

О. Л. ШУБЕНКО, В. А. МАЛЯРЕНКО, О. В. СЕНЕЦЬКИЙ, М. Ю. БАБАК

УТИЛИЗАЦИЯ ТЕПЛОТЫ ДИМОВЫХ ГАЗОВ КОТЕЛЬНОЙ ШЛЯХОМ ВИКОРИСТАННЯ ОРГАНІЧНОГО ЦИКЛУ РЕНКІНА

Визначається доцільність впровадження на водогрійній котельні з котлами ПТВМ-100, що спалюють природний газ, утилізаційної електрогенеруючої установки. Остання побудована на базі органічного циклу Ренкіна та обігрівается димовими газами котлів. Показано, що ефективним робочим тілом для такої установки є фреон R600a. Виконано розрахунки теплової схеми установки на трьох режимах функціонування на протязі року; визначені терміни її окупності при електричній потужності 100, 200 та 300 кВт.

Ключові слова: вторинні енергетичні ресурси, органічний цикл Ренкіна, теплова схема, економічна доцільність, електроенергія, енергозбереження.

A. L. SHUBENKO, V. A. MALYARENKO, O. V. SENETSKYI, M. YU. BABAK

УТИЛИЗАЦИЯ ТЕПЛОТЫ ДЫМОВЫХ ГАЗОВ КОТЕЛЬНОЙ ПУТЕМ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ОРГАНИЧЕСКОГО ЦИКЛА РЕНКИНА

Определяется целесообразность внедрения на котельной с водогрейными котлами ПТВМ-100, сжигающими природный газ, утилизационной электрогенерирующей установки, которая построена на базе органического цикла Ренкина и обогревается димовыми газами котлов. Показано, что эффективным рабочим телом для такой установки является фреон R600a. Выполнены расчеты тепловой схемы установки на трех режимах функционирования в течение года; определены сроки ее окупаемости при электрической мощности 100, 200 та 300 кВт.

Ключевые слова: вторичные энергетические ресурсы, органический цикл Ренкина, тепловая схема, экономическая целесообразность, электроэнергия, энергосбережение.

O. SHUBENKO, V. MALYARENKO, O. SENETSKYI, M. BABAK

UTILIZING THE HEAT OF FLUE GASES OF THE BOILER ROOM BY USING THE ORGANIC RANKINE CYCLE

A feasibility of the installation of energy saving cogeneration plant in the high-power water heating boiler room has been studied. The boiler-room is equipped with the four PTVM-100 boilers with the heat capacity of 100 GCal/year that fire natural gas. The two boilers are used to cover the heat loading of it. The energy-saving power generating plant was built on the basis of organic Rankine cycle (ORC) and it is heated by boiler flue gases of 90 to 117 °C. Technical characteristics of PTVM-100 boilers were analyzed using the process flow diagrams and their average thermal loading in summer, in winter and for transient seasons was calculated. Many energy-saving schemes were proposed for the ORC to utilize the heat of flue gases of boilers. Consideration was given to the freon characteristics that are used for the operation with low-temperature energy carriers. The freons R600a and R142b were chosen as promising low-boiling actuating media for the ORC. Based on a minimum of required investments we selected a simple heat balance circuit with the ORC loop. A comparison of computation characteristics of heat balance circuit in summer, in winter and during transient periods showed that freon R600a is an efficient actuating medium for it. It has been shown that the payback period for suggested cogeneration plants of 100, 200 and 300 KW is equal to 11, 13 and 16 months, accordingly (the project realization time was not taken into consideration) for the investments of 200, 400 and 600 thousand USD.

Key words: secondary power resources, organic Rankine cycle, heat balance circuit, economic feasibility, power energy, and the energy saving.

Вступ

На сучасному етапі розвитку для України характерна висока доля енергетичних витрат у вартості одиниці продукції порівняно з розвинутими країнами, що свідчить о недостатній увазі до вирішення питань з енергозбереження.

Одним з таких питань є впровадження електрогенеруючих установок на теплогенеруючих об'єктах. В першу чергу доцільно розглядати варіанти додаткової генерації електричної енергії, що засновані на використанні вторинних енергетичних ресурсів (ВЕР) [1, 2]. Для цього зазвичай використовуються парові турбіни, що працюють на різних робочих тілах (РТ).

Мета роботи

Висвітленню досвіду з оцінювання техніко-

економічної доцільності впровадження сучасних турбін для когенерації шляхом використання ВЕР димових газів (ДГ) теплогенераторів, що спалюють природний газ (ПГ), і присвячена ця робота.

Розрахункові дослідження

На режим роботи енергокомплексу значний вплив мають сезонні зміни температури зовнішнього повітря. Для визначення річних техніко-економічних показників (ТЕП) енергозберігаючої електрогенеруючої установки (ЕЕУ) і енергокомплексу в цілому необхідно розглядати характерні режими роботи на протязі року (середньомісячні або сезонні). Далі будемо розглядати сезонні режими, хоча на практиці для визначення річних ТЕП при розробленні техніко-економічного обґрунтування частіше використовуються щомісячні.

Річний сезонний розподіл навантажень коте-

льні включає: зимовий, перехідний, літній, режими. Кожний режим будемо характеризувати середньомісячним навантаженням.

Дамо кратку характеристику цих режимів:

- зимовий режим відповідає середній температурі за холодний опалювальний період (тривалість для регіонів України становить 4–5 місяців);
- перехідний режим триває місяць весною і місяць осінню, характеризується відносно малими тепловими навантаженнями опалення;
- літній режим характеризується відсутністю теплових навантажень опалення при наявності гарячого водопостачання (триває 5–6 місяців).

