

МАТЕМАТИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ ЕНЕРГЕТИЧНИХ ОБ'ЄКТІВ І СИСТЕМ

ISSN 2522-4344 (Online), ISSN 1562-8965 (Print). The problems of general energy, 2018, 4(55): 5–10
doi: <https://doi.org/10.15407/pge2018.04.005>

УДК 621.311.661

М.М. КУЛИК, академік НАН України, д-р техн. наук, професор,
ORCID: 0000-0002-5582-7027,

О.В. ЗГУРОВЕЦЬ, ORCID: 0000-0001-8439-9781,

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

АДАПТИВНА МОДЕЛЬ РЕГУЛЮВАННЯ ЧАСТОТИ І ПОТУЖНОСТІ В ЕНЕРГОСИСТЕМАХ З ВІТРОВИМИ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЯМИ

Розроблено та всебічно досліджено адаптивну модель регулювання частоти і потужності в енергосистемах з вітровими електростанціями. Регулююча потужність зазначеної моделі складається із двох частин: адаптивної складової та ПІД-закону. Адаптивна складова є різницею між уставкою, що задається диспетчерською службою енергосистеми, та потужністю вітрової електростанції у кожний момент часу на періоді регулювання. Друга складова регулюючої потужності є класичним ПІД-законом, в якому аргументом є відхилення частоти. Проведено серію числових експериментів, метою яких було дослідження можливостей використання запропонованої структури регулювання частоти в ОЕС України та в енергосистемі Євросоюзу ENTSO-E. Було встановлено, що найкращі показники зі стабілізації частоти надає повна модель, в якій використовується як адаптивна складова, так і ПІД-закон. При цьому забезпечується європейська вимога щодо стабілізації частоти ($|\Delta f|_{\max} \leq 0,02$ Гц), і значення коефіцієнтів ПІД-закону є цілком прийнятними, виходячи з критерію стійкості системи регулювання частоти.

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

Вступ та постановка задачі. У публікаціях [1–3] доведено, що вітрові електростанції (ВЕС) можуть ефективно функціонувати в об'єднаних енергосистемах (ОЕС) лише за умови, що швидкість зміни потужності ВЕС під час її роботи у складі ОЕС буде співставною (а краще – не перевищувати) з аналогічним показником регулятора (активного чи пасивного), який введений у контур регулювання частоти і потужності. Активні регулятори (генератори-регулятори) в залежності від їх фізичної природи мають у своєму складі устаткування, яке тим чи іншим чином обмежує їх можливості зі зміни потужності. Зокрема, на теплових електростанціях (ТЕС) таким устаткуванням є парові котли, в яких швидкість зміни потужності обмежена температурною міцністю трубопроводів та корпусу, на гідроелектростанціях (ГЕС) таким інерційним елементом є направляючі апарати (регулюють об'єм

подачі води на гідротурбіни), а швидкодія електрохімічних акумуляторних батарей (АБ) обмежується лише їх внутрішнім опором. Тому допустима швидкість зміни потужності генераторів ТЕС не може перевищувати 6–7%/хв від їх номінальної потужності $P_{ном}$, для ГЕС цей показник становить 1–2,5% $P_{ном}/с$, а для АБ – перевищує 700% $P_{ном}/с$. В [4] досліджено можливості використання теплонасосних технологій (пасивні регулятори) в системах автоматичного регулювання частоти і потужності в енергосистемах, при цьому обмеженням за швидкодію був використаний показник 40% від $P_{ном}$ за секунду. В [5] наведена система ущільнення графіка електричних навантажень енергосистеми шляхом використання споживачів-регуляторів у вигляді електрокотлів, однак у цій публікації немає даних щодо обмежень на швидкість зміни потужності електрокотла. Слід очікувати, що його швидкодія не набагато перевищує швидкодію енергетичних котлів, оскільки в електрокотлі є те-

© М.М. КУЛИК, О.В. ЗГУРОВЕЦЬ, 2018

плообмінник. В [1, 3] показано, що для забезпечення вимог зі стабілізації частоти в енергосистемах з потужними ВЕС потрібно використовувати регулятори, швидкодія яких є не меншою, ніж $150\%P_{ном}/с$. Тому для країн, в енергосистемах яких відсутні потужні ГЕС (включаючи Україну), єдиною технологією, що здатна забезпечити технологічно обґрунтоване використання потужних ВЕС, є електрохімічні акумуляторні батареї (АБ).

