

СИСТЕМНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ТА КОМПЛЕКСНІ ПРОБЛЕМИ ЕНЕРГЕТИКИ

ISSN 2522-4344 (Online), ISSN 1562-8965 (Print). The problems of general energy, 2021, 2(65): 36–43
doi: <https://doi.org/10.15407/pge2021.02.036>

УДК 621.31

Є.А. ЛЕНЧЕВСЬКИЙ¹, канд. техн. наук, ст. наук. співр., ORCID 0000-0001-7951-508X
О.В. ГОДУН², канд. техн. наук, ORCID 0000-0001-9447-7560

¹Інститут загальної енергетики НАН України, вул. Антоновича, 172, м. Київ, 03150, Україна

²Науково-технічний центр ДП НАЕК «Енергоатом», вул. Гоголівська, 22/24, м. Київ, 01032, Україна

НАПРЯМИ ПІДВИЩЕННЯ БАЛАНСОВОЇ НАДІЙНОСТІ В ОБ'ЄДНАНІЙ ЕНЕРГОСИСТЕМІ УКРАЇНИ ЗА РАХУНОК ВИКОРИСТАННЯ ЕЛЕКТРОТЕПЛОВИХ ГЕНЕРАТОРІВ

Розглянуто перспективну можливість вирішення актуального для об'єднаної енергосистеми України питання щодо забезпечення в останній достатніх обсягів маневрених генеруючих потужностей для первинного, вторинного і третинного регулювання частоти та потужності. Це сприятиме суттєвому прискоренню процесів інтеграції ОЕС України до енергооб'єднання ENTSO-E. Розглянуто питання щодо можливості створення в Об'єднаній енергосистемі бездефіцитного третинного резерву на основі використання нового способу формування та застосування маневрених генеруючих потужностей, що підключені до магістральних ліній АЕС.

К л ю ч о в і с л о в а: об'єднана енергосистема України, електротепловий генератор, добовий графік навантаження, оптовий ринок електроенергії.

Новий «План розвитку системи передачі на 2020–2029 роки» передбачає проведення реконструкції та введення нових магістральних і міждержавних мереж у десятирічний період з урахуванням майбутньої інтеграції Об'єднаної енергосистеми України V(ОЕС) до ENTSO-E [1]. При цьому, згідно базового сценарію розвитку генеруючих потужностей, 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 для регулювання потужності.

Усі зазначені вище засоби направлені на вирішення головної задачі – усунення дефіциту маневрених генеруючих потужностей, який на сьогодні в Об'єднаній енергосистемі складає 3,0–4,0 ГВт. Відомо, що протягом декількох останніх десятиліть вже намагались вирішити це питання для Об'єднаної енергосистеми, однак за існуючих традиційних методів і засобів формування маневрених генеруючих потужностей зробити це так і не вдалося.

© Є.А. ЛЕНЧЕВСЬКИЙ, О.В. ГОДУН, 2021

За базового сценарію розвитку ОЕС України передбачається можливим у 2027–2029 рр. лише зменшити існуючий дефіцит маневрених генеруючих потужностей. Тобто, на наступний десятирічний період ще не поставлена задача щодо створення в Об'єднаній енергосистемі бездефіцитних резервів маневрених генеруючих потужностей, що необхідно для здійснення повноцінної інтеграції ОЕС України до ENTSO-E. Саме за наявності в Об'єднаній енергосистемі достатніх обсягів маневрених генеруючих потужностей стане можливим диспетчерам діючих станцій виконувати процеси нормованого первинного регулювання частоти (НПРЧ), автоматичного регулювання частоти і потужності (АРЧП) і третинного регулювання відповідно до норм, встановлених ENTSO-E.

Важливо також врахувати, що термін реалізації намічених планів базового сценарію розвитку ОЕС України достатньо тривалий, а невирішеніми у цей період залишаються зазначені вище проблеми. Крім того, існує також ймовірність суттєвої затримки термінів виконання базового сценарію. Так, наприклад, досвід впровадження сучасних систем ВДЕ фінської компанії «WÄRTSILÄ ENERGY» показав, що для забезпечення в енергосистемі певного (заданого) рівня генерації сучас-

них систем ВДЕ потрібно, щоб потужності засобів ВЕС, СЕС і біостанцій у п'ять разів перевищували цей рівень, 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 буде, щоб потужності ВДЕ були 5000 МВт, а потужності систем акумуляції енергії з використанням АБ склали не менше 4000 МВт, при цьому, потужності маневреної генерації також були на рівні 1000 МВт [2].

Для порівняння та аналізу перспективних напрямків створення нових або модернізації існуючих систем маневреної генерації, що забезпечать кращі технічні та економічні характеристики було рекомендовано використати документ «Методології аналізу витрат і вигод нових проєктів розвитку електричних мереж» [1]. В основу цієї методології покладено декілька категорій, які використовуються для оцінювання витрат і вигод проєктів розвитку системи передачі. Зазначимо, що цим категоріям оцінки повністю відповідають матеріали наукових статей [3–5]. Однак, щоб використати наукові пропозиції зазначених вище статей, потрібно попередньо вирішити актуальне для ОЕС питання щодо усунення існуючого дефіциту маневрених генеруючих потужностей. Вирішити це питання передбачається можливим, якщо одночасно впроваджувати сучасні «технології гнучкості» і принципово нові системи, здатні забезпечити регулювання режиму навантаження станцій АЕС у достатньо широкому діапазоні [6].

