

ТЕХНОЛОГІЇ ТА ОБЛАДНАННЯ В ЕНЕРГЕТИЦІ TECHNOLOGIES AND EQUIPMENT IN ENERGY

УДК 621.175.845, 621.184.4

DOI 10.20535/1813-5420.4.2021.257271

С.В. Новаківський, к.т.н, доцент, ORCID 0000-0002-8682-5710

А.В. Неділько, аспірант, ORCID 0000-0002-4030-2332

Національний технічний університет України

«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»

ЗАСТОСУВАННЯ КОНДЕНСАЦІЙНИХ ЕКОНОМАЙЗЕРІВ НА ГАЗОВИХ ЕНЕРГЕТИЧНИХ ТА ВОДОГРІЙНИХ КОТЛАХ

Розглянуто забезпечення підвищення рівня безпеки електростанції при аварійному відключенні, а також підвищення ККД котла. Відключення ТЕЦ від електромережі несе за собою насамперед загрозу припинення відпуску теплоносія у місто і, як наслідок, людських та матеріальних втрат. Розроблений один з варіантів недопущення або мінімізації наслідків такої аварії на міських ТЕЦ, який являє собою систему швидкого відновлення живлення електростанції незалежно від зовнішніх обставин шляхом встановлення конденсаційного теплообмінника та турбіни на органічному циклі Ренкіна. Така турбіна може слугувати як пускорезервне джерело живлення станції, так і працювати разом з паровою турбіною, підвищуючи ККД блоку в цілому. Дана система являється універсальною для блоків, що працюють на природньому газі.

Ключові слова: конденсаційний економайзер, турбіна на органічному циклі Ренкіна, котел, парціальний тиск водяних парів, енергобезпека.

Вступ. Низькопотенційна теплота, отримана в результаті утилізації димових газів зазвичай використовується для нагріву сирової води при підготовці живильної і підживлювальної води для котлів і теплових мереж. Також води для технологічних потреб промислових підприємств, мережної води систем опалення та гарячого водопостачання. Рідше – для підігріву повітря в опалювально-вентиляційних системах. [1, 3, 4]. Для нагріву холодної підживлювальної води парових котлів і систем теплопостачання потрібно істотно більша кількість теплоти, ніж її може бути отримано в процесі утилізації [1,6]. Тому більш привабливою є ідея використання в якості підживлювальної води конденсату, який утворюється з продуктів згоряння природного газу, але для цього потрібно задіяти значну кількість ресурсу, так як конденсат є корозійно активним [2,5]. Використання утилізаційної теплоти в системах опалення обмежується попереднім підігрівом мережної води перед подачею її в водогрійний котел, а також періодичністю роботи теплових мереж. При цьому ККД утилізаційної системи підвищується незначно (на 3 - 6%). Більш ефективним є нагрів води з температурою 5 - 15 °С в системах гарячого водопостачання, але зворотна температура досягає 20-70 °С. Для усунення добової періодичності споживання води досить ефективним є застосування баків-акумуляторів [6]. У цьому випадку підвищення ККД системи може становити 10 - 15%. Це показує, що ефективність утилізатора теплоти обмежується параметрами робочого тіла .

Альтернативним варіантом є підвищення ККД парового котла до 10% шляхом підігріву саме органічно тіла і вироблення більш цінного ресурсу – електричної енергії на турбіні з органічним теплоносієм [10] .

Великі міста України, такі як Київ, Харків, Дніпро, Запоріжжя і т.д. значно залежать від централізованого теплопостачання. Саме ТЕЦ призначені для централізованого забезпечення теплом промислових підприємств, житлових та адміністративних будівель з одночасним постачанням електроенергії в енергосистему України.

При аварійному відключенні ТЕЦ страждає ринок електричної енергії, але насамперед комунальні споживачі теплової енергії. Перебої в теплопостачанні можуть призвести до негативних наслідків для життя та здоров'я людей, а також зруйнувати зношені теплові мережі через замерзання, що може призвести до значних аварій у місті. Таке відключення ТЕЦ можливе, як наслідок аварії на станції, так і в випадку особливої системної аварії, при якій відбувається знеструмлення більшої частини території України.

