ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ВИРОБНИЦТВА ТА ВИКОРИСТАННЯ ЕНЕРГЕТИЧНИХ РЕСУРСІВ

ISSN 1562-8965. The problems of general energy. 2017, 1(48): 50–59
doi: https://doi.org/10.15407/pge2017.01.050

УДК 621.316

В.Д. БІЛОДІД, канд. техн. наук, ст. наук. співр.
Інститут загальної енергетики НАН України,
вул. Антоновича, 172, м. Київ, 03150, Україна

ОБҐРУНТУВАННЯ ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ РЕГУЛЮВАННЯ НАВАНТАЖЕННЯ ЕНЕРГОСИСТЕМ З ВИКОРИСТАННЯМ ЕЛЕКТРИЧНИХ ТЕПЛОГЕНЕРАТОРІВ ЯК СПОЖИВАЧІВ-РЕГУЛЯТОРІВ

На основі аналізу систем регулювання добових графіків електричних навантажень в Об'єднаній енергосистемі України зроблено висновок про необхідність створення нових більш ефективних засобів. Розглянуті системи регулювання на основі електричних теплогенераторів (електрокотлів та теплонасосних установок) як споживачів-регуляторів. Приведені результати оцінок щодо економічних характеристик нових систем регулювання. Показана надвисока економічна ефективність нових систем, терміни окупності яких (у залежності від варіантів застосування) становлять від 0,3 року до 6,3 років, що значно менше альтернативного варіанта Канівської ГАЕС з терміном окупності майже 25 років.

Ключові слова: енергетична система, електричний теплогенератор, споживач-регулятор, тепловий насос, графік електричного навантаження.

Загальні положення

Значна нерівномірність споживання електричної енергії впродовж доби, днів тижня, пори року викликає необхідність зміни потужностей генераторів електроенергії в Об'єднаній енергосистемі України (ОЕС України), тобто виникає необхідність регулювання добових графіків електричних навантажень (ДГЕН), створюючи значні труднощі реалізації цих процесів через відсутність достатньої кількості високоманеврового генеруючого обладнання. Добова нерівномірність навантажень є значною і навіть у вихідні дні перепади становлять 4–5 ГВт. У зимові ж максимуми вони сягають 8–9 ГВт.

Регулювання навантажень в енергосистемах здійснюється з використанням різних типів обладнання: гідроелектростанції (ГЕС), гідроакумулюючі електростанції (ГАЕС), теплові електростанції (ТЕС) та інші генеруючі об'єкти. У критичних випадках регулювання здійснюють шляхом обмежень електроспоживання у години максимумів. В ОЕС України левова частка в регулюванні припадає на ТЕС, які не в повній мірі пристосовані для цієї діяльності. Більшість ТЕС України збудовані у 60–70 роках минулого століття і вони проектувалися для несення базових навантажень з незначними можливостями регулювання. І тому на українських ТЕС при регулюванні ДГЕН відбувається значна перевитрата палива. Регулятивні можливості ж ГЕС та ГАЕС залежать від водності річок, яка теж не є стабільною. До того ж їх потужностей, на сьогодні, недостатньо. Високо-маневрові ТЕС з газотурбінними установками в ОЕС України практично відсутні. Таким чином, пошук варіантів забезпечення регулювання ДГЕН з використанням інших методів та засобів

© В.Д. БІЛОДІД, 2017

окрім введення нових високоманеврових потужностей, є актуальним і вкрай необхідним.

Мета роботи. Виходячи з наведеного вище, метою цієї статті є визначення економічної ефективності, потенційних можливостей та доцільності використання для регулювання ДГЕН електричних теплогенераторів (ЕТГ) на основі електрокотлів (ЕК) та теплових насосів (ТН) як споживачів-регуляторів при застосуванні акумуляційної здатності теплових мереж систем централізованого теплопостачання (СЦТ).

Коротка характеристика ОЕС України

За даним ДП НЕК «Укренерго» [1, 2] загальна встановлена потужність електричних станцій ОЕС України на кінець 2013 р. була 54,2 ГВт, в тому числі ТЕС ГК – 27,6 ГВт, а на кінець 2015 року становила (без енергогенеруючих об'єктів ВЕЗ «Крим») 54,8 ГВт, в тому числі ТЕС ГК 27,8 ГВт (табл. 1). Разом з тим на окупованих територіях Сходу залишилися такі великі ТЕС, як Вуглегірська (3,6 ГВт), Зуєвська (1,245 ГВт), Старобешевська (1,915 ГВт) та декілька ТЕЦ, що зменшує встановлену потужність ТЕС на 6,8 ГВт. Тобто у 2014 та 2015 рр. потужність ТЕС ГК становила 20,9 ГВт, а у 2015 р. – 21 ГВт, з яких 61,4% припадає на ТЕС, ТЕЦ, блок-станції, 24,8% – на атомні електростанції (АЕС), 11,1% – на ГЕС і ГАЕС, 2,7% – на електростанції, що працюють з використанням відновлюваних джерел енергії (ВДЕ), до яких відносяться вітроелектростанції (ВЕС), сонячні електростанції (СЕС), біопаливні електростанції (БЕС).