Метою статті є обґрунтування енергетичної та економічної ефективності у вирішенні питання щодо усунення в Об'єднаній енергосистемі дефіциту маневрених генеруючих потужностей і створення на їх основі самодостатніх резервів маневрених потужностей для виконання проце-

сів первинного, вторинного і третинного регулювання частоти.

Згідно проведеного у [7] аналізу сучасного стану роботи Об'єднаної енергосистеми, існує нагальна потреба у збільшенні або створенні нових резервів маневрених генеруючих потужностей, а саме:

- первинний нормований резерв повинен бути потужністю 1000 МВт. На даний час цей резерв є достатньо обмеженим. У планах розвитку Об'єднаної енергосистеми України на 2017–2026 рр. було визначено, що після реконструкції енергоблоків теплових електростанцій за заявами генеруючих компаній (ГК) до процесів первинного і вторинного регулювання потенційно можуть бути залучені 28 енергоблоків. Однак, величина доступного первинного резерву на цих блоках може бути досягнута лише на рівні ± 160 МВт;

- розрахунковий діапазон вторинного регулювання для компенсації найбільш вірогідної аварійної втрати генерації має становити 1500 МВт (на завантаження – 1000 МВт і на розвантаження – 500 МВт). На даний момент резерв потужності вторинного регулювання на завантаження в ОЕС України складає 432 МВт, який розміщено на шістьох гідроагрегатах Дніпровської гідроелектростанції (ДГЕС-1), приєднаних до центрального регулятора системи АРЧП ДП НЕК «Укренерго»;

- дефіцит третинного резерву складає 1500–2000 МВт.

За прийнятого базового сценарію розвитку ОЕС України рекомендовано використати високоманеврені ТЕС з швидким стартом та нові системи підтримки та регулювання частоти. У розвитку цього питання застосування сучасних засобів «технологій гнучкості» дасть можливість створити нові резерви маневрених потужностей для виконання процесів первинного і вторинного регулювання із значно кращими швидкісними характеристиками, як це показано на рис. 1 [8].

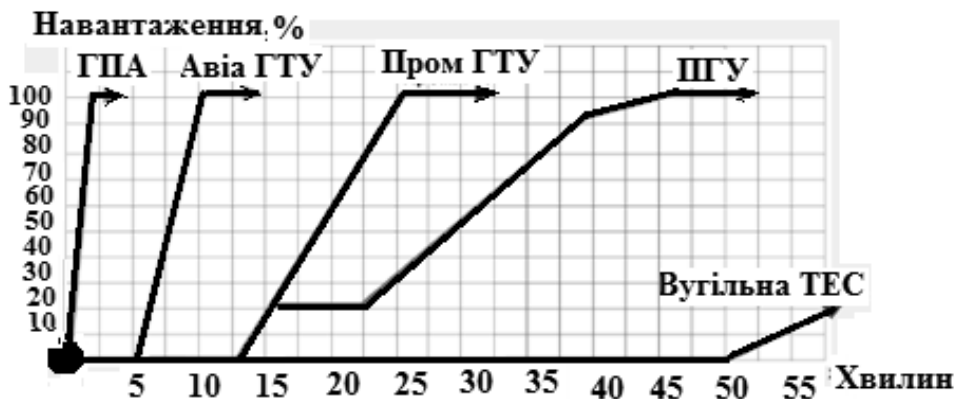


Рис. 1. Швидкісні характеристики сучасних систем регулювання генеруючих потужностей на теплових станціях

Для створення первинного резерву в Об'єднаній енергосистемі доцільно використати сучасні системи маневреної генерації із АБ. А при вирішенні задач вторинного регулювання частоти застосувати маневрені генеруючі потужності газо-поршневих агрегатів (ГПА). Для того, щоб в Об'єднаній енергосистемі забезпечити достатній обсяг первинного резерву, потрібно, щоб діюча (робоча) потужність задіяних систем акумуляції із використанням АБ була не менше 1000 МВт [9].

З урахуванням того, що у вторинному резерві знаходиться 432 МВт генеруючих потужностей ДГЕС-1[9], для забезпечення достатнього обсягу потужностей цього резерву потрібно додатково ввести ще 1068 МВт потужностей систем ГПА. У подальшому потужності ДГЕС-1 також можна буде замінити на потужності систем ГПА.

