

**М. М. Чепурний, к. т. н., доц.; Н. В. Резидент, к. т. н., доц.; С. В. Поліщук**

## **ТЕПЛОЕЛЕКТРОЦЕНТРАЛІ НА БАЗІ ОПАЛЮВАЛЬНИХ КОТЕЛЕНЬ І ГАЗОТУРБІННИХ УСТАНОВОК**

*Проаналізовано енергетичну ефективність роботи водогрійних котелень і теплоелектроцентралей, створених за рахунок газотурбінних надбудов.*

**Ключові слова:** водогрійний котел, газова турбіна, газотурбінна установка, котел-утилізатор, хімводоочистка.

### **Вступ**

Ефективність виробництва енергії є важливою характеристикою паливовикористальних установок і оцінюється значенням питомої витрати умовного палива на одиницю виробленої енергії. Комбіноване виробництво теплової та електричної енергії, як відомо, є перспективною технологією, яка значною мірою дозволяє розв'язувати завдання енергозбереження та набула відображення на законодавчому рівні [1]. Незважаючи на це, централізоване тепlopостачання великої кількості споживачів в Україні здійснюється не від теплоелектроцентралей (ТЕЦ), а від водогрійних котелень.

Останнім часом світові тенденції розвитку енергетики передбачають створення значної кількості електростанцій невеликої потужності (розсереджена генерація), серед яких і для комбінованого виробництва теплової та електричної енергії, які дозволяють розв'язати проблему енергопостачання в кожному конкретному регіоні.

Близько 70% приросту електрогенерувальних потужностей планують здійснити за рахунок газотурбінних установок (ГТУ) [2]. Розсереджена генерація електроенергії не тільки дозволяє підвищити надійність електропостачання в регіоні, але й позбавляє необхідності сплачувати втрати електроенергії в лініях електропередач у разі транспортування її на великі відстані.

В обласних і районних центрах України працює ще велика кількість водогрійних (опалювальних) котелень, розташованих у межах міста. В Україні також створена матеріальна база ГТУ з потужностями 6 – 160 МВт і коефіцієнтами корисної дії (ККД) до 0,37. Створення газотурбінних теплоелектроцентралей (ГТУ-ТЕЦ) на базі опалювальних котелень не тільки підвищує надійність енергопостачання в регіоні, але й сприяє зменшенню резервних потужностей і підвищенню гнучкості регулювання енергосистеми. Автономні ГТУ комплектують окремими модулями, вони мають невеликі габарити, монтаж яких здійснюють без значних фінансових і трудових витрат. У більшості випадків забезпечують дистанційне управління, а також програмування режимів роботи ГТУ.

Особливістю комбінованого виробництва енергії на ГТУ-ТЕЦ є те, що виробництво теплової потужності  $Q$  залежить від виробництва електричної потужності ГТУ  $N$ . Умови роботи водогрійних котелень відрізняються диспропорціями теплового навантаження в опалювальний і неопалювальний періоди. Відносно сталою є потужність системи гарячого водопостачання. Відомо, що найефективніша робота ГТУ досягається у випадку її номінальної електричної потужності [3, 4], тому оптимальний режим роботи ГТУ-ТЕЦ досягається, коли тепла потужність, яка виробляється за рахунок утилізації теплоти продуктів згорання ГТУ (димових газів) у котлі-утилізаторі, відповідає режиму роботи ГТУ з номінальною електричною потужністю. Отже, в опалювальний період на ГТУ-ТЕЦ мають працювати і водогрійні котли, і ГТУ з котлом-утилізатором, а в неопалювальний період – тільки ГТУ з котлом-утилізатором.

Зважаючи на вищевикладене, зроблена спроба порівняльної оцінки основних показників ефективності роботи водогрійних котелень і ГТУ-ТЕЦ однакової теплової потужності.

### Основні результати

Для створення ГТУ-ТЕЦ на базі опалювальних котельень вибрано низку газотурбінних установок з ККД не менш як 0,32. Характеристики вибраних ГТУ наведені в табл. 1.

Таблиця 1

Основні характеристики ГТУ

Показники	Тип ГТУ або двигуна				
	ГТУ-9,5	ГТГ-16	ГТ-20	НК-37-1	ГТД-60
Електрична потужність, МВт	8,8	17	20	30	60
Температура газів перед турбіною, °С	1120	1000	1133	1220	1170
Міра підвищення тиску	21,7	17,8	17	23,4	15
Температура газів за турбіною, °С	480	420	520	455	500
Коефіцієнт корисної дії	0,32	0,35	0,36	0,37	0,35
Витрата умовного палива, кг/с	0,938	1,657	1,896	2,767	5,85
Потужність котла-утилізатора, МВт	13,27	21,06	26,05	35,25	80,40

Принципова тепла схема ГТУ-ТЕЦ на базі водогрійної котельні з двотрубною закритою системою теплопостачання показані на рис. 1.