З табл. 1 видно, що в Україні відбувається стрімке нарощування потужностей на електростанціях з використанням ВДЕ та на ГАЕС. При цьому збільшення потужностей ВЕС та СЕС в ОЕС України збільшують необхідний рівень регулювання ДГЕН, оскільки вони виробляють електроенергію нерівномірно та непрогнозовано. Економічність регулювання ДГЕН із застосуванням ГАЕС, як це показано у роботі [3], є досить проблематичною, оскільки термін окупності, наприклад, Канівської ГАЕС, проект якої активно просувається до реалізації, орієнтовно становить майже 25 років.

На сьогодні основні генеруючі потужності ОЕС України зосереджені в [1]:

– п'яти енергогенеруючих компаніях – ПАТ «ДТЕК Дніпроенерго», ПАТ «Донбасенерго», ПАТ «Центренерго», ПАТ «ДТЕК Західенерго», ПАТ «ДТЕК Східенерго», які загалом експлуатують 14 ТЕС із блоками одиничною потужністю 150, 200, 300 і 800 МВт, та на трьох крупних ТЕЦ (Харківська ТЕЦ-5, Київські ТЕЦ-5 і ТЕЦ-6) з енергоблоками 100 (120) МВт та 250 (300) МВт інших компаній. Загальне число енергоблоків на ТЕС і ТЕЦ становить 106 одиниць, у тому числі потужністю: 100 (120) МВт – 4;

Таблиця 1 – Структура генеруючих потужностей ОЕС України, МВт [1, 2]

Найменування показника	на 31.12.2013	на 31.12.2014	на 31.12.2015
Всього, у тому числі:	**54203**	**54640**	**54830**
ТЕС ГК	27616	27700	27800
ТЕЦ, блок-станції та інші	6340	6550	6590
ГЕС, ГАЕС	5473	5780	5810
АЕС	13835	13840	13840
Електростанції з використанням ВДЕ (СЕС, ВЕС, БЕС), всього	645	770	790

