

ЕНЕРГЕТИКА

УДК 621. 311

DOI <https://doi.org/10.32838/2663-5941/2021.3/30>

Ленчевський Є.А.

Інститут загальної енергетики Національної академії наук України

Тесленко О.І.

Інститут загальної енергетики Національної академії наук України

ПЕРСПЕКТИВНІ МОЖЛИВОСТІ ЗБІЛЬШЕННЯ ЗАГАЛЬНОГО ПОТЕНЦІАЛУ МАНЕВРЕНИХ ПОТУЖНОСТЕЙ ОБ'ЄДНАНОЇ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ СИСТЕМИ УКРАЇНИ

Сьогодні підвищення гнучкості та надійності систем генерації електроенергії є вкрай актуальною проблемою для Об'єднаної енергетичної системи України. У статті розглянуто перспективний напрям вирішення проблеми створення бездефіцитних резервів маневрених потужностей для виконання процесів первинного, вторинного і третинного регулювання частоти та потужності. Пропонується у засобах автоматизованої системи диспетчерського управління діючих ТЕЦ використати автоматично кероване навантаження (споживання електричної потужності) комплексів електричних теплогенераторів (ЕТГ). Ці комплекси ЕТГ стануть складовою частиною ТЕЦ та потужних котелень централізованих систем теплопостачання. Наведені результати нашого дослідження демонструють високу енергетичну й економічну ефективність використання автоматично керованого навантаження комплексів ЕТГ у засобах ущільнення добового графіку електричного навантаження Об'єднаної енергетичної системи України. Упровадження першого комплексу ЕТГ загальною електричною потужністю 500 МВт дасть змогу перевести 10 маневрових енергоблоків загальною потужністю 1 500 МВт у базовий режим експлуатації. Додаткове впровадження другого комплексу ЕТГ загальною електричною потужністю 1 000 МВт дасть змогу перевести ще 30 маневрових енергоблоків (обертвого резерву) загальною потужністю 7 500 МВт у базовий режим експлуатації. Реалізація цього інноваційного рішення може забезпечити щорічну економію палива щонайменше 4,268 млн т у. п. (2,987 млн т н. е.). Результати проведених розрахунків економічної ефективності використання комплексів ЕТГ у складі діючих засобів управління Об'єднаної енергетичної системи України показали можливість отримати щорічний прибуток до 3,2 млрд дол. США. Застосування комплексів ЕТГ здатне суттєво збільшити загальний потенціал маневрених потужностей Об'єднаної енергетичної системи України.

Ключові слова: Об'єднана енергетична система України, автоматизованої системи диспетчерського управління, добовий графік електричного навантаження, маневреність, електричні теплогенератори, система централізованого теплопостачання.

Постановка проблеми. Подальший розвиток Об'єднаної енергетичної системи України (ОЕСУ) у найближчі роки буде зумовлений загальним зростанням добового графіку електричного навантаження (ДГЕН). Необхідною передумовою для такого зростання повинен стати економічно доцільний та науково обґрунтований напрям розвитку генеруючих потужностей ОЕСУ. Однак для цього потрібно попередньо вирішити актуальну для ОЕСУ проблему щодо усунення існуючого дефіциту маневрених генеруючих потужностей. Саме за наявності в ОЕСУ бездефіцитного (заданого у відповідності до чинних нормативних документів) резерву маневре-

них потужностей для здійснення процесів первинного, вторинного і третинного регулювання частоти стане цілком можливим збільшити оперативні можливості систем диспетчерського управління режимом надійної експлуатації енергосистеми, а також суттєво поліпшити енергетичні, економічні й екологічні показники ефективності її роботи. Слід зазначити, що вирішити проблему усунення дефіциту маневрених потужностей в ОЕСУ намагалися вже протягом кількох останніх десятиліть, використовуючи для цього усі доступні на той час технічне обладнання та технологічні рішення, однак досягнути бажаних результатів так і не вдалося.

У планах подальшого розвитку ОЕСУ на 2017–2026 рр. передбачено, що після реконструкції енергоблоків теплових електростанцій за заявами генеруючих компаній (ГК) до первинного (НПРЧ) і вторинного (САРЧП) регулювання частоти потенційно будуть залучені ще 28 енергоблоків [1, с. 36]. Однак очікувана величина доступного нормованого первинного резерву на цих енергоблоках становитиме лише ± 160 МВт. Наявний резерв потужності вторинного регулювання в ОЕСУ також недостатній і становить 432 МВт, який розміщено на шістьох гідроагрегатах Дніпровської гідроелектростанції (ДГЕС-1), приєднаних до центрального регулятора системи САРЧП ДП «НЕК «Укренерго». Необхідно також збільшити і третинний резерв маневрених потужностей щонайменше на 1000–1500 МВт, щоб забезпечити процеси регулювання режиму ОЕСУ без тимчасових відключень частини енергоблоків ТЕС у період нічного зменшення навантаження-споживання ДГЕН [1, с. 37].

У «Планах розвитку системи передачі на 2020–2029 роки» за базовий сценарій розвитку ОЕСУ прийнято напрям подальшого нарощування потужностей відновлювальних джерел енергії (ВДЕ) [2, с. 19]. В умовах інтеграції в ОЕСУ значної частки змінної електрогенерації з негарантованим виробництвом електроенергії від ВДЕ (сонячних та вітрових електростанцій) вирішення проблеми підвищення гнучкості та надійності електричних систем стає більш актуальним та вагомим. Однак для реалізації цього напрямку традиційними засобами необхідні чималі додаткові капіталовкладення, а наслідком може стати суттєве погіршення екологічних показників роботи ОЕСУ [3, с. 59].