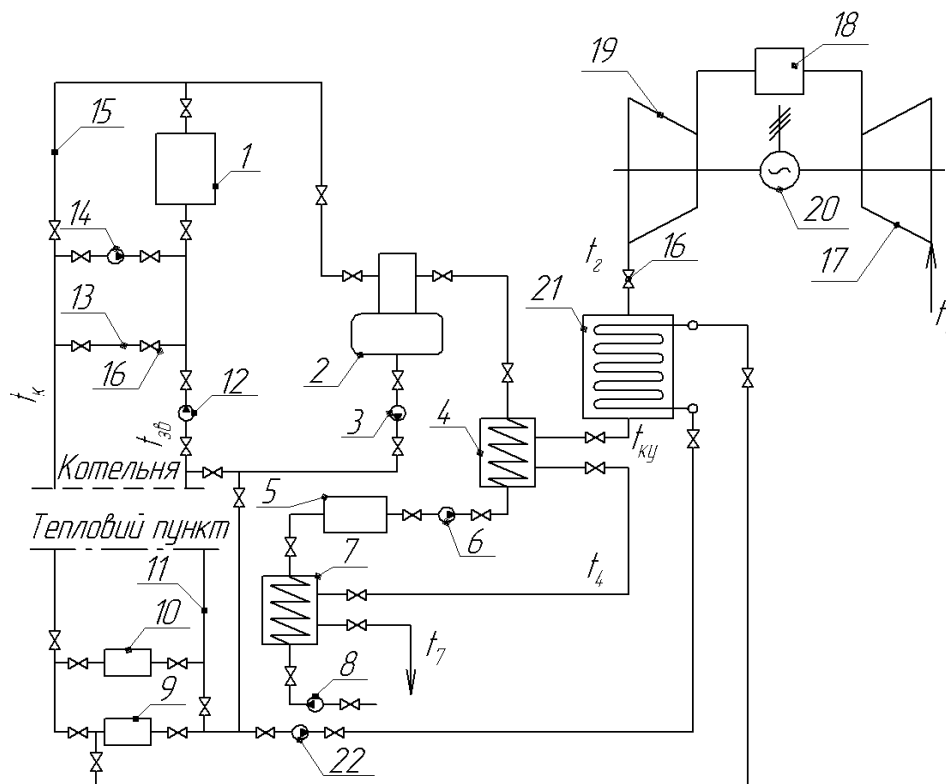


Рис. 1. Принципова тепла схема ГТУ-ТЕЦ: 1 – водогрійний котел; 2 – вакуумний деаератор; 3 – деаераторний насос (насос підживлення); 4 – підігрівник хімічної води; 5 – хімоводоочистка (ХВО); 6 – насос ХВО; 7 – підігрівник сирової води; 8 – насос сирової води; 9 – підігрівник води на гаряче водопостачання; 10 – підігрівник води на опалення; 11 – магістраль зворотної мережної води; 12 – мережний насос; 13 – лінія перепуску; 14 – насос рециркуляції; 15 – магістраль котлової води; 16 – запірні арматури; 17 – компресор ГТУ; 18 – камера згорання; 19 – газова турбіна; 20 – електрогенератор; 21 – котел-утилізатор; 22 – циркуляційний насос;  $t_1$  – температура повітря на вході в компресор ГТУ;  $t_2$  – температура продуктів згорання за турбіною;  $t_3$  – температура газів за котлом-утилізатором;  $t_4$  – температура газів за підігрівником води із ХВО;  $t_7$  – температура газів за піді-

грівником сиріої води;  $t_k$  – температура котлової води;  $t_{зв}$  – температура зворотної мережної води

Порівняно з тепловою схемою водогрійної котельні додана ГТУ (поз. 17 – 20), котел-утилізатор 21, а водоводяні підігрівники 4 і 7, які обігрівалися котловою водою із магістралі 15, замінені на газоводяні, як показано на рис. 1, обігрівуються димовими газами із котла-утилізатора. Розрахунки показників роботи котельних виконували за методикою, яка детально викладена в [5]. У розрахунках температурний режим роботи водогрійних котлів вибраний 130/70 °С, а теплового пункту – 120/60 °С. У котельні температура води на виході із деаератора і водоводяних підігрівників 4 і 7 дорівнювала 70°С. У разі роботи ГТУ-ТЕЦ температура води на вході в деаератор складає 65 – 67°С в опалювальний період і 70°С в неопалювальний період. Втрати води в схемі вибрані 2%. Потужність системи гарячого водопостачання вибирали такою, що майже дорівнює потужності котла-утилізатора в табл. 1. Температура сиріої води дорівнювала 5°С, а температура повітря на вході в компресор ГТУ  $t_1$  вибрана такою, що дорівнює 15°С відповідно до міжнародних правил ISO 2314. Робоче паливо – природний газ із теплотою згорання на суху масу  $Q_{н}^c = 33,4$  МДж/м<sup>3</sup> і теоретичними об'ємами:  $V^0 = 9,52$  м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>;  $V_{г}^0 = 10,6$  м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Температура газів за котлом-утилізатором взята такою, що дорівнює 150 – 160 °С. ККД водогрійних котлів склали 0,92 і 0,9 для опалювального і неопалювального періодів відповідно. Витрати котлової, додаткової та сиріої води, а також витрати робочого та умовного палива, електричної потужності приводів насосів і тягодуттьових установок визначали в процесі розрахунків теплових схем котельні і ГТУ-ТЕЦ за методикою [4].