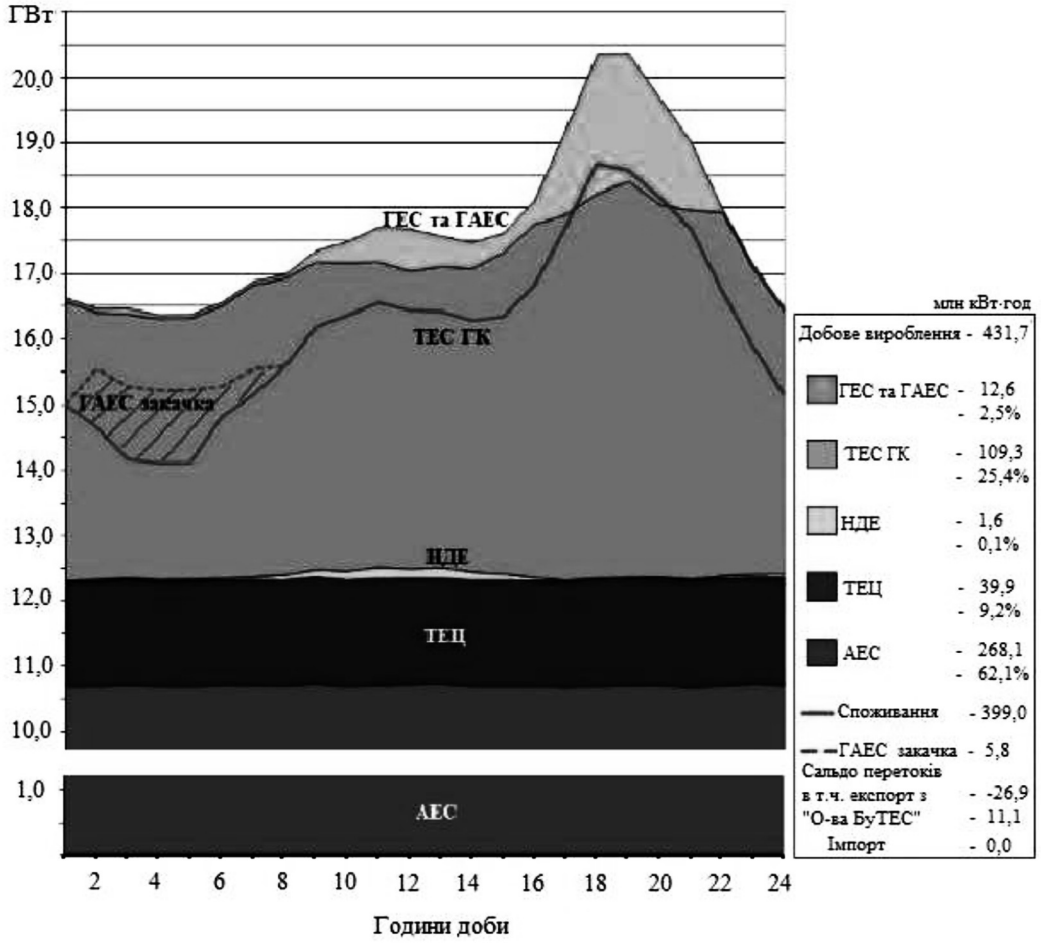

Рис. 1. Добовий графік виробництва/споживання електроенергії в ОЕС України за 25 жовтня 2015 року [4]

150 МВт – 6; 200 МВт – 42; 250 МВт – 5; 300 МВт – 42; 800 МВт – 7 одиниць.

– ДП «НАЕК «Енергоатом», на чотирьох АЕС якого перебуває в експлуатації 15 енергоблоків, з яких 13 – з реакторами ВВЕР-1000 потужністю по 1000 МВт і 2 – з реакторами ВВЕР-440 потужністю 415 та 420 МВт. Крім того, на балансі компанії знаходиться Ташлицька ГАЕС, що наразі експлуатує два гідроагрегати.

– ПАТ «Укргідроенерго», яке має у своєму складі каскади ГЕС та ГАЕС на річках Дніпро й Дністер із загальним числом гідроагрегатів – 103 одиниці.

Вважається, що найбільш ефективним засобом покриття змінних навантажень енергетичної системи (ЕС) є ГЕС та ГАЕС, які здатні швидко змінювати свою потужність. За оцінками, для успішного регулювання ДГЕН питома вага маневрових ГЕС та ГАЕС в ЕС має становити близько 15% від максимальних навантажень. Згідно з ДГЕН, наведеного на рис. 1 (за даними [4]), для ОЕС України цей показник становить приблизно 3,0–3,5 ГВт. Разом з тим максимум навантажень в ОЕС України за багаторічними даними спостерігається у січні–лютому і він становить від 33 до 35 ГВт. Тобто необхідною є потужність ГЕС та ГАЕС приблизно в 5 ГВт. Встановлена потужність українських ГЕС та ГАЕС за станом на кінець 2015 р. (див. табл. 1) становила 6,202 ГВт і здавалося б є достатньою. Однак реальний наявний діапазон регулювання змінних навантажень з використанням ГЕС та ГАЕС становить від 2,0 до 4,0 ГВт для різних періодів року.

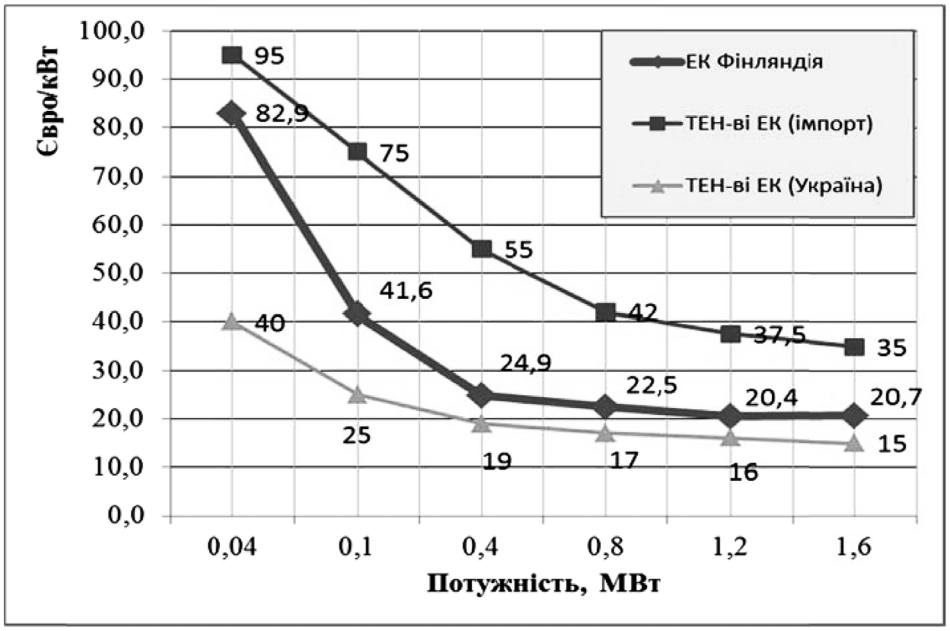

Рис. 2. Питомі ціни вітчизняних та імпортних електрокотлів

Обмеженість маневрових можливостей ГЕС у певні періоди року пояснюється двома основними факторами: необхідністю участі ГЕС у регулюванні водного режиму водосховищ та зниженням регулюючих можливостей ГЕС у періоди повеней та засух, коли водні потоки рік обмежені.

