



[9]. Sublime Text [Elektronnyi resurs] – Rezhym dostupu do resursu: <https://www.sublimetext.com/>

[10]. Dokumentatsiia do PostgreSQL 12.5 [Elektronnyi resurs] // The PostgreSQL Global Development Group. – 2015. – Rezhym dostupu do resursu: <https://postgrespro.ru/media/docs/postgresql/12/ru/postgres-A4.pdf>

[11]. Phpmyadmin. Dokumentatsiia [Elektronnyi resurs] – Rezhym dostupu do resursu: <https://docs.phpmyadmin.net/uk/latest/intro.html>

Отримана в редакції 08.07.2021. Прийнята до друку 23.08.2021. Received 08 July 2021. Approved Approved 23 August 2021. Available in Internet 31 September 2021.

УДК. 621. 311.

## ОБГРУНТУВАННЯ МОЖЛИВОСТІ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ В ОБ'ЄДНАНІЙ ЕНЕРГОСИСТЕМІ УКРАЇНИ СТАБІЛЬНОСТІ ЧАСТОТИ НА РІВНІ ЕНЕРГООБ'ЄДНАННЯ ENTSO-E

Ленчевський Є.А.<sup>1</sup>, Годун О.В.<sup>2</sup>, Новіков П.В.<sup>3</sup>

<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, 01032, Україна

<sup>3</sup>Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут», пр. Перемоги 37, м. Київ, 03056, Україна

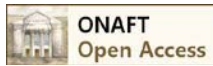
ORCID: <sup>1</sup>0000-0001-7951-508X, <sup>2</sup>0000-0001-9447-7560, <sup>3</sup>0000-0002-2790-5809

E-mail: <sup>1</sup>e.lenchevsky@gmail.com, <sup>3</sup>p.novikov@kpi.ua

Copyright © 2021 by author and the journal “Automation of technological and business – processes”.

This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY).

<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0>



DOI:

**Анотація.** У статті розглянуто перспективну можливість вирішення актуального для об'єднаної енергосистеми України питання щодо досягнення в останній високих показників стабільності її частоти. Відомо, що досягнути високих показників стабільності частоти намагались і за існуючих традиційних методів їх формування однак, навіть на протязі декількох останніх десятиліть зробити це так і не вдалося. За результатами проведених в роботі досліджень визначено, що досягнути високих показників стабільності частоти в об'єднаній енергосистемі буде цілком можливо навіть в умовах її самостійної роботи, якщо у місцевих енерговузлах, що живляться безпосередньо від станції АЕС, забезпечити відповідні умови для формування резервів маневрених потужностей, які будуть використовувати у процесах первинного, вторинного і третинного регулювання частоти. В роботі науково обгрунтовано і перспективну можливість створення на станціях АЕС принципово нової системи протидії процесам збурення режиму. Нова система в разі появи в об'єднаній енергосистемі процесу збурення її режиму здатна буде вчасно і адекватно виконувати протидію цьому процесу, що забезпечить можливість збереження попередньо встановленого в енергосистемі режиму із попередньо встановленим значенням частоти. Можна передбачити, що за створення нових систем керування процесами первинного, вторинного і третинного регулювання частоти безпосередньо у електромережі АЕС стане цілком можливим досягнути в об'єднаній енергосистемі України нових високих показників стабільності частоти, що відповідатимуть рівню її стабільності в енергооб'єднанні ENTSO-E. Висока енергетична ефективність визначеного перспективного напрямку щодо використання електротеплових генераторів в процесах управління режимом енергосистеми була підтверджена результатами проведених досліджень, тому саме цей напрямок повинен стати одним із пріоритетних у планах подальшого розвитку ОЕС України.

**Abstract.** The paper considers a promising opportunity to address the issue relevant to the unified power system of Ukraine to achieve high stability in the latter. Attempts have been made to achieve high rates of frequency stability with the existing traditional methods of their formation, however, for the last few decades it has not been possible to do so. According to the results of research, it is determined that to achieve high frequency stability in the integrated power system will be possible even in the conditions of its independent operation, if the local power units supplied directly from the NPP, to provide



appropriate conditions for the formation of shunting reserves, which will be used in the processes of primary, secondary and tertiary frequency control. The paper also scientifically substantiates the promising possibility of creating a fundamentally new system of counteracting the processes of regime disturbance at NPP stations. The new system will be able to counteract this process in a timely and adequate manner in the event of a disturbance process in the integrated power system, which will ensure the possibility of maintaining the pre-set mode with a pre-set frequency value. It can be predicted that with the creation of new control systems for primary, secondary and tertiary frequency control directly at NPP stations it will be possible to achieve high frequency stability in the integrated power system of Ukraine, which will correspond to the level of stability in ENTSO-E. The high energy efficiency of the identified promising direction for the use of electric heat generators in the management of the power system was confirmed by the results of research, so this area should become one of the priorities in the plans for further development of the UES of Ukraine.

**Ключові слова:** об'єднана енергосистема України, електротеплові генератори, еквівалентний генератор, момент інерції енергосистеми, системи регулювання частоти і потужності.

**Key words:** united power system of Ukraine, electric heat generators, equivalent generator, moment of inertia of power system, frequency and power control systems.

