

ДОСЛІДЖЕННЯ ТА ОПТИМІЗАЦІЯ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ОБ'ЄКТІВ І СИСТЕМ ЕНЕРГЕТИКИ

ISSN 2522-4344 (Online), ISSN 1562-8965 (Print). The problems of general energy, 2019, 3(58): 17–23
doi: <https://doi.org/10.15407/pge2019.03.017>

УДК 621.643.053

В.О. ДЕРІЙ, канд. техн. наук, ст. наук. співр., ORCID 0000-0002-5689-4897
Інститут загальної енергетики НАН України, вул. Антоновича, 172,
м. Київ, 03150, Україна,

КОМПЛЕКСИ ЕЛЕКТРИЧНИХ ТЕПЛОГЕНЕРАТОРІВ ДЛЯ КЕРУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИМ НАВАНТАЖЕННЯМ РЕГІОНАЛЬНИХ ЕНЕРГОСИСТЕМ

Визначено основні принципи створення комплексів електричних теплогенераторів для керування електричним навантаженням регіональних енергетичних систем під час його нічного провалу. Встановлено потреби у маневровій потужності регіональних енергетичних систем та ОЕС України в цілому. Визначені локальні системи централізованого теплопостачання, в яких можливо встановлювати комплекси електричних теплогенераторів та оцінено їх потенціали для регулювання навантаження регіональних енергетичних систем. Виконано розрахунок техніко-економічних характеристик запропонованих комплексів.

Ключові слова: ОЕС України, графік електричних навантажень, нічний провал, потужність, комплекси, електричні теплогенератори, теплові насоси, електричні котли, система централізованого теплопостачання.

Використання електричних теплогенераторів (ЕТГ) в якості споживачів-регуляторів для керування навантаженням енергетичних систем – це один із нових методів вирішення системних проблем ОЕС України. Суть методу полягає в тому, що при виникненні надлишку електричної енергії в енергосистемі вона перетворюється в теплову за допомогою ЕТГ. Далі тепла енергія за допомогою мереж системи теплопостачання частково подається споживачам, а частково акумулюється для подальшого споживання. Даний метод активно досліджується, свідченням чого є ряд публікацій [1–5]. У роботі [1] на прикладі Канівської ГАЕС показано економічні переваги використання споживачів-регуляторів порівняно з традиційними системами регулювання потужності ОЕС України. У статті [2] аналізуються техніко-економічні аспекти використання споживачів-регуляторів для автоматичного регулювання частоти та активної потужності енергосистем. У роботі [3] аналізовано особливості спільної роботи систем централізованого теплопостачання та ЕТГ при регулюванні ними електричного навантаження енергетичних систем. У статті [4] викладено ре-

зультати проведеного аналізу впливу на довкілля використання різного типу споживачів-регуляторів (електричних котлів, теплових насосів та когенераційних установок), призначених для регулювання навантаження ОЕС України. У роботі [5] оцінено потенціал потужностей різних типів ЕТГ для систем централізованого теплопостачання, які утворені на основі опалювальних котелень, атомних та теплових електростанцій.

Але, на думку автора, дослідження по створенню методичної бази, принципів формування структури комплексів електричних теплогенераторів, вибору їх типів та рівнів потужності, місць розташувань для керування потужністю конкретних енергетичних систем ще не проводилися, що і є метою даної роботи. Тому це дослідження є актуальним.

Одним із важливих принципів створення систем регулювання потужності/навантаження в енергетичних системах є забезпечення економічно ефективного розподілу навантаження між джерелами електроенергії, що обумовлено мінімізацією витрат палива на станціях та втрат потужності в мережах [6]. У нашому випадку це означає, що місця розташування ЕТГ, які беруть участь у регулюванні, обмежено наступними вимогами:

© В.О. ДЕРІЙ, 2019

забезпечені мінімально-можливі перетоки електроенергії між енергосистемами;

вся вироблена теплова енергія ЕТГ протягом нічного провалу навантаження енергетичних систем повинна бути спожита протягом решти часу доби.