Остання причина обмежень, в принципі, може бути ігнорована, оскільки пропуск паводкових вод може здійснюватися і без вироблення електроенергії на ГЕС. Однак такий режим є збитковим для ГЕС, при такому режимі втрачається частина потенціалу вироблення дешевої електроенергії.

З ДГЕН, що наведений на рис. 1, видно, що у його регулюванні брали участь як ГЕС з ГАЕС, потужність яких змінювалася впродовж доби від нуля до 2 ГВт, так і ТЕС генеруючих компаній (ТЕС ГК), потужність яких змінювалася практично на 2,25 ГВт. Отже сумарний діапазон регулювання становив у цей день 4,25 ГВт.

У літній період ДГЕН мають абсолютні мінімуми, а у осінньо-зимовий період абсолютні максимуми. При цьому є різниця між робочими та вихідними днями, яка сягає 1–1,1 ГВт у літній час та 2–3 ГВт в осінньо-зимовий період.

Виходячи із зробленого аналізу, є необхідність створення нових ефективних систем регулювання навантажень електроенергетичних систем.

Регулювання ДГЕН електричними теплогенераторами

Ущільнення графіків електричних навантажень, як це було показано у роботах [5, 6], можна реалізувати з використанням електричних теплогенераторів (ЕТГ) різного типу, у першу чергу це ЕК та ТН, які б діяли як споживачі-регулятори, тобто споживали б електроенергію в часи спадів електричних навантажень в ЕС, переважно у нічний час (з 23-00 до 7-00). Отримана від ЕТГ теплота може направлятися безпосередньо на споживання, або через СЦТ, яка може слугувати до того ж ефективним акумулятором. На сьогодні існуючими теплогенераторами в СЦТ є АЕС, ТЕС, ТЕЦ, котельні на різних видах палива. При використанні ЕТГ штатні теплогенератори вироблятимуть меншу кількість теплоти на величину, отриману від ЕТГ, і тим самим заощаджуватимуть паливо (в основному природний газ). Водночас ЕТГ реалізовуватимуть важливу функцію – регулювання електричного навантаження в ЕС.

Для визначення ефективності застосування ЕТГ для регулювання ДГЕН визначимо економічні характеристики систем. Перш за все це собівартість отриманої від ТЕ продукції (теплової енергії), капітальні затрати у їх будівництво (інвестиції) та термін окупності. Отримані показники порівняємо з показниками Канівської ГАЕС.

При визначенні витрат на створення системи ЕТГ на основі ЕК скористаємося даними їх вартості, що приведена у роботах [7–11]. На рис. 2 показані узагальнені питомі ціни імпортних ЕК та ЕК, вироблених в Україні в залежності від потужності. З рис. 2 видно, що ЕК фірми JASPI (Фінляндія), які приведені для умов РФ, значно нижчі, ніж імпортні ЕК приблизно такого ж типу при їх реалізації в Україні. Вартість же ЕК від українських виробників є ще меншою.

Питомі капіталовкладення в ЕК з роботи [10] оцінювалися за даними шведської фірми Zeta [11] з урахуванням того, що поставка ЕК одиничною теплопродуктивністю 50 МВт коштуватиме 900 тис. євро. У розрахунку повних капвкладень в ЕК поряд з вартістю поставки враховувалися теплотехнічне і електротехнічне оснащення, будівельно-монтажні, проектні і налагоджувальні роботи. При цьому стала складова вартості ЕК, незалежно від його потужності, приймалася в розмірі 30%. З урахуванням переказного коефіцієнта євро в долари США у розмірі 1,35 визначені повні і питомі капіталовкладення у ЕК, наведені у табл. 2.

У результаті аналізу даних цих джерел інформації щодо вартості ЕК різних фірм та типів встановлено, що їх питома ціна при потужностях від 0,5 до 20 МВт змінюється мало і її можна прийняти в межах 20–30 євро/кВт. Для малих ЕК з потужністю 5–300 кВт ціна змінюється від 85 до 25 євро/кВт. Виходячи з цього аналізу, за гіпотезою, що для систем регулювання електричних навантажень ЕС переважно використовуватимуться потужні ЕК (0,5 МВт і більше), для розрахунків прийнята питома вартість ЕК в 25 євро/кВт. Прийнявши також, що ціна самих ЕК становить 70% від сумарних капіталовкладень (інвестицій) при створенні електрокотелень (додаткові витрати на проектування, вартість будівлі, допоміжного обладнання та матеріалів, вартість трубопроводів, затрати на будівельні та монтажні роботи), отримаємо усереднену питому вартість електрокотелень, яка буде рівною 35,7 (~36) євро/кВт.

