процеси в енергосистемі;  $g$  – індекс, що позначає інтервали потужності АБ, в яких діє обмеження швидкості;  $P_{ABs.min}, P_{ABs.max}$  – обмеження мінімальної і максимальної потужності акумуляторної батареї;  $[\omega_{s1}, \omega_{s2}]$  – зона нечутливості акумуляторної батареї.

Початкові умови:

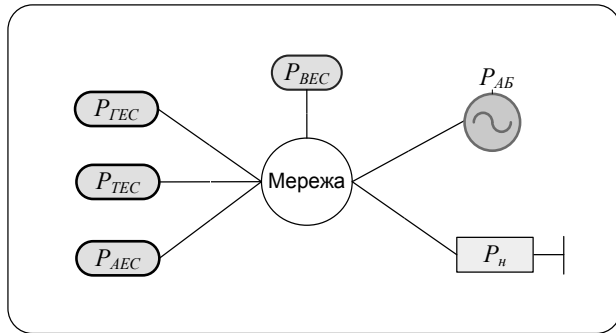
$$\begin{cases} \omega(t_0) = \omega_n, \\ P_{zi}(t_0) = P_{zi0}, \\ P_n(t_0) = P_{n0}, \\ P_{AB}(t_0) = P_{AB0}, \\ P_{BEC}(t_0) = P_{BEC0}, \\ v_b(t_0) = v_{b0}. \end{cases} \quad (14)$$

В наведеній математичній моделі (1) – (14) рівняння (1) відображає в канонічній формі загальний баланс потужності в енергосистемі; рівняння (2) моделює процес зміни в часі потужностей усіх генераторів в залежності від кругової частоти; рівняння (3) – те саме для навантаження; рівняння (4) відображає процес формування регулюючої потужності акумуляторної батареї  $P_{AB}(t)$ . У ньому регулююча функція  $F_{AB}(t)$  використана у вигляді пропорційно-диференційно-інтегрального закону регулювання в залежності від відхилення частоти (рівняння (10)), а коефіцієнт  $\tau_{AB}$  відображає швидкість зміни потужності  $P_{AB}(t)$  при роботі батареї в енергосистемі.

Рівняння (5) описує потужність ВЕС як функцію часу в залежності від потужності вітру  $P_{BECv}(v_b(t))$ , яка у свою чергу визначається поліноміальною залежністю (6) від швидкості вітру  $v_b(t)$ . Швидкість вітру є однією із вихідних величин, що обумовлюють характер і рішення задачі. Вона, як правило, задається таблично, а в даній моделі представлена аналітичними залежностями (7) – (9), які є дискретним перетворенням Фур'є. Ці залежності надають можливість визначити значення швидкості вітру з довільним кроком за часом.

Математична модель (1) – (14) може описувати не тільки енергосистему з будь-якою деталізацією елементів енергосистеми (аж до енергоблоку), а й довільну кількість вітроагрегатів з різними технічними характеристиками, в тому числі: графік віддачі потужності в залежності від швидкості вітру, момент інерції обертових частин вітроагрегата, обмеження щодо граничних швидкостей вітру, встановлені на потужність.

Модель (1) – (14) була використана для розрахунку процесу стабілізації частоти і потужності в енергосистемі, в якій, окрім традиційних електростанцій, працюють потужні ВЕС та акумуляторна батарея (рис. 1).



**Рисунок 1.** Агрегована розрахункова схема енергосистеми з вітровими електростанціями та акумуляторними батареями

Параметри схеми по рис. 1, які необхідні для використання моделі (1) – (14), наведено в табл. 1.

При проведенні розрахунків використано аналітичну функцію залежності швидкості вітру від часу  $v_g(t)$ , отриману застосуванням дискретного перетворення Фур'є [6] до натурних її даних, що містяться в [5]. Графік швидкості вітру в діапазоні 0 – 120 с, згідно [5], наведено на рис. 2.

