

УДК 621.311.661.51

**Євген Ленчевський**<sup>1\*</sup>, к.т.н., ст. наук. співр., <https://orcid.org/0000-0001-7951-508X>

**Олег Годун**<sup>2</sup>, к.т.н., <https://orcid.org/0000-0001-9447-7560>

<sup>1</sup>Інститут загальної енергетики НАН України, вул. Антоновича, 172, м. Київ, 03150, Україна;

<sup>2</sup>Науково-технічний центр ДП НАЕК «Енергоатом», вул. Гоголівська, 22/24, м. Київ, 01054, Україна

\*Автор-кореспондент: [e.lenchevsky@gmail.com](mailto:e.lenchevsky@gmail.com)

## ПЕРСПЕКТИВНІ НАПРЯМКИ ПРОВЕДЕННЯ МОДЕРНІЗАЦІЇ ЗАСОБІВ УПРАВЛІННЯ РЕЖИМОМ НАВАНТАЖЕННЯ В ОБ'ЄДНАНІЙ ЕНЕРГОСИСТЕМІ УКРАЇНИ

**Анотація.** Розглянуто перспективну можливість вирішення питання щодо збільшення діапазону регулювання генеруючих потужностей станцій АЕС в системі диспетчерського управління режимом Об'єднаної енергосистеми України. Новий напрямок побудови систем регулювання режимом ОЕС України дозволить відмовитись від занадто коштовних засобів маневреної генерації, таких як будівництво резервних станцій із високоманевреними ТЕС, що мають високі швидкісні стартові характеристики, а також від систем підтримки регулювання частоти з використанням потужних акумуляторних батарей. Замість цього пропонується застосувати потужні автоматично керовані електрокотли, попередньо введені до складу засобів регулювання режиму навантаження об'єднаної енергосистеми. Це сприятиме подальшому розвитку генеруючих потужностей АЕС, ВЕС і СЕС, а також вирішенню питань щодо забезпечення стабільності і сталості роботи об'єднаної енергосистеми.

**Ключові слова:** об'єднана енергосистема, потужні електрокотли, автоматизована система диспетчерського управління, графік добового електричного навантаження, магістральні лінії електропередач.

### 1. Вступ

Цілком імовірно, що вже у найближчі роки в Україні матиме місце розвиток економіки. Це неодмінно призведе до зростання добового графіка електричного навантаження (ДГЕН) Об'єднаної енергосистеми (ОЕС) України. Для покриття навантаження ДГЕН потрібно буде збільшити як загальний рівень генеруючих потужностей, так і вирішити питання щодо формування в енергосистемі нового нормованого (бездефіцитного) резерву маневреної генерації. Відомо, що вже протягом декількох останніх десятиліть для вирішення питань формування резерву маневреної генерації в ОЕС України застосовували традиційні методи, пов'язані зі збільшенням загального потенціалу генеруючих потужностей теплових станцій (ТЕС ГК), а також гідроелектричних станцій ГЕС і ГАЕС.

Однак намагання створити в ОЕС України нормований (бездефіцитний) резерв маневреної генерації так і не вдалося, а із введенням в експлуатацію потужних і некерованих сонячних (СЕС) і вітрових (ВЕС) електростанцій дефіцит маневреної генерації в об'єднаній енергосистемі суттєво збільшився і складає вже 3,0–4,0 ГВт [1]–[2]. До появи такої ситуації в ОЕС України призвели [3]:

- перевищений строк експлуатації енергоблоків ТЕС ГК;
- введення в ОЕС України некерованих генеруючих потужностей СЕС і ВЕС;
- високий рівень перепадів добового графіка навантаження у нічні години доби;
- потреба у забезпеченні екологічних норм об'єктами генерації.

У «Планах розвитку системи передачі на 2020–2029 роки» [4] пріоритет надано розвитку відновлюваних джерел енергії, серед яких потужні СЕС і ВЕС, без засобів їх регулювання. В планах

передбачалося, що вже до 2029 року потужність ВЕС зросте до 3040 МВт, а потужність СЕС до 6200 МВт. При цьому засоби маневреної генерації, побудовані на основі високоманеврених ТЕС зі швидким стартом, досягнуть лише 2873 МВт.

Отже, можна передбачити, що за намічених планів до 2029 року вирішити питання щодо усунення в ОЕС України існуючого дефіциту маневреної генерації так і не вдасться.

## 2. Методи та матеріали

Відомо, що на енергоблоках ТЕС ГК ( $\Delta P \tau_{\text{ТЕС}}$ ) встановлено регулятор швидкості, який реагує на відхилення частоти  $\Delta f$  в енергосистемі й управляє процесом зміни потужності всього агрегату. Коефіцієнт крутизни регулятора швидкості характеризується співвідношенням між збільшенням (зменшенням) частоти  $\Delta f$  та величиною приросту (спаду) потужності  $\Delta P$  маневреного енергоблока [5]:

$$K_r = \frac{\Delta P}{\Delta f}. \quad (1)$$

Враховуючи те, що регулятори швидкості одночасно реагують на всі процеси відхилення частоти  $\Delta f$  в енергосистемі, процеси управління генеруючими потужностями енергоблоків ТЕС ГК виконують лише диспетчери теплових станцій, від професійної майстерності яких залежить ефективність виконання процесів регулювання режиму навантаження енергосистеми.