У розрахунках щодо затрат у теплонасосні станції (ТНС) використані дані щодо цін на ТН з джерела [12]. Дані цього джерела ґрунтуються на даних джерела [13], скориговані на інфляцію долара США за час, що пройшов від моменту виходу з друку зазначеної статті. Ця інфляція за даними [14] становила за період 2005–2016 рр. 27,6%, тобто коефіцієнт збільшення цін становить 1,28. Інфляція євро за цей же період становила лише 22,8%. На рис. 3 наведені уточнені дані питомих цін ТН з урахуванням коефіцієнта інфляції долара США.

Витрати на пристрої контурів відбору низькопотенційної теплоти визначаються видом джерела теплоти та умовами його використання. Наприклад, витрати на облаштування систем для відбору теплоти ґрунту на основі вертикальних теплообмінників залежать від типу ґрунтів і становлять у середньому 25–30 євро/м глибини зонда (свердловини). При використанні водозаборів різного типу витрати на їх створення можуть дорівнювати від 100 до 300% від вартості самих ТН в залежності від умов (глибини свердловин, дальності транспортування, умов утилізації тощо). У подальших розрахунках для ТНС великої потужності ці витрати прийняті на рівні ціни ТН. Тоді капітальні

Таблиця 2 – Капіталовкладення в ЕК для умов республіки Білорусь [10]

Теплопродуктивність ЕК, МВт	20	35	40	50
Повні капіталовкладення, тис. дол.США	1007	1376	1488	1740
Питомі капіталовкладення, тис. дол.США/МВт	50,3	39,2	37,2	34,8

Таблиця 3 – Техніко-економічні характеристики комплексів ЕТГ для регулювання ДГЕН при розрахунках за курсом НБУ

№	Показник		Одиниця виміру	Значення					
				ЕК		ТНС			
1	Встановлена електрична потужність		МВт	100	100	100	100	100	100
2	Ефективна теплова потужність		МВт	96,0	96,0	450,0	450,0	450,0	450,0
3	Капіталовкладення, усього, у т. ч.:		млн грн	103,32	103,32	1301,85	1301,85	1301,85	1301,85
4	- обладнання*		млн грн	72,33	72,33	650,93	650,93	650,93	650,93
5	Час роботи ЕТГ	нічний період	год/рік	2920	2920	2920	2920	2920	2920
		напівпіковий період	год/рік	0	0	0	0	5840,0	5840,0
6	Споживання електроенергії	нічний період	млн кВт·год/рік	292,0	292,0	292,0	292,0	292,0	292,0
		напівпіковий період	млн кВт·год/рік	0,0	0,0	0,0	0,0	292,0	292,0
7	Тариф на спожиту електроенергію**	нічний період	грн/кВт·год	1,68	0,9	1,68	0,9	1,68	0,9
		напівпіковий період	грн/кВт·год	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68
8	Вартість спожитої електроенергії	нічний період	млн грн/рік	171,7	91,98	171,7	91,98	171,7	91,98
		напівпіковий період	млн грн/рік	0,0	0,0	0,0	0,0	883,0	883,0
		разом	млн грн/рік	171,7	91,98	171,7	91,98	1054,7	974,99
9	Вироблена теплова енергія		млн Гкал/рік	0,19	0,19	0,9	0,9	2,71	2,71
10	Відпущена теплова енергія		млн Гкал/рік	0,17	0,17	0,68	0,68	2,03	2,03
11	Середній тариф на відпущену теплову енергію		грн/Гкал	1384,0	1384,0	1384,0	1384,0	1384,0	1384,0
12	Вартість відпущеної теплової енергії (валовий дохід)		млн грн/рік	240,18	240,18	938,22	938,22	2814,65	2814,65
13	Податки та збори		млн грн/рік	60,05	60,05	234,55	234,55	703,66	703,66
14	Кількість персоналу		осіб	10	10	40	40	60	60
15	Зарплата персоналу		млн грн/рік	0,79	0,79	3,17	3,17	4,76	4,76
16	Річні амортизаційні відрахування		млн грн	8,26	8,26	86,57	86,57	86,57	86,57
16	Річні витрати на ремонти		млн грн	5,17	5,17	97,64	97,64	130,19	130,19
17	Інші витрати (запасні частини, матеріали, інше)		млн грн/рік	1,65	1,65	11,74	11,74	41,93	41,93
18	Сумарні річні витрати на виробництво теплової енергії		млн грн/рік	247,61	167,89	605,37	525,66	2021,81	1942,10
19	Собівартість відпущеної теплової енергії		грн/Гкал	1426,77	967,43	893,01	775,42	994,15	954,95
20	Валовий прибуток (збиток)		млн грн	-7,42	72,29	332,84	412,56	792,84	872,55
21	Чистий прибуток (збиток)		млн грн	-5,57	54,22	249,63	309,42	594,63	654,41
22	Термін окупності		рік	0,0	1,91	5,22	4,21	2,19	1,99

* За курсовою вартістю євро 28,93 грн/євро (за станом на 01.03.2017).