Відновлення живлення станції відбувається шляхом відбору електричної енергії з ОЕС України, акумуляторної підстанції або шляхом ввімкнення в роботу дизельних генераторів, якщо вони передбачені. Пуск блоку відбувається з будь-якого стану після відновлення живлення на власні потреби.

Пуск блоків потужністю більше 100 МВт потребує попереднього прогріву, що вимагає або наявність пускорезервної котельні (ПРК) або від інших станцій міста. Відповідно, у випадку аварій техногенного фактору не завжди є можливість запуску станцій з холодного стану і вони повинні мати або пускорезервні котельні, або резервні джерела тепло- та електро- забезпечення.

Мета роботи

Обґрунтування можливості застосування турбін на органічному циклі Ренкіна, як пускорезервного джерела на електростанціях.

Аналіз роботи системи котел-конденсаційний економайзер-турбіни на органічному циклі Ренкіна.

Результати досліджень

В даній статті розглянута Київська ТЕЦ-5, яка складається з двох блоків 100 МВт і двох блоків 250 МВт. На даній станції немає ПРК, а відновлення роботи станції відбувається шляхом пуску блоку 100 МВт, а у випадку неможливості пуску блоків 100 МВт - шляхом подачі пари з інших ТЕЦ. Авторами пропонується встановлення конденсаційного теплообмінника (КТ) та турбіни, яка працює на органічному циклі (Organic Rankine cycle, далі – ORC) на блоці 100 МВт. Дане рішення може бути реалізоване на всіх крупних ТЕЦ та ТЕС, які використовують газоподібне паливо не залежно від їх потужності.

Для забезпечення пуску блоку з будь-якого стану в найкоротші строки та відновлення життєздатності станції джерелом теплоти для турбіни на органічному циклі являються відхідні гази котла при використанні газоподібного палива або теплогенератора.

Конденсаційний теплообмінник розташовується за регенеративними повітря-підігрівачами (рис. 1) та перед димососом. Він призначений для підігріву робочого тіла до температури насичення. Всередині змійовика конденсаційного економайзера теплоносієм є аміак, ззовні трубки омиваються димовими газами, охолоджуються до температури нижче температури насичення з відведенням конденсату. В якості матеріалу труб для КТ був обраний біметал. Через високу корозійну активність конденсату поверхня труби виконана із матеріалу сталь 20. Задля збільшення коефіцієнту теплопровідності поверхня труби оребрена, а зі сторони робочого тіла поверхня виконана із алюмінію.

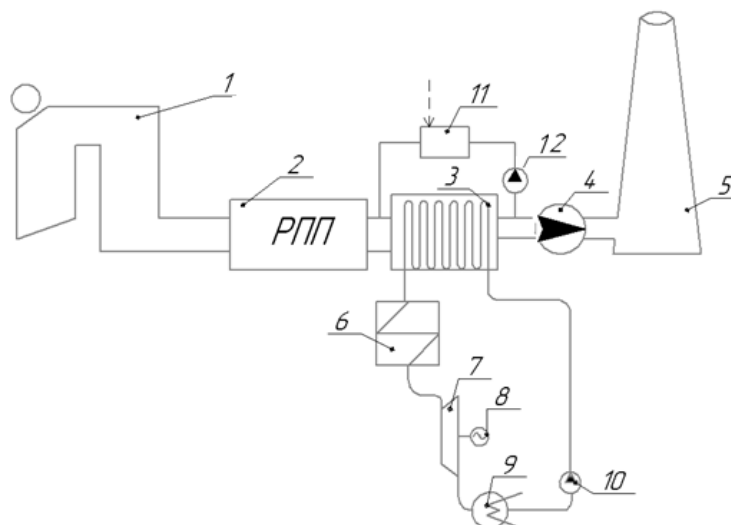


Рисунок 1- Використання конденсаційного теплообмінника з турбіною на органічному циклі.

1- котел, 2- регенеративний повітряпідігрівач, 3-конденсаційний економайзер, 4- димосос, 5- димова труба, 6- паровий теплообмінник, 7- турбіна, 8- генератор, 9- конденсатор, 10 - живильний насос, 11- теплогенератор, 12 – вентилятор.

В якості робочого тіла було обрано аміак, який має високу теплотворну здатність, нульовий потенціал глобального потепління, а також дешевий у порівнянні з іншими робочими тілами [9,10]. Цикл роботи робочого тіла було побудовано у програмному середовищі CoolPack [13] та зображено на рисунку 2. Параметри в ключових точках представлені в таблиці 1.