Аналіз останніх досліджень і публікацій. Проведені в Інституті загальної енергетики НАН України дослідження показали перспективну можливість реалізації інноваційних технологічних рішень, спрямованих на усунення наявного дефіциту маневрених потужностей за суттєво кращих показників економічної ефективності та за умови поліпшення екологічних показників роботи ОЕСУ. Так, у роботі [4, с. 26] було економічно обґрунтовано можливість створення принципово нової системи автоматичного регулювання частоти і потужності з використанням сучасних споживачів-регуляторів (СР), яка здатна забезпечити річний прибуток обсягом 2,92 млрд дол. США, а термін окупності капіталовкладень становить 0,6 року. Окрім того, у роботах [5; 6] було розглянуто можливість використання автоматично керо-

ваного навантаження комплексів електричних теплогенераторів (ЕТГ), як діючих засобів автоматизованої системи диспетчерського управління (АСДУ) в процесах регулювання режиму ОЕСУ. При цьому передбачалося, що до складу комплексів ЕТГ увійдуть, головним чином, потужні електричні котли, технологічно задіяні на діючих ТЕЦ і потужних котельнях систем централізованого теплопостачання (СЦТ) низки міст, які працюватимуть лише у заданому режимі роботи АСДУ ОЕСУ. Саме за умови використання у засобах АСДУ автоматично керованого навантаження комплексів ЕТГ передбачається можливим сформулювати в ОЕСУ резерви маневрених потужностей у відповідності чинному нормативному документу СОУ-Н ЕЕ ЯЕК 04.1546:2009 «Основні вимоги щодо регулювання частоти та потужності в ОЕС України» [7, п. 5.4.3.3].

Постановка завдання. Метою статі є розгляд нового перспективного напрямку застосування комплексів ЕТГ у створенні необхідної для ОЕСУ величини резервів маневрених потужностей (заданої у відповідності чинним нормативним документам) та обґрунтування показників енергетичної та економічної ефективності реалізації такого напрямку вирішення завдання збільшення загального потенціалу маневрених потужностей ОЕСУ.

Виклад основного матеріалу дослідження. Як приклад, на рис. 1 приведено добовий графік виробництва/споживання електроенергії ОЕСУ за 14.02.2017, де умовно зображено процеси ущільнення цього ДГЕН автоматично керованим навантаженням комплексів ЕТГ. За статистичними даними, у 2017 р. щодня у покритті навантаження ДГЕН використовувалося до 36 енергоблоків ТЕС. При цьому в період нічного провалу навантаження ДГЕН диспетчери ТЕС тимчасово зупиняли від 7 до 10 енергоблоків. Під час проходження максимальних навантажень 14.02.2017 (о 18⁰⁰ дорівнювали 2 2807 МВт із середньодобовою температурою по Україні $-5,1^{\circ}\text{C}$) покриття споживання електроенергії в ОЕСУ забезпечували АЕС, ТЕС, ТЕЦ, ГЕС, ГАЕС та ВДЕ. При цьому у роботі знаходилося 29 пилувугільних енергоблоків одиничною електричною потужністю від 175 МВт до 300 МВт кожний та два корпуси дубль-енергоблоків 300 МВт ТЕС.

Відомо, що сьогодні величина мінімального рівня навантаження ДГЕН ОЕСУ встановлюється за допомогою потужностей навантаження електроприводів ГАЕС на позначці $P_{\text{МН.1}}^*$ (рис. 1). Однак величина мінімального рівня навантаження ДГЕН $P_{\text{МН.1}}^*$ у цьому разі досить низька для того, щоб

система диспетчерського управління ОЕСУ мала можливість забезпечити повноцінний процес регулювання режиму протягом усього нічного спаду ДГЕН, зумовленого зменшенням споживання електроенергії існуючими споживачами у нічні години доби, у зв'язку з чим протягом кількох останніх десятиліть диспетчери ТЕС вимушені кожної доби тимчасово зупиняти частину (до 10 одиниць) маневрених енергоблоків ТЕС.

Саме для того, щоб підняти мінімальний рівень навантаження ДГЕН на новий, більш високий рівень, пропонується застосувати автоматично кероване навантаження комплексів ЕТГ, додатково введене до засобів АСДУ ОЕСУ. Передбачається, що саме завдяки процесам управління АСДУ автоматично керованим навантаженням комплексів ЕТГ стане можливим збільшити мінімальний рівень ДГЕН $P_{\text{мін.1}}^*$ на новий, більш високий рівень $P_{\text{мін.2}}$ (або $P_{\text{мін.3}}$) й утримувати його протягом усього нічного спаду навантаження ДГЕН (рис. 1).

Якщо мінімальний рівень навантаження ДГЕН буде збільшений до позначки $P_{\text{мін.2}}^*$ (рис. 1), це означатиме, що базова частина навантаження ДГЕН збільшиться на 1 000 МВт, а маневрена його частина, відповідно, зменшиться, що дасть змогу усунути потребу у тимчасових зупинках 10 енергоблоків ТЕС, які до того мали місце у нічні години доби, і забезпечити роботу цих енерго-

блоків уже у базовому режимі з кращими техніко-економічними та екологічними показниками.