### Вступ

Традиційні, як на сьогодні, методи регулювання частоти і потужності в енергосистемі були засновані ще у тридцять років минулого століття, але й до цього часу продовжують складати основу для побудови існуючих систем первинного, вторинного та третинного її регулювання [1]. При цьому вважається, що досягнути високих показників стабільності частоти ( $\pm 0,01\text{Гц}$ ) можливо лише у великих енергооб'єднаннях, таких як ENTSO-E, величина потужності якого складає від 350 до 450 ГВт. Перспективу подальшого здійснення інтеграції об'єднаної енергосистеми України до ENTSO-E передбачає «План розвитку системи передачі на 2020 – 2029 роки» [2]. Згідно базового сценарію розвитку генеруючих потужностей цього плану пріоритет надається відновлюваним джерелам енергії (ВДЕ) серед яких: гідроелектростанції (ГЕС), гідроакумулюючі станції (ГАЕС), сонячні електростанції (СЕС) та вітряні електростанції (ВЕС), а також створенню на їх основі сучасних швидкодіючих систем підтримки та регулювання частоти (СПРЧ). Враховуючи те, що згідно «Плану розвитку системи передачі на 2020 – 2029 роки» не передбачено можливість у найближчі десять років забезпечити необхідну величину потужностей систем СПРЧ для вже введених у експлуатацію станцій ВЕС і СЕС подальше нарощування потужностей цих станцій призведе лише до збільшення загального дефіциту маневрених генеруючих потужностей в Об'єднаній енергосистемі і, як наслідок, лише до погіршення існуючого стану із стабільністю частоти.

Метою статті є розгляд питання щодо існуючих можливостей за самостійної роботи об'єднаної енергосистеми України досягнути високих європейських показників стабільності її частоти.

### Аналіз літературних даних і постановка проблеми

В табл. 1 приведено дані щодо подальшого плану розвитку генеруючих потужностей в ОЕС України, де пріоритетні напрямки виділено жирним шрифтом.

**Таблиця 1** – Потужність за типами генерації згідно базового сценарію, МВт

Потужність	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
ТЕС ГК вугільні	16 000	16 000	16 000	16 000	16 000	16 000	16 000	16 000	16 000	16 000
ТЕС ГК газомасутні	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ТЕЦ	4 430	4 250	4 070	3 870	3 820	3 770	3 650	3 650	3 650	3 650
<b>ГЕС</b>	<b>4 880</b>	<b>4 880</b>	<b>4 900</b>	<b>4 950</b>	<b>5 032</b>	<b>5 133</b>	<b>5 180</b>	<b>5 236</b>	<b>5 584</b>	<b>5 696</b>
<b>ГАЕС</b>	<b>1 985</b>	<b>2 136</b>	<b>2 136</b>	<b>2 136</b>	<b>2 537</b>	<b>2 787</b>	<b>2 787</b>	<b>2 787</b>	<b>2 787</b>	<b>2 787</b>
АЕС	13 835	13 835	13 835	13 835	13 835	13 835	13 835	13 835	13 835	13 835
<b>Потужність ВЕС</b>	<b>1 550</b>	<b>1 660</b>	<b>1 770</b>	<b>1 880</b>	<b>2 050</b>	<b>2 230</b>	<b>2 410</b>	<b>2 590</b>	<b>2 770</b>	<b>3 040</b>
<b>Потужність СЕС</b>	<b>3 050</b>	<b>3 250</b>	<b>3 500</b>	<b>3 750</b>	<b>4 960</b>	<b>4 470</b>	<b>4 880</b>	<b>5 290</b>	<b>5 700</b>	<b>6 200</b>
Високоманеврені ТЕС зі швидким стартом	0	500	1000	2000	2 000	2 100	2 250	2 400	2 600	2 873
Всього потужність	45 730	46 511	47 211	48 421	49 334	50 325	50 992	51 788	52 926	54 081
<b>СПРЧ</b>		<b>200</b>	<b>325</b>	<b>500</b>	<b>690</b>	<b>825</b>	<b>860</b>	<b>1000</b>	<b>1200</b>	<b>1420</b>

Разом з цим, реальну обґрунтовану оцінку наміченим планам базового сценарію розвитку генеруючих потужностей станцій ГЕС і ГАЕС (табл. 1) надано в [3]. В статті проведено аналіз документа «Програма розвитку гідроенергетики до 2026 р.» схваленої КМ України розпорядженням від 13.07.2016р. № 552-р. Проведений аналіз показав, що будівництво нових ГЕС і ГАЕС потребує суттєвих витрат коштів, а також: затоплення родючих земель, відселенням мешканців із зони затоплення, втрату історичних пам'яток, руйнацію природних заповідників, інші негативні явища. При цьому, собівартість виробництва електроенергії ГЕС і ГАЕС набагато перевищує цей показник



для ТЕС чи АЕС. Крім того, у структурі гідроелектростанцій є інерційні механічні агрегати (направляючі апарати), що регулюють потужність гідроагрегату. Ці агрегати мають певну інерційність, і тому швидкість зміни потужності гідроагрегату не може перевищувати  $(0,01 - 0,025) P_{ном}/сек$ . У той самий час швидкість зміни електричної потужності вітроагрегату у 3 – 5 і більше разів вища, тому загальна потужність ГЕС та ГАЕС при спробах регулювати 10,9 ГВт потужностей ВЕС і СЕС (пропозиція Програми) повинна становити не менше 33 ГВт. В умовах України це є неможливим. Тому внесені у «Програму розвитку гідроенергетики на період до 2026 року» пропозиції щодо використання ГЕС і ГАЕС для стабілізації частоти в енергосистемах, в яких працюють потужні вітрові та сонячні електростанції, виглядає не обґрунтованими та помилковими.