Забезпечити мінімальні перетоки електроенергії можливо тільки при розташуванні ЕТГ в системах теплопостачання, які знаходяться в зоні дії тієї чи іншої енергетичної системи. А вибір відповідної потужності ЕТГ забезпечить повне споживання виробленої ними теплової енергії. В силу того, що вироблена теплова енергія ЕТГ, при їх роботі під час нічного провалу графіків електричних навантажень (ГЕН) енергетичних систем, не завжди може бути спожита, то виникає ще одна вимога – обов'язкова наявність в системах теплопостачання можливості зберігати теплову енергію. Так, в неопалювальний період мінімальне споживання гарячої води співпадає із максимальною генерацією теплової енергії ЕТГ (під час нічного провалу ГЕН). Одним із ефективних методів зберігання теплової енергії в системах теплопостачання це акумуляція її в теплових мережах. Згідно діючих нормативних документів [7] акумуляція теплової енергії можлива тільки у магістральних мережах. А так як, згідно закону України «Про теплопостачання», магістральними мережами володіють тільки системи централізованого теплопостачання (СЦТ), то далі тільки вони і будуть об'єктами для розміщення в них ЕТГ. Ще однією важливою вимогою при виборі СЦТ для розміщення в них ЕТГ є наявність круглорічних споживачів теплової енергії. Під час опалювального періоду проблем із споживанням теплової енергії, яку виробили ЕТГ немає – вся вона може бути спожита в будь-яку годину системами опалення. А от в неопалювальний період теплова енергія подається тільки споживачам гарячої води. Тому обов'язковою умовою вибору СЦТ є наявність в них систем постачання гарячої води, які працюють круглий рік.

Критерії створення комплексів ЕТГ можуть бути різними – максимальна маневрова потужність, мінімальні витрати паливо-енергетичних ресурсів, мінімальна питома вартість впровадження і тому подібне. У даній роботі прийнятий критерій максимальне використання встановленої потужності ЕТГ. Тобто, вони повинні працювати увесь рік з максимально можливою потужністю.

Для формування комплексів ЕТГ перш за все необхідно визначити потреби регіональних енергетичних систем в маневреній потужності для компенсації нічних провалів їх навантаження. Для характеристики нічних провалів автором

було введено таке поняття, як їх глибина – різниця між потужністю енергетичної системи на початку її нічного провалу навантаження (23^{00}) та мінімальним значенням потужності (зазвичай $4^{00} - 5^{00}$). Максимальне значення глибини нічного провалу протягом року і будемо рахувати як потреби у маневреній потужності для даної енергетичної системи.

Досліджуючи нічні провали ГЕН, які приводяться в добових відомостях НЕК України, було виявлено наступну закономірність

$$\Delta P_{OEC} = \sum_{i=1}^n \Delta P_i, \quad (1)$$

де ΔP_{OEC} – глибина нічного провалу ОЕС України; ΔP_i – глибина нічного провалу i -тої енергетичної системи; n – кількість енергетичних систем.

На рис. 1 показано графіки глибин нічних провалів для ОЕС України та їх сума регіональних енергетичних систем для однієї режимної доби 21.12.2011 [8]. Як видно із наведених графіків, нев'язка балансу спостерігається о другій, третій та четвертій годинах. Небаланс можна пояснити некоректністю зібраних даних. Максимальне відхилення становить 8,1%, що допустимо для подальших розрахунків.

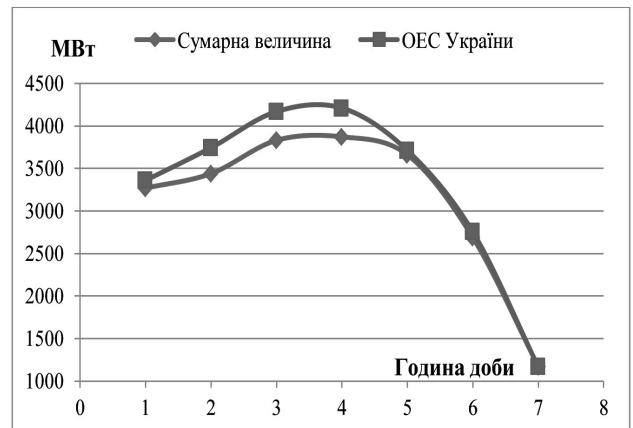


Рис. 1. Баланс глибин нічних провалів енергетичних систем

Автором досліджено нічні провали графіків електричних навантажень ОЕС України за кожен добу 2018 р. Результати досліджень глибин нічних провалів показано на графіку (рис. 2).