Підняття мінімального рівня навантаження ДГЕН до позначки $P_{\text{мін.3}}^*$ може забезпечити збільшення базової частини навантаження ДГЕН уже до 2 000 МВт. Це дасть змогу перевести у базовий режим експлуатації до 30 маневрених енергоблоків ТЕС. Потрібно врахувати, що на зазначених 30 енергоблоках ТЕС утримується резерв маневрених генеруючих потужностей до 1 000 МВт, який у цьому разі стане можливим застосувати вже за іншим призначенням, наприклад для створення нормованого первинного резерву.

Однак для ОЕСУ більш доцільним буде використовувати саме вторинний резерв потужностей, розрахунковий діапазон регулювання потужностей якого повинен передбачати можливість компенсації найбільш вірогідної аварійної втрати генерації або споживання (АВРЧП) і має становити 1 500 МВт (на завантаження дорівнює 1000 МВт і на розвантаження – 500 МВт) [1, с. 37; 7, п. 5.4.3.3]. Найбільш перспективним напрямом у вирішенні проблеми створення нового резерву потужностей системи АВРЧП може стати введення до 500 (або 1 000) МВт потужностей автоматично керованого навантаження комплексів ЕТГ-1 у постійний режим навантаження ОЕСУ, як це умовно показано на рис. 2а. При цьому передбачається, що в системі АВРЧП у режимі розвантаження ОЕСУ будуть використані потужності комплексів ЕТГ-2, а у режимі її завантаження – інші 1 000 МВт потужностей, які забезпечуються комплексам ЕТГ-1.

Використання у комплексах ЕТГ потужних електричних котлів, наприклад шведської фірми Zeta, швидкість набору потужності від мінімального до номінального значення яких становитиме не більше 2 хвилин [8], надасть можливості системі АВРЧП виконувати процеси усунення аварійної ситуації в ОЕСУ набагато швидше й ефективніше, ніж у разі застосування енергоблоків ТЕС для цього резервування. Окрім того, у процесі регулювання режиму стане можливим (частково) усунути й пікові навантаження ДГЕН, як це умовно зображено на рис. 2б.

Нині в ОЕСУ використовується САРЧП SCADA/AGC (Supervisory Control And Data Acquisition/Automatic

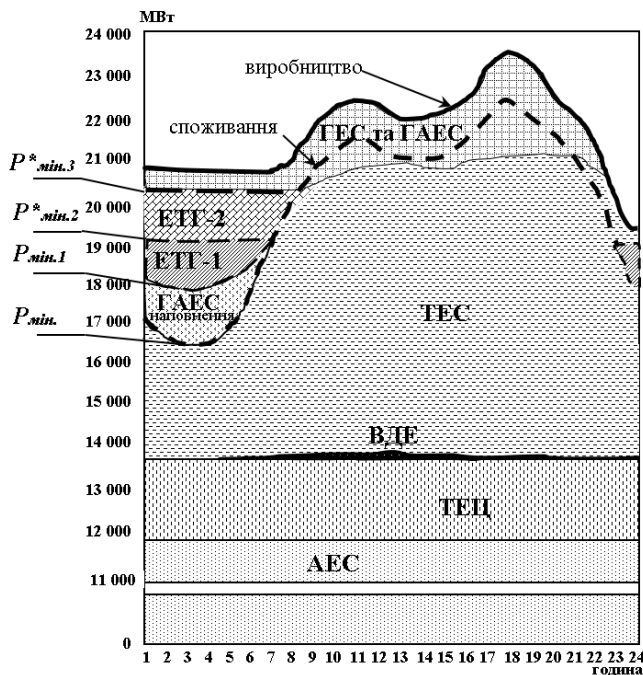


Рис. 1. Добовий графік виробництва/споживання електроенергії ОЕС України за 14.02.2017 та запропоноване використання комплексів ЕТГ для збільшення мінімального рівня $P_{\text{мін}}$ навантаження ДГЕН

generation control), яка призначена для регулювання сальдо перетоків активної потужності на міждержавних лінях електропередачі за паралельної роботи ОЕСУ з енергосистемами сусідніх держав, а також для регулювання частоти в умовах її ізольованої роботи шляхом автоматичної зміни генерації регулювальних станцій, які беруть участь у вторинному регулюванні частоти. Система має центральний регулятор (SCADA/AGC), установлений у Державному підприємстві «Національна енергетична компанія «Укренерго» ОЕСУ (без Бурштинського енергетичного «острова»). Керуючі дії від центрального регулятора передаються до диспетчерської системи регулювання ГЕС, де приймаються і обробляються системами станційного керування Centralog і на станційному рівні розподіляються між гідроагрегатами (ГА) ГЕС [9, с. 81].

За умови використання автоматично керованого навантаження комплексів ЕТГ у вторинному резерві потужностей САРЧП останній матиме вже два складники:

$$P_{\Sigma \text{РЕЗ.АРЧП}} = \sum_{j=1}^n \Delta P_{j \text{ГА(ГЕС)}} + \sum_{i=1}^m \Delta P_{i \text{ЕТГ(ТЕЦ)}} \quad (1)$$

де j, n та i, m – порядковий номер та кількість задіяних у вторинному резерві агрегатів ГА (ГЕС) і комплексів ЕТГ (ТЕЦ) відповідно.