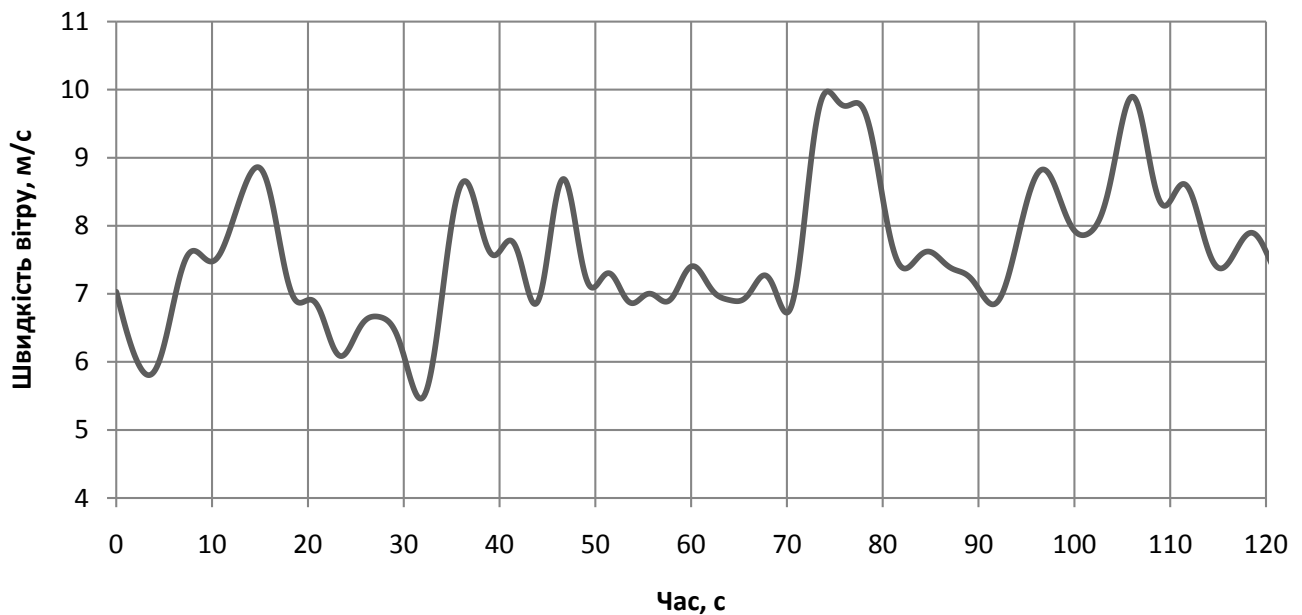
Як видно з цього графіка, швидкість вітру змінюється в межах 5,5 – 10 м/с, тобто, в інтервалі, на який проектується більшість вітротурбін великої потужності.

У виконаному дослідженні моделювались два режими енергосистеми (рис. 3).

У першому з них акумуляторна батарея викнута, тобто система перебуває в нерегульованому режимі. При цьому ВЕС надає в систему енергію, що згідно (5) – (9) змінюється

**Таблиця 1 – Параметри моделі енергосистеми з ВЕС та АБ згідно рис. 1**

Назва елемента ЕС	Крутизна част. хар-ки, МВт/1/с	Пост. часу, с	A	Q	S	Поч. умови/змінна	Макс. потужність, МВт	Швидкість скидання/набору потужності, %/с
ГЕС	0,37	5	–	–	–	1000	–	–
ТЕС	0,73	5	–	–	–	4590	–	–
АЕС	1,81	5	–	–	–	7410	–	–
Навантаження	153	0,5	–	–	–	14500	–	–
АБ	–	0,005	30000	12000	3	0	3000	833
ВЕС	0,4	5	–	–	–	1400	–	–
Втрати	–	–	–	–	–	1500	–	–