При вирішенні іншої актуальної задачі щодо забезпечення в Об'єднаній енергосистемі достатнього обсягу потужностей третинного резерву пропонується реалізувати новий підхід у вирішенні питання щодо керування режимом навантаження Рівненської (РАЕС) і Хмельницької АЕС (ХАЕС) [6]. При реалізації такого проєкту потрібно, щоб у системі тепломереж міст

Рівне, Луцьк, Ковель, а також Хмельницького і Житомира були встановлені та технологічно задіяні потужні електродвигуни (електротеплові генератори (ЕТГ)), як це умовно показано на рис. 2. Враховуючи те, що електроживлення цих міст забезпечується від станцій РАЕС і ХАЕС через повітряні лінії (ПЛ) 330 кВ, процеси регулювання потужністю встановлених ЕТГ буде здійснювати нова комплексна автоматична система (АЕС + ЕТГ), введена до складу діючих засобів автоматизованої системи диспетчерського управління (АСДУ) атомних станцій. Регулювання генеруючих потужностей на магістральних лініях 750 кВ ХАЕС і РАЕС будуть виконувати таким чином, щоб при усіх змінах поточного навантаження, що матимуть місце на цих лініях, встановлений базовий режим на розподільчих і генеруючих шинах станцій РАЕС і ХАЕС був збережений.

Відомо, що добовий графік електричного навантаження (ДГЕН) Центральної енергосистеми має достатньо велику змінну частину, тому після підключення її до підстанції (ПС) 750 «Київська» передбачається можливим на магістральній лінії 750 кВ ХАЕС-ПС 750 «Київська» і лінії 750 кВ РАЕС-ПС 750 «Київська» виконувати регулюван-

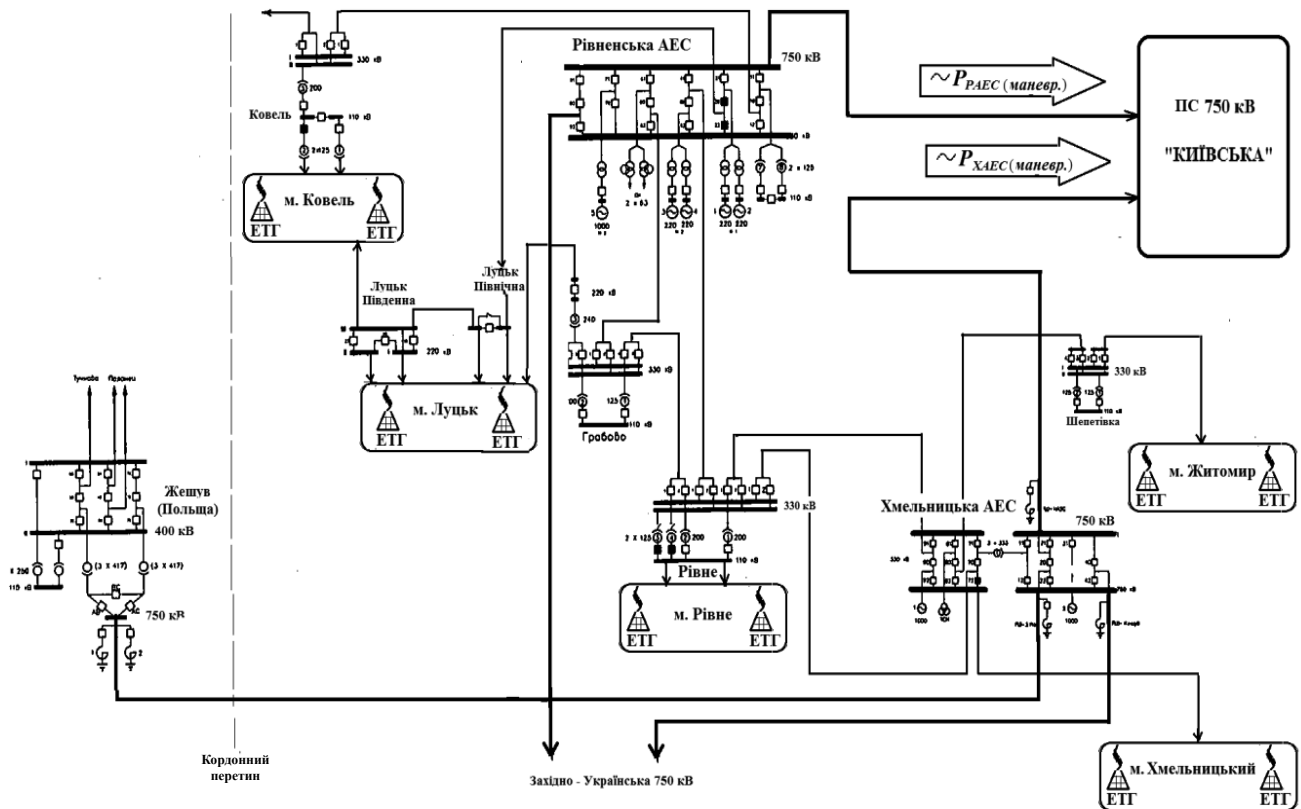


Рис. 2. Структурна схема системи формування резерву маневрених потужностей у місцевих енергорайонах станцій РАЕС і ХАЕС для регулювання змінної частини добового графіка електричного навантаження м. Києва

ня генеруючої потужності станцій АЕС загальною величиною 1000 МВт, що забезпечить збереження встановленого базового режиму навантаження на шинах станцій РАЕС і ХАЕС. При цьому, досягненню стабільності базового режиму навантаження на шинах станцій РАЕС і ХАЕС сприятимуть високі швидкісні характеристики електростанцій, у яких потужність від мінімального до номінального значення регулюється усього за 2–3 хв, а кількість повторних циклів щодо змін потужності навантаження – необмежена [10].