Для унеможливлення конденсації всередині газового тракту за конденсаційним теплообмінником, а також на димовій трубі, димові гази на вході підмішуються до димових газів на виході. Після розрахунку було встановлено, що температура димових газів після конденсаційного теплообмінника становить 30 °С, а після підмішування склала 70 °С.

Таблиця 1 - Параметри робочого тіла

Точка, №	Температура, °С	Тиск, бар	Ентальпія, кДж/кг	Теплота пароутворення, кДж/кг
1	20	8,5	292	-
2	30	50	312	-
3	90	50	656	823
4	90	50	1426	-
5	130	50	1616	-
6	20	8,5	1479	1178

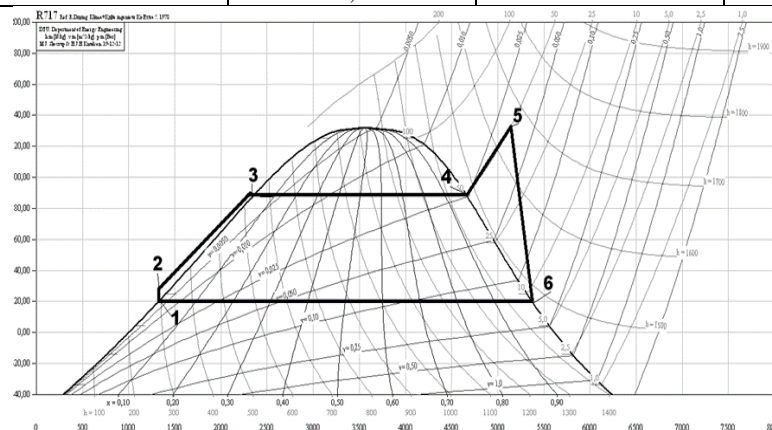


Рисунок 2 – Цикл роботи аміаку на ТС діаграмі

1-2- підвищення тиску насосом, 2-3- нагрівання в конденсаційному економайзері, 3-4 кипіння робочого тіла, 4-5- перегрівання робочого тіла, 5-6-розширення пари в турбіні, 6-1- конденсація робочого тіла

Підвищення тиску до 5 МПа відбувається за допомогою живильного насоса 10 (процес 1-2). Робоче тіло поступає в конденсаційний теплообмінник, де нагрівається до температури насичення 90°C (процес 2-3). Пари аміаку поступають до проміжного парового теплообмінника, де перегріваються до температури 130 °С (процес 4-5) парю з ІІІ відбору парової турбіни [12]. Перегріта пара поступає до турбіни, розширюється і приводить в дію ротор турбіни (процес 5-6). Після розширення в турбіні пара потрапляє в конденсатор, де конденсується до температури 20 °С і подається на живильний насос (процес 6-1).

При встановленні ORC турбіни процес відновлення живлення відбувається за допомогою теплогенератора. Схема запуску ORC турбіни представлена на рисунку 3.

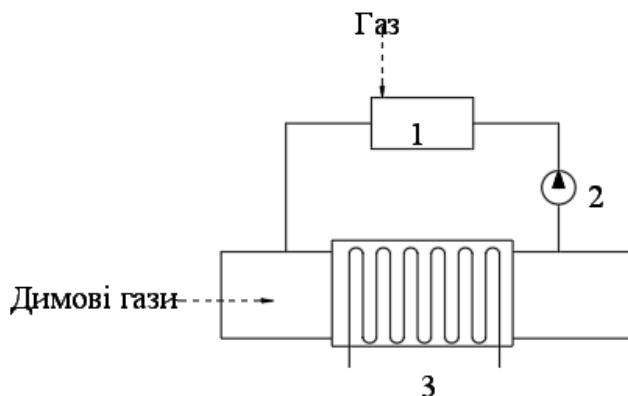


Рисунок 3 – Відновлення живлення за допомогою теплогенератора. 1-Теплогенератор, 2- вентилятор, 3- конденсаційний теплообмінник.