** За постановою НКРЕКП України № 220 від 26.02.2015.

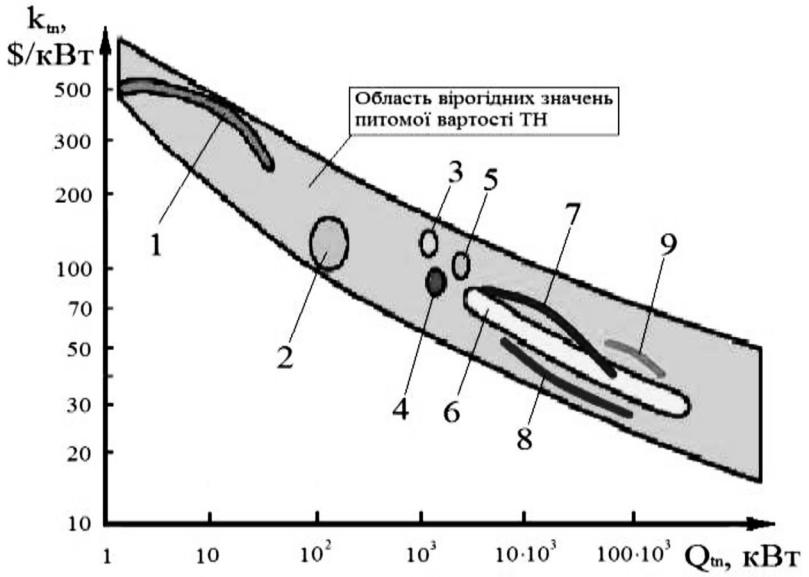

Рис. 3. Питома вартість ТН з урахуванням інфляції долара США:
1 – ТН фірм LG, Mitsubishi, MHPUL, MHPUE, FUJITSU, McQUAY, YPVU, Carrier, General;
2 – ТН фірми «Нотека-С» (ТН-80, ТН-110, ТН-300); *3* – ТН фірми «ТритонЛТД»;
4 –ТН, які використовують геотермальні теплоносії [15]; *5* – ТН ЗАО «Энергия» (НТ-3000, НТ-1000, НТ-500, НТ-300, НТ-65, НТ-30, НТ-10); *6* – поле даних за [16]; *7* – дані [17];
8 – дані Енергопрому [18]; *9* – дані [19]

витрати (інвестиції) в ТНС становитимуть 2 вартості ТН.

У табл. 3 наведені розрахункові техніко-економічні характеристики комплексу ЕТГ, призначеного для регулювання з розрахунковою електричною потужністю в 100 МВт. При цьому прийнято, що одинична потужність ТН (електрична) буде на рівні 10 МВт. При такій електричній потужності і прийнятому у розрахунках опалювальному коефіцієнті ТН 4,5 теплова потужність ТН буде 45 МВт. З рис. 3 видно, що в цьому випадку питома вартість такого ТН буде в середньому дорівнювати 50,0 дол.США/кВт(т).

З табл. 3 випливає, що терміни окупності ТНС за прийнятих умов є практично однаковими (для двох останніх варіантів) у порівнянні з ЕК. При цьому вони становлять 1,99–2,19 років.

При визначенні капіталовкладень в об'єкти в табл. 3 застосована курсова вартість 28,93 грн/євро (за діючою ставкою НБУ України за станом на 01.03.2017 р.). Однак, така курсова вартість не відображає реальну купівельну спроможність валюти. Реальна купівельна спроможність визначається таким відомим показником, як паритет купівельної спроможності (ПКС), який має значення, наведені у табл. 4, і який визначено за даними статистики України та збірників МЕА за 2012–2016 рр. [20]).

З табл. 4 видно, що значення ПКС поступово зростає, і це зростання становить 2,9% на рік, тобто є відносно незначним. І оскіль-

Таблиця 4 – **Паритет купівельної спроможності долара США в Україні**

Рік	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**	**2010–2014**
ПКС, грн/дол.США	3,915	4,525	4,16	4,22	4,58	4,28

Таблиця 5 – Техніко-економічні характеристики комплексів ЕТГ для регулювання ДГЕН за прогнозним ПКС на 2017 р.