У першу чергу слід досліджувати роботу енергокомплексів, де встановлені потужні котли, що працюють на ПГ, наприклад, водогрійні. У якості прикладу для визначення сезонних навантажень розглянемо можливість утилізації ДГ з генерацією електроенергії на потужній районній котельні Слобідського району м. Харкова, де встановлено чотири потужні водогрійні котли ПТВМ-100 [3].

Аналіз характеристик та режимів роботи паливовикористовуючого технологічного процесу.

Загальна теплова потужність цієї котельні 400 Гкал/год, встановлена електрична потужність 5829 кВт, застосовується якісне керування системою теплопостачання з температурним графіком 95/70 °С. Зміна на протязі року теплового та електричного навантаження цієї котельні наведена на рис. 1.

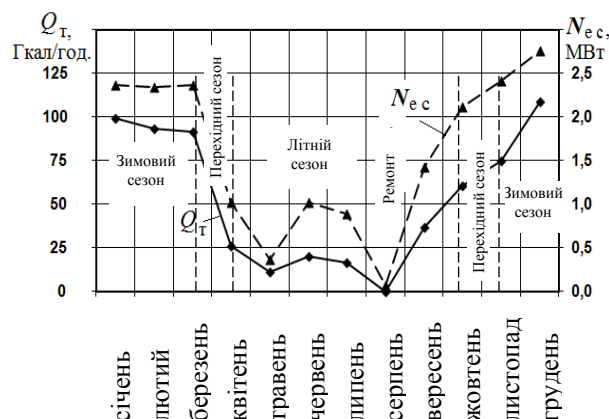


Рис. 1 – Опалювальне та електричне навантаження котельні помісячно за 2013 р. [3]

З аналізу даних рис. 1 і загальних характеристик котельні видно, що її власні потреби в електричній потужності потенційно складають 0,2–3,5 МВт, а відпущення теплоти 25–200 Гкал/год.

Результати оброблення даних рис. 1 з метою визначення середніх сезонних навантажень котельні наведено у табл. 1. Як видно з останньої, необхідне теплове навантаження котельні забезпечується двома котлами [3].

ПТВМ-100 – прямоточний водогрійний котел, що працює на ПГ чи мазуті, і гріє воду теплових мереж. Теплопродуктивність котла регулюється

зміною кількості працюючих пальників (4–16), кожний з яких має індивідуальний дуттьовий вентилятор з потужністю електродвигуна 10 кВт. Гідравлічний спротив котла ПТВМ-100 ~0,41 МПа.

Номинальні технічні характеристики котла наведено у [4]. Температура води на виході з котла є функцією: температури зовнішнього повітря $t_{гп}$, теплотворної здатності ПГ Q_p , параметрів води (температури $t_{к\text{вх}}$ та тиску $p_{к\text{вх}}$) на вході в котел, витрати води G_k , коефіцієнту надлишку повітря.

Реальні характеристики котлів визначаються з використанням режимних карт, див. табл. 2 [3, 4]. Зазначимо, що при випробуванні котлів втрати від хімічного недопалу були відсутні, а втрати теплоти склали 0,045 %.

Розглядати роботу ПТВМ-100 з навантаженням нижчим 24 Гкал/год не має сенсу, тому що це мінімальна потужність котла [4]. На рис. 1 відповідні середньомісячні значення теплового навантаження були меншими, вірогідно, або з причин регулювання навантаження ГВП пропусками у нічний час, або за незапланованими зупинками на ремонт; більші – за рахунок підключення додаткового навантаження при ремонті сусідньої котельні.

Відзначимо, що режим роботи котельні на протязі року є суттєво змінним. Данні рис. 1 свідчать, що котли практично не експлуатуються на навантаженні більшим ніж 60 % від номінального. Це пов'язано зі зменшенням ККД котла при збільшенні теплового навантаження.

Оцінка теплової потужності ВЕР.

Данні про теплову потужність ДГ в залежності від теплового навантаження наведено у табл. 2. Розглядаючи потенційну можливість використання теплоти ДГ, слід враховувати, що з метою недопущення конденсації вологи у ДГ, в холодний період ~1/3 їх витрати необхідно направляти через байпасну лінію для підігріву відхідних газів після теплообмінника НРТ [1–3]. Інших значних джерел теплових ВЕР на опалювальній котельні немає.

Визначення потенційних робочих тіл для ЕЕУ.

Температурний діапазон потенційного джерела теплоти ДГ 90–117 °С свідчить, що ефективним РТ для ЕЕУ може бути тільки фреон (табл. 3). Тобто ця енергоустановка мусить працювати на органічному циклу Ренкіна (ОРЦ) з низькокиплячим робочим тілом (НРТ) [5–8], див рис. 2.

У світовій практиці є достатньо прикладів використання установок на базі ОРЦ контуру для утилізації теплоти ДГ, це так звані waste heat recovery (WHR) установки [5, 8, 9].

Турбіни на НРТ мають ряд переваг порівняно з турбінами на водяній парі [5–9]: менші габарити, високий внутрішній ККД проточної частини (до 0,85), робота в діапазоні навантажень 100–10 % практично без зменшення ефективності, відсутність ерозії лопаток, висока надійність роботи і ступінь автоматизації управління, що дозволяє зменшити витрати на експлуатацію.