У відповідності до базового сценарію (табл. 1) пріоритет також надано і подальшому розвитку потужностей електростанцій СЕС і ВЕС. Однак, досвід впровадження сучасних систем ВДЕ фінської компанії «WÄRTSILÄ ENERGY» [4] показав, що для забезпечення в енергосистемі вже введених у Об'єднану енергосистему генеруючих засобів ВЕС, СЕС і біостанцій потрібно, щоб резервні потужності цих систем у п'ять разів перевищували рівень їх генерації, крім того, потрібно забезпечити ще і чотирикратний резерв потужності систем акумуляції з використанням акумуляторних батарей (АБ) і однократний – іншої маневреної генерації. Тобто, якщо піковий рівень навантаження сучасних систем ВДЕ досягне 1000 МВт, потрібно, щоб наявний резерв потужності ВДЕ в енергосистемі мав величину порядку 5000 МВт, а потужності систем акумуляції енергії з використанням АБ склали величину не менше 4000 МВт, при цьому потужності маневреної генерації також були на рівні 1000 МВт.

Таким чином, для вже введених у роботу Об'єднаної енергосистеми 1550 МВт потужностей ВЕС і 3050 МВт потужностей систем СЕС, для забезпечення стабільності їх генерації потрібно додатково ввести у експлуатацію ще  $(4000 - 5000)$  МВт потужностей систем акумуляції з використанням потужних АБ, що потребуватиме чималих капітальних витрат. Крім того, якщо врахувати, що ресурс роботи потужних АБ складає усього 5 – 7 років, а також те, що засоби їх утилізації зовсім відсутні в Україні, можна передбачити, що поточні витрати на утримання у належному стані діючих систем акумуляції з роками лише зростатимуть.

Для досягнення поставленої мети пропонується ввести до діючих засобів **автоматизованої** системи диспетчерського управління (АСДУ) АЕС потужні автоматично керовані комплекси електротеплових генераторів (ЕТГ). До складу цих комплексів входять, головним чином, потужні електродвигуни технологічно задіяні у теплоцентралях міст регіону, електроживлення яких здійснюється від АЕС. Згідно запропонованого в [7] нового способу використання потужних комплексів ЕТГ в АСДУ АЕС надасть можливість реалізувати процеси управління та передачі маневрених генеруючих потужностей безпосередньо на магістральних лініях атомних станцій. Для прикладу, на рис.1 приведена структурна схема системи автоматичного управління навантаженням комплексів (САУ-ЕТГ), призначенням якої буде збереження на розподільчих шинах Рівненської АЕС встановленого режиму навантаження, якщо на розподільчій підстанції ПС 750 кВ «Київська» матимуть місце зміни поточного режиму навантаження, на протязі доби.

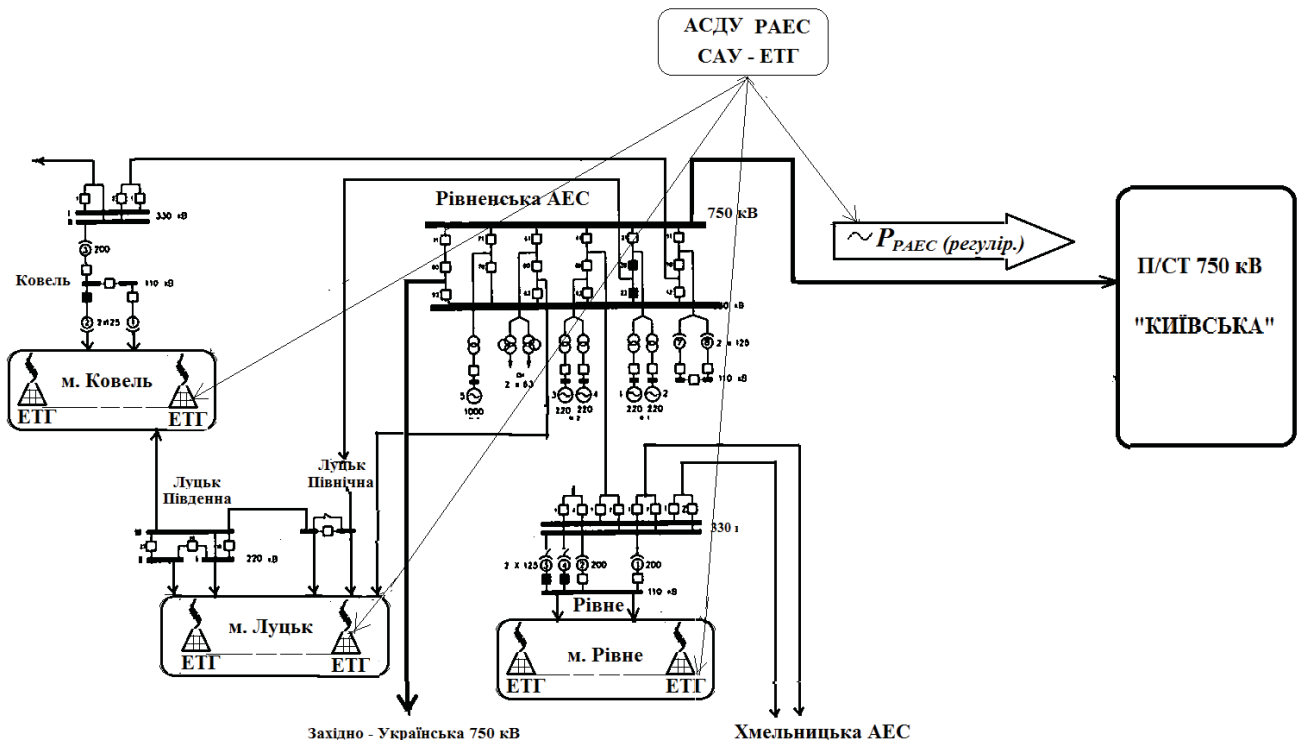


Рис. 1 – Структурна схема автоматичного управління навантаженням комплексів САУ-ЕТГ у відповідності до змін поточного навантаження на розподільчій підстанції ПС 750 кВ «Київська»



Процес збереження встановленого режиму навантаження на шинах РАЕС буде забезпечено завдяки процесам автоматичного регулювання системою САУ-ЕТГ потужностей комплексів ЕТГ, у відповідності до змін поточного навантаження на розподільчій підстанції ПС 750 кВ «Київська». Якщо, наприклад, у місцевих енерговузлах станції РАЕС встановити і технологічно задіяти електротеплові комплекси ЕТГ загальною потужністю у 1000 МВт, це надасть можливість за допомогою нової системи автоматичного управління САУ-ЕТГ зберегти задану стабільність навантаження на шинах цієї атомної станції навіть при повному розвантаженні її магістральної лінії АЕС, або у випадках можливого несанкціонованого відключення цієї лінії.