Із рис. 2 видно, що глибини нічних провалів величини не постійні, для кожної доби вони мають різні значення. Максимальне значення глибини нічного провалу у 2018 р. спостерігалось 21 червня і становило 3579 МВт, яке і буде прийнято як дефіцит маневреної потужності ОЕС України. При цьому середнє значення глибини нічного провалу за 2018 р. становило 2440 МВт.

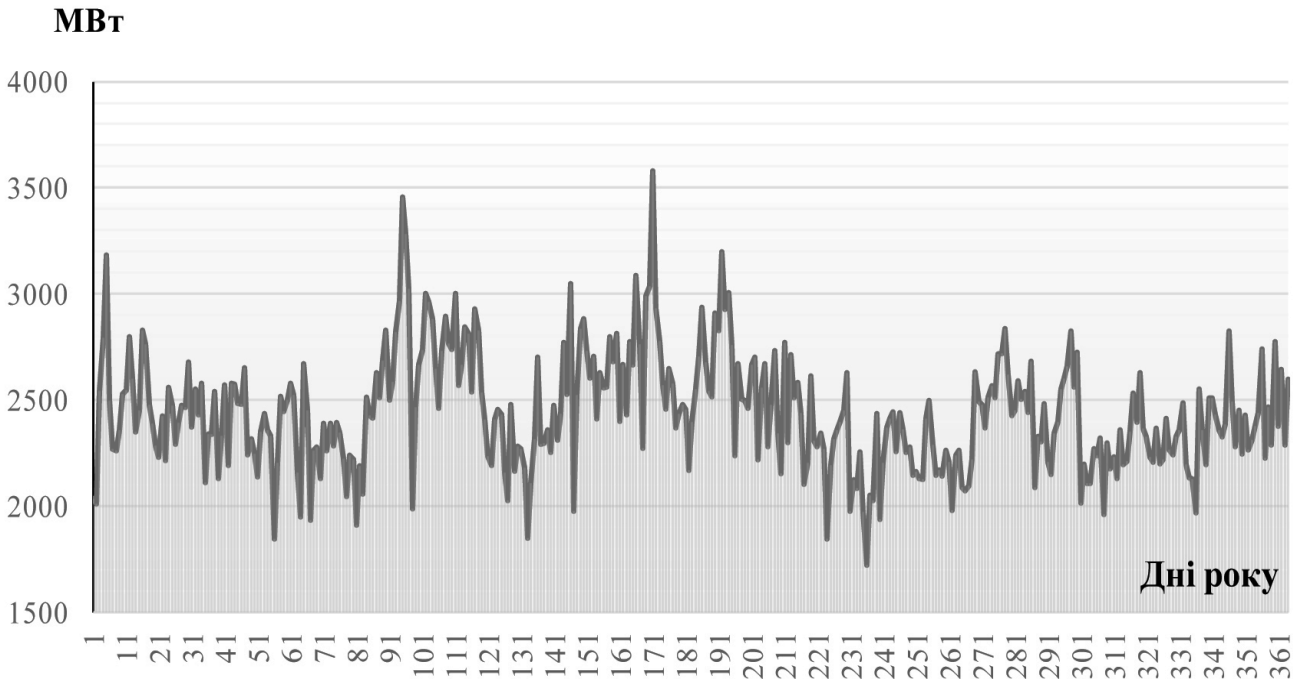


Рис. 2. Глибини нічних провалів ГЕН ОЕС України в 2018 р.

Для подальшого аналізу були зроблені наступні припущення. Для кожної доби даного року для нічних провалів ГЕН регіональних енергетичних систем та ОЕС України буде справедливе відношення

$$k_i^j = \frac{\Delta P_i^j}{\Delta P_{OEC}^j} = const, \quad (2)$$

де k_i^j – коефіцієнт, який характеризує відношення глибини нічного провалу i -тої енергетичної системи в j -ту добу до глибини нічного провалу ОЕС України в ту ж добу; ΔP_i^j – глибина нічного провалу i -тої енергетичної системи в j -ту добу; ΔP_{OEC}^j – глибина нічного провалу ОЕС України в j -ту добу.

Використовуючи добову відомість Національної енергетичної компанії України можна знайти k_i^j для всіх регіональних енергетичних систем. Знаючи максимальне значення глибини нічного провалу ОЕС України в даний рік та використовуючи знайдені коефіцієнти можна визначити максимальні глибини нічних провалів (потреби) регіональних енергетичних систем виходячи із виразу

$$\Delta P_{i\max} = k_i^j \Delta P_{OEC\max}, \quad (3)$$

де $\Delta P_{i\max}$, $\Delta P_{OEC\max}$ – максимальна глибина нічного провалу i -тої та ОЕС України в даному році відповідно.