Природний газ подається в теплогенератор, де в результаті спалювання утворюються гарячі димові гази, якими підігрівається робоче тіло. Для недопущення перегріву робочого тіла на виході з теплогенератора використовується рециркуляція димових газів. При досягненні температури в 90 °С перегріті пари аміаку з тиском 5,0 МПа поступають на турбіну. Енергія обертання турбіни передається на генератор. При отриманні пускової потужності виконується пуск блоку згідно з інструкцією по експлуатації [11, 12].

Результати математичного розрахунку конденсаційного теплообмінника на різних режимах роботи котельного агрегату

Вхідними даними для розрахунку є результат розрахунку котла Е-480-560-140 ГМ [14]. Мінімальна робоча потужність котла становить 50 % від номінальної (240 т/г). Вихідні дані для розрахунку конденсаційного економайзера представлені в таблиці 2. Крок по потужності було взято згідно режимної карти котла [11].

Таблиця 2 - Параметри продуктів згорання на виході з котла в залежності від навантаження.

Точка, №	Величина	Розмірність	Показник						
			50	58	66	75	83	91	100
1	Потужність блоку	%	50	58	66	75	83	91	100
2	Продуктивність котла	т/г	240	280	320	360	400	440	480
3	Надлишок повітря за котлом (за РВП)	-	1,95	1,79	1,69	1,62	1,58	1,54	1,52
4	Об'ємна витрата продуктів згорання на виході з котла	м ³ /сек	53,45	61,68	68,53	76,75	84,98	93,20	100,0
5	Температура продуктів згорання на виході з котла		107	110	113	115	118	121	124
6	Ентальпія продуктів згорання на виході з котла	кДж/м ³	2454	2524	2594	2641	2711	2782	2852

Результати розрахунку параметрів димових газів на виході з КТ представлені в залежності від потужності блоку наведені в таблиці 3.

Таблиця 3 - Параметри продуктів згорання на виході з конденсаційного теплообмінника.

Величина	Розмірність	Показник						
		50	58	66	75	83	91	100
Потужність блоку	%	50	58	66	75	83	91	100
Надлишок повітря в ДГ за КТ	-	2	1,84	1,74	1,67	1,62	1,58	1,55
Вологовміст в ДГ за КТ	кг/кг с.п.	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025	0,025
Температура ДГ за КТ		30	30	30	30	30	30	30
Ентальпія ДГ за КТ	кДж/м ³	685	739	766	783	797	805	812

Мінімальна температура ДГ на виході з КТ обумовлена температурою на вході в КТ, яка становить 20 °С. При даних умовах охолодження ДГ (табл. 3) були розраховані, в залежності від потужності блоку - потенціал ДГ, температура точки роси, парціального тиску водяних парів, кількість конденсату та теоретична потужність ОРС турбіни (табл. 4).

Таблиця 4 - Параметри теплоносія та продуктів згорання в конденсаційному економайзері в залежності від навантаження котла

Величина	Розмірність	Показник						
Потужність блоку	%	50	58	66	75	83	91	100
Середній коефіцієнт надлишку повітря в КТ	-	1,97	1,81	1,71	1,64	1,6	1,56	1,54
Температура насичення водяних парів		49,92	51,32	52,28	52,99	53,41	53,84	54,07
Парціальний тиск водяних парів в відхідних газах	МПа	0,012	0,013	0,0137	0,0142	0,0144	0,0148	0,0149
Кількість конденсату	кг/м ³	1,225	1,253	1,276	1,288	1,301	1,315	1,326
Потенціал димових газів	кВт	23033	27042	30674	34760	39177	43775	47807
Температура точки роси	°С	55	57	58,6	59,88	60,9	61,72	65
Витрата робочого тіла через КТ	кг/с	12,95	15,45	17,79	20,35	23,25	26,31	29,07
Потужність блоку	%	50	58	66	75	83	91	100
Питома витрата пари	кг/кВт	2627	2627	2627	2627	2627	2627	2627
Питома витрата димових газів	м ³ /кВт	10848	10491	10123	9910	9605	9310	9043
Потужність ОРС турбіни	кВт	1770	2120	2440	2790	3180	3600	3980

Потенціал димових газів розраховувався за формулою:

$$Q_{ДГ} = [(I'_{KE} - I''_{KE}) + (G_{конд} \cdot r)] \cdot B_p, \quad (1)$$

де I'_{KE} - ентальпія димових газів на вході в конденсаційний економайзер, I''_{KE} - ентальпія димових газів на виході з конденсаційного теплообмінника [14], $G_{конд}$ - кількість конденсату, r - теплота конденсації в залежності від парціального тиску.

