

СИСТЕМНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ТА КОМПЛЕКСНІ ПРОБЛЕМИ ЕНЕРГЕТИКИ

УДК. 621.311.661.51

С.В. ДУБОВСЬКИЙ, д-р техн. наук,
Є.А. ЛЕНЧЕВСЬКИЙ, канд. техн. наук, **М.Є. БАБІН**
Інститут загальної енергетики НАН України, м. Київ

НОВІ НАПРЯМКИ В РЕАЛІЗАЦІЇ ПРОЦЕСІВ УПРАВЛІННЯ ПОТОЧНИМ РЕЖИМОМ НАВАНТАЖЕННЯ ОЕС УКРАЇНИ

В роботі розглянуто нові підходи щодо здійснення процесів управління режимом навантаження енергосистеми у нічні години доби, засновані на принципах автоматичного управління потужностями сучасних електротермічних споживачів-регуляторів (ЕТСР). Застосування саме електротермічних споживачів-регуляторів надасть можливість забезпечити на часовому проміжку нічного провалу ГЕН енергосистеми стабільний режим її навантаження, усунути потребу у тимчасовому відключенні частини маневрових енергоблоків ТЕС, зменшити кількість енергоблоків ТЕС, які працюють у маневрових режимах, чим подовжити ресурс їх роботи.

Ключові слова: маневрові потужності, регіональні енергосистеми, споживачі-регулятори.

Сучасні перспективи щодо подальшого розвитку генеруючих потужностей об'єднаної енергетичної системи (ОЕС) України передбачають багато позитивних змін, які стосуються питань модернізації генеруючого обладнання теплових та атомних станцій, а також питань впровадження сучасних більш екологічно чистих джерел розподіленої генерації (РГ) [1]. Внесення цих змін у структуру ОЕС направлено на покращення технічних та економічних показників роботи енергосистеми при зменшенні шкідливих викидів у атмосферу, за вимог Кіотського протоколу. Однак, для успішної реалізації цих проектів в ОЕС України потрібно ще буде вирішити низку важливих питань, пов'язаних із забезпеченням стабільності та сталості роботи енергосистеми.

Як відомо, загально прийнятим критерієм наявності в енергосистемі оптимального співвідношення між генеруючими потужностями та потужностями, що споживаються навантаженням, є стабільність її частоти. Незадовільне виконання цього критерію може суттєво вплинути і навіть призупинити подальший розвиток генеруючих потужностей енергосистеми, що мало місце вже в ОЕС України під час вирішен-

ня питання транзиту надлишкових потужностей АЕС до УСТЕ. На сьогодні добовий графік навантаження ОЕС України характеризується значною нерівномірністю, а співвідношення між номінальним навантаженням у нічні години та у години вечірнього максимуму у середньому за рік становить 0,76, що не сприяє досягненню європейського рівня стабільності частоти.

Незбалансованість структури генеруючих потужностей в ОЕС України із достатньо низьким рівнем маневрових потужностей ГЕС і ГАЕС (9,7%) перешкоджає регулюванню добового графіка навантаження, проходженню нічних провалів навантаження, забезпеченню аварійних та частотних резервів, що призводить до зниження стійкості і надійності роботи ОЕС України. За цих умов регулювання значної частини діапазону добового графіка навантаження здійснюється вугільними блоками ТЕС, потужністю 200–300 МВт (які були спроектовані для базового режиму роботи з діапазоном регулювання 20–30% від номінальної потужності). Щоденно диспетчерами станцій відключається до десяти енергоблоків для проходження нічного провалу навантаження енергосистеми,

© С.В. ДУБОВСЬКИЙ, Є.А. ЛЕНЧЕВСЬКИЙ,
М.Є. БАБІН, 2013

Таблиця 1 – Імовірний кількісний склад маневрових потужностей ТЕС, відповідно до прогнозного балансу потужності ОЕС України, МВт, на подальші роки, характерний для періоду літньої доби

Показник балансу потужності	Рік			
	2015	2020	2025	2030
Покриття максимуму навантаження	26500	29150	32065	35200
Базове навантаження ТЕС ($\sum P_{\text{нав. баз.}}$)	12700	14000	15400	17000
Маневрове навантаження ТЕС ($\sum P_{\text{змін. нав.}}$)	3870	4257	4683	5350
Кількість енергоблоків ТЕС, що працюють у маневрових режимах	32	34	37	41
Кількість маневрових енергоблоків ТЕС, які тимчасово будуть відключені у нічні години доби	11	12	14	16

із подальшим їх включенням до мережі на ранковий і вечірній максимум навантаження, що призводить до значних перевитрат палива (до 300 тис. тонн умовного палива на рік). Кількість пусків-зупинок вугільних енергоблоків цілої низки ТЕС значно перевищує кількість, дозволена заводом-виробником [2]. За існуючих статистичних даних кількість виходу з ладу маневрових турбогенераторів (ТГ) енергоблоків ТЕС у 3–4 рази вища, ніж аналогічних ТГ, що працюють у базовому режимі [3]. При цьому на зменшення ресурсу роботи маневрових енергоблоків, головним чином, впливають тимчасові відключення ТГ, які вимушено здійснюються у періоди нічного спаду навантаження енергосистеми. Якщо прийняти, що у міжремонтному ресурсі допускається до 30–40 відключень та пусків ТГ, тоді майже щомісяця необхідно буде зупиняти частину маневрових енергоблоків на профілактичний ремонт. А за три роки кількість відключень та пусків таких ТГ становитиме більше 1000, що потребуватиме проведення їх капітального ремонту, а можливо і заміни.