Далі перевіряється баланс, згідно виразу (1), і при необхідності виконується перевірка вихідних даних та коригування отриманих величин. Використовуючи дану методику розраховано по-

треби у маневреній потужності для семи регіональних енергетичних систем (ЕС), які входять до складу ОЕС України. А саме: Дніпровська ЕС – 300 МВт, Центральна ЕС – 792 МВт, Західна ЕС – 513 МВт, Південно-Західна ЕС – 336 МВт, Північна ЕС – 471 МВт, Південна ЕС – 343 МВт, Донбаська ЕС – 824 МВт.

Для визначення можливостей СЦТ щодо використання в них ЕТГ для керування навантаженням енергетичних систем були проведені дослідження локальних СЦТ, які знаходяться в зоні дії тієї чи іншої енергетичної системи. В результаті цього для кожної енергетичної системи були вибрані СЦТ, які круглий рік постачають споживачам гарячу воду, та визначені їх середні теплові навантаження. Для максимального використання потенціалу маневрової потужності в котельних та ТЕЦ в якості ЕТГ пропонується використовувати електричні котли (ЕК). В СЦТ, утворених на базі ТЕС, рекомендується використовувати теплові насоси (ТН) через наявність великої кількості скидної низькопотенційної теплоти.

Теплова потужність ЕТГ розраховувалася виходячи із виразу

$$P_{ETG}^r = k_p q_{ГВП}, \quad (4)$$

де P_{ETG}^r – теплова потужність ЕТГ; k_p – коефіцієнт розвантаження штатних теплогенераторів; $q_{ГВП}$ – середнє навантаження систем постачання гарячої води.

Для зменшення втрат теплової енергії та природного газу котли в котельнях не зупинялися, а

зменшували свою потужність до мінімально стійкого рівня (25–30%). Тому при використанні ЕТГ в котельнях коефіцієнт розвантаження приймався рівним 0,7–0,75. На теплових електростанціях (ТЕС, ТЕЦ) енергія на підігрів води береться із турбін у вигляді пари і тому k_p брався рівним одиниці.

Електричне навантаження ЕТГ визначалося за формулою

$$P_{ЕТГ}^e = P_{ЕТГ}^t / k_n, \quad (5)$$

де $P_{ЕТГ}^e$ – електричне навантаження ЕТГ; k_n – коефіцієнт перетворення ЕТГ (0,98 для електричних котлів та 4,5 для теплових насосів).

Результати досліджень та розрахунків потреб ЕС в маневровій потужності та можливостей комплексів ЕТГ в локальних СЦТ наведено в табл. 1.

Як видно із табл. 1, тільки для Дніпровської та Центральної енергетичних систем локальні СЦТ зможуть повністю без перетоків електричної енергії покрити їх дефіцити в маневреній потужності. Для інших енергетичних систем цей процес буде відбуватися з перетоками електроенергії. При загальній потребі ОЕС України у 2018 р. 3579 МВт СЦТ зможуть покрити 2241 МВт (62,6%).

Для кожної локальної СЦТ, яка знаходиться в зоні дії даної регіональної енергосистеми, були сформовані комплекси ЕТГ з конкретними їх ти-