Основним обмеженням глибокого охолодження димових газів є конденсація водяної пари, яка міститься у продуктах згорання, на газоходах, димососах та димовій трубі. Визначення недоохолодження димових газів наведено в таблиці 5. Авторами взято припущення, що загальна температура димових газів не повинна бути менша 70 0С. Така температура досягається шляхом підмішування димових на виході з котла до димових газів на виході з конденсаційного теплообмінника. Параметри ДГ після КТ та перед димовою трубою представлені в таблиці 5.

Розрахунок підмішування гарячих димових газів на виході з котла до димових газів на виході з КТ виконано з запасом, щоб уникнути конденсації водяних парів в газовому тракті димососа і димовій труби, але якщо покрити димову трубу корозійностійким матеріалом або враховувати димові гази з інших котлів, які потрапляють в димову трубу можна значно підвищити потужність конденсаційного теплообмінника, а як наслідок турбіни, що працює на органічному циклі.

Таким чином було визначено максимальну потужність обладнання, яку можна забезпечити при відповідному навантаженні котла (табл. 6).

Перегрів парів робочого тіла відбувається за допомогою пароперегрівника. В пароперегрівник поступає пара з III відбору турбіни з тиском 1,13 МПа, температурою 190 °С і витратою 1 кг/с [12]. Відношення витрати пари на пароперегрівач до паропродуктивності турбіни наведено в таблиці 6.

Таблиця 5 - Параметри ДГ на виході з конденсаційного економайзера в залежності від навантаження блоку.

Величина	Розмірність	Показник						
Потужність блоку	%	50	58	66	75	83	91	100
Відсоток підмішування ДГ	%	37,38	36,36	35,4	34,78	33,9	33,06	32,26
Запас температури до точки роси	°C	15	13	11,4	10,12	9,09	8,27	5
Температура після підмішування	°C	70	70	70	70	70	70	70
Вологовміст після підмішування	г/кг с.п	15,82	16,06	16,29	16,43	16,64	16,85	17,04

Таблиця 6 - Параметри обладнання в залежності від навантаження котла

Величина	Розмірність	Показник						
Потужність блоку	%	50	58	66	75	83	91	100
Потужність КТ	кВт	14423	17209	19816	22670	25897	29304	32385
Потужність ORC турбіни	кВт	1770	2120	2440	2790	3180	3600	3980
Потужність Пароперегрівника	кВт	2460	2935	3380	3866	4417	4998	5524
Доля відбору пари з парової турбіни	%	0,015	0,012857	0,01125	0,01	0,009	0,008182	0,0075
Потужність Конденсатору	кВт	15368	18336	21115	24155	27594	31224	34508

Потужність конденсаційного теплообмінника розраховується за формулою:

$$N_{KE} = Q_{DG} \cdot \frac{100 - V_{\%}}{100} \quad (2)$$

де Q_{DG} - потенціал димових газів, $V_{\%}$ - відсоток підмішування димових газів [14].

Для порівняння наведена діаграма порівняння ентальпії продуктів згорання на виході з котла та конденсаційного економайзера (рис.4), а також величина вологовмісту димових газів після котла, конденсаційного теплообмінника та після підмішування гарячих димових газів (рис.5).

Можна зазначити, що при збільшенні навантаження котла збільшується витрата палива і зменшується коефіцієнт надлишку повітря, що в свою чергу збільшує значення ентальпії димових газів на виході з котла. Різниця між значеннями ентальпії димових газів на виході з котла та ентальпії димових газів на виході з конденсаційного теплообмінника являє собою корисно використану теплоту в останньому.

На рисунку 5 зображена залежність вологовмісту ДГ на вході до теплообмінника, після теплообмінника та після підмішування гарячих ДГ від навантаження котла. Вологовміст продуктів згорання зростає пропорційно навантаженню котла, що пояснюється парціальним тиском водяних парів, які зворотньопропорційно залежать від коефіцієнту надлишку повітря (табл. 2). Вологовміст після підмішування ДГ підтримується постійним здала запобігання конденсації вологи в димовій трубі. Температура ДГ може підвищуватися за рахунок підмішування ДГ з паралельно працюючих котлів або парових колекторів.