Головним недоліком існуючих методів керування режимом ОЕС України є те, що сам процес регулювання генеруючих потужностей теплових станцій відбувається із достатньо великою затримкою у часі. Однією з причин цієї затримки стало те, що швидкість набору потужності турбіни, наприклад, енергоблоків К-300-240 становить лише:  $dp/dt, \approx 0,8 \text{ MBm/xв.}$  [6]. А сам процес регулювання генеруючих потужностей ТЕС ГК відбувається в енергосистемі лише після того, як за певний проміжок часу диспетчери станцій отримають дані щодо наявності контрольованої величини відхилення частоти  $\Delta f$ . Так само і за появи в енергосистемі процесу збурення режиму наступний процес, пов'язаний із відхиленням її частоти  $\Delta f$ , розпочнеться лише по завершенні дії її інерційних сил ( $T_{\text{ин.ОЕСУ}} \approx 1,06 \text{ хв.}$ ) [7]. Тобто, за традиційних методів керування режимом ОЕС диспетчери станцій виконують процеси регулювання генеруючих потужностей станцій лише після того, як отримають дані щодо відхилення частоти  $\Delta f$  в енергосистемі.

Низька швидкість виконання процесів регулювання енергоблоків ТЕС ГК, а також постійно присутній дефіцит маневрених генеруючих потужностей теплових станцій потребує пошуку нових більш досконалих способів та засобів для вдосконалення процесів диспетчерського управління режимом ОЕС.

Метою статті є аналіз перспективних напрямків проведення модернізації засобів автоматизованої системи диспетчерського управління (АСДУ) АЕС для досягнення кращих показників стабільності й сталості в роботі енергосистеми.

## 3. Результати та обговорення

Сьогодні процеси управління режимом ОЕС України виконуються за участі та використання маневрених генеруючих потужностей, сформованих на енергоблоках ТЕС ГК. Так, у години нічного спаду навантаження ДПЕН процеси регулювання генеруючих потужностей ТЕС ГК реалізуються за показниками відхилення частоти  $\Delta f$ , що мали місце на кожному дискретному інтервалі  $\Delta t$  контролю:

$$\Delta t_1 = t_1 \div t_2; \quad \Delta t_2 = t_2 \div t_3 \dots \Delta t_N = t_{n-1} \div t_n$$

Величину зміни поточного навантаження  $P(t)$  на першому інтервалі регулювання режиму ОЕС визначає рівняння:

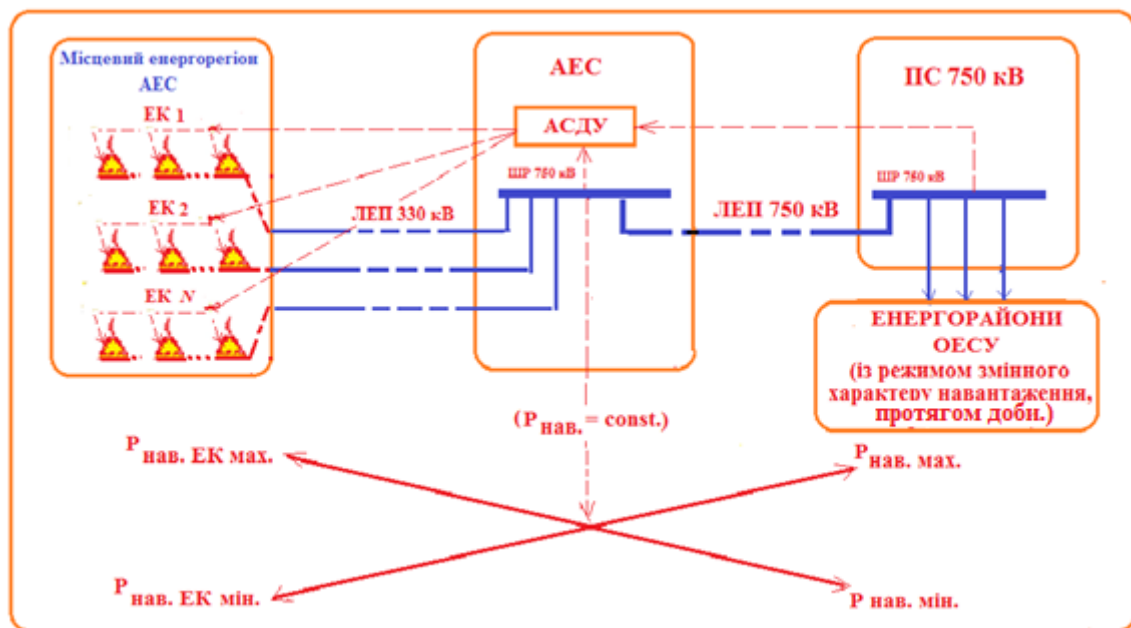
$$P(t) = P_{t_1} \mp \frac{1}{\Delta t_1} \int_{t_1}^{t_2} \Delta P (\Delta t_1) dt, \quad (2)$$

де  $P_{t_1}$  – рівень навантаження енергосистеми на початку процесу регулювання.

Проведені дослідження показали на перспективну можливість по-іншому підійти до вирішення питань щодо реалізації процесів регулювання поточного режиму навантаження ОЕС. Для цього пропонується реалізувати нову автоматичну систему, здатну забезпечити процеси регулювання генеруючих потужностей безпосередньо на лініях ЛЕП 750 кВ АЕС [8].

Структурна схема нової системи регулювання генеруючих потужностей на ЛЕП 750 кВ, що з'єднує АЕС із розподільчою підстанцією ПС 750 кВ, приведена на рис. 1. При проектуванні нової системи передбачається, що в містах енергорайону, електроживлення якого забезпечує безпосередньо АЕС, буде розміщено резерв із автоматично керованого навантаження, наприклад потужних електродвигунів (ЕК) (рис. 1). Потужні ЕК мають швидкісний електропривід, процес регулювання їх потужності від мінімального до номінального значення забезпечуються всього за 2 хвилини. При цьому кількість повторних циклів регулювання потужності електродвигунів необмежена [9].