Таблиця 1 – Середньомісячне сезонне вироблення теплової потужності Q_T і споживання електроенергії N_{ec} на котельні

Склад котельні	Літній		Перехідний (жовтень, квітень)		Зимовий (основний опалювальний)	
	Q_T , Гкал/год	N_{ec} , МВт	Q_T , Гкал/год	N_{ec} , МВт	Q_T , Гкал/год	N_{ec} , МВт
4 од. – ПТВМ-100	25	1,05	43	1,4	87	2,5

Таблиця 2 – Характеристика ДГ котлів ПТВМ-100 № 1 та № 2 з режимних карт досліджуваної котельні м. Харкова при $t_{квх} = 55 \text{ }^\circ\text{C}$ [3]

Котел № 1		$Q_{пн} = 34,3 \text{ МДж/м}^3$, $G_k = 1300 \text{ т/год}$, $p_{квх} = 1,23 \text{ МН}$, $t_{гзп} = +13 \text{ }^\circ\text{C}$			
Кількість включених пальників, од.		4	5	6	8
Теплова потужність котла, Гкал/год		25,65	33,55	39,4	42,7
Температура нагріву води, $^\circ\text{C}$		20	26	31	33,5
Температура ДГ, $^\circ\text{C}$		90	95	102	108
Питома витрата ПГ, $\text{м}^3/\text{Гкал}$		127,4	127,3	127,7	128,1
ККД котла, %		95,71	95,74	95,41	95,10
Теплова потужність ДГ, Гкал/год		1,089	1,414	1,791	2,073
Котел № 2		$Q_{пн} = 34,5 \text{ МДж/м}^3$, $G_k = 1200 \text{ т/год}$, $p_{квх} = 1,22 \text{ МН}$, $t_{гзп} = +15 \text{ }^\circ\text{C}$			
Кількість включених пальників, од.		4	5	6	8
Теплова потужність котла, Гкал/год		24	25,5	28,5	37
Температура нагріву води, $^\circ\text{C}$		23	25,5	28,5	37
Температура ДГ, $^\circ\text{C}$		81	88	92	105
Питома витрата ПГ, $\text{м}^3/\text{Гкал}$		127,2	127,6	127,8	128
ККД котла, %		95,88	95,57	95,42	93,15
Теплова потужність ДГ, Гкал/год		0,978	1,118	1,292	2,518

Таблиця 3 – Основні властивості фреонів [9]

Фреон	Молярна маса, г/моль	$T_{кр}^{1)}$, $^\circ\text{C}$	$P_{кр}^{1)}$, МПа	ОРП ²⁾ (ODP)	ППП ³⁾ (GWP)
R134a	102,03	101,10	4,07	0	1300
R142b	100,5	137,05	4,12	0,06	2000
R152a	66,05	113,89	4,44	0	140
R600	58,12	152,0	3,8	0	3
R600a	58,12	134,83	3,65	0	3

¹⁾ Значення параметрів в критичній точці.

²⁾ ОРП – озоноруйнуючий потенціал.

³⁾ ППП – потенціал глобального потепління.

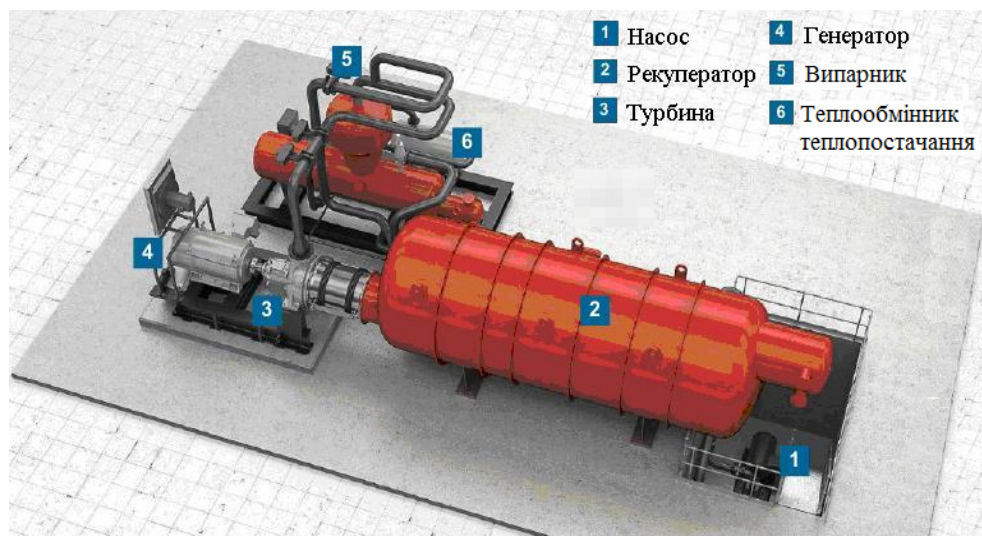


Рис. 2 – 3D модель ОРЦ модуля потужністю 1000 кВт фірми Сіменс [9]

НРТ енергоустановки повинно відповідати термодинамічним, екологічним, експлуатаційним та економічним вимогам [10].

На світовому ринку є достатньо фреонів. Оскільки розглядається діапазон температур 90–117 °С, обираємо для ЕЕУ відповідні НРТ, див. табл. 3.

В літературних джерелах [10] є інформація про ефективність використання ряду НРТ при температурах 90–150 °С, див. рис. 3. Таким чином, перспективними для аналізу показників роботи ЕЕУ є фреони: R600a та R142b.