№	Показник		Одиниця виміру	Значення					
				ЕК		ТНС			
1	Встановлена електрична потужність		МВт	100	100	100	100	100	100
2	Ефективна теплова потужність		МВт	96,0	96,0	450,0	450,0	450,0	450,0
3	Капіталовкладення, усього, у т. ч.:		млн грн	17,86	17,86	225,0	225,0	225,0	225,0
4	- обладнання*		млн грн	12,5	12,5	112,5	112,5	112,5	112,5
5	Час роботи ЕТГ	нічний період	год/рік	2920	2920	2920	2920	2920	2920
		напівпіковий період	год/рік	0,0	0,0	0,0	0,0	4380,0	4380,0
6	Споживання електроенергії	нічний період	млн кВт·год/рік	292,0	292,0	292,0	292,0	292,0	292,0
		напівпіковий період	млн кВт·год/рік	0,0	0,0	0,0	0,0	438,0	438,0
7	Тариф на спожиту електроенергію**	нічний період	грн/кВт·год	1,68	0,9	1,68	0,9	1,68	0,9
		напівпіковий період	грн/кВт·год	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68
8	Вартість спожитої електроенергії	нічний період	млн грн/рік	171,7	91,98	171,7	91,98	171,7	91,98
		напівпіковий період	млн грн/рік	0,0	0,0	0,0	0,0	1324,51	1324,51
		разом	млн грн/рік	171,7	91,98	171,7	91,98	1496,21	1416,49
9	Вироблена теплова енергія		млн Гкал/рік	0,19	0,19	0,9	0,90	2,26	2,26
10	Відпущена теплова енергія		млн Гкал/рік	0,17	0,17	0,68	0,68	1,69	1,69
11	Середній тариф на відпущену теплову енергію		грн/Гкал	1384,0	1384,0	1384,0	1384,0	1384,0	1384,0
12	Вартість відпущеної теплової енергії (валовий дохід)		млн грн/рік	240,18	240,18	938,22	938,22	2345,54	2345,54
13	Податки та збори		млн грн/рік	60,05	60,05	234,55	234,55	586,39	586,39
14	Кількість персоналу		осіб	10	10	40	40	60	60
15	Зарплата персоналу		млн грн/рік	0,79	0,79	3,17	3,17	4,76	4,76
16	Річні амортизаційні відрахування		млн грн	1,43	1,43	14,96	14,96	14,96	14,96
16	Річні витрати на ремонти		млн грн	0,89	0,89	16,88	16,88	22,5	22,5
17	Інші витрати (запасні частини, матеріали, інше)		млн грн/рік	1,54	1,54	8,91	8,91	30,68	30,68
18	Сумарні річні витрати на виробництво теплової енергії		млн грн/рік	236,4	156,68	450,17	370,45	2155,5	2075,78
19	Собівартість відпущеної теплової енергії		грн/Гкал	1362,19	902,84	664,06	546,47	1271,86	1224,83
20	Валовий прибуток (збиток)		млн грн	3,79	83,5	488,05	567,76	190,04	269,76
21	Чистий прибуток (збиток)		млн грн	2,84	62,63	366,03	425,82	142,53	202,32
22	Термін окупності		рік	6,29	0,29	0,61	0,53	1,58	1,11

* За курсовою вартістю євро ПКС=5 грн/євро.

** За постановою НКРЕКП України № 220 від 26.02.2015.

ки в табл. 3 наведені результати розрахунків в цінах 2017 р., то ПКС-2017 становитиме прогнозно 5 грн/дол.США.

В табл. 5 наведені результати оцінок техніко-економічних характеристик розглянутих систем регулювання з використанням ЕТГ на основі ЕК та ТНС при визначенні капіталовкладень за прогнозним значенням ПКС на 2017 рік.

З даних табл. 5 можна зробити висновок, що застосування ЕК для регулювання ДГЕН може бути вигідним навіть при тарифах на електроенергію, що встановлені постановою НКРЕКП України № 220 від 26.02.2015 для населення в 1,68 грн/кВт·год. Для нічного часу (з 1 березня 2017 р.) при тарифі 0,9 грн/(кВт·год) термін окупності проектів не перевищуватиме 0,3 року. І навіть при використанні тарифу звичайного для населення (1,68 грн/(кВт·г)) термін окупності проектів з ЕК буде на рівні 6,3 років, що значно менше альтернативного варіанта проекту Канівської ГАЕС (біля 25 років [3]).

Використання ТНС навіть у випадках застосування тарифів на спожиту електроенергію, що застосовується для населення в 1,68 грн/(кВт·год), становитиме 0,61–1,58 років у залежності від режимів споживання електроенергії. При застосуванні нічних тарифів терміни окупності ТНС будуть дещо нижчими і становитимуть за розрахунками 0,53–1,11 років.

ВИСНОВКИ

1. Проведені оцінки ефективності електричних теплогенераторів як споживачів-регуляторів при ущільненні добових графіків електричних навантажень показують їх надвисоку економічну ефективність.