Принцип регулювання генеруючих потужностей ЕК полягає в наступному: якщо, наприклад, навантаження ряду енергорегіонів із змінною частиною свого добового графіка буде підключено до шин розподільчої підстанції ПС 750 кВ, тоді дані про ці зміни надійдуть на АСДУ АЕС (рис. 1). Автоматика АСДУ АЕС забезпечить збереження базового режиму навантаження на шинах ШП 750 кВ АЕС ( $P_{\text{нав.АЕС}} = \text{const}$ ) шляхом регулювання потужностей навантаження комплексів ЕК, як це показано на рис. 1.



**Рис. 1.** Структурна схема нової системи регулювання генеруючих потужностей на розподільчій підстанції ПС 750 кВ при забезпеченні стабільності навантаження на шинах ШП 750 кВ АЕС ( $P_{\text{нав.АЕС}} = \text{const}$ )

Розглянемо питання щодо можливості реалізації нових принципів регулювання генеруючих потужностей на лінії ЛЕП 750 кВ. Потоки потужності, які передаються на ЛЕП 750 кВ від генеруючих шин ШП 750 кВ АЕС і до шин розподільчої підстанції ПС 750 кВ, характеризуються певною різницею потенціалів напруг  $U_1$  і  $U_2$  (рис. 1) [10]–[11]:

$$U_{2(ПС750кВ)} = U_{1(АЕС)} (\delta_{1t} - \delta_{2t}) \frac{X_{ЛЕП}}{X_{ЛЕП}^2 + R_{ЛЕП}^2}, \quad \forall t \in T, \quad (3)$$

де  $X_{\text{ЛЕП}}$  і  $R_{\text{ЛЕП}}$  – реактивна і активна складові магістральної ЛЕП 750 кВ;  $\delta_{1,2}$  – величина кута, між напругами  $U_1$  і  $U_2$ , на діючій ЛЕП 750 кВ.

Згідно з приведеним рівнянням (3) система контролю за змінами величини кута  $\delta_{1,2}$  на діючих ЛЕП 750 кВ надасть можливість визначати появу змін поточного навантаження як на ПС 750 кВ, так і в енергосистемі в цілому ще до початку процесу відхилення її частоти  $\Delta f$  (рис. 1).

Тобто, за наявності засобів контролю за змінами величин кута  $\delta_{1,2}$  напруг  $U_1$  і  $U_2$  на діючих ЛЕП 750 кВ стане можливим створити нову швидкодіючу автоматичну систему, здатну виконувати процеси регулювання режиму навантаження всієї ОЕС, і, що важливо, ще до початку появи в енергосистемі процесів відхилення частоти  $\Delta f$ :

$$P(\tau) = P_{\tau_1} \mp \frac{1}{\Delta\tau_1} \int_{\delta_1}^{\delta_2} \Delta P_{\text{АЕС}}(\Delta\delta_{1,2}) d\tau, \quad (4)$$

де  $\Delta\tau \ll \Delta t$ ;  $\Delta P_{\text{АЕС}}$  – величина зміни поточного навантаження ОЕС, яка контролюється засобами виміру величин кута  $\delta_{1,2}$  напруг на ЛЕП 750 кВ.

Таким чином, диспетчери АЕС зможуть виконувати процеси покриття змінної частини добового графіка навантаження ОЕС за рахунок виконання процесів регулювання генеруючих потужностей на діючих ЛЕП 750 кВ. При цьому ще до початку появи процесу відхилення її частоти  $\Delta f$  система контролю за змінами величини кута  $\delta_{1,2}$  на діючих ЛЕП 750 кВ надасть можливість визначати появу змін поточного навантаження як на ПС 750 кВ, так і в енергосистемі в цілому. Це означає, що диспетчери АЕС зможуть виконувати процеси керування режимом ОЕС, зберігаючи при цьому попередньо встановлене в енергосистемі значення частоти:  $f_0 = \text{const}$ .

Можна передбачити, що за умови створення нової швидкодіючої автоматичної системи регулювання генеруючих потужностей на діючих ЛЕП 750 кВ з'явиться можливість передати функції контролю і управління режимом ОЕС до діючої системи диспетчерського управління (ОДУ) АЕС.

Розглянемо питання щодо перспективи використання нової швидкодіючої автоматичної системи регулювання генеруючих потужностей АЕС. Наприклад, на рис. 2, а приведено діаграму розподілу генеруючих потужностей між станціями, що приймали участь у покритті навантаження ОЕС у період 2018–2020 рр. [12]. Регулювання змінної частини добового графіка навантаження ОЕС традиційно виконували маневрені енергоблоки ГК ТЕС (рис. 2, а). При цьому в період нічних спадів навантаження ОЕС частину енергоблоків ГК ТЕС тимчасово зупиняли, що надавало можливість збільшити діапазон регулювання практично до:  $\Delta P_{\text{рег.}} = 1935$  МВт (тобто, до 9,0% від діючої в ОЕС генеруючої потужності) (рис. 2, а).