Структурну систему модернізованої САРЧП ОЕСУ із залученням до її резерву потужностей

автоматично керованого навантаження $P_{\text{ЕТГ(ТЕЦ)}}$ комплексів ЕТГ наведено на рис. 3.

Згідно з приведеною структурою, системний регулятор САРЧП здійснює регулювання за змінами частоти та активної потужності [9, с. 82]:

$$R = \varepsilon_1 \Delta P_{\text{СД.ПЕР}} + \varepsilon_2 K_{\text{ч}} \Delta f, \quad (2)$$

де R – системний параметр; $K_{\text{ч}}$ – коефіцієнт коригування перетоку за частотою; Δf – відхилення частоти; $\Delta P_{\text{СД.ПЕР}}$ – сальдо перетоків активної потужності. Коефіцієнти ε_1 та ε_2 визначають режими регулювання: $\varepsilon_1 = \varepsilon_2 = 1$ – режим автоматичного регулювання перетоку з коригуванням за частотою (АРПЧ); $\varepsilon_1 = 1; \varepsilon_2 = 0$ – режим автоматичного регулювання перетоку (АРП); $\varepsilon_1 = 0; \varepsilon_2 = 1$ – режим автоматичного регулювання частоти (АРЧ).

Системний параметр R^* корегується з урахуванням похибки регулювання (ПРО) тієї чи іншої області. Значення R^* подається на вхід системного пропорційно-інтегрального (ПІ) регулятора (рис. 3). Застосування ПІ – регулятора забезпечує задану швидкість регулювання, а блок розподілу позапланових завдань (БРПЗ) здійснюватиме розподіл позапланового завдання між ГА регулюючих ГЕС ($P_{\text{ПЗПЛ1}}, P_{\text{ПЗПЛ2}} \dots P_{\text{ПЗПЛ}i}$) і комплексами ЕТГ ($P^*_{\text{ПЗПЛ1}}, P^*_{\text{ПЗПЛ2}} \dots P^*_{\text{ПЗПЛ}i}$), технологічно задіяними на ТЕЦ та потужних котельнях СЦТ (рис. 3), з урахуванням вагового коефіцієнту їхнього впливу.

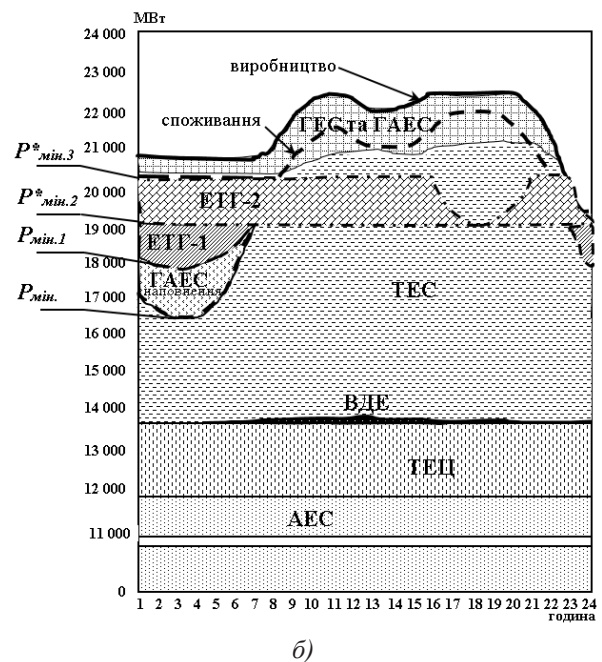
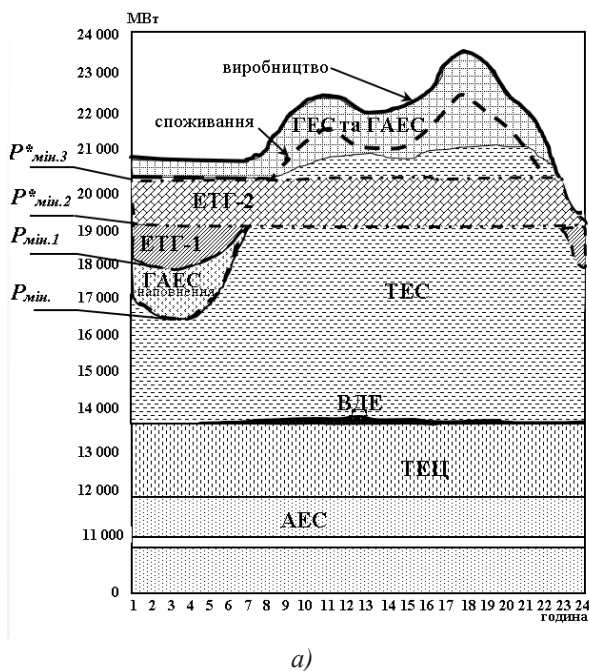


Рис. 2. Добовий графік виробництва/споживання електроенергії ОЕС України за 14.02.2017, на якому умовно показано, як автоматично кероване навантаження комплексів ЕТГ (ЕТГ-1 та ЕТГ-2): а) забезпечує постійне навантаження у ДГЕН протягом усієї доби; б) сприяє усуненню пікових навантажень ДГЕН

Якщо у подальшому кожний добовий графік виробництва/споживання електроенергії ОЕСУ буде ущільнений автоматично керованими навантаженнями комплексів ЕТГ-1 і ЕТГ-2 (рис. 2а), тоді резерву потужностей, утвореного на цих комплексах, буде достатньо для забезпечення нормативного (бездефіцитного) виконання процесів первинного і вторинного регулювання у системах АРЧП і АВРЧП, як це показано на рис. 4.