Незважаючи на зазначені проблеми у автоматизованому управлінні енергосистеми, диспетчерський персонал успішно вирішує питання, пов'язані із оптимізацією процесів режиму навантаження та забезпечення певного рівня стабільності і сталості у роботі ОЕС України. А сприяє цьому, у більшості випадків, застосування програмних засобів прогнозного розрахунку графіків електричних навантажень (ГЕН). Пошуки можливості вдосконалення методів прогнозного розрахунку ГЕН, що проводились протягом останніх десятиліть, дозволили досягнути високого рівня досконалості

зазначених методів [4, 5].

Однак, якщо подальший розвиток галузей економіки не змінить існуючу тенденцію щодо зниження рівня споживання електроенергії у нічні години доби, тоді за розвитком галузевого навантаження матиме місце і відповідне до цього зростання перепадів навантаження, у добових ГЕН енергосистеми. Так, відповідно до проекту «Оновлена енергетична стратегія до 2030 р.» подальший попит на електроенергію (включаючи втрати та власне споживання) передбачатиме щорічне його зростання, у межах 2% [6]. Тому, на основі існуючих даних балансів потужності ОЕС України, МВт, можна визначити і імовірну величину зростання перепадів навантаження ГЕН на подальші роки. На основі цих даних цілком можливо передбачити і збільшення кількості маневрових енергоблоків, для покриття зростаючих перепадів навантаження ГЕН.

Розрахункові дані щодо можливої кількості маневрових енергоблоків ТЕС, які потрібно буде задіяти у ОЕС України за прогнозних балансів потужності, наведено у табл. 1 та 2.

Для прикладу на рис. 1 наведено графіки добових навантажень у ОЕС України за останні роки. Змінна частина графіка навантаження енергосистеми умовно розподілена між станціями ТЕС та ГЕС (рис. 1).

Якщо, згідно з рис. 1, за базовий режим роботи ТЕС прийняти: $\sum P_{\text{баз. ТЕС}} \approx 12000$ МВт, тоді на покриття змінної частини ГЕН необхідно буде: $\sum P_{\text{ман. ТЕС}} \approx 3650$ МВт. Іншими словами, в маневровому режимі потрібно буде задіяти не менше ніж 7 блоків ТЕС, потужністю у 300 МВт і ще порядку 8 блоків ТЕС потужністю у 200 МВт. Однак, за цих обставин, у години

Таблиця 2 – Імовірний кількісний склад маневрових потужностей ТЕС, відповідно до прогнозного балансу потужності ОЕС України, МВт, на подальші роки, характерного для зимової доби

Показник добового електробалансу	Рік			
	2015	2020	2025	2030
Покриття максимуму навантаження	31000	34000	37500	41250
Базове навантаження ТЕС ($\sum P_{нав. баз.}$)	17280	22330	26056	30626
Маневрове навантаження ТЕС ($\sum P_{змін. нав.}$)	5256	6792	7925	9316
Кількість енергоблоків ТЕС, що працюють у маневрових режимах	32	34	37	41
Кількість маневрових енергоблоків ТЕС, які тимчасово будуть відключені у нічні години доби	12	14	16	18

нічного провалу навантаження необхідно буде тимчасово відключати від енергосистеми практично усі 15 енергоблоків. Якщо виходити із можливості формування на енергоблоках ТЕС лише 20% резерву їх генеруючих потужностей, тоді потрібно буде, щоб у поточному режимі роботи енергосистеми було задіяно порядку 18000 МВт генеруючих потужностей ТЕС, що не враховує потребу у завантаженні генеруючих потужностей АЕС. Тому, чи не єдиним засобом у вирішенні цього питання, на сьогодні, залишається процес тимчасового відключення від енер-

госистеми 10–12 маневрових енергоблоків ТЕС у години нічного провалу ГЕН.

Досвід останніх десятиліть свідчить про те, що і в подальшому, за існуючих традиційних методів управління режимом навантаження, вирішити питання щодо усунення нічних провалів навантаження ГЕН в ОЕС України навряд чи стане можливим.

У зв'язку з цим розглянемо перспективну можливість застосування нової комплексної системи автоматичного управління, здатної усунути нічні провали ГЕН енергосистеми [7].