2. Використання методів ущільнення добових графіків електричних навантажень в ОЕС України із застосуванням електричних теплогенераторів дозволить:

– забезпечити надійне регулювання графіків електричних навантажень;

– призупинити неефективне використання енергоблоків ТЕС у неекономічних режимах, що дозволить знизити витрати палива на пускові операції, підвищити ресурс і надійність роботи їх обладнання;

– знизити обсяги споживання природного газу на ТЕЦ та в опалювальних котельних завдяки виробленню теплової енергії електрокотлами та теплонасосними станціями (що означатиме переведення систем вироблення теплової енергії з природного газу на вугілля, ядерну енергію та енергію з відновлюваних джерел енергії, зокрема гідроенергію);

– створити в Україні новий високотехнологічний сектор енергетики та нові робочі місця для висококваліфікованого персоналу енергетики і енергомашинобудування.

1. План розвитку Об'єднаної енергетичної системи України на 2016–2025 роки (проект). URL: http://www.ukrenergo.energy.gov.ua/Pages/ua/DetailsNew.aspx?nID=1122 (дата звернення 16.02.2017).

2. Проспект ДП НЕК «Укренерго». 2016. 20 с.

3. Кулик М.М. Співставний аналіз техніко-економічних характеристик Канівської ГАЕС та комплексу споживачів-регуляторів для покриття графіків електричних навантажень. *Проблеми загальної енергетики.* 2014. № 4 (39). С.5–10.

4. Добові графіки виробництва/споживання електроенергії в ОЕС України за 2015 р. URL: http://www.ukrenergo.energy.gov.ua/Pages/ua/DetailsNew.aspx?nID=1160.

5. Дубовський С.В., Ленчевський Є.А., Бабін М.Є. Нові напрямки в реалізації процесів управління поточним режимом навантаженням ОЕС України. *Проблеми загальної енергетики.* 2013. № 1 (32). С. 5–13.

6. Ленчевський Є.А. Дослідження методів з удосконалення систем управління об'єднаними енергосистемами. *Проблеми загальної енергетики.* 2007. № 15. С. 56–61.

7. Электрический высоковольтный котёл водогрейный ЭВКВ. URL: http://prom22.ru/catalog/elektricheskie_vodogrejnye_kotly_kev/jelektricheskij_vysokovoltnyj_kotel_vodogrejnyj?yclid=3835688738381365735.

8. Центр водоснабжения. Каталог. Электрические котлы. URL: http://www.water-center.ru/cash/vids/3_22.html.

9. Электрические водогрейные котлы марки «АВПЕ» / Прайс-лист котлів АВПЕ підприємства Електротепломаш. URL:

http://www.ekoterm.kiev.ua/index.php?id=22&Itemid=23&option=com_content&view=article.
10. Трутаев В.И., Сыропущинский В.М. Применение электрокотлов на ТЭЦ как эффективный способ получения маневренной электрической мощности в энергосистеме Беларуси с вводом АЭС. *Энергетическая стратегия.* 2010. Июль—август. С. 19—24.
11. Електрокотли шведської фірми Zeta. URL: http://zeta.se/boilers/en/.
12. Білодід В.Д., Ленчевський Є.А., Дерій В.О., Соколовська І.С., Левчук А.П., Коберник В.С., Шляпін В.О. Розвиток наукових основ, методів та засобів створення принципово нової системи автоматизованого керування навантаженням енергетичної системи з використанням швидкодіючих споживачів – регуляторів: звіт про НДР (заключн.): «Синергія-2»/наук. кер. В.Д. Білодід. Київ: Ін-т загальної енергетики НАН України, 2016. 145 с. ДР№0113U008441. – ДО№0217U002179.
13. Ильин А.К., Дуванов С.В. Технико-экономическая эффективность использования тепловых насосов. Вестник АГТУ. 2006. №6. С. 126—130. URL: http://cyberleninka.ru/article/n/tehniko-ekonomicheskaya-effektivnost-ispolzovaniya-teplovyh-nasosov.
14. Расчёт уровня инфляции за произвольный период. Сайт СтатБюро. URL: https://www.statbureau.org/ru/united-states/inflation-calculators?dateBack=2005-1-1&dateTo=2016-9-1&amount=1000.
15. Огуречников Л.А. Эффективность применения тепловых насосов в системе геотермального теплоснабжения. *Холодильная техника.* 2001. № 6. С. 10—12.
16. Пустовалов Ю.В. Экономические вопросы развития теплонасосных станций. *Теплоэнергетика.* 1981. № 2. С. 69—72.
17. Winkens H.P. Der Einsatz von Wärmepumpen in der Fernwärmeversorgung. *Fernwärme International.* 198. Bd. 13. № 2. S. 73—78.
18. Кузнецов Ю.Л. Капиталовложения в строительство теплонасосных установок. *Энергетика и электрификация.* 1988. № 7. С. 36—39.
19. Технико-экономические показатели аккумуляционного электротеплоснабжения. *Электрические станции.* 1986. № 7. С. 36—39.
20. Key World Energy Statistics (2012—2016). *International Energy Agency.* 2012—2016. 80 p.

Надійшла до редколегії 06.03.2017