Структурну схему нової системи виконання завдань первинного, вторинного і третинного регулювання в ОЕСУ із застосуванням автоматично керованого навантаження комплексів ЕТГ наведено на рис. 4.

Згідно з рис. 4, команди АСДУ ОЕСУ ($\pm \Delta P$) надходитимуть у диспетчерські центри стан-

цій ТЕЦ для виконання автоматично керованого навантаження комплексів ЕТГ:

- команд первинного регулювання частоти (за рахунок використання системи АВРЧП);
- процесів вторинного регулювання системи АРЧП;
- процесів третинного регулювання (за ущільнення ДГЕН).

Економічну ефективність роботи модернізованої АСДУ за рахунок введення до процесів управління режимом роботи ОЕСУ автоматично керованого навантаження визначимо виходячи з того, що після ущільнення ДГЕН більшість маневрених енергоблоків ТЕС буде переведено у базовий режим навантаження. Найбільш важливим аргументом у визначенні економічної доцільності

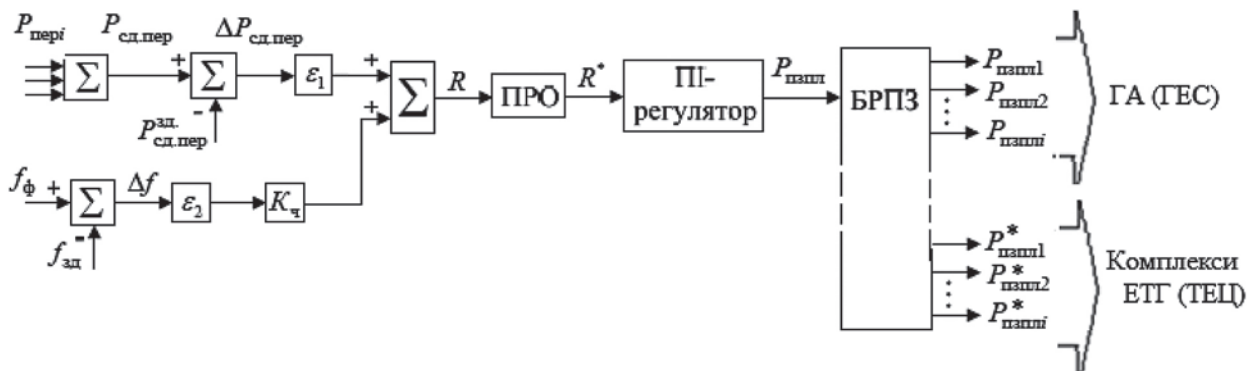


Рис. 3. Модернізована структура САРЧП ОЕС України за умов використання у вторинному резерві потужностей автоматично керованого навантаження комплексів ЕТГ