Таблиця 1. Потреби ЕС в маневровій потужності та можливості комплексів ЕТГ в СЦТ

Назва енергетичної системи (ЕС)	СТЦ, електростанції	Теплова потужність ЕТГ, МВт		Маневрова потужність, МВт
		ЕК	ТН	
Дніпровська ЕС Потреби у маневровій потужності – 300 МВт	СТЦ м. Дніпро	39		39,8
	СТЦ м. Кривий Ріг	53,9		55,1
	Криворізька ТЕЦ	45,4		66,5
	СТЦ м. Запоріжжя	245,7		251,0
	СТЦ м. Кропивницький	14,7		15,3
	Придністровська ТЕС		3	0,8
	Криворізька ТЕС		2	0,5
	Запорізька ТЕС		2	0,4
	Запорізька АЕС		10	2,8
	Всього	398,7	17	411,1
Центральна ЕС Потреби у маневровій потужності – 792 МВт	СТЦ м. Житомир	3,9		4,1
	Котельні СТЦ м. Київ	525,2		536,7
	Київська ТЕЦ-5	159,3		247
	Київська ТЕЦ-6	99,3		150,9
	Дарницька ТЕЦ	93,8		137,6
	СТЦ м. Черкаси	10,7		10,7
	СТЦ м. Чернігів	23,6		24,5
	Трипільська ТЕС		3	0,75
	Всього	915,8	3	1111,1
Західна ЕС Потреби у маневровій потужності – 513 МВт	СТЦ м. Луцьк	34,4		35,2
	СТЦ м. Івано-Франківськ	34,9		35,2
	СТЦ м. Львів	236,3		244,9
	СТЦ м. Рівне	32,4		30,6
	Бурштинська ТЕС		2	0,5
	Добротвірська ТЕС		1	0,25
	Ладжинська ТЕС		3	0,75
	Рівненська АЕС		7	1,75
	Всього	338	13	351,9
Південно-Західна ЕС Потреби у маневровій потужності – 336 МВт	СТЦ м. Вінниця	53,4		54,5
	СТЦ м. Хмельницький	21,7		22,1
	СЦТ м. Тернопіль	36,6		37,3
	Хмельницька АЕС		7,0	1,8
	Всього	111,7	7,0	115,7

Продовження табл. 1.

Назва енергетичної системи (ЕС)	СТЦ, електростанції	Теплова потужність ЕТГ, МВт		Маневрова потужність, МВт
		ЕК	ТН	
Північна ЕС Потреби у маневровій потужності – 471 МВт	СТЦ м. Полтава	13		13,3
	СТЦ м. Суми	38		38,8
	СТЦ м. Харків	180		183,7
	Кременчуцька ТЕЦ	39,6		59
	Харківська ТЕЦ-5	69,1		102,6
	Всього	339,7		397,3
Південна ЕС Потреби у маневровій потужності – 343 МВт	СТЦ м. Одеса	49		50,0
	СТЦ м. Миколаїв	1,5		1,5
	СЦТ м. Херсон	0,4		0,4
	Південноукраїнська АЕС		7,0	1,8
	Всього	50,9	7,0	53,7
Донбаська ЕС Потреби у маневровій потужності – 824 МВт	СТЦ м. Краматорськ	2,5		2,6
	СТЦ м. Лисичанськ	4,5		4,6
	СЦТ м. Маріуполь	9		9,2
	Курахівська ТЕС		4	1,0
	Всього	16	4	17,3
Загалом		2171	51	2458

пами та потужністю, а також визначні необхідні суми інвестицій для їх впровадження. Для прикладу в табл. 2 наведено комплекс ЕТГ для Західної енергетичної системи.

Для кожної енергетичної системи було визначено необхідну суму інвестицій для впровадження комплексів ЕТГ, кількість спожитої ними електроенергії, та зменшення споживання природного газу СЦТ. В якості показника

економічної ефективності було використано середньозважену приведену собівартість виробленої енергії (LCOE) [9]. Вартісні показники, які приймалися в прогнозах для визначення LCOE, станом на 2020 р., становили: природний газ – 195 €/1000 м³, електроенергія – 37,7 €/МВт·год (по результатах торгів на балансуєчому ринку за липень 2019 р), допоміжні послуги – 0 та 10 €/МВт·год.

Таблиця 2. Комплекс ЕТГ для Західної енергетичної системи

СТЦ, електростанції	Електричні котли		Теплові насоси		Маневрова потужність ЕТГ, МВт	*Інвестиційні витрати, тис. €
	Тип та кількість	Теплова потужність, МВт	Тип та кількість	Теплова потужність, МВт		
СТЦ м. Луцьк	АВПЕ 1,5 МВт 23 шт.	34,5			35,2	1417,4
СТЦ м. Івано-Франківськ	ZDK 20 МВт- 1 шт., ЭВКВ 10 МВт- 1шт., АВПЕ 1,5 МВт -3 шт.	34,5			35,2	1166,3
СТЦ м. Львів	ZDK 20 МВт - 12 шт.	240			244,9	10563,1
СТЦ м. Рівне	ZDK 30 МВт - 1 шт.	30			30,6	1399,6
Бурштинська ТЕС			Scancool, 2 шт	2,0	0,5	834,0
Добротворська ТЕС			Scancool, 1 шт	1,0	0,25	417,2
Ладижинська ТЕС			Scancool, 3 шт	3,0	0,75	1251,2
Рівненська АЕС			Scancool, 7 шт	7,0	1,75	2919,2
Всього		339		3,25	349,2	21964,3

* з урахуванням непередбачених витрат 10%.