Окрім вибору типу регулятора, важливим питанням є формування закону регулювання. В моделях, наведених в [1 – 3], використовувався широко відомий пропорційно-диференційно-інтегральний (ПІД) закон. Він формує регулюючу функцію, в якій аргументом є відхилення частоти $\omega_0 - \omega(t)$, тобто в процесі регулювання аргумент прямує до нуля. З іншого боку, регулююча функція повинна мати у кожний момент часу похідну, яка є співставною (краще – більшою) за модулем з похідною від потужності ВЕС. Тоді задля виконання цієї умови коефіцієнти в ПІД-законі повинні приймати великі значення (див. далі). Однак відомо, що при великих значеннях цих коефіцієнтів система регулювання за певних додаткових умов може втратити стійкість.

Тому нагально важливим є формування не менш точного і більш надійного закону регулювання для зазначених систем. Останнім часом особлива увага при синтезі систем регулювання надається адаптивним системам, в яких використовуються не загальні закони (функції) регулювання, а специфічні залежності, що зумовлені призначенням системи регулювання.

Призначенням комплексу із двох генераторів (ВЕС плюс АБ) є виробництво електроенергії заданої потужності $U(t)$ із стабільною частотою $f_0 \pm \Delta f_{дон}$, де $\Delta f_{дон}$ – допустиме відхилення частоти, $U(t)$ – уставка, що задається диспетчерською службою, зокрема, для покриття графіка електричних навантажень. Виходячи з цього, отримуємо залежність

$$U(t) = P_{BEC}(t) + D_a(t), \quad (1)$$

де $D_a(t)$ – адаптивна складова функції регулювання

$$D_a(t) = U(t) - P_{BEC}(t). \quad (2)$$

Математична модель. У даній статті досліджено процеси регулювання частоти і потужності в енергосистемах із вітровими електростанціями, в яких як активні регулятори використовуються акумуляторні батареї, а в регулюючих функціях діє адаптивна складова (2). Розроблено і всебічно досліджено математичну модель, представлену системою рівнянь, обмежень та інших даних (3) – (15), яка є узагальненням моделі, що надана в [1].

$$\frac{d\omega(t)}{dt} = \frac{\sum_{i=1}^I P_{zi}(t) + P_{AB}(t) - P_n(t) - P_m(t) + P_{BEC}(t)}{T_c P_{\Sigma z0} \omega(t)} \omega_0^2, \quad (3)$$

$$\frac{dP_{zi}(t)}{dt} = \frac{P_{z0i} - P_{zi}(t) + B_{zi}(\omega(t) - \omega_0)}{\tau_{zi}}, \quad i = \overline{1, I}, \quad (4)$$

$$\frac{dP_n(t)}{dt} = \frac{P_{n0} - P_n(t) + C_n(\omega(t) - \omega_0)}{\tau_n}, \quad (5)$$

$$\frac{dP_{BEC}(t)}{dt} = \frac{B_{BEC}(\omega(t) - \omega_0) + P_{BEC}(v_\epsilon(t)) - P_{BEC}(t)}{T_{BEC}}, \quad (6)$$

$$P_{BEC}(v_\epsilon) = c_0 + c_1 v_\epsilon + c_2 v_\epsilon^2 + \dots + c_n v_\epsilon^n, \quad (7)$$

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

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

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

$$P_{AB}(t) = D_a(t) + A_{AB}(\omega_0 - \omega(t)) - Q_{AB} \frac{d\omega}{dt} + S_{AB} \int_{t_0}^t (\omega_0 - \omega(\tau)) d\tau. \quad (11)$$

Обмеження:

Обмеження на швидкість зміни потужності:

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

$$P_{AB} \in [P_{ABh1}, P_{ABh2}], \quad (12)$$

Обмеження на рівень потужності АБ:

$$P_{ABmin} \leq P_{AB}(t) \leq P_{ABmax}, \quad (13)$$

Зона нечутливості:

$$\frac{dP_{AB}(t)}{dt} = const, \quad \omega(t) - \omega_0 \in [\omega_{s1}, \omega_{s2}], \quad (14)$$

Початкові умови:

$$\begin{cases} \omega(t_0) = \omega_0, \\ P_{zi}(t_0) = P_{zi0}, \\ P_n(t_0) = P_{n0}, \\ P_{BEC}(t_0) = P_{BEC0}. \end{cases} \quad (15)$$

В моделі (3) – (15) позначено:

T_c – постійна часу енергосистеми, $P_{\Sigma z0}$ – сумарна номінальна потужність генераторів; $P_{zi}(t)$, $P_n(t)$, $P_{AB}(t)$, $P_{BEC}(t)$, $P_m(t)$ – шукані змінні-

функції потужностей, що відповідають генераторам, навантаженню, АБ, ВЕС та втратам мережі відповідно; $\tau_{zi}, \tau_n, T_{BEC}$ – постійні часу генераторів, навантаження та ВЕС відповідно; B_{zi}, C_n, B_{BEC} – крутизни частотних характеристик генераторів, навантаження та ВЕС відповідно; A_{AB}, Q_{AB}, S_{AB} – коефіцієнти підсилення пропорційної, диференціальної та інтегральної складових ПІД-закону регулювання для АБ; $t = [t_0, t_1]$ – 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 замірив швидкості вітру v_n на всьому інтервалі часу; A_{vk}, B_{vk} – коефіцієнти дискретного перетворення Фур'є; h – індекс, що позначає інтервали потужності АБ, в яких діє обмеження швидкості; $P_{AB\ min}, P_{AB\ max}$ – обмеження мінімальної і максимальної потужності АБ;

$[\omega_{s1}, \omega_{s2}]$ – зона нечутливості АБ.

В наведеній математичній моделі (3) – (15) рівняння (3) відображає загальний баланс потужності в енергосистемі; рівняння (4) моделює процес зміни в часі потужностей усіх генераторів в залежності від кругової частоти; рівняння (5) – те саме для навантаження. Рівняння (6) описує потужність $P_{BEC}(t)$ як функцію часу в залежності від статичної потужності $P_{BECv}(v_e(t))$, яка у свою чергу визначається поліноміальною залежністю (7) від швидкості вітру $v_e(t)$. Швидкість вітру $v_e(t)$ та уставка $U(t)$ є вихідними величинами, що обумовлюють характер рішення задачі. Швидкість вітру, як правило, задається таблично, а в даній моделі вона представлена аналітичними залежностями (8) – (10), які є дискретним перетворенням Фур'є. Ці залежності надають можливість визначати значення швидкості вітру з довільним кроком за часом. Регулююча функція акумуляторної батареї (11) є сумою адаптивної складової $D_a(t)$ та залежностей ПІД-закону.

Дослідження. На базі моделі (3) – (15) була проведена серія числових експериментів із досліджен-

ня процесів регулювання частоти в енергосистемах з потужностями ВЕС. При цьому були використані три модифікації регулюючої потужності:

$$P_{AB}(t) = D_a(t), \tag{16}$$

$$P_{AB}(t) = D_a(t) + A_{AB}(\omega_0 - \omega(t)) - Q_{AB} \frac{d\omega(t)}{dt} + S_{AB} \int_{t_0}^{t_1} (\omega_0 - \omega(\tau)) d\tau, \tag{17}$$

$$P_{AB}(t) = P_{AB0} + A_{AB}(\omega_0 - \omega(t)) - Q_{AB} \frac{d\omega(t)}{dt} + S_{AB} \int_{t_0}^{t_1} (\omega_0 - \omega(\tau)) d\tau, \tag{18}$$

$$P_{AB0} = P_{AB}(t = t_0).$$

Наведені модифікації регулюючої потужності (16) – (18) були досліджені для того, щоб установити регулюючі можливості потужності $P_{AB}(t)$, коли: 1) в ній використовується адаптивна складова в сумі з ПІД-законом (функція (17)); 2) використовується лише адаптивна складова $D_a(t)$ згідно залежності (2); 3) діє лише ПІД-закон. Цей експеримент демонструє доцільність і важливість застосування адаптивної складової.