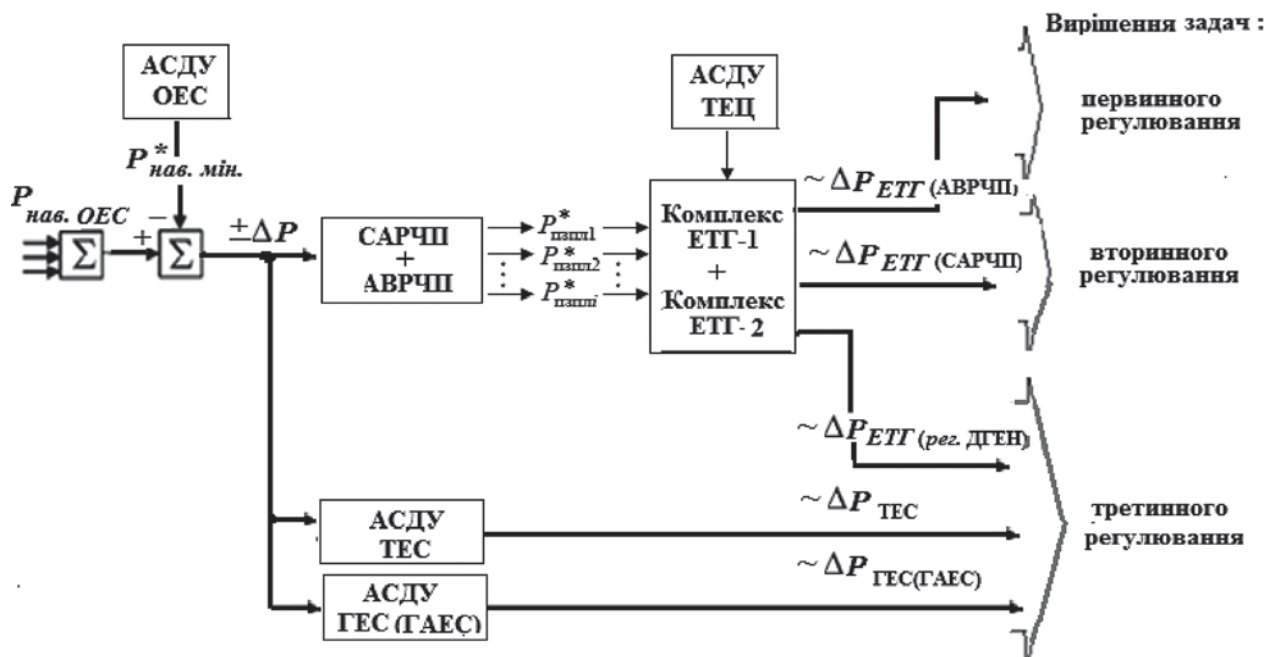


Рис. 4. Структурна схема реалізації процесів первинного, вторинного і третинного регулювання за використання систем АВРЧП і АРЧП і в ОЕС України із застосуванням комплексів ЕТГ

проведення ущільнення ДГЕН є те, що, згідно зі статистичними даними, енергоблоки ТЕС, які працюють у маневреному режимі навантаження, майже у два рази частіше аварійно виходять із ладу і потребують проведення додаткових капітальних ремонтів та ліквідації аварійних ситуацій. У табл. 1 приведено питомі показники витрат на відповідні види ремонтів енергоблоків одиначною електричною потужністю 200 МВт та 300 МВт [10, с. 27].

Таблиця 1

**Витрати на ремонт енергоблоків ТЕС
потужністю 200 МВт та 300 МВт**

№ п/п	Статі витрат	Витрати, дол. США/кВт
1	Питомі витрати на поточний ремонт	3,4
2	Питомі витрати на капітальний ремонт	130 – 303
3	Середні питомі витрати на ліквідацію аварійних ситуацій	420 – 390

Для забезпечення проходження осінньо-зимового максимуму 2019–2020 рр. станом на 31.12.2019 відповідно до затвердженого графіка на теплових електростанціях (ТЕС) енергогенеруючих компаній відремонтовано 49 енергоблоків загальною електричною потужністю 11 800 МВт, а саме [11, с. 11]:

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

Наведена статистика проведення ремонтних кампаній є ідентичною і до найближчих попередніх років. При цьому більша частина капітальних ремонтів припадає саме на маневрені енергоблоки ТЕС, які диспетчери теплових станцій вимушено тимчасово зупиняли через провал навантаження ДГЕН у нічні години доби.

За вартості капітального ремонту енергоблоку 300 дол. США/кВт (табл. 1) загальна сума витрат ТЕС на проведення капітального ремонту шести маневрених енергоблоків одиначною потужністю 250 МВт становитиме $C_{\text{кап. ремонту}} \approx 450$ млн дол. США. Якщо мінімальний рівень навантаження ДГЕН підняти до позначки $P_{\text{мін.2}}^*$ (рис. 1), стане цілком можливим перевести шість маневрених енергоблоків ТЕС у базовий режим навантаження. У цьому разі

річні витрати на утримання цих енергоблоків у робочому стані визначимо за показниками поточного (планового) ремонтів, тобто усього $C_{\text{ремонт}} \approx 51,6$ млн дол. США.

Для розрахунку річних витрат палива 10 енергоблоків ТЕС одиначною електричною потужністю 150 МВт кожний, що працювали у маневреному режимі, а після ущільнення ДГЕН повинні були переведені у базовий режим навантаження, приведемо дані щодо питомих витрат умовного палива цих енергоблоків. Так, у 2019 р. за базового режиму роботи енергоблоків ТЕС потужністю 150 (250) МВт середні питомі витрати їх умовного палива становили: 404,43 г у.п./кВт·год), а у маневреному режимі: 424,43 г у.п./кВт·год [12, с. 1].

За приведених даних річні витрати умовного палива $V_{\text{пал}}$ для 10 енергоблоків ТЕС одиначною електричною потужністю 150 МВт за рік роботи у базовому режимі навантаження (8 760 повних операційних годин на рік) становитимуть:

$$V_{\text{пал.}} = 0,404 \times (8760 \times 150 \times 10) = 5308,5 \text{ т у.п./рік,}$$

а у маневреному режимі (7 300 повних операційних годин на рік):

$$V_{\text{пал.}} = 0,424 \times (7300 \times 150 \times 10) = 4642,8 \text{ т у.п./рік,}$$

Процеси включення (пуску зі стану резервування) таких 10 енергоблоків ТЕС у роботу потребуватимуть додаткових витрат палива, котрі можна оцінити з урахуванням збільшення приросту питомих витрат палива протягом до чотирьох годин пускових операцій щоденно на 21 г у.п./кВт·год [12, с.1], тобто:

$$V_{\text{пал.}} = 0,445 \times (365 \times 4 \times 150 \times 10) = 974,5 \text{ т у.п./рік.}$$

У табл. 2 наведено порівняльні показники середніх річних витрат на експлуатацію 10 енергоблоків ТЕС за умов роботи у маневреному і базовому режимах навантаження.

Під час переведення розрахункових показників умовного палива на енергетичне вугілля, спожите енергоблоками ТЕС, застосовано вартісний коефіцієнт: $K_{\text{ц}} = 2535$ грн./т вугілля [13].

Таким чином, за встановлення мінімального рівня навантаження ДГЕН на новому, більш високому значенні $P_{\text{мін.2}}^*$ (рис. 1) річні витрати ТЕС на експлуатацію 10 енергоблоків буде зменшено практично вдвічі.