Таблиця 3. Підсумкові дані використання ЕТГ в СЦТ

Назва ЕС	Маневрена потужність ЕТГ, МВт	Необхідна сума інвестицій, тис. €	Додаткове споживання електроенергії ЕТГ, млн. кВт·год/рік	Зменшення споживання природного газу СЦТ, млн. м	Питома вартість впровадження комплексів ЕТГ, €/кВт	Зменшення викидів CO ₂ , тис. т	LCOE, €/Гкал	
							Вартість допоміжних послуг, €/кВт·год	
							0,01	0
Дніпровська	433,5	26572,9	877,3	102,4	61,3	189	821,5	1222,0
Центральна	1119,6	45966,1	2008,3	227,7	41,1	421	829,5	1241,7
Західна	349,2	21964,3	877,3	86,4	62,9	160	822,3	1224,0
Південно-Західна	114,5	7781,5	243,6	28,8	68,0	53	804,5	1199,2
Північна	397,3	14533,3	740,2	83,7	36,6	155	739,7	1152,9
Південна	53,7	5647,4	114,2	14,2	105,2	26	811,8	1187,3
Донбаська	17,3	2565,4	36,9	4,9	148,1	9	799,5	1150,3
Загалом	2485,1	*125031,0	4897,7	548,1	**50,3	1015	**811,3	**1217,5

** середньозважене значення.

Результати розрахунків наведено в табл. 3. Необхідно зазначити, що, згідно [10], середньозважена економічно обґрунтована собівартість теплової енергії теплопостачальних підприємств, які регулюються НКРЕКП, станом на 01.05.2019 р. становила 1265,8 €/Гкал, а при використанні комплексів ЕТГ навіть без оплати за допоміжні послуги – 1217,5 €/Гкал. А при вартості допоміжних послуг €10/МВт·год – 811,3 €/Гкал. Це є пряма вигода використання комплексів ЕТГ в СЦТ для регулювання навантаженням енергетичних систем під час їх нічного провалу ГЕН.

Окремо необхідно зупинитися на викидах парникових газів, обсяги яких будуть залежати від режимів роботи ОЕС України при впровадженні ЕТГ. Розглянемо два крайні варіанти.

При збереженні існуючого базового рівня і структури потужності, яку генерує енергосистема, згідно методики, яка наведена в роботі [4], на виробництво обсягу спожитої електричної енергії ЕТГ (4897,7 млн. кВт·год/рік) буде щорічно додатково витрачатися 2999,7 тис. т вугілля тепловими електростанціями, які працюють в маневровому режимі [4]. При цьому ними буде додатково викинуто в атмосферу 7669 тис. т CO₂. З іншого боку, зменшення споживання природного газу СЦТ призведе до зменшення викидів CO₂ на 1015 тис. т в рік. Загалом збільшення викидів CO₂ буде становити 6454 тис. т/рік.

Заповнення нічних провалів ГЕН енергосистем навантаженням ЕТГ дозволить підвищити базовий рівень потужності за рахунок атомних та теплових електростанцій. Фактично ЕТГ будуть споживати електроенергію від базових електростанцій. Тоді розрахунок викидів парни-

кових газів може вестися від спожитої електроенергії, які будуть становити 5485 тис. т CO₂/рік. А з урахуванням зменшення викидів СЦТ від зменшення споживання природного газу – 4470 тис. т CO₂/рік. Тобто у другому варіанті викиди парникових газів будуть меншими на 1984 т CO₂ в рік порівняно із першим.

Примітка. Викиди парникових газів розраховувалися згідно [4]. Коефіцієнти викидів були взяті наступними: для вугілля – 94,72 т CO₂/ТДж, для природного газу – 55,3 т CO₂/ТДж, для електроенергії – 1,12 т CO₂/МВт·год. Нижча теплотворна здатність для вугілля приймалася рівною $27 \cdot 10^{-3}$ ТДж/т, а для природного газу – $33,5 \cdot 10^{-3}$ ТДж/1000 м³ [11].