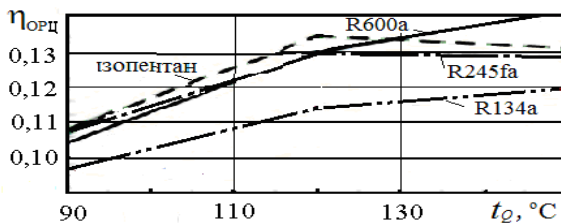


Рис. 3 – Термодинамічна ефективність циклу на НРТ при температурі підведення теплоти від 90 до 150 °С та температурі конденсації 30 °С [10]

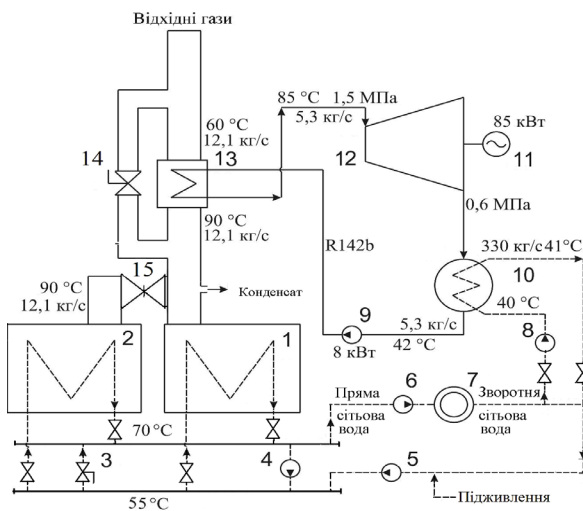


Рис. 4 – Принципова ТС котельні та ОРЦ контуру ЕЕУ при охолодженні НРТ зворотною СВ у літній період¹⁾:

- 1, 2 – водогрійні котли № 1 та № 2;
3 – регулюючий вентиль; насоси:
4 – рециркуляційний, 5 – живильний, 6 – СВ;
7 – споживач теплоти; насоси: 8 – циркуляційний,
9 – конденсатний; 10 – конденсатор НРТ;
11 – електрогенератор; 12 – турбіна НРТ;
13 – теплообмінник-випарник НРТ;
14 – регулюючий шибєр ДГ; 15 – засувка

¹⁾ ТС котельні дана спрощено, не вказані: даєратор, система приготування живильної води та інше.

Визначення потенційних споживачів теплової та електричної енергії.

При реалізації замкненого паротурбінного циклу на НРТ потенційним споживачем електричної енергії, що вироблятиметься, є сама котельня. Теплота з вихлопу турбіни може бути частково повернена до технологічної схеми виробництва теплової енергії шляхом підігріву зворотної сільової води (СВ) при конденсації НРТ.

Підбір структури ЕЕУ стосовно існуючої технологічної схеми та потреб підприємства. Вибір теплової схеми (ТС), робочого тіла.

Формування (підбір) ТС ЕЕУ виконується фахівцем, керуючись досвідом, чи за достатньо формалізованими процедурами [11], або за обома підходами. Так само і аналіз якості ТС може виконуватися з використанням енергетичного [3, 6] або ексергетичного (термоекономічного) підходу [11, 12]. Останній обов'язковий при проектуванні енергоустановок, оскільки дозволяє визначити вклад кожного елемента ТС у сумарні втрати енергії та коштів. Тим самим – визначити елементи ТС, що лімітують показники якості і потребують більше уваги при проектуванні.

На етапі попереднього оцінювання технічного рішення ЕЕУ, що реалізується на базі ОРЦ (для якого застосовується обладнання заводської готовності), достатньо використати більш простий енергетичний аналіз, тобто вважати, що вибір раціональних параметрів елементів ТС робить виробник установок.

Сформуємо групу ТС ЕЕУ, що перспективні для аналізу, а надалі вибору раціонального НРТ, до неї включимо такі утилізаційні контури:

- простий без допалювання ПГ при нагріванні НРТ ДГ і охолодженні зворотною СВ (див. рис. 4);
- при нагріванні НРТ ДГ та прямою СВ і охолодженні зворотною СВ без допалювання;
- при нагріванні НРТ ДГ та прямою СВ і охолодженні зворотною СВ та в повітряному конденсаторі з допалювання.

В умовах України, коли існує проблема інвестування, доцільно вибрати варіант ТС зі зменшеними витратами, серед запропонованих цим умовам відповідає простий утилізаційний контур, див. рис. 4.

При розрахунку запропонованої для дослідження ТС ЕЕУ приймалося: ККД теплообмінника-випарника НРТ ~0,8; ККД НРТ турбіни ~0,8; ККД конденсатного насосу ~0,9; втрати у конденсаторі НРТ ~0,05. Для розрахунків ТС використаний програмний комплекс, що розроблений в ППМаш НАН України.

Для вибору раціонального НРТ виконані розрахунки характеристик ТС на трьох режимах для R600a і R142b (див. табл. 4).