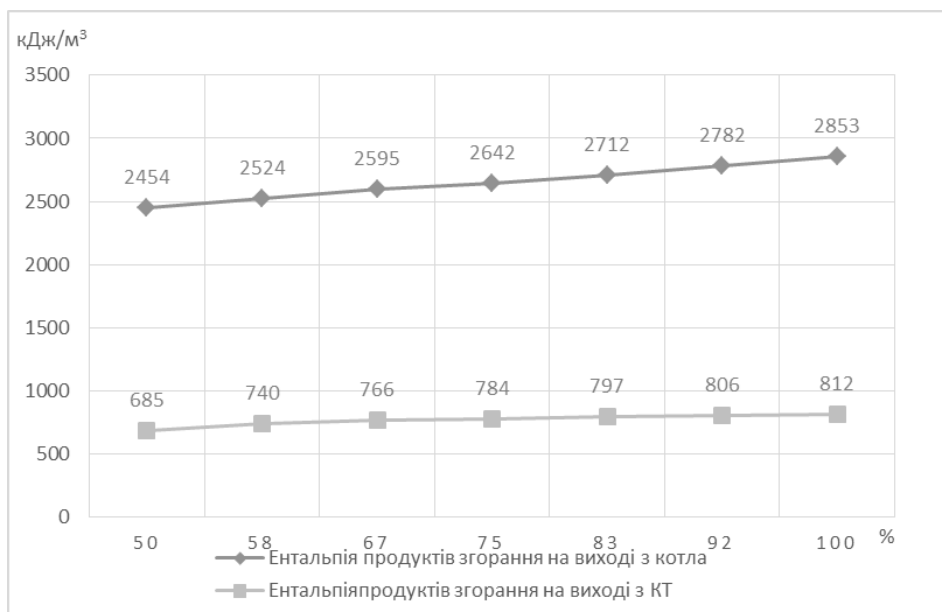


Рисунок 4 - діаграма порівняння ентальпії продуктів згорання на виході з котла та конденсаційного економайзера

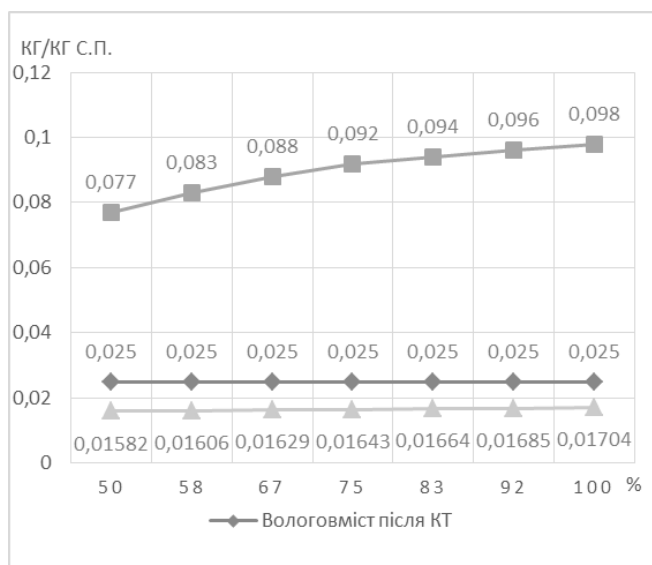


Рисунок 5 - діаграма порівняння вологовмісту димових газів після котла, конденсаційного економайзера та після підмішування гарячих димових газів

Висновки

Дана установка дозволяє збільшити тепловий та електричний ККД блоку в залежності від навантаження котла (паропродуктивність котла 240 - 480 т/г) відповідно на 5-10 % та 2-4 % шляхом вироблення електричної енергії від 1774 до 3982 кВт. Теплова потужність КТ становить від 14 МВт до 32 МВт. Теплова потужність пароперегрівника становить від 2,5 МВт до 5,5 МВт, конденсатора від 15,3 МВт до 34,5 МВт.

Основним обмеженням глибокого охолодження димових газів є конденсація водяної пари, яка міститься у продуктах згорання на газоходах, димососах та димовій трубі, тому температура на виході з КТ завищена. Також в розрахунках враховано підмішування відхідних газів котла до відхідних газів КТ.