ВИСНОВКИ

Встановлено, що потреби у маневровій потужності енергетичних систем наступні: Дніпровська ЕС – 300 МВт, Центральна ЕС – 792 МВт, Західна ЕС – 513 МВт, Південно-Західна ЕС – 336 МВт, Північна ЕС – 471 МВт, Південна ЕС – 343 МВт, Донбаська ЕС – 824 МВт, ОЕС України – 3579 МВт.

1. Визначені локальні системи централізованого теплопостачання, в яких можливо встановлювати електричні теплогенератори, та оцінено їх потенціали щодо регулювання навантаження регіональних енергетичних систем. Комплекси електричних теплогенераторів формувалися за критерієм максимального використання їх встановленої потужності. Сумарна маневрова потужність комплексів становить 2476,1 МВт,

2. Розрахунок техніко-економічних характеристик запропонованих комплексів показав що:

- для досягнення сумарної маневреної потужності електричних теплогенераторів 2476,1 МВт необхідна величина інвестицій становить €125031 тис. Середньозважені питомі інвестиційні витрати складають 50,3 €/кВт маневрової потужності;

- функціонування електричних теплогенераторів призведе до додаткового споживання 4,9 млрд кВт·год/рік електроенергії;

- теплова енергія, яку вироблять електричні теплогенератори, замінить аналогічну, яку виробляють котли систем централізованого теплопостачання, при цьому буде зменшено споживання природного газу на 548,1 млн м³ в рік;

- середньозважена приведена собівартість теплової енергії, яку вироблять комплекси електричних теплогенераторів навіть при відсутності плати за допоміжні послуги, буде меншою, ніж в існуючих системах теплопостачання, яка станом на 01.05.2019 р. становила 1265,8 €/Гкал. А при вартості допоміжних послуг €10/МВт·год, вона дорівнює 811,3 €/Гкал і електричні теплогенератори можуть успішно конкурувати із будь-якими традиційними генераторами теплової енергії.

- Кулик М.М. Співставний аналіз техніко-економічних характеристик Канівської ГАЕС та комплексу споживачів-регуляторів для покриття графіків електричних навантажень. *Проблеми загальної енергетики*. 2014. Вип. 4(39). С. 5—10.
- 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>.
- Дерій В.О. Особливості спільної роботи систем централізованого теплопостачання та електричних теплогенераторів при регулюванні ними навантаження ОЕС України. *Проблеми загальної енергетики*. 2018. Вип. 3(54). С. 54—59. <https://doi.org/10.15407/pge2018.03.054>.
- Дерій В.О., Нечаєва Т.П. Екологічні наслідки використання електричних теплогенераторів для ущільнення графіків електричних навантажень під час нічного провалу ОЕС України. *Проблеми загальної енергетики*. 2018. Вип. 4(55). С. 41—46. <https://doi.org/10.15407/pge2018.04.041>.
- Білодід В.Д., Дерій В.О. Оцінка потужності електричних теплогенераторів для систем централізованого теплопостачання як регуляторів навантаження електроенергетичної системи. *Проблеми загальної енергетики*. 2016. Вип. 4(47). С. 40—49. <https://doi.org/10.15407/pge2016.04.040>.
- Яндутьський О.С., Стелюк А.О., Лукаш М.П. Автоматичне регулювання частоти та перетоків активної потужності в енергосистемах: навч. посіб. К.: НТУУ «КПІ», 2010.
- ДБН В.2.5-39:2008. ТЕПЛОВІ МЕРЕЖІ. Інженерне обладнання будинків і споруд. Зовнішні мережі та споруди. К.: Мінрегіонбуд України, 2009.
- Добова відомість за 21.12.2011 р. Добова відомість за 20.06.2012 р. К., НЕК «Укренерго».
- International Energy Agency Nuclear Energy Agency Organisation For Economic Co-Operation And Development./Projected Costs of Generating Electricity// 2015 Edition.
- Довідка про діючі станом на 01 травня 2019 року економічно обґрунтовані тарифи та собівартість теплової енергії для потреб населення, встановлені відповідними постановами Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг. URL: http://www.nerc.gov.ua/data/filearch/teplo/taryfy/naselennia/Taryfy_teplo_naselennia.pdf (дата звернення: 15.07.2019).
- Порівняльна таблиця теплотворної здатності для деяких видів палива. URL: https://uhbdp.org/images/uhbdp/pdf/library_sabo/tablycy_a_teplo_tvornoj_zdatnosti.pdf (дата звернення: 15.07.2019).

Надійшла до редколегії: 17.07.2019