Не менш важливою для Об'єднаної енергосистеми може стати і пропозиція щодо використання автоматично керованих потужностей комплексів ЕТГ, як ефективного засобу протидії процесам збурення її режиму. Розглянемо це питання більш детально.

Відомо, що кожна енергосистема має свою постійну величину інерції обертальних мас (момент інерції), яка на момент появи процесу збурення (порушення) режиму на певний час затримує подальший розвиток цього процесу. Тобто, завдяки моменту інерції енергосистеми процес відхилення частоти, викликаний процесом збурення її режиму, завжди відбувається з певною затримкою у часі.

Величину постійної інерції обертальних мас кожної енергосистеми визначають наступним чином [9,10]:

$$T_{ИН.СИСТ.} = \frac{\sum (T_{ИН.ГЕН.} + T_{ИН.ТУРБ.})P_{ГЕН.} + \sum (T_{ИН.ДВ.} + T_{ИН.МЕХ.})P_{ДВ.}}{P_{НАВ.}}, \quad (1)$$

де  $P_{ГЕН.}$  ( $P_{НАВ.}$ ) – номінальна потужність генерації (навантаження);

$T_{ИН.ГЕН.}$ ;  $T_{ИН.ТУРБ.}$ ;  $T_{ИН.ДВ.}$ ;  $T_{ИН.МЕХ.}$  – відповідно, постійна інерції генераторів, турбін, двигунів і механізмів.

Тривалість моменту інерції ( $T_{ИН.СИСТ.}$ ) в об'єднаній енергосистемі пропонується визначити за фрагментами зміни сальдо між енергосистемами ОЕС України та ЄЕС Росії, яке мало місце у 2003 році і було викликано несанкціонованим відключенням енергоблоку 1000 МВт на одній із станцій АЕС, як це показано на рис. 2 [11].

Згідно рис. 2, на п'яту годину ранку, тобто після збурення режиму 04.50.56 і до 04.51.48 практично діяв момент інерції енергосистеми, тривалість якого складала:  $T_{ИН.СИСТ.} \approx 1,06$  хв. (рис. 2).

Важливим для подальшого розгляду буде саме момент появи процесу збурення режиму та послідувачою за цим дії інерційних сил енергосистеми, відмічений на рис. 2 наступними зонами:

I - зона стаціонарного режиму до відключення блоку з поточними коливаннями частоти:

$f_0 = 49,9854$  Гц при сальдо 326 МВт та покритті навантаження в ОЕС України  $P_{НО\Sigma} = 20833$  МВт.

II - зона зміни частоти і сальдо після відключення блоку від  $\Delta f = 0,042$  Гц до значення:

$f_0 = 49,9434$  Гц при сальдо 1277 МВт і покритті навантаження в ОЕС України.



Рис. 2 – Фрагмент зміни сальдо між енергосистемами ОЕС України та ЄЕС Росії у 2003 році із-за несанкціонованого відключення енергоблоку 1000 МВт на одній із станцій АЕС

Подальші процеси регулювання частоти в ОЕС відбувалися вже під дією систем автоматичного регулювання частоти і потужності (АРЧП), які належить до ЄЕС Росії, що і призвело до зміни частоти і сальдо між енергосистемами (етап - III). Потім у дію підключились ще і резервні потужності ГЕС ОЕС України, що призвело до подальшого підвищення частоти і сальдо (етап - IV).

В результаті мало місце встановлення вже «завищеного» значення частоти (етап - V).

Для остаточного встановлення в Об'єднаній енергосистемі нового режиму із новим (більш прийнятним) значенням частоти потрібно проведення додаткових процесів регулювання режиму із відповідними енергетичними затратами. Разом з цим, із встановленням нового режиму роботи енергосистеми матимуть місце ще і інші процеси, пов'язані із зміщенням частоти ряду працюючих енергоблоків станцій стосовно встановленої частоти на інших генеруючи



станціях, що призводить до загальної похибки електронного часу [12]. Тобто, після збурення режиму в енергосистемі матиме місце проблема як із реалізацією процесів встановлення нового режиму із новим значенням частоти, так і із необхідністю усунення загальної похибки електронного часу.