**Рисунок 2.** Діаграма швидкості вітру

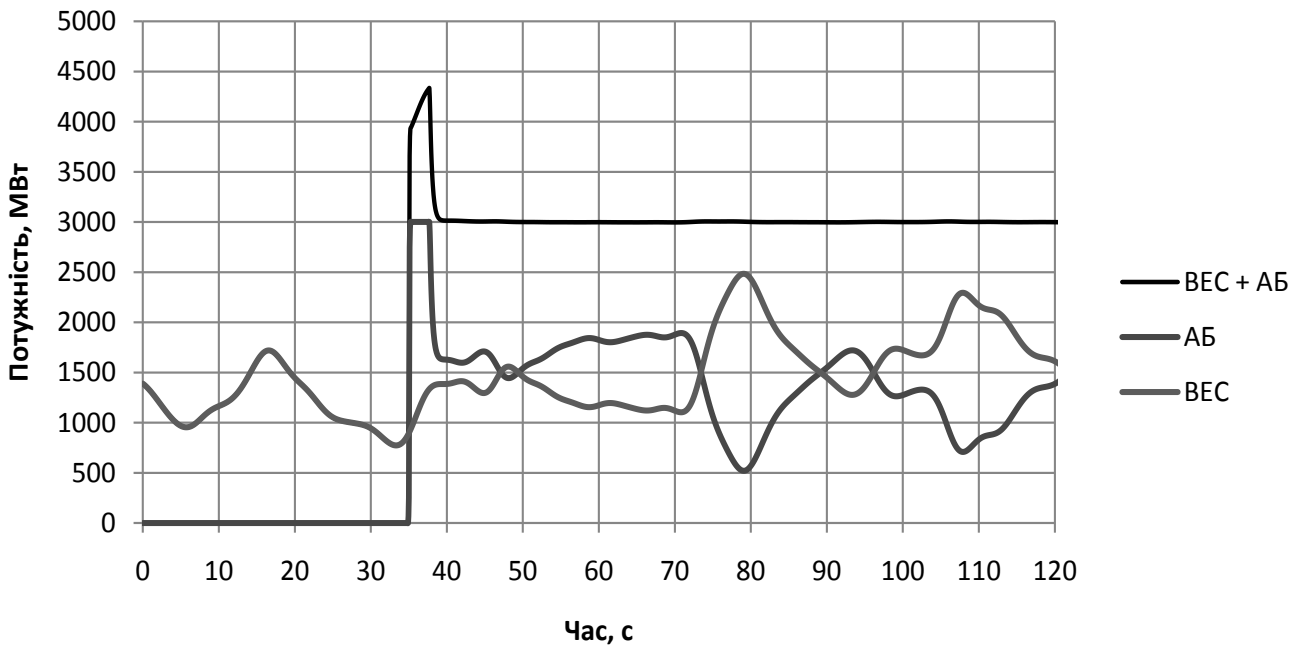


Рисунок 3. Потужність АБ, ВЕС та їх сумарна потужність

в інтервалі часу 0 – 120 с від 1400 до трохи більше 1600 МВт (рис. 3). При цьому частота в енергосистемі постійно змінюється (рис. 4) від 49 Гц при  $t = 0$  до 48,7 Гц при  $t = 120$  с при мінімальному її значенні 46,7 Гц при  $t = 35$  с. Такий частотний режим в енергосистемі є недопустимим.

У другому режимі в інтервалі часу  $t = 0 - 35$  с система є нерегульованою, а в подальшому в ній разом з ВЕС працює акумуляторна батарея.

Як видно із рис. 4 та табл. 2 при цьому протягом 5 с після вмикання АБ в енергосистемі частота стабілізується на рівні 50 з відхиленням 0,002 Гц і забезпечується такою на всьому інтервалі до 120 с.

Синхронно з цим з такою ж високою точністю стабілізується сумарна потужність обсягом 3000 МВт, яка видається ВЕС та акумуляторною батареєю і дорівнює небалансу потужності в енергосистемі до вмикання ВЕС та АБ.