За умови створення та використання в засобах диспетчерського управління режимом нової швидкодіючої системи регулювання генеруючих потужностей АЕС стане можливим використання її в процесах регулювання змінної частини добового графіка навантаження ОЕС. Якщо в мережі АЕС буде створено резерв із автоматично керованого навантаження комплексів ЕК величиною у  $\Delta P_{\text{рег.}} = 1935$  МВт (рис. 2, б), стане можливим забезпечити процеси диспетчерського регулювання змінної частини добового графіка навантаження і відмовитись від подальшого використання маневреної генерації енергоблоків ТЕС ГК. Тобто, стане можливим перевести всі маневрені енергоблоки ТЕС ГК у базовий режим навантаження ДГЕН. Це, у свою чергу, надасть можливість збільшити в ОЕС потужності маневреної генерації АЕС. Крім того, в подальшому передбачається можливим всі енергоблоки ГК ТЕС поступово вивести з експлуатації за рахунок введення в енергосистему вже нових генеруючих потужностей ВЕС і СЕС [13].

Якщо новий резерв маневрених потужностей АЕС буде доведено до 4,0–6,0 ГВт, це забезпечить можливість повного виведення з експлуатації енергоблоків ГК ТЕС, як це умовно показано на рис. 2, в.

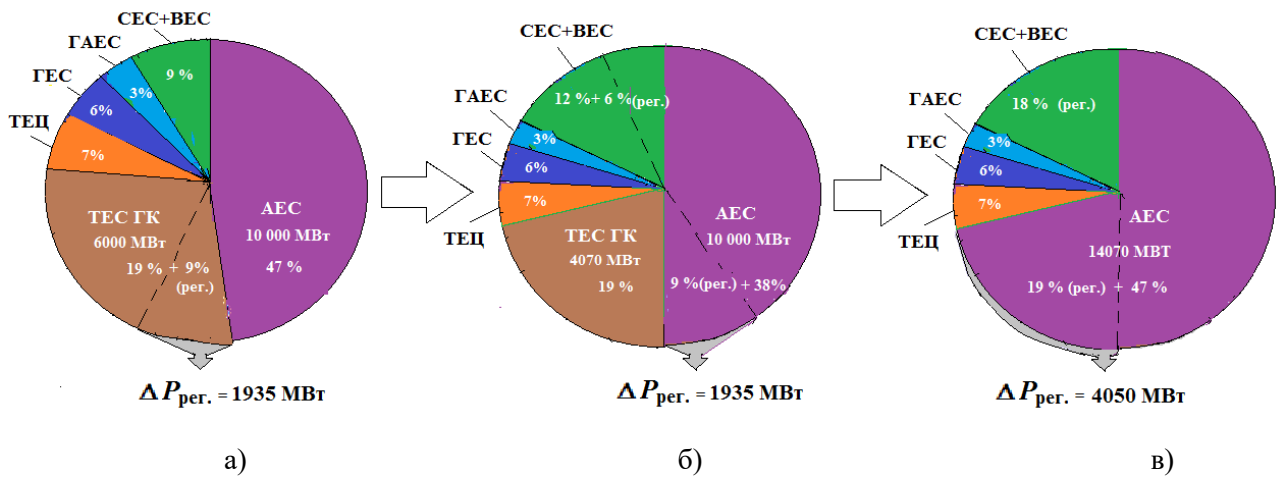


Рис. 2. Діаграми перспективного напрямку розвитку генеруючих потужностей станцій ОЕС України

Існуюча перспектива створення нової швидкодіючої системи регулювання генеруючих потужностей АЕС дає підстави для розгляду та застосування інших підходів і в питаннях протидії процесам порушення режиму Об'єднаної енергосистеми України.

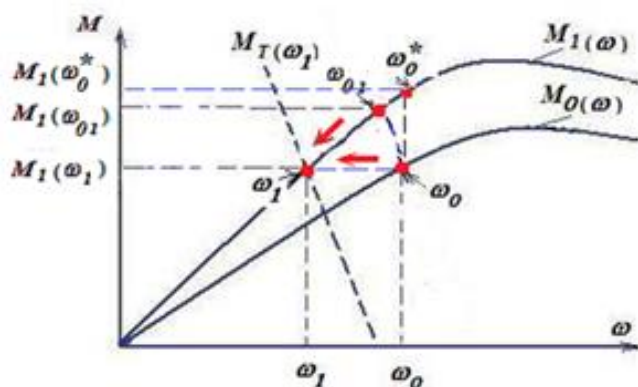
Представимо енергосистему у вигляді еквівалентного генератора, що працює на активне навантаження, тоді у відповідності до його частотної характеристики встановлене в енергосистемі значення частоти  $\omega_0$  буде відповідати встановленій рівновазі електромагнітного моменту  $M_T(\omega)$  та моменту турбіни  $M_0$ , як це умовно показано на рис. 3 [14]–[15]. У разі появи в енергосистемі процесу збурення режиму, в останній матиме місце перехідний процес, пов'язаний із виникненням тимчасової різниці між встановленим балансом генеруючої потужності та діючим навантаженням. Режим роботи енергосистеми на цей момент характеризує диференціальне рівняння [16]:

$$j \frac{d\omega}{dt} = M_T - M_{\text{НАВ.}}, \quad (5)$$

де  $j$  – момент інерції рухомої частини енергосистеми, що знаходиться в роботі;  $M_T$  – момент еквівалентного генератора енергосистеми;  $M_{\text{НАВ.}}$  – момент опору навантаження енергосистеми.