Розглянемо питання щодо пошуку нових підходів у реалізації протидії процесам збурення режиму Об'єднаної енергосистеми. Для цього розглянемо швидкоплинні процеси збурення режиму енергосистеми, здатні призвести до відхилення її частоти. Для цього приведемо систему рівнянь, згідно якої статичні електромагнітні моменти машин, що діють у енергосистемі визначаються як функції частоти  $\omega$  та взаємного кута напруг  $\delta_{1,2}$ , а моменти турбін лише як функції частоти [13]:

$$\begin{aligned} M_1 &= M_1(\omega, \delta_{1,2}); \\ M_2 &= M_2(\omega, \delta_{1,2}); \\ M_{T1} &= M_{T1}(\omega); \\ M_{T2} &= M_{T2}(\omega). \end{aligned} \quad (2)$$

У стаціонарних режимах електромагнітні моменти і моменти турбін мають рівновагу і записуються у вигляді замкнутої системи з двох рівнянь з двома невідомими:

$$M_1(\omega, \delta_{1,2}) - M_{T1}(\omega) = 0; \quad (3)$$

$$M_2(\omega, \delta_{1,2}) - M_{T2}(\omega) = 0. \quad (4)$$

Значення електромагнітного моменту записують через співвідношення потужності навантаження енергосистеми  $P_{H0}$  до встановленого значення частоти:

$$M_0(\omega) = \frac{P_{H0}}{\omega_0}. \quad (5)$$

Тому поточні відхилення електромагнітного моменту енергосистеми записують через зміни її навантаження  $\Delta P$  та коливання частоти  $\Delta\omega$ :

$$\Delta M_0(\omega) = \frac{\partial M}{\partial P} \Delta P + \frac{\partial M}{\partial \omega} \Delta\omega_0 = \frac{1}{\omega_0} \Delta P - \frac{P}{\omega_0^2} \Delta\omega_0. \quad (6)$$

Якщо енергосистему представити 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. При цьому, коливання частоти  $\pm \Delta\omega_0$ , що мають місце у енергосистемі через зміни поточного навантаження, призводять і до коливань її електромагнітного моменту  $\pm \Delta M_0$  (рис. 3).

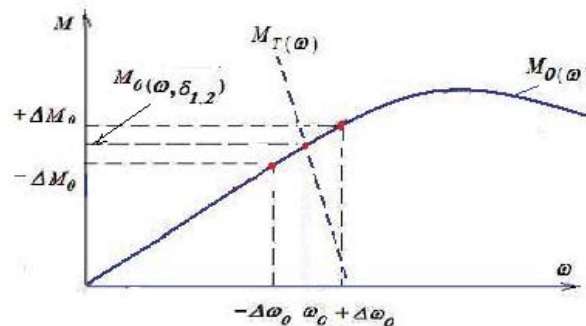


Рис. 3 – Частотна характеристика еквівалентного генератора енергосистеми

В разі появи у 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:

$$j \frac{d\omega}{dt} = M_G - M_{HAB}, \quad (7)$$

де  $j$  – момент інерції рухомої частини енергосистеми, що знаходиться в роботі;

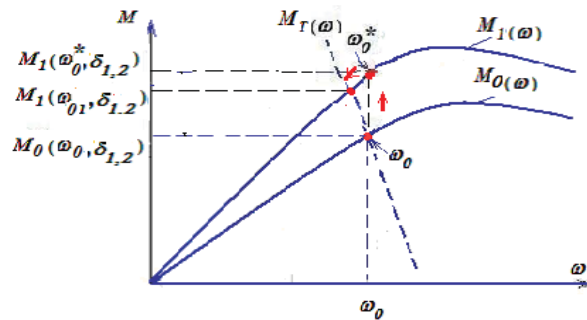
$M_G$  – момент еквівалентного генератора енергосистеми;

$M_{HAB}$  – момент опору навантаження енергосистеми.

Виниклий через появу збурення (порушення) режиму небаланс потужностей діятиме як поштовх навантаження на валу еквівалентного генератора енергосистеми, що призведе до зміни його електромагнітного моменту. Якщо



збурення режиму буде пов'язано, наприклад, із раптовою втратою у енергосистемі частини її генеруючих потужностей в останній матиме місце скачок до збільшення електромагнітного моменту її еквівалентного генератора  $M_0(\omega_0, \delta_{1,2})$ , на величину  $M_1(\omega_0^*, \delta_{1,2})$ , тобто переходу його вже на нову частотну характеристику  $M_1(\omega)$ , як це умовно зображено на рис. 4.



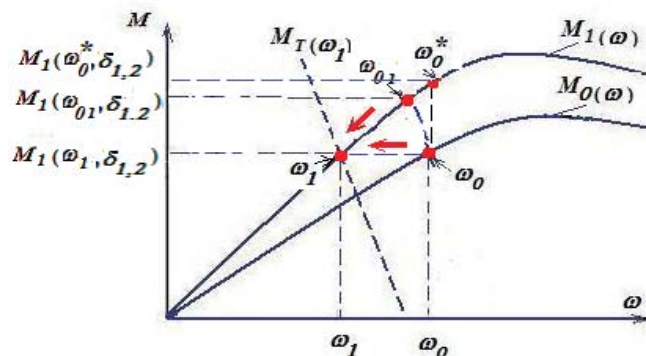
**Рис. 4 – Момент збурення режиму роботи енергосистеми та переходу її еквівалентного генератора на нову частотну характеристику**

Процес переходу та встановлення моменту еквівалентного генератора енергосистеми на новій частотній характеристиці  $M_0(\omega) \rightarrow M_1(\omega)$  визначають рівняння:

$$\left. \begin{aligned} j \frac{d\omega_0}{dt} + M_0(\omega_0; \delta_{1,2}) &= M_T(\omega_0); \\ j \frac{d\omega_0^*}{dt} + M_1(\omega_0^*; \delta_{1,2}) &> M_T(\omega_0); \\ j \frac{d\omega_{01}}{dt} + M_1(\omega_{01}; \delta_{1,2}) &> M_T(\omega_0); \\ M_1(\omega_0^*; \delta_{1,2}) - M_1(\omega_{01}; \delta_{1,2}) &= \Delta M. \end{aligned} \right\} \quad (8)$$

Важливо, що після переходу еквівалентного генератора  $M_1(\omega_0^*, \delta_{1,2})$  на нову частотну характеристику  $M_1(\omega)$  наступний процес буде пов'язаний із дією інерційних сил енергосистеми -  $T_{ин.сист.}$ , визначеного рівнянням (1). Під час дії інерційних сил енергосистеми матиме місце сповзання (зміни) величини моменту еквівалентного генератора  $M_1(\omega_0^*, \delta_{1,2})$  до значення  $M_1(\omega_{01}, \delta_{1,2})$ , на новій частотній характеристиці  $M_1(\omega)$  (рис. 4).