Систему контролю за змінами поточного навантаження на ПС 750 «Київська» пропонується здійснити, використовуючи відомий принцип дискретного регулювання, за якого період доби T розподілено на дискретні часові інтервали $\Delta\tau = (\tau_1 - \tau_2)$, де $T \gg \Delta\tau$. У цьому випадку процес регулювання потужностей комплексів ЕТГ ($\Delta P_{H.ETG}$) буде відбуватися за наявності певної різниці між заданим базовим навантаженням на шинах АЕС $P_{H.баз.(AEC)}$ і поточним змінним навантаженням на ПС 750 «Київська» $P_{H"Київська"}$, що складатиме величину $\Delta P_{H.ETG}$ на певному часовому інтервалі $\Delta\tau$:

$$\Delta P_{H.ETG(\Delta\tau)} = P_{H.баз.(AEC)} - \frac{1}{\Delta\tau} \int_{\tau_1}^{\tau_2} P_{H"Київська"} dt.$$

Саме контроль за змінами поточного навантаження на кожному часовому інтервалі $\Delta\tau$, а також процеси регулювання потужностей комплексів ЕТГ $\Delta P_{H.ETG(\Delta\tau)}$ і забезпечать збереження базового режиму навантаження на розподільчих шинах (ШР) 750 кВ станцій РАЕС і ХАЕС:

$$P_{H.баз.AEC} = \frac{1}{T} \int_1^{24} \sum (P_{H"Київська"} + |\Delta P_{H.ETG}|) dt = const,$$

де n – кількість періодів регулювання в часовому інтервалі T .

Таким чином, завдяки створенню у електромережі станцій РАЕС і ХАЕС нової комплексної системи (АЕС + ЕТГ) стане можливим збільшити загальний потенціал маневрених генеруючих потужностей Об'єднаної енергосистеми на 1000 МВт і навіть більше.

Економічну ефективність використання комплексної системи (АЕС + ЕТГ) визначимо виходячи із потенційної можливості заміни в Об'єднаній енергосистемі частини діючих маневрених енергоблоків ТЕС на регулюючі потужності магістральних ліній АЕС. Так, за умови регулювання системою (АЕС + ЕТГ) генеруючих потужностей атомних станцій стане можливим, наприклад, вивести із експлуатації 10 маневрених енергоблоків ТЕС потужністю 150 МВт, які диспетчери теплових станцій тимчасово відключають у період нічних провалів ДГЕН. Для врахування економічно-

го ефекту від виведення із експлуатації 10 маневрених енергоблоків ТЕС потрібно, щонайменше, врахувати річні витрати їх палива, а також витрати на поточні та капітальні ремонти.

Середні питомі витрати умовного палива на 2020 р. склали 415,0 г у. п./кВт·год [11]. Середня тривалість тимчасових відключень енергоблоків ТЕС у години нічного провалу ДГЕН становила 3–4 год. За проведеними розрахунками річні витрати умовного палива 10 енергоблоків ТЕС склали: $B_{пал.} = 4650,0 \cdot 10^3$ т у. п. При переведенні розрахункових показників умовного палива на спожите енергоблоками ТЕС енергетичне вугілля використаємо тепловий коефіцієнт: $K_B = 0,67$. А при визначенні вартості спожитого енергетичного вугілля у поточних цінах застосуємо інший коефіцієнт: $K_{ц} = 2598$ грн/т [12].

Нижче приведено дані щодо витрат теплових електростанцій на проведення ремонтної компанії енергоблоків ТЕС у 2019 р. [13]. Згідно цих даних, станом на 31.12.2019, відповідно до затвердженого графіка, на теплових електростанціях енергогенеруючих компаній відремонтовано 49 (11800 МВт) енергоблоків, а саме:

- поточним ремонтом – 37 (8800 МВт) енергоблоків;
- середнім ремонтом – 6 (1515 МВт) енергоблоків;
- капітальним ремонтом – 6 (1485 МВт) енергоблоків.

У табл. 1 приведено питомі показники витрат на ремонт енергоблоків, що мали місце на теплових електростанціях у 2006 р. [14] і у 2009 р. [15].

Таблиця 1. Витрати маневрових енергоблоків

№ п/п	Статті витрат	Величина витрат, грн/кВт*
1	Питомі витрати на поточний ремонт	103,7
2	Питомі витрати на середній ремонт	1566,0
3	Питомі витрати на капітальний ремонт	2835,0

*Вартісні показники наведені у цінах 2021 р.

Враховуючи маневрений режим роботи 10 енергоблоків ТЕС протягом року, вони потребували проведення середнього та капітального ремонтів.

За результатами розрахунків у табл. 2 приведено дані щодо показників річних витрат теплових станцій на забезпечення роботи 10 маневрених енергоблоків у поточному режимі роботи енергосистеми.