Дослідження проводили на розрахунковій схемі, наданій на рис. 1.

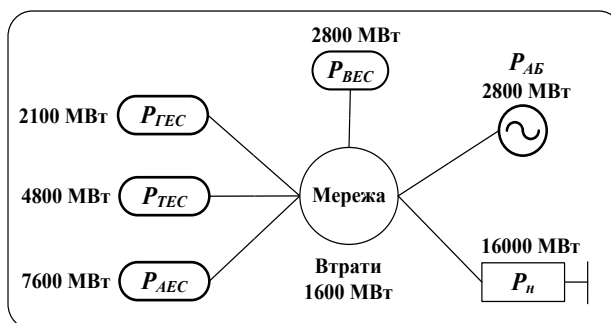


Рисунок 1. Агрегована розрахункова схема енергосистеми

Таблиця 1 – Параметри моделі енергосистеми по рис. 1

Назва елементу енергосистеми	Крутизна частотної характеристики, МВт/1/с	Пост. часу, с	Початкові умови/змінна	Макс. потужність, МВт	Швидкість скидання/набору потужності, %P _{ном} /с
ГЕС	0,37	5	2100	–	–
ТЕС	0,73	5	4800	–	–
АЕС	1,81	5	7600	–	–
Навантаження	153	0,5	16000	–	–
АБ	–	–	1420	2800	714
ВЕС	0,4	5	1680	–	–
Втрати	–	–	1600	–	–

Вона містить еквівалентні теплові, атомні та гідроелектростанції великої потужності, а також навантаження та потужні ВЕС і АБ. Показники і параметри зазначених елементів розрахункової схеми наведені в табл. 1.

Уставка $U(t)$ в усіх експериментах задавалась функцією $U(t) = 3100$ МВт при $0 \leq t \leq 80$ с, $U(t) = 3600$ МВт при $80 \leq t \leq 120$ с. Дані зі швидкості вітру (представлені на рис. 2) взяті реальні згідно [6].

Результати проведених розрахунків надані в табл. 2 сімома найбільш характерними варіантами.

У цій таблиці наведені варіанти регулюючої потужності згідно залежностей (16) – (18) та інтегральний показник – модуль максимального відхилення частоти в енергосистемі $|\Delta f|_{max}$, що може трапитись на усьому інтервалі дослідження процесу регулювання.

Аналіз результатів. Проведені дослідження провадилися у контексті використання їх

результатів для регулювання частоти і потужності як в ОЕС України, так і в енергосистемі Євросоюзу ENTSO-E. Як зазначалось, максимально допустиме відхилення частоти в енергосистемі ENTSO-E для нормальних режимів визначено обсягом $|\Delta f|_{max} \leq 0,02$ Гц, в ОЕС України на сьогодні – $|\Delta f|_{max} \leq 0,2$ Гц. У табл. 2 наведені варіанти регулюючих потужностей, що прямо чи опосередковано пов'язані із цими показниками.

Згідно з варіантом 1 вимога ENTSO-E по частоті досягається при сумісному використанні в регулюючій потужності $P_{AB}(t)$ адаптованої складової D_a та ПІД-закону. При цьому коефіцієнти ПІД-закону мають значення, які повинні цілком задовольнити умови стійкості системи управління. Діаграми $P_{BEC}(t)$, $P_{AB}(t)$ та їх сумарної потужності надані на рис. 3, а відхилення частоти – на рис. 4.