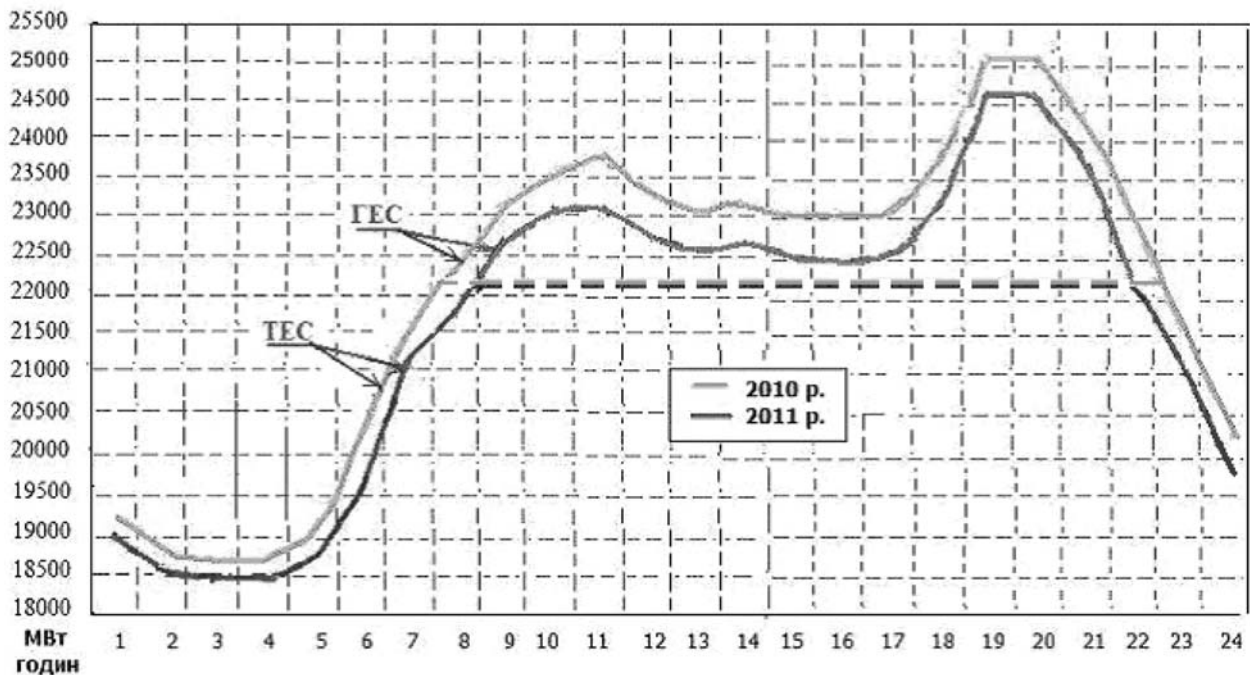


Рис. 1. Графік середнього споживання електричної потужності по годинах доби у ОЕС України у жовтні 2010 р. та 2011 р. за робочі дні, з умовним розподілом маневрової частини навантаження між станціями ГЕС і ТЕС

Таблиця 3 – Норми гранично допустимих швидкостей зміни навантаження енергоблоків ТЕС

Тип енергоблока	Припустима швидкість навантаження, МВт/хв
К – 160-130 ЛМЗ	0,5
К – 200-130 ЛМЗ	1,0
К – 300-240 ХТГЗ	0,8

Так, якщо представити графік навантаження ГЕН енергосистеми як суму графіків навантаження споживачів, тоді, для вирівнювання ГЕН енергосистеми, перш за все, потрібно буде застосувати відомі споживачі-регулятори (СР). Всі СР умовно можна розподілити на три групи: групу СР, що являтиме собою частину енергосистеми і реалізує сумісну функцію виробництва та споживання електроенергії, групу СР, що також являтиме собою частину енергосистеми, але реалізує процеси перетворення електричної енергії в теплову у задані години доби, та масову групу СР, що знаходиться поза відомчими межами енергосистеми і використовує електроенергію у власних цілях.

До першої групи, перш за все, необхідно віднести різні акумуляційні електростанції. До

другої – сучасні електротермічні засоби, такі як теплові насоси чи теплові генератори, задіяні безпосередньо в роботі ТЕЦ [8], або під'єднані до роботи теплоцентралей, наприклад, у ролі виділеної групи електротермічних СР [9]. Саме такі електротермічні споживачі-регулятори (ЕТСР), перш за все, і пропонується застосувати в новій системі автоматичного управління для усунення нічного провалу ГЕН енергосистеми. Однією із переваг нової системи автоматичного управління стане те, що остання зможе забезпечити високу швидкість в управлінні потужностями навантаження ЕТСР: $\Delta P_{ETCP}/\Delta t \approx (0,1 - 1,0)P_{ETCP}/\text{сек}$, яка набагато перевищує швидкість існуючих систем управління потужностями маневрових енергоблоків ТЕС. Для порівняння в табл. 3 наведено дані щодо існуючих обмежень на швидкість навантаження енергоблоків ТЕС [10].