У разі якщо внаслідок використання комплексів ЕТГ збільшити мінімальний рівень навантаження ДГЕН до позначки $P_{\text{мін.3}}^*$ (рис. 1), стане можливим додатково перевести у базовий режим

навантаження вже до 30 маневрених енергоблоків ТЕС одиничною електричною потужністю 200 МВт та 300 МВт (під час розрахунків прийнято середню одиничну потужність 250 МВт). Річні витрати умовного палива цих 30 енергоблоків за роботи у маневреному режимі навантаження становитимуть:

$$B_{нал.} = 0,424 \times (8760 \times 250 \times 30) = 27856,8 \text{ тис. т у.п./рік,}$$

а за їх роботи у базовому режимі навантаження:

$$B_{нал.} = 0,404 \times (8760 \times 250 \times 30) = 26542,8 \text{ тис. т у.п./рік.}$$

Тільки різниця у витраті палива між маневреним і базовим режимами навантаження цих 30 енергоблоків ТЕС протягом одного року становитиме: 1314 тис т у.п./рік, тобто 3,33 млрд грн/рік.

За встановлення мінімального рівня навантаження ДГЕН на позначці $P^*_{мін.3}$ стане можливим використати маневрені генеруючі потужності

вже 30 енергоблоків ТЕС за іншим призначенням, наприклад для формування нормованого первинного резерву.

Створений, таким чином, бездефіцитний вторинний резерв матиме суттєві технічні переваги, передусім у швидкості реалізації процесів управління АВРЧП, а також економічні переваги внаслідок усунення потреби у використанні 30 енергоблоків ТЕС одиничною потужністю 200 МВт та 300 МВт. За наведеними вище розрахунками за виведення з експлуатації цих 30 енергоблоків ТЕС унаслідок зменшення витрат вугілля стане можливою річна економія палива: $B_{нал.} = 27856,8$ тис т у.п./рік, що надасть можливість отримати позитивний економічний ефект до 70,61 млрд грн (або 2,52 млрд дол. США).

Результати проведених розрахунків показників економічної ефективності використання комплексів ЕТГ у складі діючих засобів управління АСДУ ОЕСУ наведено у підсумковій табл. 3.

Таблиця 2

Порівняльні щорічні показники поточних витрат палива 10 блоків ТЕС в умовах їхньої роботи у маневреному, а після ущільнення ДГЕН – у базовому режимі навантаження

Параметр	Щорічні витрати палива 10 блоків ТЕС у маневреному режимі навантаження		Щорічні витрати палива 10 блоків ТЕС після ущільнення ДГЕН та їх роботи у базовому режимі навантаження	
	Значення	Сума платежів, млрд грн	Значення	Сума платежів, млрд грн
Середні питомі витрати палива, г у.п./кВтгод	424,43	---	404,43	---
Споживання вугілля: в режимі навантаження	4642,8	11,77	5308,5	13,457
пускові витрати блоків тис. т.	974,5	2,47	---	---
Вартість капітальних та ін. ремонтів, ($C_{ремонту}$).	---	12,6	---	1,444
Сумарні витрати	---	26,84	---	14,9

Таблиця 3

Результати розрахунків економічної ефективності використання комплексів ЕТГ у складі діючих засобів управління АСДУ ОЕС України

№ п/п	Використання автоматично керованого навантаження комплексів ЕТГ у діючих засобах АСДУ і АВРЧП	Показники енергетичної ефективності проєкту	Показники економічної ефективності проєкту,	
			млрд грн	млрд дол. США
1	Проєкт реалізації та встановлення мінімального рівня навантаження ДГЕН на позначці $P^*_{мін.2}$ (рис. 1).	Переведення 10 маневрених енергоблоків ТЕС у базовий режим навантаження (табл.2).	15,02	0,54
2	Проєкт реалізації та встановлення мінімального рівня навантаження ДГЕН на позначці $P^*_{мін.3}$ (рис. 1).	Переведення 30 маневрених енергоблоків ТЕС у базовий режим навантаження.	3,33	0,14
3	Проєкт створення заданих нормативних величин резерву потужностей системи АВРЧП	Створення в ОЕСУ вторинного резерву за нормативами системи АВРЧП	70,61	2,52
Щорічний прибуток (економія витрат)			88,96	3,2

Результати попередньо проведених розрахунків необхідних капіталовкладень для впровадження комплексу ЕТГ загальною потужністю 500 МВт сьогодні становитимуть 3,16 млрд грн [5]. При цьому враховувалося, що питомі капітальні витрати на впровадження потужних електричних котлів комплексу ЕТГ становитимуть від 320 до 340 дол. США/кВт встановленої електричної потужності, що споживається електричними котлами для виробництва теплової енергії.

Слід зауважити, що технологічне використання електричних котлів комплексів ЕТГ у СЦТ для обігріву помешкань будівель та гарячого водопостачання цілком може покрити витрати на виробництво теплової енергії.