Варіант 2 також забезпечує зазначену вимогу ENTSO-E, однак через відсутність при цьому

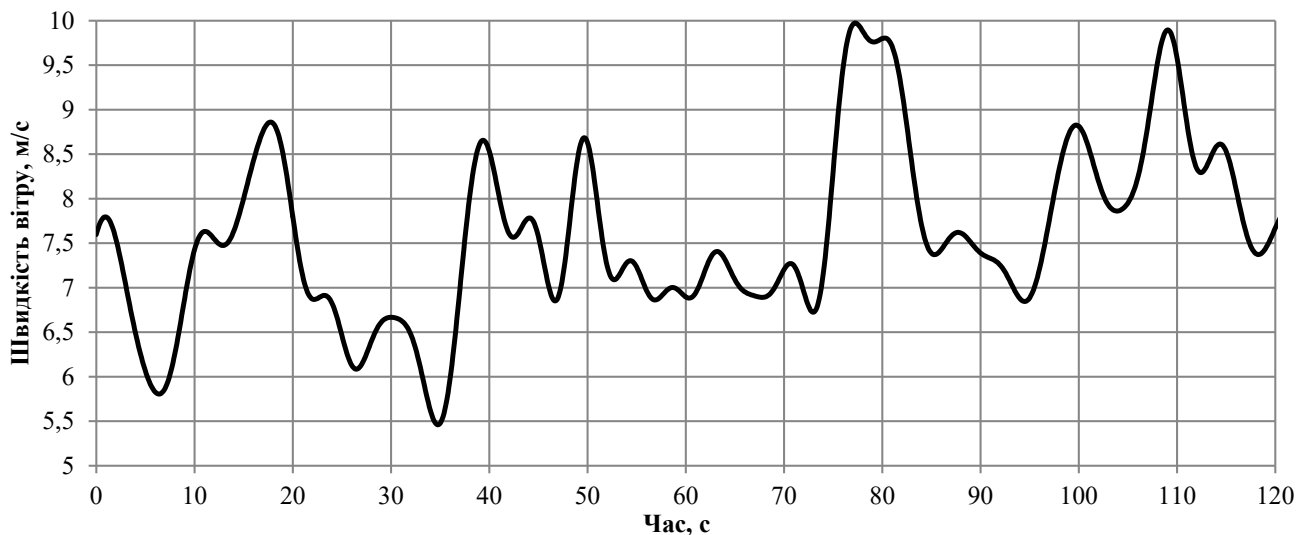


Рисунок 2. Графік швидкості вітру

Таблиця 2 – Структура та коефіцієнти регулюючих потужностей

Варіант	Регулююча потужність				Максимальне відхилення частоти $ \Delta f _{max}$, Гц
	Пропорційно-диференційно-інтегральний закон			Адаптивна складова D_a	
	A_{AB}	Q_{AB}	S_{AB}		
1	660	396	33	+	0,020
2	7950	4770	398	0	0,020
3	575	345	29	+	0,021
4	7950	4770	398	+	0,003
5	0	0	0	+	0,043
6	660	396	33	0	0,180
7	575	345	29	0	0,198