Небаланс потужностей, що виник в енергосистемі в результаті появи процесу збурення (порушення) режиму, діятиме як поштовх навантаження на валу еквівалентного генератора, що призведе до зміни його електромагнітного моменту. Якщо збурення режиму буде пов'язане, наприклад, із раптовою втратою в енергосистемі частини генеруючих потужностей, в останній матиме місце скачок у напрямку збільшення електромагнітного моменту її еквівалентного генератора від встановленого значення  $M_0(\omega_0)$  до величини  $M_1(\omega_0^*)$ , як це умовно зображено на рис. 3. Це призведе до подальшої роботи еквівалентного генератора вже на новій частотній характеристиці  $M_1(\omega)$  (рис. 3). Після збурення режиму наступний процес буде пов'язаний з дією інерційних сил енергосистеми –  $T_{\text{ІН.СИСТ.}}$ . Під час дії інерційних сил ( $T_{\text{ІН.СИСТ.}}$ ) матиме місце сповзання (зміни) величини моменту еквівалентного генератора  $M_1(\omega_0^*)$  до значення  $M_1(\omega_{01})$ , тобто встановлення нового значення частоти  $\omega_{01}$  на новій частотній характеристиці  $M_1(\omega)$ . Після цього в енергосистемі матиме місце наступний швидкоплинний процес відхилення її частоти: від значення  $\omega_{01}$  до значення  $\omega_1$  ( $\omega_{01} \rightarrow \omega_1$ ), як це умовно показано на рис. 3. Одночасно зі зміною частоти відбуватимуться й інші два процеси, пов'язані зі зменшенням величини електромагнітного моменту  $M_1(\omega_{01})$  до свого початкового значення  $M_1(\omega_1)$ , а також переходу моменту турбіни  $M_T(\omega_0)$  на нову частотну характеристику  $M_T(\omega)$ .

Таким чином, в енергосистемі буде встановлена нова рівновага між електромагнітним моментом  $M_1(\omega_{01})$  і моментом турбіни  $M_T(\omega_0)$ , але вже за нового значення частоти ( $\omega_1$ ) і на новій частотній характеристиці  $M_1(\omega)$  (рис. 3).



**Рис. 3.** Частотні характеристики еквівалентного генератора енергосистеми при встановленні нового режиму її роботи із новим значенням частоти після появи та проходження процесу збурення (порушення) режиму

Процес зміни частоти в енергосистемі ( $\omega_0^* \rightarrow \omega_1$ ) характеризують наступні рівняння:

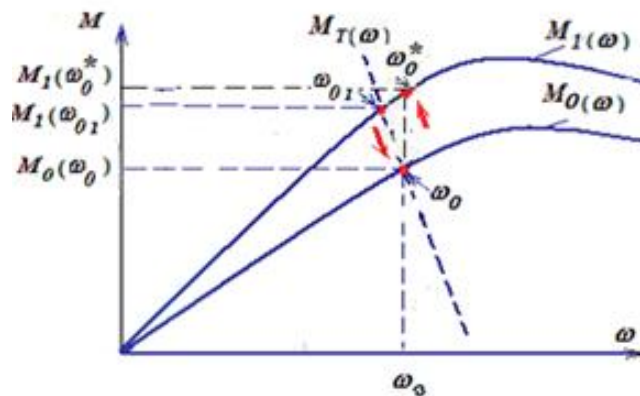
$$\left. \begin{aligned} j \frac{d\omega_0^*}{dt} + M_1(\omega_0^*; \delta_{1,2}) &> M_T(\omega_0); \\ j \frac{d\omega_1}{dt} + M_1(\omega_1; \delta_{1,2}) &= M_T(\omega_1); \\ \frac{d\delta_{1,2}}{dt} &= \omega_1 - \omega_0. \end{aligned} \right\} \quad (6)$$

Важливо зазначити, що після встановлення на новій частотній характеристиці  $M_1(\omega)$  нового значення частоти ( $\omega_1$ ) повернутись до попередньої частотної характеристики  $M_1(\omega)$  встановленого режиму роботи енергосистеми із значенням частот ( $\omega_0$ ) буде практично неможливо. Це означає, що всі синхронні генератори і машини, що на цей час працювали в енергосистемі, потрібно буде синхронізувати стосовно нового значення частоти:  $\omega_0 \rightarrow \omega_1$ . В іншому випадку це призведе до додаткових втрат і позначиться на ресурсі роботи синхронних генераторів [17]–[18].

За умови створення в мережі АЕС нової швидкодіючої системи управління режимом ОЕС з'явиться можливість по-іншому підійти до вирішення питання щодо усунення процесу порушення її режиму. Для цього пропонується створити новий первинний резерв загальною потужністю у 1000 МВт. Потенційно до цього резерву може увійти частина об'єктів навантаження енергосистеми, які тимчасово можуть бути відключені від електроживлення в разі порушення режиму роботи енергосистеми. До таких об'єктів можуть увійти, наприклад, розташовані на АЕС системи забезпечення електроживлення апаратури «bitcoin», а також розташований на Хмельницькій АЕС завод з виробництва асфальту. Крім цього, до вирішення задач первинного резерву може бути залучений ряд промислових і технологічних підприємств, що також представляють собою навантаження для ОЕС.

Наявність новоствореного первинного резерву автоматично керованого навантаження (АКН) надасть можливість відключати його від енергосистеми системою протиаварійної автоматики (ПА АЕС) в разі, наприклад, несанкціонованого відключення одного з енергоблоків АЕС. У цьому випадку швидкодіюча система (ПА АЕС+АКН) зможе зупинити подальший розвиток процесу збурення режиму, як це умовно показано на рис. 4, тобто зупинити перехід роботи еквівалентного генератора енергосистеми на нову частотну характеристику:  $M_0(\omega) \rightarrow M_1(\omega)$ , тобто знову повернутись до попередньо встановленого режиму роботи енергосистеми на початковій частотній характеристиці  $M_0(\omega)$  із попередньо встановленим значенням частоти ( $\omega_0$ ).