Таблиця 2. Показники річних витрат теплових станцій за роботи 10 енергоблоків загальною потужністю 1500 МВт

Параметр	Обсяг	Сума платежів, млрд грн
Середні питомі витрати палива, г/кВтгод у.п.	415,0	–
Споживання вугілля, тис. т	6940,3	18,0
Витрати на проведення ремонтів, ($C_{\text{ремонту}}$)	–	2,55
Сумарні витрати	–	20,55

За останні роки динаміка цін продажу електроенергії на оптовому ринку (ОРЕ) компаніями ДП НАЕК «Енергоатом» і генеруючими компаніями (ГК) ТЕС відрізнялась і становила, за розрахунками, 1100 грн/МВт·год. Тому, у разі проведення заміни частини маневрених генеруючих потужностей ГК ТЕС на регулюючі потужності системи (АЕС + ЕТГ) отриману на ОРЕ різницю у вартості електроенергії будемо розглядати як прибуток для подальшого розвитку АЕС, який становить:

$$C_{\text{е.е.}} = 1100 \text{ грн} \cdot 8760 \cdot 1500 \text{ МВт} = 14,454 \text{ млрд грн.}$$

У табл. 3 наведено результати розрахунків головних показників економічної ефективності проектів формування в Об'єднаній енергосистемі бездефіцитних резервів маневрених генеруючих потужностей.

На рис. 3 проведено порівняння графіка розрахунку щорічного прибутку, який отримає ОЕС України за умови впровадження нової комплексної системи (АЕС + ЕТГ) у період 2021–2023 рр., із графіком можливого погашення кредиту інвестицій, отриманих ПрАТ «Укргідроенерго» у минулі роки, за рахунок роботи ГЕС (ГАЕС) [16].

Із приведених на рис. 3 графіків слідує, що суттєво більш економічно виправданим буде реалізація нових проектів, направлених на створення сучасних систем (АЕС + ЕТГ) та систем акумуляції енергії з використанням АБ і ГПА, на відміну від традиційних методів нарощування генеруючих потужностей на станціях ГЕС і ГАЕС. При цьому, на основі зазначених вище систем (АЕС + ЕТГ) та систем акумуляції енергії з використанням АБ і ГПА стане можливим створити в Об'єднаній енергосистемі принципово нові бездефіцитні резерви маневрених потужностей, що матимуть значно кращі швидкісні характеристики.

За наявності в Об'єднаній енергосистемі бездефіцитних резервів маневрених генеруючих потужностей стане можливим виконувати процеси первинного, вторинного і третинного регулювання частоти, відповідно до норм, встановлених ENTSO-E, що і забезпечить можливість проведення повноцінної інтеграції ОЕС України до цього європейського енергооб'єднання. А у перспективі з вирішенням цього питання стане можливим реалізація і подальший розвиток експорту надлишкових потужностей ОЕС України за кордон. Так, за проведеними у ДП НЕК «Укренерго» розрахунками [9] експорт електричної енергії Україною потенційно може досягати 14 млрд кВт·год. Важливо, що у цьому напрямку вже розпочато роботи з проектування та будівництва ряду магістральних електромереж. Серед декількох проектів будівництва розглядається і проект, пов'язаний з відновлювальними роботами, направленими на введення у повноцінний режим експлуатації міждержавної ПЛ 750 кВ Хмельницька АЕС–Жешув (Польща). Реалізація цього проекту зможе збільшити видачу потужності з України у напрямку Польщі до 1000 МВт.

Разом з цим, польська сторона буде зацікавлена і пропозиції щодо можливості експорту маневрених генеруючих потужностей на ПЛ 750 кВ ХАЕС–Жешув. У плані підготовки такого проекту потрібно попередньо виконати наступні роботи.

Таблиця 3. Розрахункові показники економічної ефективності проектів формування в ОЕС України бездефіцитних резервів маневрених генеруючих потужностей

Формування в ОЕС резерву маневрених генеруючих потужностей	Призначення	Величина маневрених потужностей, МВт	Капітальні витрати, млрд \$ США	Щорічний прибуток, млрд \$ США
Системи акумуляції енергії із батареями (АБ)	Первинний резерв	1000	0,624	1,05*
Системи ГПА	Вторинний резерв	568 + 500	0,6655	0,446
АЕС + ЕТГ	Третинний резерв	1500	0,1	1,532
Річний прибуток	–	–	–	3,028

* Прибуток від економії пального 17 маневрених енергоблоків ТЕС, призначених для формування частини нормованого первинного резерву, які пропонується замінити і використати сучасні системи акумулювання резерву потужностей на основі АК.

ПРИБУТОК

(млн.дол. США)