Передбачається, що автоматична система управління потужностями ЕТСР буде задіяна лише у заданий проміжок часу Δt нічного провалу навантаження ГЕН енергосистеми. При цьому потужності навантаження систем ЕТСР будуть задіяні в автоматичному процесі усунення нічного провалу ГЕН енергосистеми, як це умовно зображено на рис. 2.

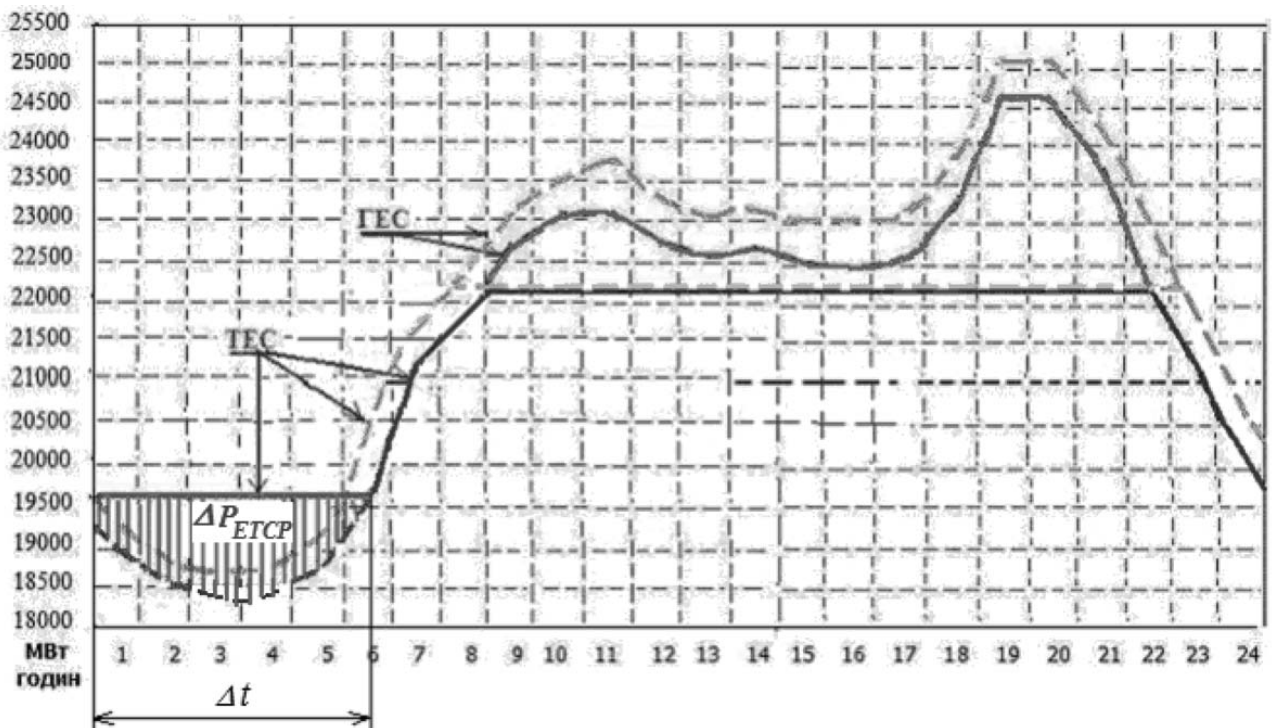


Рис. 2. Графіки добового навантаження енергосистеми, де у години нічного провалу навантаження було введено автоматично керовані потужності систем ЕТСР

Тобто, на зазначеному часовому інтервалі ГЕН, процеси коригування співвідношення між генеруючими потужностями та потужностями, що споживаються в об'єднаній енергосистемі, будуть здійснюватись, головним чином, за допомогою процесів автоматичного управління потужностями ЕТСП – $\Delta P_{ЕТСП}$. Цьому сприятиме більш висока швидкість в реалізації процесів автоматичного управління потужностями нової системи САУ–ЕТСП [7]. Іншими словами, управління режимом навантаження енергосистеми, у зазначені години нічного провалу Δt ГЕН, практично повністю перейде у автоматичний режим управління навантаженням ЕТСП. При цьому передбачається, що режим навантаження енергоблоків ТЕС на всьому проміжку часу Δt буде залишатися незмінним (рис. 2). А штучно створений за допомогою потужностей систем ЕТСП мінімальний режим навантаження ГЕН енергосистеми буде достатнім для утримання в роботі всіх маневрових енергоблоків ТЕС. Для цього загальна величина потужностей ЕТСП – $\Delta P_{ЕТСП}$ повинна буде становити:

$$\Delta P_{ЕТСП} = \sum_1^i \Delta P_{рег.ЕТСП} = (1200 - 1400) \text{ МВт}, (1)$$

де i – кількість регіональних ЕС.