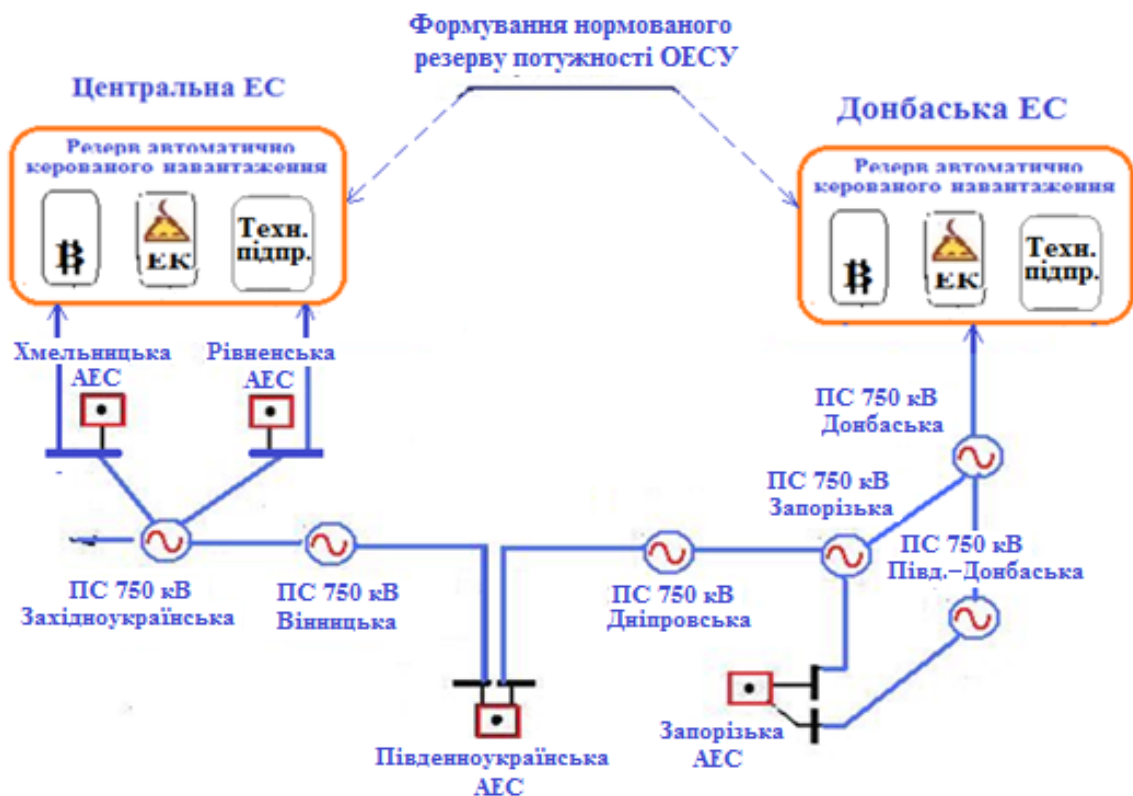




**Рис. 4.** Частотні характеристики еквівалентного генератора енергосистеми за реалізації вчасної протидії процесу збурення режиму і повернення до попередньо встановленого режиму роботи енергосистеми із попередньо встановленим значенням частоти

На рис. 4 стрілками показано як напрямок початку процесу порушення (збурення) режиму, так і зворотній процес повернення енергосистеми до попередньо встановленого в ній режиму після виконання швидкодіючою системою (ПА АЕС+ЕК) вчасної і адекватної протидії процесу, наприклад несанкціонованого відключення енергоблока АЕС. Це означає, що стане можливим досягнути в ОЕС високого рівня стабільності частоти і безперешкодно продовжувати транспортувати до энергооб'єднання TNSO-E електроенергію в разі появи і своєчасного усунення в останній навіть процесу порушення її режиму.

На рис. 5 приведено розрахункову структурну схему електромережі АЕС із можливими місцями розміщення нового нормованого резерву автоматично керованого засобами АСДУ навантаження комплексів ЕК.



**Рис. 5.** Структурна схема модулювання процесів розміщення нового нормованого резерву, автоматично керованого засобами АСДУ ОЕС України

#### 4. Висновки

Проведені дослідження показали, що одним із першочергових заходів подальшого розвитку Об'єднаної енергосистеми України повинно стати саме проведення модернізації засобів диспетчерського управління її режимом. Одним з найбільш перспективних напрямків у вирішенні цього питання може стати реалізація нової швидкодіючої системи автоматичного управління генеруючими потужностями АЕС, здатної забезпечити процеси регулювання поточного режиму роботи енергосистеми без відхилень її частоти  $\Delta f$ . Крім цього, при порушеннях режиму стане можливим усунути їх таким чином, щоб зберегти попередньо встановлений режим роботи енергосистеми із попередньо встановленим значенням частоти:  $f_0 = const$ .

Передбачається, що створення в мережі АЕС нового нормованого резерву потужностей з використанням автоматично керованих комплексів ЕК надасть можливість перевести маневрені енергоблоки ГК ТЕС в базовий режим навантаження з перспективою подальшого розвитку генеруючих потужностей АЕС, а також ВЕС і СЕС та поступовим виведенням з експлуатації всіх енергоблоків теплових станцій. При цьому передбачається, що загальна величина нового нормованого резерву автоматично керованого навантаження комплексів ЕК, сформованого в мережі АЕС, повинна скласти близько 10–12 МВт.