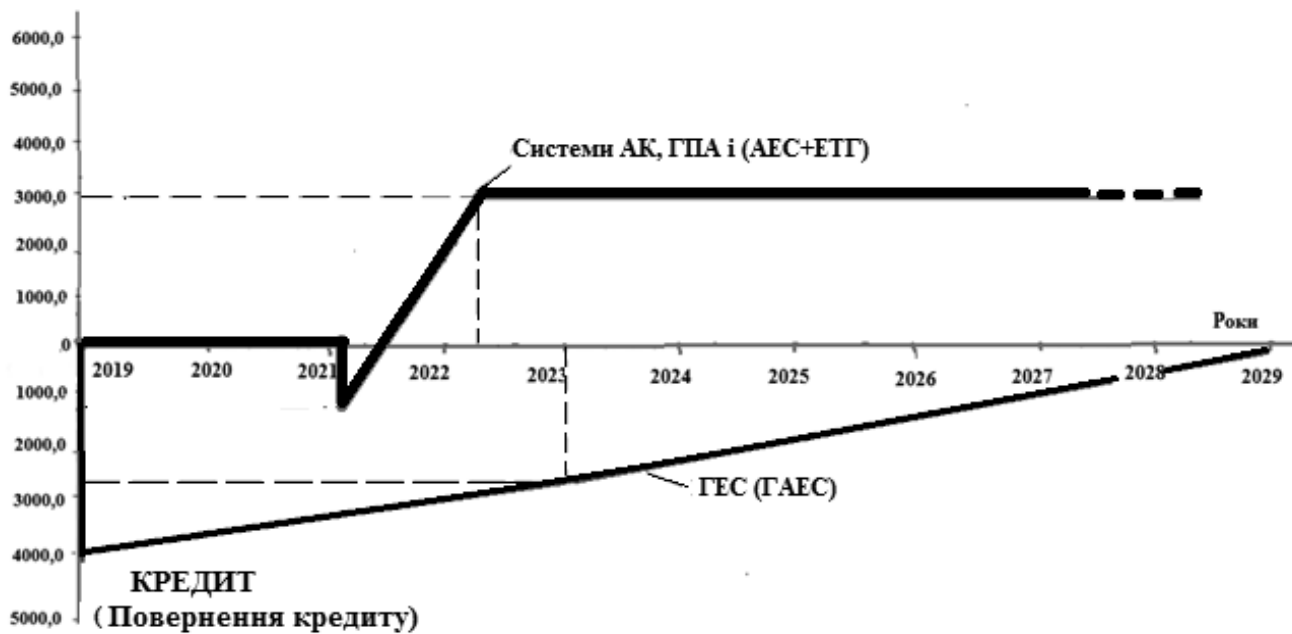


Рис. 3. Порівняння графіка щорічного прибутку, отриманого за використання нових засобів управління режимом ОЕС України, з графіком повернення кредиту інвестицій, наданих ПрАТ «Укргідроенерго» [16]

На ПЛ 750 кВ ХАЕС–ПС 750 кВ «Київська» встановити базовий режим навантаження і забезпечити роботу комплексної системи автоматичного управління (АЕС + ЕТГ) станції ХАЕС на регулювання режиму навантаження ПЛ 750 кВ ХАЕС–Жешув, як це умовно показано на рис. 4.

Для встановлення базового режиму навантаження на розподільчих шинах ПС 750 кВ «Київська» потрібно буде, у першу чергу, усунути нічні спади навантаження ДГЕН Центральної ЕС. Для цього пропонується використати вже інший комплекс потужних електростанцій (ТЕЦ + ЕТГ), встановлений на діючих ТЕЦ і теплоцентралях м. Києва, а також ряду інших міст, що входять у зону Центральної ЕС, процеси автоматичного управління яким буде виконувати система АСДК діючих ТЕЦ Центральної ЕС [17].

Попередню оцінку економічної ефективності проекту сумісного використання комплексних систем (АЕС + ЕТГ) і (ТЕЦ + ЕТГ) надамо на основі річного прибутку, який за умови реалізації цих систем забезпечить можливість передачі маневрених генеруючих потужностей вздовж лінії 750 кВ ХАЕС–Жешув. При розрахунку річного прибутку від реалізації процесів передачі маневрених генеруючих потужностей на лінії 750 кВ враховувалось те, що собівартість електроенергії станцій АЕС буде оцінена за проектом експлуатації маневрених енергоблоків АЕС, типу Westinghouse

та NuScale, що складає: 67–97 дол. США/МВт·год [18]. А для станцій АЕС України, експлуатацію яких виконує НАЕК «Енергоатом», собівартість відпущеної електроенергії на сьогодні оцінюється у діапазоні: 17–20 дол. США/МВт·год. З урахуванням приведених вище даних, річний прибуток може становити 750 млн дол. США.

Крім того, проект усунення нічних спадів навантаження ДГЕН Центральної ЕС, який пропонується здійснити за допомогою автоматично керованого навантаження комплексів (ТЕЦ + ЕТГ) також надасть певний економічний ефект. Так, за встановлення комплексу (ТЕЦ + ЕТГ) лише у енергосистемі «Київського кільця» забезпечить можливість отримати щорічний прибуток у 500 млн дол. США [17]. За даними роботи Центральної ЕС рівень загального її навантаження може досягати 4260 МВт, а можливості щодо покриття цього навантаження генеруючими потужностями Центральної ЕС складають усього 2358 МВт [9]. При цьому дефіцит маневрених генеруючих потужностей в Центральної ЕС у опалювальний період (неопалювальний період) року досягає 1100 МВт (900 МВт). У зв'язку з чим, ще у 2017 р. для ПрАТ «Укргідроенерго» були відкриті інвестиції на спорудження Канівської ГАЕС, яку до 2027 р. передбачається обладнати 4 зворотними гідроагрегатами потужністю 250 МВт кожен [16].