Загальна величина мінімального рівня навантаження ГЕН енергосистеми становитиме (рис.2):

$$P_{\text{мін.НАВ}} = \sum_1^i (P_{\text{мін,рег.ЕС}} + \Delta P_{\text{рег.ЕТСП}}) \geq 19500 \text{ МВт}. (2)$$

Основою для реалізації процесів автоматичного управління потужностями систем ЕТСП буде визначення різниці між заданою величиною мінімального рівня навантаження ГЕН – $P_{H,\text{мін}}$ та поточним значенням величини навантаження енергосистеми – $P_H(t)$:

$$\Delta P_{ЕТСП} = P_{H,\text{мін}} - P_H(t). (3)$$

Таким чином, впродовж заданого часового інтервалу Δt ГЕН за допомогою системи автоматично керованих потужностей ЕТСП в енергосистемі буде забезпечена можливість усунення (компенсації) поточних змін її навантаження, для утримання заданого мінімального рівня навантаження ГЕН (рис. 2).

Для розробки проекту нової системи САУ–ЕТСП, у першу чергу, потрібно буде передбачити можливість розміщення її електротермічних засобів у регіональних ЕС. При цьому, зробити це необхідно буде таким чином, щоб у кожній із регіональних ЕС електротермічні засоби ЕТСП були розподілені на окремі групи. Кожна група електротермічних засобів

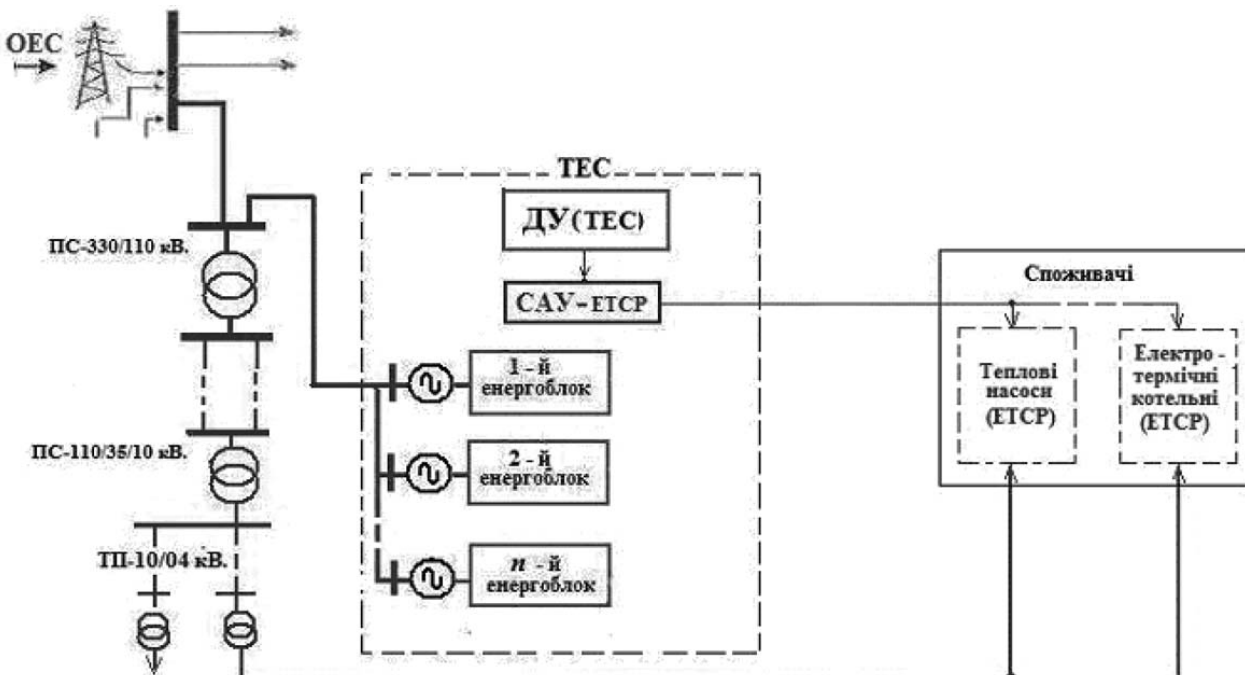


Рис. 3. Структура систем автоматичного управління (САУ) та електроживлення електротермічних засобів систем ЕТСП, що реалізується від ТЕС

ЕТСР буде мати свою окрему систему автоматичного управління, а також систему їх електроживлення, яка повинна бути реалізована від однієї із станцій ТЕЦ або ТЕС. Подальше практичне об'єднання усіх груп автоматично керованих систем ЕТСР буде здійснено вже на вищому рівні цього управління, тобто в комплексній системі САУ–ЕТСР [7].

Для прикладу на рис. 3 наведено структурну схему системи автоматичного управління (САУ) окремої групи електротермічних засобів ЕТСР та системи їх електроживлення, реалізовану від однієї із ТЕС. У цьому випадку передбачається можливим розмістити потужні системи ЕТСР в системах місцевого теплопостачання регіону, за рахунок впровадження, наприклад, теплових насосів [8], або за рахунок створення нових електротермічних котелень на основі теплових генераторів [9].