Результатом проведених досліджень стало обґрунтування можливості та доцільності створення нових швидкодіючих засобів для автоматизованої системи диспетчерського управління режимом ОЕС України, призначенням якої стане підвищення показників стабільності і сталості роботи енергосистеми.

#### Посилання

1. План розвитку Об'єднаної енергосистеми України на 2017–2026 рр. 107 с. URL: <http://uwea.com.ua/ua/news/entry/plan-razvitiya-oes-ukrainy-na-2017-2026-goda/> (дата звернення: 01.06.2023).
2. План розвитку ОЕС України на 2016–2025 рр. 108 с. URL: <https://de.com.ua/uploads/0/1704-%D0%9F%D0%BB%D0%B0%D0%BD%2016-25%20%D0%B7%20%D0%B4%D0%BE%D0%B4%D0%B0%D1%82%D0%BA%D0%B0%D0%BC%D0%B8.pdf> (дата звернення: 02.06.2023).
3. Халатов А.А., Кулішов С.Б., Чобенко В.Н., Раїмов Р.І. Використання газотурбінних технологій – ключ до енергетичної безпеки України. URL: <https://energy-security.org.ua/2020/07/vykorystannya-gazoturbinnyh-tehnologij-klyuch-do-energetychnoyi-bezpeky-ukrayiny/> (дата звернення: 02.06.2023).
4. План розвитку системи передачі на 2020–2029 роки. НЕК «Укренерго», 206 с. URL: <https://ua.energy/zagalni-novyny/ogoloshennya-pro-provedennya-vidkrytogo-obgovorennya-proyektu-planu-rozvytku-systemy-peredachi-na-2020-2029-roky/> (дата звернення: 02.06.2023).
5. Веников В.А. Электрические расчеты, программирование и оптимизация режимов. М.: Высшая школа, 1973. 316 с.
6. СОУ-Н ЕЕ ЯЕК 04.156:2009. Основні вимоги щодо регулювання частоти та потужності в ОЕС України. Київ, 2009. 56 с.
7. Ленчевський Є.А., Годун О.В., Новіков П.В. Обґрунтування можливості забезпечення в Об'єднаній енергосистемі України стабільності частоти на рівні енергооб'єднання ENTSO-E. *Автоматизація технологічних і бізнес-процесів*. 2021. Том 13. № 3. С. 22–30. <https://doi.org/10.15673/atbp.v13i3.2147>
8. Ленчевський Є.А., Годун О.В. Напрямки підвищення балансової надійності в Об'єднаній енергосистемі України за рахунок використання електротеплових генераторів. *Проблеми загальної енергетики*. 2021. Вип. 2(65). С. 36–43. <https://doi.org/10.15407/pge2021.02.036>
9. Електричні котли ЕКОЛ. URL: <http://www.tkolbmo.ru/electric-boilers.html> (дата звернення: 15.09.2016).
10. Совалов С.А., Семенов В.А. Противоаварийное управление в энергосистемах. М.: Энергоатомиздат, 1988. 411 с.
11. Боровиков В.А., Косарев В.К., Ходот Г.А. Электрические сети и системы. Л.: Энергия, 1968. 426 с.
12. Звіт з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей. Укренерго, 2019. 83 с.
13. Ленчевський Є.А., Годун О.В. Розроблення методики управління режимом навантаження Об'єднаної енергосистеми України за умови використання нових принципів регулювання генеруючими потужностями атомних, сонячних і вітрових електростанцій. *Системні дослідження в енергетиці*. 2022. 2(71). С. 22–30. <https://doi.org/10.15407/srenergy.2022.02.022>
14. Сидоров А.Ф. Об определении коэффициента жесткости энергосистемы по частоте. *Новини енергетики*. 2004. № 3. С. 40–45.



15. Костюк О.М., Соломаха М.И. Колебания и устойчивость синхронных машин. К.: Наукова думка, 1991. 197 с.
16. Костюк О.М. Элементы теории устойчивости энергосистем. К.: Наукова думка, 1983. 290 с.
17. Стогний Б.С., Сопель М.Ф., Пилипенко Ю.Ф. О проблеме единого времени в электроэнергетике. *Энергетика и электрификация*. 2003. № 4. С. 35—44.
18. Стогний Б.С., Сопель М.Ф., Пилипенко Ю.Ф., Ущаповский К.В., Трофименко С.А. Контроль метрологических характеристик технических средств системы мониторинга переходных режимов энергосистем в условиях эксплуатации. *Технічна електродинаміка*. 2007. №1. С. 78—79.

## PROSPECTIVE DIRECTIONS FOR THE MODERNIZATION OF CONTROL TOOLS LOAD REGIME IN THE UNITED ENERGY SYSTEM OF UKRAINE

**Yevhen Lenchevsky**<sup>1\*</sup>, PhD (Engin.), Senior Research Scientist, <https://orcid.org/0000-0001-7951-508X>

**Oleg Godun**<sup>2</sup>, PhD (Engin.), <https://orcid.org/0000-0001-9447-7560>

<sup>1</sup>General Energy Institute of NAS of Ukraine, 172, Antonovycha St., Kyiv, 03150, Ukraine;

<sup>2</sup>Scientific and Technical Center of SE NAEK "Energoatom", 22/24, Gogolivska St., Kyiv, 01054, Ukraine

\*Corresponding author: [e.lenchevsky@gmail.com](mailto:e.lenchevsky@gmail.com)

**Abstract.** *Considered a promising possibility in the system of dispatching control of the load mode of the United energy system of Ukraine to ensure the processes of regulating the generating capacities of NPP stations. The new direction of construction of control systems using the United energy system of Ukraine mode will make it possible to abandon too expensive means of maneuverable generation, such as the construction of reserve stations with highly maneuverable TPPs that have high-speed start-up characteristics, as well as frequency control support systems using powerful storage batteries. Instead, it is proposed to use powerful automatically controlled electric boilers, previously included in the means of regulating the load regime of the combined energy system. This will contribute to the further development of the generating capacity of nuclear power plants, wind power plants, and thermal power plants, as well as to the resolution of issues related to ensuring the stability and sustainability of the combined power system.*

**Keywords:** Unified power system, powerful electric boilers, automated dispatch control system, daily electrical load schedule, main power transmission lines.