Таблиця 4 – Основні характеристики ЕЕУ на літньому, перехідному та зимовому режимах при використанні попередньо вибраних фреонів

Режим	Характеристика	Фреон	
		R600a	R142b
Літній	Теплова потужність котла № 1, Гкал/год	24,2	
	Температури НРТ: – перед турбіною, °С – за турбіною, °С	85 55	85 50
	Тиск НРТ: – перед турбіною, МПа – за турбіною, МПа	1,5 0,6	1,5 0,6
	Витрата НРТ, кг/с	2,8	4,7
	Потужність: НРТ турбіни, кВт	85	85
	– конденсатного насосу, кВт	6,4	5,0
	– тепла, що утилізована у конденсаторі НРТ, кВт (Гкал/год)	950 (0,79)	948 (0,79)
	ККД ОРЦ контуру	0,085	0,085
Перехідний	Теплова потужність котла № 1, Гкал/год	41,6	
	Температури НРТ: – перед турбіною, °С – за турбіною, °С	90 56	90 49,7
	Тиск НРТ: – перед турбіною, МПа – за турбіною, МПа	1,65 0,6	1,7 0,6
	Витрата НРТ, кг/с	5,0	8,4
	Потужність: НРТ турбіни, кВт	168	168
	– конденсатного насосу, кВт	13,3	12
	– тепла, що утилізована у конденсаторі НРТ, кВт (Гкал/год)	1600 (1,37)	1602 (1,37)
	ККД ОРЦ контуру	0,093	0,093
Зимовий	Теплова потужність котлів № 1 + № 2, Гкал/год	40 + 44,7	
	Температури НРТ: – перед турбіною, °С – за турбіною, °С	98 58	98 49
	Тиск НРТ: – перед турбіною, МПа – за турбіною, МПа	1,9 0,6	2,0 0,6
	Витрата НРТ, кг/с	8,1	13,8
	Потужність: НРТ турбіни, кВт	311	318
	– конденсатного насосу, кВт	27	26
	– тепла, що утилізована у конденсаторі НРТ, кВт (Гкал/год)	2635 (2,3)	2630 (2,3)
	ККД ОРЦ контуру	0,104	0,106

При цьому враховано зменшення навантаження котлів за рахунок теплоти, що утилізована у конденсаторі НРТ. Тобто на даному режимі сума останньої та теплових потужностей котлів (див. табл. 5) повинні відповідати наведеним у табл. 1.

Як видно з табл. 4, показники ефективності досліджуваної ЕЕУ при роботі на R600a і R142b мало відрізняються, тобто їх термодинамічні властивості при роботі в інтервалі температур 90–117 °С практично рівнозначні. Обидва фреони мають досить близьку вартість. Оскільки екологічні характеристики R600a кращі, доцільно саме цей фреон обрати у якості НРТ для ЕЕУ.

Вплив ЕЕУ на режим роботи котельні.

З точки зору корисного використання теплоти ДГ водогрійних котлів для підігріву НРТ в утилізаційному ОРЦ контурі можна з упевненістю ска-

зати, що реалізація запропонованої ЕЕУ не вплине на якість опалювання та гарячого водопостачання (ГВП) споживачам. Але за рахунок утилізованої частки теплоти ДГ навантаження котлів повинно частково зменшитися.

Слід також враховувати, що створення колектору ДГ для обігріву теплообмінника-випарника НРТ може відчутно вплинути на ефективність ЕЕУ (додаткові витрати електроенергії на привід вентиляторів пальників). Тому необхідно проводити газодинамічні розрахунки тракту, аналіз конструкції теплообмінника і при необхідності переглядати характеристики обрешітної трубки та їх компоновку в пакеті. При цьому допустиме падіння тиску при проходженні ДГ через трубний пакет зазвичай не повинне перевищувати ~0,4 кПа [13].

Таблиця 5 – Результати розрахунку річних ТЕП роботи ЕЕУ¹⁾

Назва показника		ЕЕУ 100 кВт			ЕЕУ 200 кВт			ЕЕУ 300 кВт			
		Л	П	З	Л	П	З	Л	П	З	
Середня температура повітря, °С		19	+2	-4	19	+2	-4	19	+2	-4	
Температури: прямої СВ, °С		70	70	80	70	70	80	70	70	80	
зворотної СВ, °С		40	51	57	40	51	57	40	51	57	
Гривалість сезону, год		3660	1480	2880	3660	1480	2880	3660	1480	2880	
Теплова потужність	– утилізована у конденсаторі НРТ, Гкал/год	0,7	0,9	0,9	0,7	1,5	2,2	0,7	1,5	3,4	
	– котел № 1, Гкал/год	25	43	50	25	43	50	25	43	50	
	– котел № 2, Гкал/год	0	0	37	0	0	37	0	0	37	
	З ЕЕУ:										
	– котел № 1, Гкал/год	0	0	50	0	0	50	0	0	50	
	– котел № 2, Гкал/год	24,3	42,1	36,1	24,3	41,5	34,8	24,3	41,5	33,6	
Питома витрата ПГ	Без ЕЕУ	– котел № 1, м ³ /Гкал	127,42	128,15	129,25	127,42	128,15	129,25	127,42	128,15	129,25
		– котел № 2, м ³ /Гкал	0	0	128,99	0	0	128,97	0	0	128,97
	З ЕЕУ	– котел № 1, м ³ /Гкал	127,44	128,02	129,25	127,44	127,94	129,25	0	0	127,75
		– котел № 2, м ³ /Гкал	0	0	128,87	0	0	128,72	127,44	129,35	129,57
Економія ПГ, м ³ /год		88,7	120,8	130,0	88,7	200,9	292,4	88,7	200,9	451,9	
Вартість ПГ, що зекономлено за сезон, тис. грн		1938	1067	2236	1938	1775	5027	1938	1775	7770	
Разом, тис. грн		5251			8741			11483			
Надлишкова електрична потужність ЕЕУ, кВт		78	90	91	78	154	186	78	154	285	
Кількість включених горілок		4	5	5	4	7	7	4	7	9 + 7	
Електрична потужність, кВт		74	85	86	74	147	179	74	147	277	
Вартість електроенергії, що зекономлена за сезон, тис. грн		453,7	210,7	414,9	453,7	364,4	863,5	453,7	364,4	1331,4	
Разом, тис. грн		1079			1682			2150			
Витрата конденсату, т/год		5,0	6,0	6,0	5,0	10,0	15,0	5,0	10,0	23,0	
Сезонна вартість конденсату, тис. грн		164,7	79,9	155,5	164,7	133,2	388,8	164,7	133,2	596,2	
Разом, тис. грн		400			687			894			
Річні додаткові витрати на експлуатацію ЕЕУ, тис. грн		600			600			600			
ΔТЕП _р , тис. грн (тис. USD)		6120,8 (218,6)			10509,6 (375,3)			13033,2 (465,2)			
Інвестиції на ЕЕУ, тис. USD		200			400			600			
Термін окупності ЕЕУ, місяць		11			13			16			