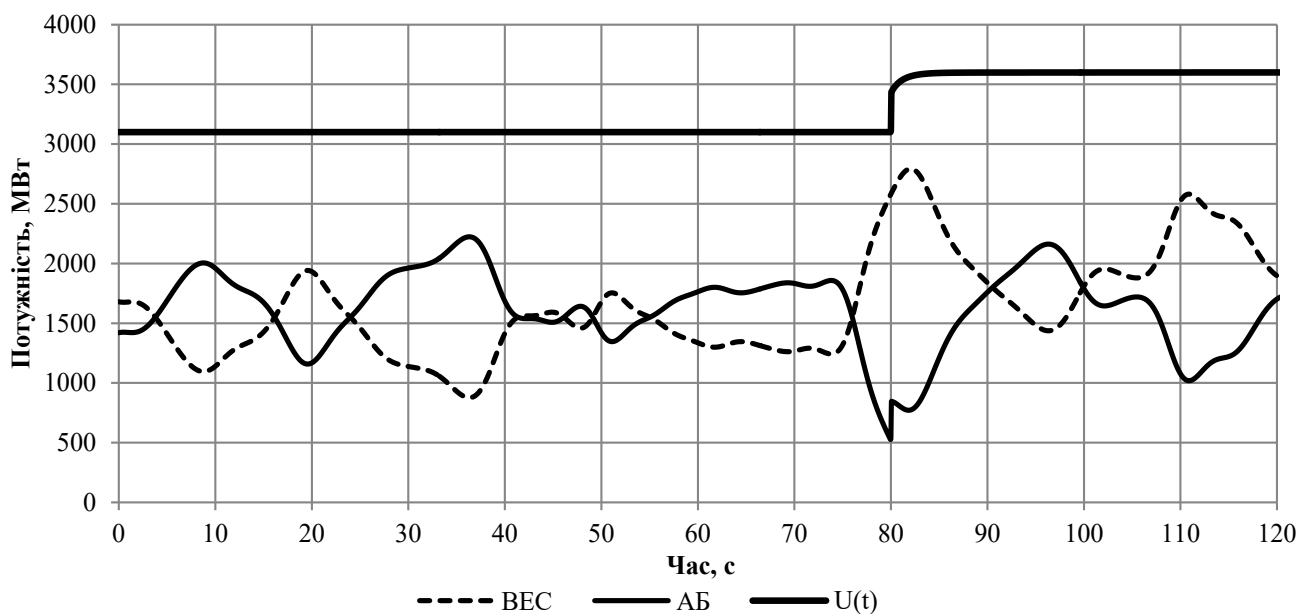


Рисунок 3. Потужності АБ, ВЕС та їх сумарна потужність $U(t)$; $A_{AB} = 660$; $Q_{AB} = 396$; $S_{AB} = 33$

адаптивної складової коефіцієнти A_{AB} , Q_{AB} та S_{AB} вимушено зростають більш, ніж на порядок, що може створити проблеми із забезпеченням стійкості системи регулювання частоти.

Варіант 3 демонструє, що при незначному (на 10–15%) зменшенні коефіцієнтів у ПД-законі європейські вимоги щодо стабільності частоти перестають виконуватись навіть при сумісному з ним застосуванні адаптивної складової.

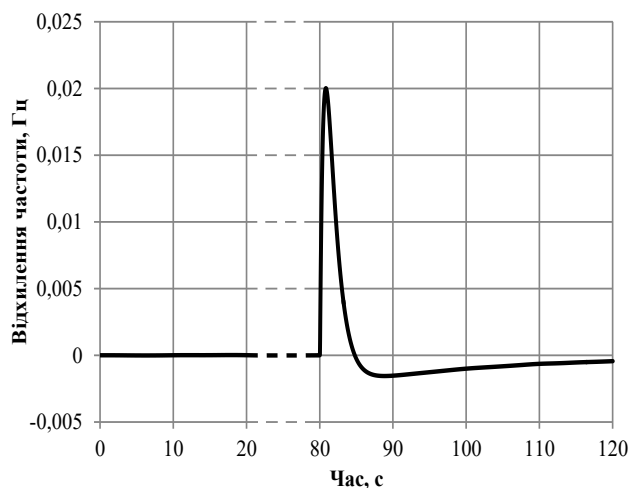


Рисунок 4. Відхилення частоти при роботі АБ за законом з адаптивною складовою

Використання коефіцієнтів ПД-закону із варіанта 2 разом із адаптивною складовою зменшує максимальне відхилення частоти згідно варіанта 4 майже у 7 разів, яке становить при цьому 0,003 Гц.

Відповідно до варіанта 5 для забезпечення вимог щодо стабільності частоти, які діють в ОЕС України, у складі регулюючої потужності $P_{AB}(t)$ достатньо використати лише адаптивну складову $D_a(t)$. При цьому максимальне відхилення частоти буде майже у 4 рази меншим за максимально допустиме.

Вимоги щодо відхилення частоти в ОЕС України можуть бути виконані також і без використання адаптивної складової, використовуючи лише ПД-закон. Згідно варіантів 6, 7 значення його коефіцієнтів не повинні загрожувати втратою стійкості системи регулювання частоти.