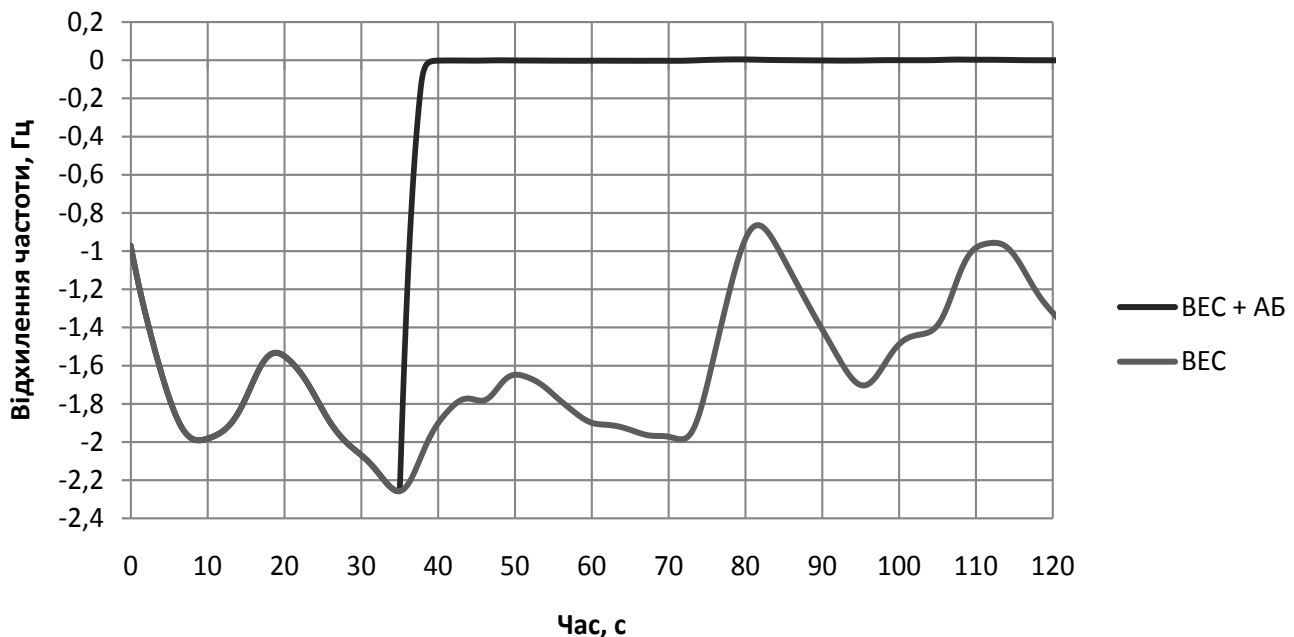


Рисунок 4. Відхилення частоти в системі при роботі ВЕС із включенням АБ на 35-й секунді

**Таблиця 2 – Початковий період регулювання частоти і потужності в енергосистемі з ВЕС та АБ (рис. 4)**

Час, с	Відхилення частоти, Гц	Потужність, МВт						
		ГЕС	ТЕС	АЕС	Навантаження	АБ	ВЕС	ВЕС+ АБ
34	-2,243	995,27	4580,67	7386,86	12363,38	0,00	792,52	792,52
34,5	-2,255	995,22	4580,57	7386,63	12346,44	0,00	832,66	832,66
35	-2,257	995,18	4580,48	7386,41	12336,25	249,90	896,38	1146,28
35,5	-1,693	995,20	4580,53	7386,52	12530,86	3000,00	980,04	3980,04
36	-1,200	995,34	4580,80	7387,20	12925,92	3000,00	1075,19	4075,19
36,5	-0,802	995,56	4581,25	7388,30	13336,95	3000,00	1170,18	4170,18
37	-0,488	995,85	4581,80	7389,67	13699,75	3000,00	1253,43	4253,43
37,5	-0,244	996,16	4582,43	7391,22	13998,47	3000,00	1316,72	4316,72
38	-0,077	996,49	4583,08	7392,85	14232,43	2233,70	1357,32	3591,02
38,5	-0,023	996,82	4583,72	7394,43	14377,14	1748,89	1377,86	3126,74
39	-0,008	997,12	4584,31	7395,90	14447,17	1647,46	1384,63	3032,09
39,5	-0,004	997,39	4584,85	7397,23	14477,61	1630,31	1385,19	3015,50
40	-0,002	997,64	4585,34	7398,45	14490,12	1627,56	1386,18	3013,74
40,5	-0,002	997,86	4585,78	7399,54	14495,10	1622,16	1391,54	3013,71
.	.	.	.	.	.	.	.	.
120	-0,001	1000,00	4590,00	7410,00	14499,51	1386,74	1611,86	2998,61

Проведені дослідження надають можливість зробити наступні узагальнення.

1. Розроблена і апробована математична модель процесів регулювання частоти і потужності в об'єднаних енергосистемах з вітровими електростанціями та акумуляторними батареями надає можливість адекватного цифрового аналізу режимів регулювання енергосистеми та формування найбільш ефективних законів регулювання.

2. Введення у структуру генеруючих потужностей об'єднаних енергосистем ВЕС великої потужності може призвести до недопустимих відхилень частоти в системі.

3. Стабілізація частоти і потужності в об'єднаних енергосистемах із потужними ВЕС у їх складі може бути забезпечена шляхом введення в структуру ОЕС акумуляторних батарей з потужністю, що є співставною зі встановленою потужністю ВЕС.

4. За умов п. 3 точність регулювання частоти і потужності в таких інтегральних ОЕС може бути вищою за точність, що є нормативною для енергосистеми Євросоюзу ENTSO-E.

1. Electricity and Energy Storage (Updated May 2018). World Nuclear Assotiation. URL: <http://www.world-nuclear.org/information-library/current-and-future-generation/electricity-and-energy-storage.aspx> (дата звернення: 01.06.2018).

2. Визначення граничних обсягів, умов і режимів використання вітрових та сонячних електростанцій у складі об'єднаної енергосистеми України. Звіт про науково-дослідну роботу. ДР № 0113U004085. К.: Інститут загальної енергетики НАН України, 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(35). 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(43). С. 14—23. <https://doi.org/10.15407/pge2015.04.014>.

5. Колесников А. Что такое ветер? 2012. URL: <http://al-kolesnikov.livejournal.com/17152.html>, (дата звернення: 01.06.2018).

6. Кулик М.Н., Дремін І.В. Применение дискретного преобразования Фурье для моделирования скорости ветра. *Проблеми общей энергетики*. 2013. № 3(34). С. 5—10.

Поступила в редколлегию 04.06.2018