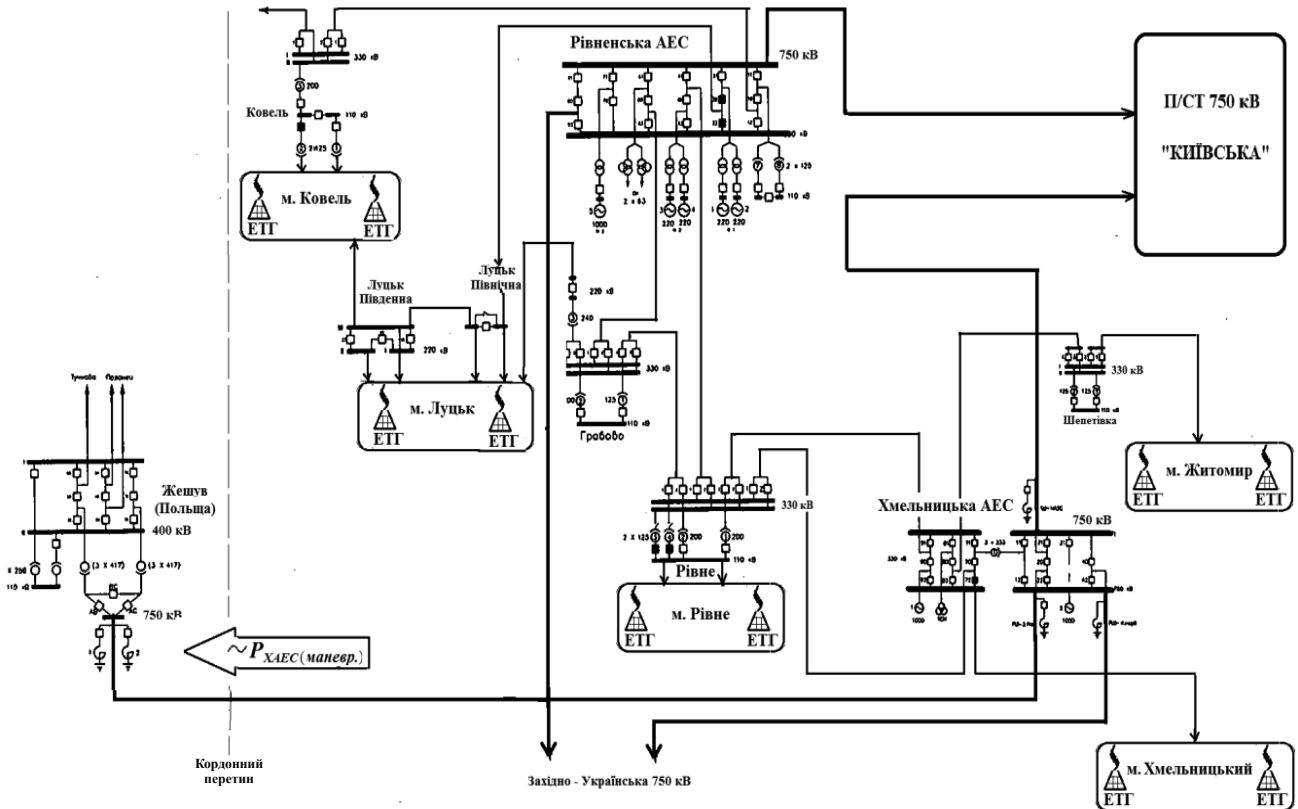


Рис. 4. Структурна схема використання сформованого у місцевих енергорайонах станцій ХАЕС і РАЕС резерву маневрених потужностей для регулювання змінної частини добового графіка навантаження м. Жешув

Разом з цим, цілком імовірно, що ще до 2027 р. в Україні матиме місце сталий розвиток підприємництва і промисловості, який неодмінно призведе до збільшення загального рівня навантаження ДГЕН Об'єднаної енергосистеми і, відповідно, до збільшення змінної його частини. Враховуючи те, що гідроресурси в Україні практично вже вичерпані і забезпечити покриття змінної частини навантаження ДГЕН буде практично нічим і потрібно вже зараз звернути увагу на нові більш ефективні засоби, здатні вирішити цю проблему.

Також слід зазначити, що у 2017 р., тобто ще на стадії розробки проекту ПрАТ «Укргідроенерго», від Інституту загальної енергетики НАН України були внесені пропозиції щодо створення альтернативного проекту, направлено на ущільнення навантаження ДГЕН Центральної ЕС автоматично керованим навантаженням комплексів ЕТГ. За розрахунками, капітальні витрати на створення і реалізацію нового проекту у 20 разів менші за проект будівництва Канівської ГАЕС [3].

Тому, якщо розглянути можливість розробки проекту впровадження нових комплексних систем (АЕС + ЕТГ) і (ТЕЦ + ЕТГ) не пізніше періоду 2021–2023 рр., це надасть можливість

отримати Об'єднаній енергосистемі додатковий щорічний прибуток у 1,3 млрд \$ США (табл. 3), а також відкриє реальну перспективу для виконання наступних проектів, направлених на забезпечення транзиту маневрених генеруючих потужностей за кордон. Так, наприклад, наступним етапом може стати проект переведення ліній 750 кВ ХАЕС і РАЕС на окремо виділені шини підстанції 750 кВ «Західно-Українська», з метою реалізації транзиту маневрених генеруючих потужностей на міждержавній лінії до «Альбертірша» (Угорщина).