Висновки. У статті розглянуто принципово новий підхід до вирішення актуального питання щодо усунення в Об'єднаній енергосистемі України існуючого дефіциту маневрених потужностей. За цим підходом пропонується залучити у засоби автоматизованої системи диспетчерського управління (АСДУ) ТЕЦ потужні комплекси електричних теплогенераторів (ЕТГ). Саме завдяки тому,

що навантаження комплексів ЕТГ буде автоматично кероване системою АСДУ, стане можливим:

- здійснити ущільнення добового графіку навантаження;
- сформувати за встановленими нормативами резерви маневрених потужностей;
- створити інноваційну технологічну інфраструктуру виконання процесів первинного, вторинного і третинного регулювання.

Важливо, що на відміну від резерву потужностей ГЕС, термін дії яких обмежений у часі і залежить від наявності гідроресурсів, які додатково подають на гідроагрегати у разі потреби, резерв автоматично керованого навантаження комплексів ЕТГ не матиме таких обмежень.

Унаслідок реалізації цього інноваційного рішення може бути досягнута щорічна економія палива щонайменше 4,268 млн т у.п. (або 2,987 млн т н.е.).

Результати проведених розрахунків економічної ефективності використання комплексів ЕТГ у складі діючих засобів управління АСДУ ОЕС України показали можливість отримати щорічний прибуток до 3,2 млрд дол. США.

Список літератури:

1. План розвитку об'єднаної енергосистеми України на 2017–2026 pp. URL: <https://ua.energy/wp-content/uploads/2016/12/Projekt-Planu-rozvytku-OES-Ukrayiny-na-2017-2026-roky.pdf>.
2. «Укренерго». План розвитку системи передачі на 2020–2029 роки. URL: <https://ua.energy/wp-content/uploads/2019/11/Plan-rozvytku-systemy-peredachi-na-2020-2029-roky-.pdf>.
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. 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.
5. Ленчевський Є.А. Автоматизоване керування потужними електродкотлами як дієвий засіб зниження нерівномірності добових графіків електричних навантажень Об'єднаної енергосистеми. *Проблеми загальної енергетики*. 2016. Вип. 4(47). С. 50–57.
6. Ленчевський Є.А. Особливості використання електричних теплогенераторів у процесах ущільнення добових графіків електричного навантаження енергосистеми. *Проблеми загальної енергетики*. 2019. Вип. 1(56). С. 53–58. DOI: <https://doi.org/10.15407/pge2019.01.053>.
7. СОУ-Н ЕЕ ЯЕК 04.1546:2009 «Основні вимоги щодо регулювання частоти та потужності в ОЕС України (п. 5.4.3.3).
8. Електродкотли шведської фірми Zeta. URL: <http://zeta.se/boilers/en/projects/sweden/>.
9. Яндутьський О.С., Лукаш М.П., Стелюк А.О. Вибір системного регулятора для автоматичного регулювання частоти та активної потужності. *Енергетика та електротехніка. Вісник Вінницького політехнічного інституту*. 2011. № 6. С. 81–84.
10. Текущий ремонт энергоблока 300 МВт ст. № 7. URL: http://www.b2b-enter.ru/market/view_tender.html?id=16695.
11. Про основні показники роботи паливно-енергетичного комплексу України за 2019 рік. Київ : Енергоінформ, 2020. № 577. 54 с.
12. Разумний Ю.Т., Рухлов А.В. Про проблему використання маневрених джерел енергії. URL: <https://vde.nmu.org.ua/ua/science/ntz/archive/82/2.pdf>.
13. Міністерство енергетики та вугільної промисловості підняло ціну на вугілля. URL: <https://www.ukrinform.ua/rubric-economy/2435632-minenergo-pidnyalo-cinu-na-vugilla.html>.

Lenchevskiy Ye.A., Teslenko O.I. THE PERSPECTIVE POSSIBILITY TO INCREASE THE OVERALL POTENTIAL OF MANEUVERING CAPACITY OF THE INTEGRATED POWER SYSTEM OF UKRAINE

Today, increasing the flexibility and reliability of electricity generation systems is an extremely important issue for the Integrated Power System of Ukraine. The perspective direction of the decision of a problem of creation of deficit-free reserves of maneuvering capacities for performance of processes of primary, secondary and tertiary regulation of frequency and power is considered in this article. It is proposed to use automatically controlled load (electric power consumption) of electric heat generator complexes (EHG) in the means of automated control system of CHPs. These EHG complexes will become an integral part of CHPs and powerful boilers of district heating systems. The results of our study demonstrate the high energy and economic efficiency of the use of automatically controlled loading of EHG complexes in the means of compaction of the daily schedule of electrical load of the Integrated Power System of Ukraine. The introduction of the first EHG complex with a total electrical capacity of 500 MW will allow to transform 10 maneuverable power units with a total capacity of 1500 MW into the basic mode of operation. Additional introduction of the second complex of EHG with a total electric capacity of 1000 MW will allow to transform 30 maneuverable power units (rotating reserve) more with a total capacity of 7500 MW into the basic mode of operation.

The implementation of this innovative technological solution can provide annual fuel savings of at least 2.987 million tons oil eq. The results of ours calculations of the economic efficiency of the use of EHG complexes as part of the existing operated control systems of the Integrated Power System of Ukraine showed the possibility of obtaining an annual profit of up to \$ 3.2 billion. The use of EHG systems can significantly increase the overall maneuverability of the Integrated Power System of Ukraine.

Key words: *Integrated Power System of Ukraine, automated control system, daily schedule of electric load, maneuverability, electric heat generators, district heating system.*