Деяко більш ефективним у використанні електротермічних засобів систем ЕТСР може стати напрямок впровадження їх в уже діючі системи централізованого теплопостачання. У цьому випадку процеси автоматичного управління електротермічними потужностями систем ЕТСР можуть здійснюватись в енергосистемі практично без впливу їх на процеси

телопостачання споживачів. Прикладом такого застосування сучасних електротермічних засобів може стати реалізація нового способу підключення теплового насоса до системи теплоцентралі і способу її експлуатації, запропонованого у [11]. Згідно з цим способом процес регулювання виробітку електроенергії ТЕЦ буде здійснюватись таким чином, що це не вплине на встановлену стабільність її теплового навантаження. Таким чином, запропонований у способі процес регулювання генеруючих потужностей ТЕЦ передбачає можливість корегувати співвідношення генеруючих та споживаних потужностей у різних режимах роботи енергосистеми.

На рис. 4 наведено структурну схему системи автоматичного управління електротермічними засобами систем ЕТСР та систему електроживлення цих засобів, що здійснюється від ТЕЦ.

З іншого боку, проведений аналіз сучасних інвестиційних проектів теплоенергетики зазначив актуальність та необхідність проведення модернізації у більшості газових котелень як регіонального, так і централізованого спрямування. Прикладом успішного проведення модернізації газових котелень централізовано-

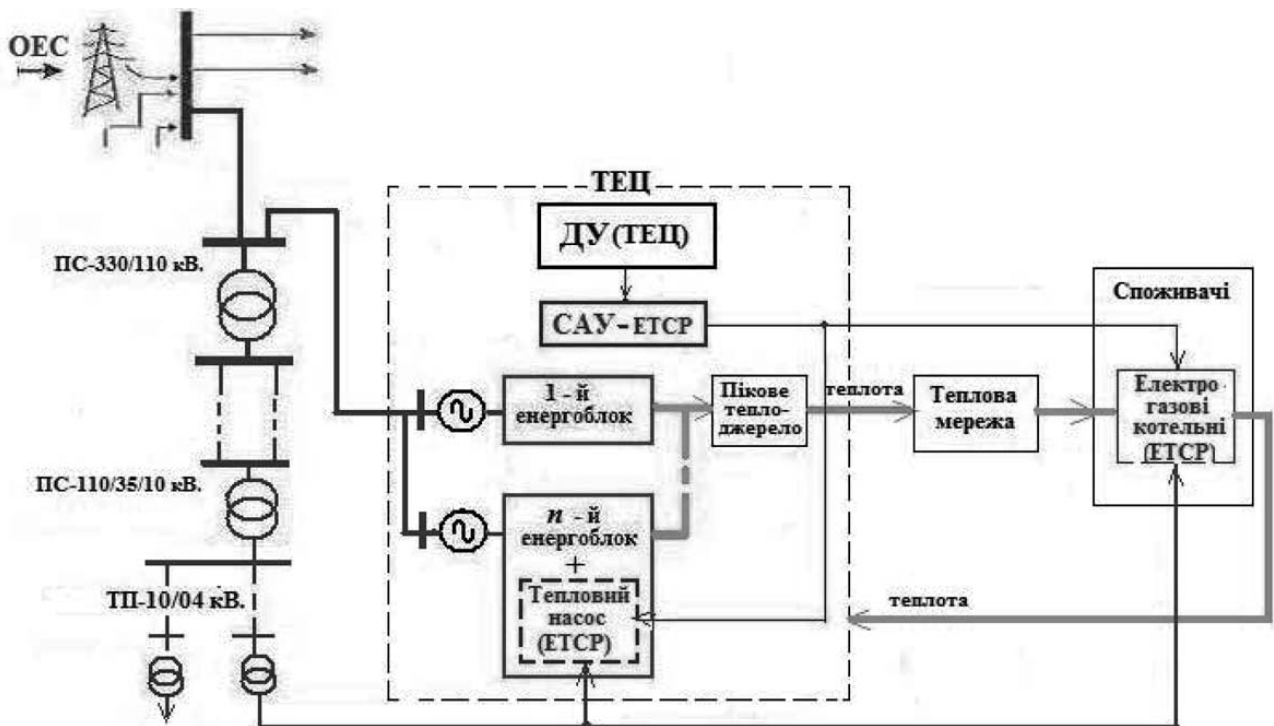


Рис. 4. Структурна схема системи автоматичного управління (САУ) електротермічних засобів ЕТСР та системи їх електроживлення, що реалізується від однієї із ТЕЦ