Теплову потужність водогрійних котлів, як відомо, визначають за формулою, МВт

$$Q_k = G_{кв} \cdot C_{p_e} (t_k - t_{зв}), \quad (1)$$

де  $G_{кв}$  – витрата котлової води, які визначають із розрахунків теплової схеми для заданого навантаження котлів;  $C_{p_e}$  – масова ізобарна теплоємність води;  $t_k$  і  $t_{зв}$  – температура котлової і зворотної мережної води.

Цій потужності (цьому навантаженню) котлів відповідають певні витрати робочого, (м<sup>3</sup>/с) і умовного, (кг/с) палива

$$B_{кр} = Q_k (Q_{н}^c \cdot \eta_k); B_{ку} = Q_k / (Q_y \cdot \eta_k), \quad (2)$$

де  $\eta_k$  – ККД котла;  $Q_y = 29,3$  МДж/кг – теплота згорання умовного палива.

Витрата умовного палива на ГТУ, кг/с

$$B_{зг} = N / (Q_y \cdot \eta_z), \quad (3)$$

де  $N$  – електрична потужність ГТУ, МВт;  $\eta_z$  – ККД ГТУ.

Питомі витрати умовного палива в опалювальний і неопалювальний періоди роботи котельні, кг/ГДж

$$b_{ку}^{on} = B_{ку}^{on} \cdot 10^3 / (Q_{on} + Q_{зг}); b_{ку}^{no} = B_{ку}^{no} \cdot 10^3 / Q_{зг}, \quad (4)$$

де  $Q_{on}$  і  $Q_{зг}$  – теплова потужність опалення і гарячого водопостачання відповідно, МВт;  $B_{ку}^{on}$  і  $B_{ку}^{no}$  – витрати умовного палива, кг/с, які визначають за формулами (1) і (2) для зазначених періодів.

Питомі витрати умовного палива на ГТУ-ТЕЦ у ці ж періоди, кг/ГДж

$$b_{зг}^{on} = (B_{ку}^{on} + B_{зг}) \cdot 10^3 / (Q_{on} + Q_{зг} + N); b_{зг}^{no} = B_{зг} \cdot 10^3 / (Q_{зг} + N). \quad (5)$$

Тут  $B_{ку}^{on}$  – витрата умовного палива на котел у разі неповного його завантаження в опалювальний період роботи ГТУ-ТЕЦ, яку визначають за (1) і (2).

Коефіцієнт використання теплоти палива [3]

$$k_{emn} = 34,13/b_y, \quad (6)$$

де  $b_y$  – відповідна питома витрата умовного палива.

У табл. 2 подані розрахункові значення основних показників роботи котелень і ГТУ-ТЕЦ однакової теплової потужності. Енергетичну ефективність їх роботи оцінювали за допомогою  $k_{emn}$ .

Із табл. 2 видно, що енергетична ефективність усіх розглянутих варіантів ГТУ-ТЕЦ, вища, ніж котелень такої ж теплової потужності, особливо в неопалювальний період. Найефективніше працюють ГТУ-ТЕЦ, які мають більш високий ККД газових турбін, і більш високу температуру газів за турбіною. Неважко помітити, що для однакової теплової потужності витрата палива на ГТУ-ТЕЦ більша, ніж у котельні. Якщо вважати, що ця перевитрата палива витрачена на виробництво електричної потужності, то питома витрата умовного палива на це виробництво виявляється вдвічі нижчою, ніж в енергосистемі. Варто зазначити також і зменшення електричної потужності на власні потреби ГТУ-ТЕЦ за рахунок зменшення потужності тягодуттьових установок котелень в опалювальний період, а також їхню відсутність у неопалювальний період. Ураховуючи, що вартість одиниці електроенергії як мінімум у 1,5 рази вища за вартість теплоти, то створення ГТУ-ТЕЦ на базі наявних водогрійних котелень цілком доцільне. Такі ТЕЦ здатні покривати як теплові, так і електричні навантаження в кожному конкретному регіоні, підвищуючи надійність електропостачання та покращуючи умови регулювання регіональних енергосистем. Щодо терміну окупності газотурбінних надбудов, то він залежить, переважно, від цін на паливо, електроенергію та теплоту і в кожному конкретному випадку його визначають на підставі техніко-економічних розрахунків.