### References

1. Plan rozvytku Obiednanoi enerhosystemy Ukrainy na 2017–2026 rr. 107 p. URL: <http://uwea.com.ua/ua/news/entry/plan-razvitiya-oes-ukrainy-na-2017-2026-goda/> (Last accessed: 01.06.2023).
2. Plan rozvytku OES Ukrainy na 2016–2025 rr. 108 p. URL: <https://de.com.ua/uploads/0/1704-%D0%9F%D0%BB%D0%B0%D0%BD%2016-25%20%D0%B7%20%D0%B4%D0%BE%D0%B4%D0%B0%D1%82%D0%BA%D0%B0%D0%BC%D0%B8.pdf> (Last accessed: 02.06.2023).
3. Khalatov, A.A., Kulishov, S.B., Chobenko, V.N., & Raimov, R.I. Vykorystannia hazoturbinykh tekhnolohii – kliuch do enerhetychnoi bezpeky Ukrainy. URL: <https://energy-security.org.ua/2020/07/vykorystannya-gazoturbinyh-tehnologij-klyuch-do-energetychnoyi-bezpeky-ukrainy/> (Last accessed: 01.06.2023).
4. Plan rozvytku systemy peredachi na 2020–2029 roky. NEK "Ukrenerho", 206 p. URL: <https://ua.energy/zagalni-novyny/ogoloshennya-pro-provedennya-vidkrytogo-obgovorennya-proyektu-planu-rozvytku-systemy-peredachi-na-2020-2029-roky/> (Last accessed: 01.06.2023).
5. Venikov, V.A. (1973). Elektricheskiye raschety programmirovaniye i optimizatsiya rezhimov. M.: Vysshaya shkola, 316 p. [in Russian].
6. SOU-N EE YAEK 04.156:2009. Osnovni vymohy shchodo rehulyuvannya chastoty ta potuzhnosti v OES Ukrainy. 56 p.

7. Lenchevsky, Ye.A., Godun, O.V., & Novikov, P.V. (2021). Justification of the possibility the issue of ensuring frequency stability in the unified energy system of Ukraine at the level of ENTSO-E power interconnection. *Automation of technological and business processes*, 13(3), 22–30 [in Ukrainian]. <https://doi.org/10.15673/atbp.v13i3.2147>
8. Lenchevsky, Ye.A., & Godun, O.V. (2021). The review of the possibility to increase the integrated power system of Ukraine' balance reliability by implementing electric heat generators. *The Problems of General Energy*, 2(65), 36–43 [in Ukrainian]. <https://doi.org/10.15407/pge2021.02.036>
9. Elektrychni kotly EKOL. URL: <http://www.tkolbmo.ru/electric-boilers.html> (Last accessed: 15.09.2016).
10. Sovalov, S.A., & Semenov, V.A. (1988). *Protivoavariynoye upravleniye v yenergosistemakh*. M.: Energoatomizdat, 411 p. [in Russian].
11. Borovikov, V.A., Kosarev, V.K., & Khodot, G.A. (1968). *Elektricheskiye seti i sistemy*. L.: Energiya, 426 p. [in Russian].
12. Zvit z otsinky vidpovidnosti (dostatnosti) heneruyuchykh potuzhnostey. (2019). *Ukrenerho*, 83 p. [in Ukrainian].
13. Lenchevsky, Ye.A., & Godun, O.V. (2022). Development of a methodology for managing the load regime of the unified energy system of Ukraine, using new principles of regulating the generating capacities of nuclear, solar and wind power plants. *System Research in Energy*, 2(71), 22–30 [in Ukrainian]. <https://doi.org/10.15407/srenergy2022.02.022>
14. Sidorov, A.F. (2004). Ob opredelenii koefitsiyenta zhestkosti energosistemy po chastote. *Novyny enerhetyky*, 3, 40–45 [in Russian].
15. Kostyuk, O.M., & Solomakha, M.I. (1991). *Kolebaniya i ustoychivost' sinkhronnikh mashin*. K.: Naukova dumka, 197 p. [in Russian].
16. Kostyuk, O.M. (1983). *Elementy teorii ustoychivosti energosistem*. K.: Naukova dumka, 290 p. [in Russian].
17. Stogniy, B.S., Sopol', M.F., & Pilipenko, Yu.F. (2003). O probleme yedinogo vremeni v elektroenergetike. *Energetika i elektrifikatsiya*, 4, 35–44 [in Russian].
18. Stogniy, B.S., Sopol', M.F., Pilipenko, Yu.F., Ushchapovskiy, K.V., & Trofimenko, S.A. (2007). Kontrol' metrologicheskikh kharakteristik tekhnicheskikh sredstv sistemy maritoringa perekhodnykh rezhimov energosistem v usloviyakh ekspluatatsii. *Tekhnichna Elektrodynamika*, Tem. Vypusk, 1, 78–79 [in Russian].

Надійшла до редколегії: 16.05.2023