¹⁾ Скорочено: Л – літній, П – перехідний, З – зимовий сезони.

Впровадження додаткових технічних рішень для ефективного використання ВЕР і недопущення зміни режимів роботи котельні.

При утилізації ДГ котла має місце часткова конденсація водяних парів, що дозволяє в деякій мірі поповнювати втрати СВ та економити кошти [2].

Виграш від застосування конденсаційних теплоутилізаторів при роботі котла на ПГ складається: з економії палива (3–5 %), економії на водопідготовці (при спалюванні 22,4 м³ ПГ утворюється ~36 кг конденсату), скорочення плати за шкідливі викиди NO_x (на ~30 %) [2].

Пошук раціональних режимів експлуатації.

З метою зменшення термінів окупності ЕЕУ важливим є вибір технічного рішення з максимальною кількістю годин напрацювання на протязі року.

Зауважимо, що розв'язання завдання раціонального розподілу навантаження між водогрійними котлами при попередніх оцінках перспектив впровадження ЕЕУ не розглядалося. У зимовий період котел № 1, як той, що має більший ККД навантажувався більше ніж № 2.

Оцінка економічної доцільності впровадження ЕЕУ на НРТ. Вибір потужності установки.

Оцінку доцільності впровадження ЕЕУ на НРТ будемо виконувати за терміном простої окупності $\tau_{ок}$ [1, 3, 6]:

$$\tau_{ок} = \frac{\Delta ТЕП_p}{I},$$

де I – інвестиції на реалізацію проекту ЕЕУ;

ΔTEP_p – зміна річних ТЕП енергокомплексу після впровадження ЕЕУ.

Визначимо інвестиції для реалізації ЕЕУ.

Як зазначається у [1, 3], питомі витрати c_{EEU} на створення ЕЕУ на базі ОРЦ контуру іноземного виробництва складають 1700–2000 USD/кВт в залежності від потужності, особливостей проекту і виробника. При виробництві аналогічного обладнання в Україні є підстави вважати, що ці витрати складуть 1100–1200 USD/кВт [14]. Таким чином:

$$I = c_{EEU} \times N_{EEU},$$

де N_{EEU} – встановлена електрична потужність ЕЕУ.

ΔTEP_p складається зі зменшення витрат: на електроенергію за рахунок особистої генерації, на закупівлю ПГ та на підживлення СВ за рахунок конденсату при збільшенні витрат, що пов'язані з утриманням ЕЕУ та підвищенням гідравлічним спротивом вихідного каналу ДГ. При заданому тепловому навантаженні котельні зменшення витрат на ПГ пов'язано зі зменшенням навантаження котлів за рахунок часткової утилізації теплоти ДГ.

Результати обчислення ΔTEP_p для трьох варіантів N_{EEU} : 100, 200 та 300 кВт з урахуванням сезонних навантажень наведено у табл. 5.

При розрахунках вважалося, що ККД ОРЦ турбін на часткових режимах є незмінним [7, 9].

При розрахунках ТЕП приймалися такі ціни енергоносіїв з ПДВ: ПГ для бізнесу 9016,8 грн/м³; ПГ для населення 6854 грн/м³ (доля теплоти, що поставляється населенню ~90 %); електроенергії 1 класу 2,01 грн/(кВт·год). Зміна ціни котлової води 9 грн/т. Курс 1 USD = 28 грн. Плановий ремонт котельні триває 740 год, відбувається влітку. Додаткові щомісячні витрати ЕЕУ складають 50 тис. грн.

Не враховувалися: зміна витрати на сплату шкідливих викидів ДГ (CO₂, NO_x) у навколишнє середовище, а також зменшення електричної потужності потрібної на привід рециркуляційного насоса за рахунок підвищення температури зворотної СВ (обидва припущення працюють на покращення терміну окупності ЕЕУ).

Як видно з табл. 5, найбільш значущою складовою ΔTEP_p після впровадження ЕЕУ є економія на вартості ПГ, яка досягається за рахунок підігріву зворотної СВ у конденсаторі ОРЦ.

Висновки

Вирішувалося завдання з попереднього оцінювання техніко-економічних показників енергозберігаючої електрогенеруючої установки, що утилізує теплоту димових газів комунальної водогрійної котельні на основі простого замкненого паротурбінного циклу на НРТ. У якості ефективного робочого тілу цього ОРЦ було обрано R600a.