ВИСНОВКИ

1. Представлено перспективний напрямок вирішення актуального для Об'єднаної енергосистеми України питання щодо інтеграції ОЕС України до ENTSO-E, а також визначено можливість наближення термінів її проведення.

2. Високі швидкісні характеристики систем АБ, ГПА і комплексної системи (АЕС + ЕТГ) сприятимуть можливості їх сумісного використання у разі порушення чи збурення режиму в Об'єднаній енергосистемі.

3. За попередніми оцінками проекти будови нових комплексних систем (АЕС + ЕТГ)

і (ТЕЦ + ЕТГ) відповідають головним категоріям нової «Методології аналізу витрат і вигід проектів розвитку електричних мереж», що використовується НЕК «Укренерго» [1] і можуть бути запропоновані для оцінки ефективності їх реалізації при формуванні плану розвитку системи передачі.

1. План розвитку системи передачі на 2020–2029 роки. НЕК «Укренерго». URL: <https://euea-energyagency.org/wp-content/uploads/2020/04/Plan-Ukrenergopdf>

2. Петрик І. Десять найдешевших електростанцій не створюють найефективнішої енергосистеми. URL: <https://mind.ua/publications/20202114-igor-petrik-desyat-najdeshevshih-elektrostantsij-ne-stvoruyuyut-najefektivnishoyi-energosislemi> (дата звернення: 06.08.2020).

3. 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. <https://doi.org/10.15407/pge2015.01.020>

4. Запорожець Ю.М. Теплові електростанції України перед дилемою: або закриття, або інтенсивне відновлення. *Інститут відновлюваної енергетики НАН України. Наукові праці. Техногенна безпека*. 2013. Вип. 198. Т. 210. С. 31—38.

5. Казанский С.В., Матеенко Ю.П. Обеспечение балансовой надежности электроэнергетических систем с возобновляемыми источниками энергии. *Відновлювана енергетика*. 2019. № 2. С. 6—12.

6. Ленчевський Є.А., Шляпін В.А. Новий підхід у вирішенні питання щодо керування режимом Рівненської і Хмельницької АЕС при змінах поточного навантаження на підстанції ПС 750 кВ «Київська». *Енергетика та Електрифікація*. 2017. № 4. С. 12—19.

7. План розвитку об'єднаної енергосистеми України на 2017–2026 рр. URL: <https://ua.energy/wp-content/uploads/2016/12/Projekt-Planu-rozvytku-OES-Ukrayiny-na-2017-2026-roku.pdf> (дата звернення: 10.01.2021).

8. Технології гнучкості для інтеграції ВДЕ в енергосистему. URL: <http://uwea.com.ua/uploads/docs/1568872256-2.pdf> (дата звернення: 10.08.2020).

9. Звіт з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей. НЕК «Укренерго», 2017. URL:

<https://ua.energy/.../2017/.../Zvit-z-otsinky-vidpovidnosti-dostatnosti-generuyuchyh-otuzhnostej.pdf> (дата звернення: 06.12.2020).

10. Електричні котли EKOL. URL: <http://www.tkolbmo.ru/electric-boilers> (дата звернення: 07.08.2020).

11. Інформаційно-аналітичний журнал «Енергобізнес». № 7/1149. URL: www.e-b.com.ua (дата звернення: 10.08.2020).

12. Міністерство енергетики та вугільної промисловості підняло ціну на вугілля. URL: <https://www.ukrinform.ua/rubric-economy/2435632-minenergopidnolocinu-na-vugilla.html> (дата звернення: 06.08.2020).

13. «ЕНЕРГОІНФОРМ-ИНФОРМЭНЕРГО» Випуск № 577, 01.01-31.01.2020, НТСЕУ. URL: <https://www.ntseu.net.ua/review577-202001> (дата звернення: 06.08.2020).

14. Про підготовку обладнання електростанцій і теплових мереж до їх надійної та ефективно роботи у 2006 році: Наказ Міністерства палива та енергетики України від 23.02.2006 № 50. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0050558-06#Text> (дата звернення: 10.12.2020).

15. Підготовка теплових електростанцій до проходження ОЗП 2009/2010 року виконується за планом згідно із завданням Мінпаливенерго. НАК «Енергетична компанія України». URL: http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/publish/article?art_id=159063 (дата звернення: 10.08.2020).

16. Стратегічний план розвитку ПрАТ «Укргідроенерго» на 2019–2023 роки. Міністерство палива та енергетики України, 2018. URL: https://uhe.gov.ua/sites/default/files/2019-04/Стратегія_2019_2023.pdf (дата звернення: 07.12.2020).

17. Ленчевський Є.А. Автоматизоване керування потужними електродотлами як дієвий засіб зниження нерівномірності добових графіків електричних навантажень Об'єднаної енергосистеми. *Проблеми загальної енергетики*. 2016. Вип. 4(47). С. 50—57. <https://doi.org/10.15407/pge2016.04.050>

18. Шульженко С.В. Техніко-економічні показники виробництва електроенергії АЕС в маневреному режимі. *Проблеми загальної енергетики*. 2016. Вип. 1(44). С. 34—40. <https://doi.org/10.15407/pge2016.01.034>

Надійшла до редколегії: 28.01.2021