Разом з цим, після завершення дії інерційних сил ( $T_{ин.сист.}$ ) 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. 5. Паралельно із зміною частоти відбуватимуться і ще два процеси, пов'язані із зменшенням величини електромагнітного моменту  $M_1(\omega_{01}, \delta_{1,2})$  до початкового свого значення  $M_1(\omega_1, \delta_{1,2})$ , але цей процес відбуватиметься вже на новій частотній характеристиці  $M_1(\omega)$ , а також переходом моменту турбіни  $M_T(\omega_0)$  на нову частотну характеристику  $M_T(\omega_1)$ . Саме ці перехідні процеси відмічено стрілками на рис. 5. В результаті в енергосистемі буде встановлена рівновага між електромагнітним моментом  $M_1(\omega_1, \delta_{1,2})$  і моментом турбіни  $M_T(\omega_1)$ , але вже за нового значення частоти ( $\omega_1$ ) і на новій частотній характеристиці  $M_1(\omega)$  (рис. 5).



**Рис. 5 – Процес встановлення нового режиму роботи енергосистеми із новим значенням частоти**

Процес зміни частоти у енергосистемі ( $\omega_0^* \rightarrow \omega_1$ ) можна характеризувати наступними рівняннями:



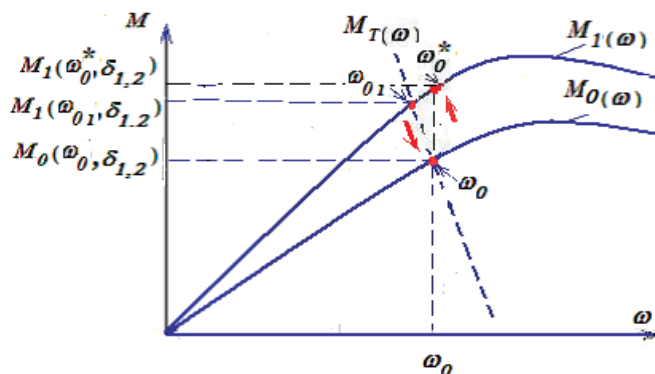
$$\left. \begin{aligned} j \frac{d\omega_0^*}{dt} + M_1(\omega_0^*; \delta_{1,2}) &> M_T(\omega_0); \\ j \frac{d\omega_1}{dt} + M_1(\omega_1; \delta_{1,2}) &= M_T(\omega_1); \\ \frac{d\delta_{1,2}}{dt} &= \omega_1 - \omega_0. \end{aligned} \right\} \quad (9)$$

За встановлення нового значення частоти ( $\omega_1$ ) на новій частотній характеристиці  $M_1(\omega)$  відновити в енергосистемі попередньо встановлений в ній режим із попередньо встановленим значенням частоти буде вже практично неможливо.

Якщо врахувати, що на початку розглянутих на рис. 5 процесів в енергосистемі мала місце дія її інерційних сил -  $T_{ин.сист.}$ , які на певний час затримували появу наступних і вже незворотніх процесів відхилення частоти, тоді передбачається цілком можливим одразу після появи процесу збурення режиму організувати вчасну і адекватну протидію цьому процесу. Для цього пропонується

частину електродвигунів комплексів ЕТГ, загальною потужністю у 1000 МВт, перевести у режим постійного їх навантаження, а процеси автоматичного управління їх електричною потужністю повинен буде виконувати комплекс протиаварійної автоматики атомних енергоблоків: (ПА АЕС –ЕТГ). Якщо, наприклад, в роботі енергокомплексу ПА АЕС-ЕТГ застосувати електродвигуни фірми ЕКОЛ, зміна потужності яких від мінімального до номінального значення у 20 (40) МВт складає не більше 2 хвилин [14], а процеси їх відключення від енергосистеми реалізуються ще швидше, стане цілком можливим саме у період дії інерційних сил Об'єднаної енергосистеми ( $T_{ин.сист.} \approx 1,06$  хв.) здійснити вчасну і адекватну протидію процесам збурення режиму.

Нова система ПА АЕС –ЕТГ в разі, наприклад, несанкціонованого відключення енергоблоку АЕС потужністю у 1000 МВт здатна буде у період дії інерційних сил ( $T_{ин.сист.} \approx 1,06$  хв.) зменшити навантаження енергосистеми на відповідну величину, чим зупинити подальший розвиток цього процесу і знову повернутись до попередньо встановленого режиму роботи енергосистеми із попередньо встановленим значенням частоти, як це умовно показано на рис. 6.



**Рис. 6 – Обґрунтування можливості реалізації вчасної протидії процесу збурення режиму енергосистеми і повернення до попередньо встановленого значення частоти**

На рис. 6, стрілками відмічено як напрям початку процесу збурення режиму, так і зворотній процес після виконання вчасної і адекватної протидії цьому процесу, що призвів до швидкого його завершення.

Таким чином, за впровадження АСДУ САУ-ЕТГ комплексної системи ПА АЕС - ЕТГ стане цілком можливим забезпечити в Об'єднаній енергосистемі високий рівень стабільності частоти, досягнути який за існуючих на сьогодні методів та засобів її регулювання практично неможливо, навіть за наявності в останній нових систем ВДС із системами акумуляції та акумуляторними батареями (АБ).