ВИСНОВКИ

1. Розроблено і всебічно досліджено адаптивну модель регулювання частоти і потужності в енергосистемах з вітровими електростанціями. Модель відрізняється від існуючих характером регулюючих потужностей. В існуючих моделях аналогічного призначення регулюючі потужності формувались у вигляді ПД-закону, в якому як аргумент фігурувало відхилення частоти від її номінального значення. У точці рівноваги аргумент досягав значення, близького до нуля. Тому для забезпечення необхідної швидкодії регулятора коефіцієнти, що використовуються у ПД-законі, повинні мати великі значення, що може призвести за певних обставин до загрози втрати стійкості всієї системи стабілізації частоти. Запропонована адаптивна модель регулювання частоти успішно вирішує цю проблему.

2. Регулююча потужність зазначеної моделі складається із двох частин, а саме, адаптивної складової $D_a(t)$ та ПД-закону. Адаптивна складова є різницею між уставкою $U(t)$, що задається диспетчерською службою енергосистеми, наприклад, для покриття графіка електричних навантажень та потужністю $P_{BEC}(t)$ у кожний момент часу на періоді регулювання $[0, T]$. Друга складова регулюючої функції є класичним ПД-законом, в якому аргументом є відхилення частоти $\omega_0 - \omega(t)$. Кожна із окремо взятих зазначених складових може забезпечити більш-менш прийнятне регулювання частоти, однак їх поєднання в одному законі надає якісно набагато кращі результати.

3. З використанням розробленої моделі проведена серія числових експериментів, метою яких було дослідження можливостей використання запропонованої структури регулювання частоти в ОЕС України та в енергосистемі Євросоюзу ENTSO-E. Було встановлено, що найкращі показники зі стабілізації частоти надає повна модель, в якій використовується як адаптивна складова, так і ПД-закон. При цьому забезпечується європейська вимога щодо стабілізації частоти ($|\Delta f|_{max} \leq 0,02$ Гц), і значення коефіцієнтів ПД-закону є цілком прийнятними, виходячи з критерію стійкості системи регулювання частоти.

4. Використання в регулюючій потужності лише адаптивної складової $D_a(t)$ забезпечує вимогу щодо стабільності частоти ($|\Delta f|_{max} \leq 0,2$ Гц), що діє в ОЕС України, однак не може задовольнити вимоги енергосистеми ENTSO-E. Використання в регулюючій потужності лише ПД-закону може задовольнити вимоги енергосистеми ENTSO-E лише за умови, що коефіцієнти цього закону будуть більш, ніж на порядок перевищувати їх значення, що фігурують у повній моделі регулювання. Такі значення цих ко-

ефіцієнтів можуть становити загрозу стійкості всієї системи регулювання частоти.

5. Додатковим позитивом використання повної адаптивної моделі регулювання частоти в енергосистемі з вітровими генераторами є її автоматична участь у первинному регулюванні частоти електроенергетичної системи в цілому.

1. 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(53). С. 15—20. <https://doi.org/10.15407/pge2018.02.015>
2. Кулик М.М., Дрьомін І.В., Згуровець О.В. Можливості використання великих накопичувачів електроенергії для стабілізації частоти в об'єднаних енергосистемах з потужними сонячними електростанціями. *Відновлювана енергетика*. 2018. № 3(54). С. 6—14.
3. Кулик М.М., Згуровець О.В. Особливості використання гідроелектростанцій та акумуляторних батарей для стабілізації частоти в енергосистемах. *Енерготехнології та ресурсобереження*. 2018. № 3. С. 3—11.
4. Дрьомін І.В. Узагальнені моделі та засоби з підвищення ефективності автоматичного регулювання частоти і потужності в об'єднаних енергосистемах: автореф. дис. ...канд. техн. наук за спеціальністю 05.14.01 – Енергетичні системи та комплекси. К.: Інститут загальної енергетики НАН України, 2011.
5. Трутаев В.И., Сыропуцинский В.М. Применение электродвигателей на ТЭЦ как эффективный способ получения маневренной электрической мощности в энергосистеме Беларуси с вводом АЭС. *Энергетическая стратегия*. 2010. № 4(16). С. 19—24.
6. Колесников А. Что такое ветер? 2012. URL: <http://al-kolesnikov.livejournal.com/17152.html> (дата звернення: 01.09.2018).

Надійшла до редколегії 14.11.2018