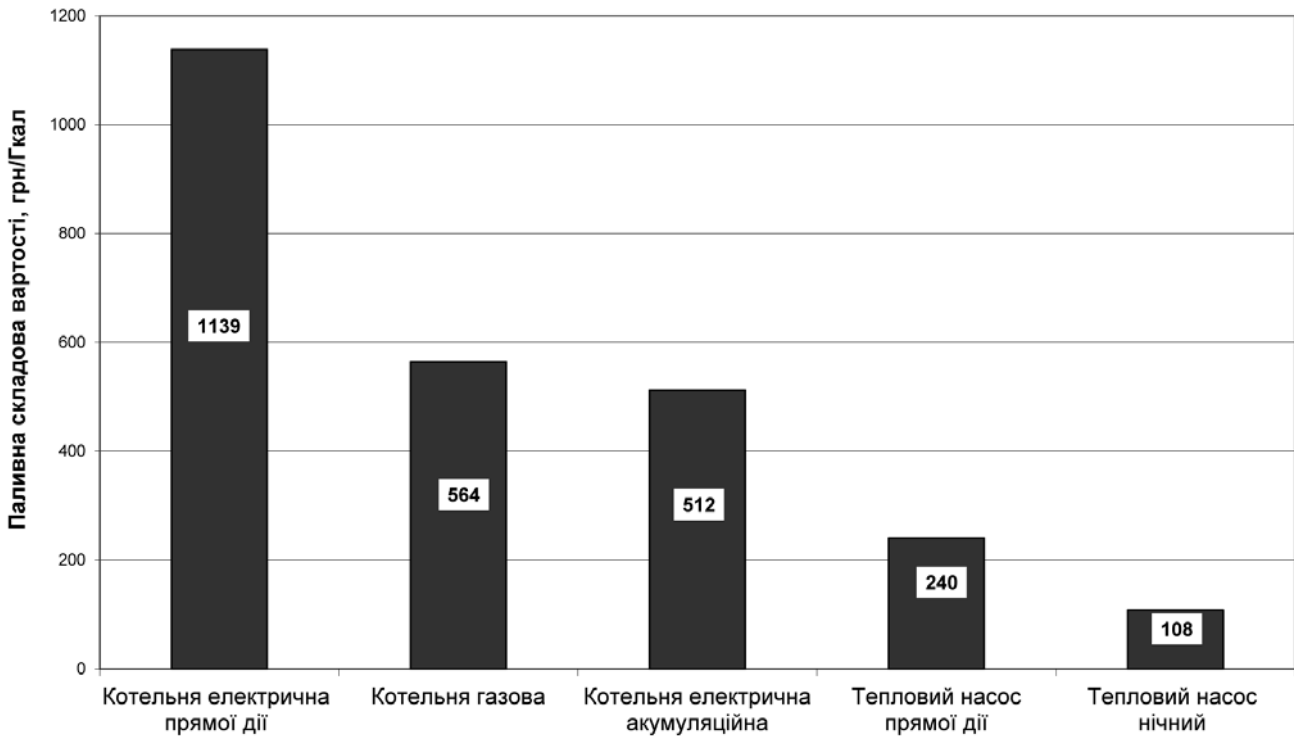


Рис. 5. Паливна складова вартості теплової енергії (без ПДВ) для різних систем опалення за цінами на електроенергію і природний газ для бюджетних та промислових споживачів станом на жовтень 2012 р. (3903 грн/1000 м³, 96,67 коп/кВт·год)

го теплопостачання може стати досвід створення на їх основі нових електрогазових котелень із системами акумуляції тепла [12, 13]. Цей досвід було набуто спеціалістами «НЕЦ Теплокомплект» м. Полтава під час впровадження електрогазових котелень у житлово-комунальному господарстві України. Ефективність застосування електрогазових котелень відображено на графіку показників паливної складової вартості виробітку тепла, наведеному на рис. 5.

Однак, останнім часом впровадження сучасних електротермічних засобів набирає все більш масового характеру у різних галузях народного господарства. Про це свідчать і існуючі інвестиційні проекти розвитку теплової енергетики у більшості міст України, такі як, наприклад, наведені у [14]. Переважна більшість цих проектів спрямована саме на впровадження сучасних електротермічних засобів, але відсутність системного підходу до цього процесу з боку енергосистеми, в подальшому, може мати певні негативні наслідки для роботи всіх теплових станцій в цілому. Саме з цієї причини необхідно буде провести розробку мето-

дології системного підходу щодо впорядкування масовості впровадження сучасних електротермічних засобів у тому чи іншому регіоні, та розгляду пов'язаного із цим питання щодо послідовності впровадження тих чи інших інвестиційних проектів.

Методологія нового підходу повинна буде ґрунтуватись на тому, що, перш за все, потрібно вирішити актуальні для ОЕС України питання щодо подальшого вдосконалення процесів управління поточним режимом навантаження енергосистеми, на основі розглянутого вище способу групового впровадження електротермічних засобів та побудови нової комплексної системи САУ–ЕТСР [7].

Питання економічної ефективності проекту побудови нової системи САУ–ЕТСР полягатиме у такому:

- можливості вирішення питання щодо забезпечення мінімального рівня навантаження маневрових енергоблоків ТЕС, у години нічного провалу ГЕН, чим забезпечити усунення тимчасових відключень частини маневрових енергоблоків ТЕС, що

стали традиційними для ОЕС;
 – можливості збільшення ресурсу роботи маневрових енергоблоків за рахунок вдосконалення процесів управління навантаженням ГЕН енергосистеми;
 – зменшенні загальної кількості енергоблоків ТЕС, що працюють в маневрових режимах;
 – забезпеченні більш високого рівня стабільності режиму навантаження енергосистеми у години нічного спаду ГЕН;
 – можливості технологічного використання електротермічних засобів систем ЕТСП для теплозабезпечення споживачів [8], а також для вдосконалення процесів технологічного циклу низки ТЕЦ [11].