Таблиця 2

Розрахункові значення основних показників роботи котелень і ГТУ-ТЕЦ

Показники	Котельня потужністю 55 МВт	ГТУ-ТЕЦ з ГТУ-9,5	Котельня потужністю 80 МВт	ГТУ-ТЕЦ з ГТД-16	Котельня потужністю 106 МВт	ГТУ-ТЕЦ з ГТ-20	Котельня потужністю 140 МВт	ГТУ-ТЕЦ з НК-37-1	Котельня потужністю 320 МВт	ГТУ-ТЕЦ з ГТД-60
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Опалювальний період роботи										
Потужність системи опалення, МВт	42	42	60	60	80	80	105	150	240	240
Потужність системи гарячого водопостачання, МВт	13	13	20	20	26	26	35	35	80	80
Витрата умовного палива, т/год	9,02	10,141	13,08	15,62	17,352	19,73	22,83	26,82	52,416	59,76
Електрична потужність власних потреб, МВт	0,569	0,448	0,826	0,735	1,06	0,943	1,395	1,235	3,233	2,725
Потужність, яка відпущена в електромережу, МВт	-	8,352	-	16,265	-	19,057	-	28,765	-	57,275
Питома витрата умовного палива, кг/ГДж	45,55	44,15	45,41	43,72	45,47	43,49	45,30	43,82	45,50	43,68
Коефіцієнт використання теплоти палива	0,743	0,773	0,751	0,781	0,750	0,785	0,753	0,789	0,750	0,781
Неопалювальний період роботи										
Витрата умовного палива, т/год	2,184	3,376	3,357	5,746	4,215	6,825	5,922	9,96	13,334	21,6
Електрична потужність власних потреб, МВт	0,133	0,075	0,214	0,119	0,268	0,153	0,392	0,211	0,882	0,475

Продовження таблиці 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Потужність, яка відпущена в електромережу, МВт	-	8,725	-	16,881	-	19,847	-	29,789	-	59,525
Питома витрата умовного палива, кг/ГДж	46,66	43,03	46,62	43,13	45,04	41,12	47	42,56	46,3	41,92
Коефіцієнт використання теплоти палива	0,731	0,795	0,732	0,794	0,757	0,93	0,726	0,8	0,737	0,814

### Висновки

1. Газотурбінні надбудови на базі наявних водогрійних котелень дозволяють когенераційно виробляти електроенергію на тепловому постачанні та зменшити витрати електроенергії на власні потреби.
2. Питома витрата умовного палива на ГТУ-ТЕЦ майже вдвічі нижча, ніж на електростанціях енергосистеми.
3. Застосування ГТУ-ТЕЦ дозволяє покращити електропостачання в окремих регіонах і запобігти втрат електроенергії в процесі її транспортування із енергосистеми.
4. Енергетична ефективність ГТУ-ТЕЦ вища порівняно з роздільною схемою енергопостачання.

### СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Закон України Про комбіноване виробництво теплової та електричної енергії та використання скидного потенціалу / Відомості Верховної Ради, 2005. – № 20. – С. 278 – 285
2. Праховник А. В. Малая энергетика : распределенная генерация в системах энергоснабжения. / А. В. Праховник. – К. : Освіта України, 2009. – 464 с.
3. Клименко В. Н. Когенерационные установки с тепловыми двигателями. Часть 2. Газотурбинные когенерационные технологии / В. Н. Клименко, А. И. Мазур, А. И. Сигал. – К. : ИПЦАЛКОН НАН Украины, 2011. – 791 с.
4. Чепурний М. М. Енергозбережні технології в теплоенергетиці / М. М. Чепурний, С. Й. Ткаченко. – Вінниця : ВНТУ, 2009. – 114 с.
5. Ткаченко С. Й. Розрахунки теплових схем і основи проектування джерел теплопостачання / С. Й. Ткаченко, М. М. Чепурний, Д. В. Степанов. – Вінниця: ВНТУ, 2005. – 137 с.
6. Стратегія розвитку паливно-енергетичного комплексу України до 2030 року. – К. : Вид-во Мін-ва палива та енергетики України, 2013. – 166 с.

**Чепурний Марко Миколайович** – к. т. н., доцент, професор кафедри теплоенергетики.

**Резидент Наталія Володимирівна** – к. т. н., доцент, доцент кафедри теплоенергетики.

**Поліщук Сергій Васильович** – студент факультету будівництва, теплоенергетики та газопостачання. Вінницький національний технічний університет.