### Висновки

1. Проведені дослідження показали, що у районних містах, електроживлення яких здійснюється від АЕС доцільно провести встановлення сучасних електродвигунів і створити на їх основі потужні комплекси ЕТГ, завдяки використанню автоматично керованого навантаження цих комплексів у діючих засобах автоматизованої системи диспетчерського управління АЕС стане можливим мережу магістральних ліній 750 кВ перевести працювати у змінний режим навантаження Об'єднаної енергосистеми, забезпечивши, при цьому, збереження стабільного режиму навантаження лише на розподільчих шинах атомних станцій. Таким чином, в роботі обґрунтовано перспективну можливість участі АЕС у покритті змінної частини добового графіку навантаження ОЕС України, що є принципово новим і може бути використано для вирішення питання щодо усунення існуючого в ній дефіциту маневрених генеруючих потужностей.



2. За результатами проведених досліджень визначено, що в разі використання автоматично керованого навантаження комплексів ЕТГ у засобах діючої протиаварійної автоматики енергоблоків АЕС стане цілком можливим реалізувати вчасну і адекватну протидію процесам збурення режиму і виконати її таким чином, щоб в ОЕС України було збережено попередньо встановлений в ній режим із попередньо встановленим значенням частоти, досягнути чого за існуючих методів та засобів регулювання режиму в Об'єднаній енергосистемі практично неможливо. Проведене в роботі обґрунтування можливості збереження попередньо встановленого режиму із попередньо встановленим значенням частоти є принципово новим рішенням у побудові систем протидії процесам збурення режиму, реалізація таких систем сприятиме досягненню в ОЕС України високих показників стабільності частоти.

3. В роботі обґрунтовано перспективні напрямки створення нових систем автоматичного управління, за реалізації яких стане цілком можливим в умовах самостійної роботи ОЕС України вирішити питання щодо досягнення в останній високих показників стабільності частоти, на рівні енергоб'єднання TINTSO-E.

#### Список використаних джерел:

- [1]. *COV-N EE YAEK 04.156:2009* – «Основні вимоги щодо регулювання частоти та потужності в ОЕС України», 2009. - 56 с.
- [2]. «Укренерго». План розвитку системи передачі на 2020 – 2029 роки. – НЕК – 206 с. - URL:[ua.energy > wp-content > uploads > 2019/11 > Plan-rozv..](http://ua.energy/wp-content/uploads/2019/11/Plan-rozv..)
- [3]. Кулик М.М., Кириленко О.В. Стан та перспективи гідроенергетики України. *Технічна електродинаміка*. 2019. №4. С. 56 – 64. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2019.04.056>
- [4]. Ігорь Перрик «Десять найдешевших электростанций не ... URL: [mind.ua > publications > 20202114-igor-petrik-desyat-...](http://mind.ua/publications/20202114-igor-petrik-desyat-...) (дата звернення: 05.10.2020).
- [5]. Тугаев В.И., Сыропушинский В.М. Применение электродвигателей на ТЭЦ как эффективный способ получения маневренной мощности в энергосистеме Белоруссии с вводом АЭС. *Энергетическая стратегия*. 2010. №4 (16). С. 19 -24.
- [6]. Кулик М.М. Техніко-економічні аспекти використання споживачів-регуляторів у системах автоматичного регулювання частотою і потужністю. *Проблеми загальної енергетики*. 2015. вип. 1 (40). С. 20 – 28.
- [7]. Ленчевський С.А., Годун О.В. Спосіб формування та передачі маневрених генеруючих потужностей на магістральній лінії атомної станції. Заявка на винахід. Реєстраційний номер заявки: а 2019. 01 280. МПК (2019.01) N02j 15/00. (Завершено попередню експертизу).
- [8]. Ленчевський С.А. Питання щодо ефективності формування у електромережі атомних станцій (АЕС) оперативного резерву маневрених генеруючих потужностей енергосистеми. *Енергетика і електрифікація*. 2018. Вип. 3(18). С. 4 – 9.
- [9]. ОРГРЭС. Технические указания по устройству автоматической разгрузки энергосистем по частоте. Госэнергоиздат. 1953.
- [10]. Барзам А.Б. Системна автоматика. «Енергія». М.- Л. 1964. 360 с.
- [11]. *Сидоров А.Ф.* Об определении коэффициента жесткости энергосистемы по частоте // *Новини енергетики*. - 2004.-№3. – С. 40-45.
- [12]. Стогній Б.С., Сопель М.Ф., Пилипенко Ю.В. О проблеме единого времени в электроэнергетике. *Энергетика и Электрификация*. 2003. № 4. С. 35 – 39.
- [13]. Костюк О.М. Элементы теории устойчивости энергосистем. Київ.: «Наукова думка». 1983. 290 с
- [14]. Електричні котли EKOL. URL: <http://www.tkolbmo.ru/electric-boilers.html> (дата звернення: 10.04.2020).