На основі режимних карт районної котельні, де встановлено чотири потужних водогрійних котли ПТВМ-100 (теплова потужність 100 Гкал/год),

розрахунковим шляхом показано, що при інвестиціях 200, 400 та 600 тис. USD та існуючих цінах на енергоносії простий термін окупності такої електрогенеруючої установки потужністю 100, 200 та 300 кВт складає 11, 13 та 16 місяців (без урахування строку реалізації проекту) відповідно.

Водогрійні котли типу ПТВМ достатньо широко використовуються на муніципальних котельнях міст України (тільки в м. Харків таких котельні чотири). Таким чином, виходячи зі строків окупності та розповсюдженості котлів ПТВМ проект запропонованої ЕЕУ є досить тиражуємим і перспективним для впровадження.

Є також всі умови вважати [14], що організація виробництва ОРЦ турбін в Україні повинна привести до зменшення строку окупності проекту їх впровадження на третину (у США питома вартість 300 кВт ОРЦ турбінної установки 1200 USD/кВт [14]).

Недоліком запропонованої енергоустановки є її недостатня для покриття власних потреб котельні електрична потужність (3–2 %).

Можливо, використання більш складних ОРЦ контурів для збільшення генерації з застосуванням ЕЕУ буде привабливішим. Оцінка перспектив впровадження таких циклів і є напрямком подальших досліджень.

Список літератури

- Шубенко А. Л., Малярєнко В. А., Бабак Н. Ю., Сенєцький А. В. Утилізація сбросной теплоты технологических процессов промышленного предприятия с целью выработки электроэнергии. *Енергосбережение. Енергетика. Енергоаудит*. 2012. № 07(101). С. 23–29.
- Кудинов А. А. Энергосбережение в теплогенерирующих установках. Ульяновск: УлГТУ, 2000. 139 с.
- Андреев С. Ю., Малярєнко В. А., Шубенко А. Л., Бабак Н. Ю., Сенєцький А. В., Темнохунд И. А. Когенерация в котельных на основе органического цикла Ренкина. *Комунальне господарство міст. Серія: Технічні науки та архітектура*. Харків: ХНАМГ, 2016. № 130. С. 55–64.
- Типовая энергетическая характеристика водогрейного котла ПТВМ-100 при сжигании природного газа. *ТХ 34-70-014-85*. Москва: СОЮЗТЕХЭНЕРГО, 1986. 20 с.
- Гринман М. И., Фомин В. А. Перспективы применения энергетических установок малой мощности с низкокипящими рабочими телами. *Енергомашиностроение*. 2006. № 1. С. 63–69.
- Alyokhina S., Senetskyi O. The use of turbines that work on Organic Rankine Cycle for small enterprises. *11th International Conference of Young Scientists on Energy Issues, May 29–30, 2014*. Kaunas, Lithuania: Lithuanian Energy Institute. 2014. 6 p.
- Bini R., Prima M. Di., Guercio A. *Organic Rankine cycle in biomass plants: an overview on different applications* [Electronic resource]. Official site – Turboden s.r.l. 2010. Access mode: http://www.turboden.eu/en/public/downloads/10A02943_paper_marco.pdf.
- Waste heat recovery with organic Rankine cycle technology. *Power generation with the Siemens ORC-module* [Electronic resource] / Siemens A. G., Germany. P. 7. Access mode: https://www.energy.siemens.com/mx/pool/hq/power-generation/steam-turbines/downloads/brochure-orc-organic-rankine-cycle-technology_EN.pdf.

9. Варгафтик Н. Б., Филлипов Л. П., Тарзиманов А. А., Тощий Е. Е. *Справочник по теплопроводности газов и жидкостей*. Москва: Энергоатомиздат, 1990. 352 с.
10. Lemmon E. W., McLinden M. O., Huber M. L. NIST reference fluid thermodynamic and transport properties database (REFPROP): Version 7.0. NIST standard reference database 23. *National Institute of Standards and Technology*, Gaithersburg, MD, U.S.A. 2002. 38 p.
11. Мацевитый Ю. М., Братута Э. Г., Харлампи Д. Х., Тарасова А. А. *Системно-структурный анализ парокompresорных термо-трансформаторов*. Харьков: Институт проблем машиностроения НАН Украины, 2014. 269 с.
12. Бродянский В. М., Фратшер В., Михале К. *Эксергетический метод и его приложения*. Москва: Энергоатомиздат, 1988. 288 с.
13. Письменный, Е. Н. *Теплообмен и аэродинамика пакетов поперечно-оребрённых труб*. Киев: Альтерпрес, 2004. 244 с.
14. *The CN300: Converting low temperature heat to electric power* [Electronic resource]. Official site – NREC, USA. Access mode: <http://www.concepts-nrec.com/blog/converting-low-temperature-heat-to-electric-power>.

References (transliterated)