Ці питання будуть розглянуті у подальших роботах.

ВИСНОВКИ

1. У роботі розглянуто нові перспективні напрямки щодо побудови нової системи автоматичного управління поточним режимом навантаження енергосистеми у години нічного провалу навантаження ГЕН, здатну повністю усунути нічні провали та забезпечити заданий мінімальний рівень цього навантаження для забезпечення безперебійної роботи маневрових енергоблоків ТЕС протягом доби.

2. Побудова нової комплексної системи САУ–ЕТСП надасть можливість змінити на краще існуючу ситуацію в ОЕС України, тобто зменшити втрати палива теплових станцій, а також суттєво збільшити ресурс роботи їх маневрових енергоблоків.

3. У роботі обґрунтовано необхідність розробки та застосування системного підходу щодо впровадження в регіональних ЕС сучасних електротермічних засобів. Згідно з яким пріоритет повинен буде надаватись саме тим проектам, де впровадження електротермічних засобів буде направлено на побудову нової комплексної системи автоматичного управління САУ–ЕТСП в ОЕС України, або сприятиме цьому.

1. *Кириленко О.В.* Технічні аспекти впровадження джерел розподільчої генерації в електричних мережах / О.В. Кириленко, В.В. Павловський, Л.М. Лук'яненко //

Технічна електродинаміка. – 2011. – № 1. – С. 46–52.

2. *Котко В.* Централізоване теплопостачання на електриці як відповідь на газовий виклик // Дзеркало тижня. – 2007. – № 29.

3. *Счастливый Г.Г.* Турбо- и гидрогенераторы при переменных графиках нагрузки. – Киев: Наукова думка, 1985. – 200 с.

4. *Дубовський С.В.* Аналіз тенденцій зміни режимів електроспоживання в Україні / С.В. Дубовський, П.П. Кобрін // Проблеми загальної енергетики. – 2003. – № 3. – С. 73–77.

5. *Черненко П.А.* Ієрархічне багатофакторне прогнозування електричного навантаження енергооб'єднання: Автореферат дисертації. – Київ: Інститут електродинаміки НАН України, 2011. – 39 с.

6. *Оновлена енергетична стратегія України до 2030 р.*

7. *Дубовський С.В.* Розроблення загального інтерфейсу комплексної підсистеми управління електричним навантаженням ОЕС України на основі електротермічних споживачів-регуляторів, для подовження ресурсу та підвищення надійності ТЕС / С.В. Дубовський, Є.А. Ленчевський // Проблеми загальної енергетики. – 2012. – № 4 (31). – С. 12–20.

8. *Швець М.Ю.* Доцільність застосування теплових насосів для теплопостачання споживачів у схемах теплових електричних станцій / М.Ю. Швець // Відновлювана енергетика. – 2010. – № 2. – С. 71–75.

9. *Мартиненко С.А.* Об'єднана енергосистема і спосіб експлуатації об'єднаної енергосистеми. Патент України на винахід №89502 від 10.02.2010.

10. *РД 34.25.504 (НР 34-70-113-86).* Нормы предельно допустимых скоростей изменения нагрузки при работе энергоблоков 160–800 МВт в регулировочном диапазоне.

11. *Дубовський С.В., Левчук А.П., Кулик М.М.* Теплоэлектроцентраль, способ ее эксплуатации, объединенная энергосистема и способ ее эксплуатации. Заявка на получение патента. МКИ⁶ H02J15/00; H2J3/06. Регистрационный номер заявки: a 201204952. Дата подачи заявки: 20.04.2012.

12. *Парасочка С.О.* Щодо ефективності

електроаккумуляційного опалення при використанні гібридних електрогазових котелень / С.О. Парасочка, М. Хрящевський. – Режим доступу: [http.: // tekom. kom. ua. /work/publications /37/ stftja. pdf](http://tekom.com.ua/work/publications/37/stftja.pdf).

13. Парасочка С.О. До питання про електроаккумуляційне опалення та гаряче водопостачання / С.О. Парасочка, М. Хрящевський // Житлово комунальне господарство України. – 2009. – № 8(21). – С. 34–38.

14. Збірник інвестиційних проектів модернізації систем теплопостачання міст

Донецька, Кременчука, Запоріжжя – 2010 р. // Енергосервісна компанія «Екологічні системи». – Режим доступу: www.es-library.narod.ru.

Надійшла до редакції 20.03.2013

Рецензент

Зав.відділу прогнозування розвитку атомної та відновлюваної енергетики

ІЗЕ НАН України,

канд. техн. наук

Б.А. Костюковський