#### References:

- [1]. *SOU-N EE YAEK 04.156:2009* – «Osnoyni vymohy shchodo rehulyuvannya chastyoty ta potuzhnosti v OES Ukrayiny», 2009. - 56 s.
- [2]. «Ukrenerho». Plan rozvytku systemy peredachi na 2020 – 2029 roky. – NEK – 206 s. - URL:[ua.energy > wp-content > uploads > 2019/11 > Plan-rozv..](http://ua.energy/wp-content/uploads/2019/11/Plan-rozv..)
- [3]. Kulyk M.M., Kyrylenko O.V. Stan ta perspektyvy hidroenerhetyky Ukrayiny. *Tekhnichna elektrodynamika*. 2019. №4. S. 56 – 64. <https://doi.org/10.15407/techned2019.04.056>
- [4]. Ihor' Perryk «Desyat' naydeshevshykh elektrostantsiy ne ... URL: [mind.ua > publications > 20202114-igor-petrik-desyat-...](http://mind.ua/publications/20202114-igor-petrik-desyat-...) (data zvernennya: 05.10.2020).
- [5]. Tuhaev V.Y., Syropushchyns'kyu V.M. Prymenenye élektrokotlov na TÉTS kak éfektivnyy sposob polucheniya manevrenoy moshchnosti v énerhosysteme Belorusyy s vvodom AÉS. *Énerhetycheskaya strahetyya*. 2010. №4 (16). S. 19 -24.
- [6]. Kulyk M.M. Tekhniko-ekonomichni aspekty vykorystannya spozhyvachiv-rehulyatoriv u systemakh avtomatychnoho rehulyuvannya chastyoty i potuzhnisty. *Problemy zahal'noyi enerhetyky*. 2015. vyp. 1 (40). S. 20 – 28.
- [7]. Lenchevs'kyu. YE.A., Hodun O.V. Sposib formuvannya ta peredachi manevrenykh heneruyuchykh potuzhnostey na mahistral'niyi liniyi atomnoyi stantsiyi. Zayavka na vynakhid. Reyestratsiynyy nomer zayavky: a 2019. 01 280. MPK (2019.01) N02j 15/00. (Zaversheno poperednyu ekspertyzu).





- [8]. Lenchevs'kyu YE.A. Pytannya shchodo efektyvnosti formuvannya u elektromerezhi atomnykh stantsiy (AES) operatyvnoho rezervu manevrenykh heneruyuchykh potuzhnostey enerhosystemy. Enerhetyka i elektryfikatsiya. 2018. Vyp. 3(18). S. 4 – 9.
- [9]. ORHRÉS. Tekhnicheskye ukazanyya po ustroystvu avtomatycheskoy raz-hruzky énerhosystem po chastote. Hosénerhoizdat. 1953.
- [10]. Barzam A.B. Sistemna avtomatika. «Yenergiya». M.- L. 1964. 360 s.
- [11]. Sidorov A.F. Ob opredelenii koefitsiyenta zhestkosti energosistem po chastote // Novini yenergetiki. -2004.-№3. – S. 40-45.
- [12]. Stogniy B.S., Sopol' M.F. Pilipenko YU.V. O probleme yedinogo vremeni v elektroenergetike. Energetika i Elektryfikatsiya . 2003. № 4. S. 35 – 39.
- [13]. Kostyuk O.M. Elementy teorii ustoychivosti energosistem. K.:«Naukova dumka».1983. 290 s.
- [14]. Elektrychni kotly EKOL. URL: <http://www.tkolbmo.ru/electric-boilers.html> (data zvernennya: 10.04.2020).

Отримана в редакції 14.07.2021. Прийнята до друку 24.08.2021. Received 14 July 2021. Approved Approved 24 August 2021. Available in Internet 31 September 2021.

УДК 004.9+165.4

## ПІДХІД ДО ПРОЕКТУВАННЯ СИСТЕМ ПІДТРИМКИ ПРИЙНЯТТЯ УПРАВЛІНСЬКИХ РІШЕНЬ В УМОВАХ РИЗИКУ ТА НЕВИЗНАЧЕНОСТІ

Мулеса О.Ю.<sup>1</sup>, Білак Ю.Ю.<sup>2</sup>

<sup>1,2</sup> Державний вищий навчальний заклад «Ужгородський національний університет»

ORCID: <sup>1</sup>0000-0002-6117-5846, <sup>2</sup> 0000-0001-5989-1643

E-mail: <sup>1</sup>Oksana.Mulesa@uzhnu.edu.ua, <sup>2</sup>Yuriy.bilak@uzhnu.edu.ua

Copyright © 2021 by author and the journal “Automation of technological and business – processes”.

This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY).

<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0>



DOI:

**Анотація.** Дослідження присвячене розробці структури системи підтримки прийняття управлінських рішень в умовах ризику і невизначеності. Розглядаються багатостадійні процеси прийняття управлінських рішень. Проаналізовано послідовність етапів, які виникають в таких процесах: від формування множини альтернатив до вибору оптимальної, з точки зору особи, що приймає рішення, альтернативи. Наведені вербальні і математичні постановки задач прийняття рішень в умовах ризику і невизначеності. Проаналізовано особливості всіх етапів прийняття рішень та наведено перелік задач, які виникають на кожному з етапів. Відмічено, що для підвищення ефективності процесів прийняття управлінських рішень, доцільним є забезпечення можливості розв'язання задач, які виникають при цьому, методами інтелектуального аналізу даних, статистичними методами аналізу даних, методами теорії прийняття рішень тощо.

Розроблено структурно-функціональну схему системи підтримки прийняття рішень в умовах ризику і невизначеності. Показано, що логічно функціональний блок системи підтримки прийняття рішень доцільно розділити на дві частини: блок аналізу вхідних даних та висновків експертів і блок вибору оптимальних альтернатив. Важливою складовою системи підтримки прийняття рішень є база даних та знань у якій накопичуються як вхідні дані, так і результати застосування включених у систему моделей і методів.

Дотримання запропонованої схеми при проектуванні програмних продуктів для задач прийняття рішень у різних предметних областях, дозволить зробити ці програмні продукти цілісними та універсальними. Використання таких програмних продуктів забезпечить незалежність особи, що приймає рішення на всіх етапах прийняття управлінських рішень в умовах ризику і невизначеності.

**Abstract.** The research is devoted to the development of the structure of the management decision support system in conditions of risk and uncertainty. Multistage management decision-making processes are considered. The sequence of stages