1. Shubenko A. L., Malyarenko V. A., Babak N. Yu. and Senetskiy A. V. (2012), "Utilizatsiya sbrosnoy teploty tehnologicheskikh protsessov promyshlennogo predpriyatiya s tselyu vyirabotki elektroenergii [Utilization of waste heat of technological processes of an industrial enterprise for the purpose of generating electricity]", *Energoberezhnie. Energetika. Energoaudit. [Energy saving. Power engineering. Energy audit]*, no. 07(101). pp. 23–29.
2. Kudinov A. A. (2000), "Energoberezhnie v teplogeneriruyuschih ustanovkakh [Energy saving in heat generating plants]", *Ulyanovskiy gosudarstvenniy tekhnicheskii universitet [Ulyanovsk State Technical University]*, Ulyanovsk, Russian.
3. Andreev S. Yu., Malyarenko V. A., Shubenko A. L., Babak N. Yu., Senetskiy A. V. and Temnohud I. A. (2016), "Kogeneratsiya v kotelnih na osnove organicheskogo tsikla Renkina [Cogeneration in boiler rooms based on the organic Rankine cycle]", *Komunalne hospodarstvo mist. Seriya: Tehnichni nauky ta arkhitektura [Municipal economy of cities. Series: Engineering and Architecture]*, no. 130, pp. 55–64, Kharkivska natsionalna akademiia miskoho hospodarstva [Kharkiv national academy of municipal economy], Kharkov, Ukraine.
4. (1986), *Tipovaya energeticheskaya karakteristika vodogreynogo kotla PTVM-100 pri szhigani prirodnogo gaza. TH 34-70-014-85 [Typical energy characteristic of the water-heating boiler PTVM-100 during the combustion of natural gas. TH 34-70-014-85]*, SOYUZTEHENERGO, Moscow, Russian.
5. Grinman, M. I. and Fomin, V. A. (2006), "Perspektivnyi primeneniya energeticheskikh ustanovok maloy moschnosti s nizkokipyaschimi rabochimi telami [Prospects for the use of low-power power plants with low-boiling working bodies]", *Energomashinostroenie [Energomashinostroenie]*, no. 1, pp. 63–69.
6. Alyokhina S. and Senetskiy O. (2014), "The use of turbines that work on Organic Rankine Cycle for small enterprises", *11th International Conference of Young Scientists on Energy Issues*, May 29–30, Lithuanian Energy Institute, Kaunas, Lithuania.
7. Bini R. Di Prima M. and Guercio A. (2010), "Organic Rankine cycle in biomass plants: an overview on different applications", available at: www.turboden.eu/en/public/downloads/10A02943_paper_marco.pdf, (accessed 20 February 18).
8. "Waste heat recovery with organic Rankine cycle technology. Power generation with the Siemens ORC-module", available at: www.energy.siemens.com/mx/pool/hq/power-generation/steam-turbines/downloads/brochure-orc-organic-rankine-cycle-technology_EN.pdf (accessed 22 February 2018).
9. Vargaftik N. B., Fillipov L. P., Tarzimanov A. A. and Totskiy E. E. (1990), *Spravochnik po teploprovodnosti gazov i zhidkostey [Handbook on the thermal conductivity of gases and liquids]*, Energoatomizdat [Energoatomizdat], Moscow, Russian.
10. Lemmon E. W., McLinden, M. O. and Huber, M. L. (2002), "NIST reference fluid thermodynamic and transport properties database (REFPROP): Version 7.0. NIST standard reference database 23", *National Institute of Standards and Technology*, Gaithersburg, MD, U.S.A.
11. Matsevityiy Yu. M., Bratuta, E. G., Harlampidi D. H. and Tarasova V. A. (2014), *Sistemno-strukturniy analiz parokompresorniyh termo-transformatorov [System-structural analysis of steam-compressor thermal transformers]*, Institut problem mashinostroeniya NAN Ukrainy [A.N. Podgorny Institute For Mechanical Engineering Problems NAS of Ukraine.], 269 p., Kharkov, Ukraine.
12. Brodyanskiy V. M., Fratsher V. and Mihalek K. (1988), *Eksergeticheskii metod i ego prilozheniya [The exergy method and its applications]*, Energoatomizdat [Energoatomizdat], 288 p., Moscow, Russian.
13. Pismennyiy E. N. (2004), *Teploobmen i aerodinamika paketov poperechno-orebrennykh trub [Heat exchange and aerodynamics of packages of cross-finned tubes]*, Alterpres [Alterpres], 244 p., Kiev, Ukraine.
14. "The CN300: Converting low temperature heat to electric power", available at: www.concepts-nrec.com/blog/converting-low-temperature-heat-to-electric-power, (accessed 16 February 2018).

Надійшло (received) 27.02.2018

Відомості про авторів / Сведения об авторах / About the Authors

Шубенко Олександр Леонідович (Шубенко Олександр Леонідович, Olexsandr Shubenko) – член-кореспондент НАН України, доктор технічних наук, професор, завідувач відділу оптимізації процесів і конструкції турбомашин, Інститут проблем машинобудування ім. А. М. Підгорного НАН України, вул. Пожарського 2/10, м. Харків, e-mail: shuben@ipmach.kharkov.ua. ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-9014-1357>.

Малюренко Віталій Андреевич (Малюренко Віталій Андрійович, Malyarenko Vitaliy) – доктор технічних наук, Харківський національний університет міського господарства ім. О. М. Бекетова, професор кафедри електропостачання міст; вул. Маршала Бажанова 17, м. Харків, Україна, 61002; e-mail: malyarenko@ksame.kharkov.ua.

Сенецький Олександр Володимирович (Сенецький Олександр Володимирович, Senetskiy Olexsandr) – кандидат технічних наук, співробітник відділу оптимізації процесів і конструкції турбомашин, Інститут проблем машинобудування ім. А. М. Підгорного НАН України, вул. Пожарського 2/10, м. Харків, e-mail: aleksandr-seneckij@ukr.net. ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-8146-2562>.

Бабак Нікола Юрьевич (Бабак Микола Юрійович, Babak Mykola) – кандидат технічних наук, співробітник відділу оптимізації процесів і конструкції турбомашин, Інститут проблем машинобудування ім. А. М. Підгорного НАН України, вул. Пожарського 2/10, м. Харків, тел.: e-mail: babak@ipmach.kharkov.ua.