За рахунок встановлення системи конденсаційний теплообмінник – ORC турбіна ТЕЦ має можливість запустити блок з будь-якого теплового стану незалежно від наявності зовнішнього живлення та підвищити надійність роботи. В результаті впровадження даної системи на ТЕЦ підвищується

надійність на випадок аварій. В порівнянні з пасивно працюючими резервними джерелами (такі як ПРК або дизельні генератори), які необхідно постійно обслуговувати незалежно від потреби в активації, дана активна система дозволяє забезпечувати додаткове вироблення електричної енергії. Вироблення електричної енергії за рахунок відхідних газів являє собою інноваційний підхід в національному енергетичному секторі, який дозволяє збільшити економічність роботи станції. Слід зазначити, що система є універсальною для кожного енергоблоку, який працює на газоподібному паливі, так як система дозволяє перетворити низкопотенційну теплоту в електричну енергію.

Список використаної літератури

- 1.Баскаков А.П. Реальные возможности повышения энергетической эффективности газовых отопительных котельных / А.П. Баскаков, В.А. Мунц, Н.Ф. Филипповский, Е.В. Черпанова // Промышленная энергетика. – 2005. – № 9. – С. 22 – 26.
- 2.Бельский А.П., Лакомкин В.Ю., Смородин С.Н. Энергосбережение в теплоэнергетике и теплотехнологиях // Учебное пособие. — СПб.: СПб ГТУРП, 2012. — 136 с.
- 3.Evaluation of Exhaust Gas Condensing Economizer Installation at Riga CHP Plants. Proceedings of RENVA Annual Conference 2015 “Advanced HVAC and Natural Gas Technologies” Riga, Latvia, May 6 – 9, 2015. Aris Zigurs¹, Maris Kunickis², Maris Balodis³, Olegs Linkevics⁴, Ilmars Stuklis⁵, Polina Ivanova⁶, 1–6 JSC Latvenergo
- 4.Vourdasa, N., Jouharab, H., Savvas, A., Tassoub, Vassilis N., Stathopoulos (2018). Design criteria for coatings in next generation condensing economizers. Energy Procedia 161 (2019) 412–420
- 5.DeFrees, J., Stuckey, R. and Foote, J. (2007). Condensing economizers. American Society of Heating, Refrigerating, and Air-Conditioning Engineers, Inc. (ASHRAE)
- 6.Heaphy, J. P., Carbonara, J., Litzke, W., Butcher, T. A. (1993). Condensing economizers for thermal efficiency improvements and emissions control. Conference: 10. annual international Pittsburgh coal conference: coal - energy and the environment, (United States),20-24 Sep 1993
- 7.Теплоэлектроцентраль №5 КИЕВЕНЕРГО – 2021. Режим доступу до ресурсу: <http://www.kievenergo.com.ua/ru/filials/tec-5>
- 8.С.Н. Виноградов, К.В. Таранцев, О.С. Виноградов Расчет теплообменников / ПГУ, Пенза, 2001-53 с.
- 9.Б.Н. Максимов, В.Г. Барабанов, И.Л. Серушкин и др. Промышленные фторорганические продукты: справочное издание / Б.Н.Максимов, В.Г.Барабанов, И.Л.Серушкин и др.. — 2-е, перераб. и доп. — СПб.: «Химия», 1996. — 544 с
- 10.Гринман М. И. Перспективы применения энергетических установок малой мощности с низкотемпературными рабочими телами /М. И. Гринман, В. А. Фомин // Энергомашиностроение, 2006. – № 1. – С. 63–69.
- 11.Г.И. Жихар Котельные установки тепловых электростанций / Высшая школа, Минск, 2015, 517 с..
- 12.Е.И. Бененсон, Л.С. Иоффе Теплофикационные паровые турбины// М.:Энергоатомиздат, 1986, 271 с.
- 13.Комплекс утиліт, призначених для проведення розрахунків і побудови моделей холодильних систем CoolPack. Режим доступу до ресурсу: <https://www.ipu.dk/products/coolpack/>.
- 14.Тепловой расчет котлов (нормативный метод) изд.3 / ВТИ и ЦКТИ – НПО ЦКТИ, СПб, 1998. – 256 с.
- 15.Програма для розрахунку властивостей води, водяної пари, газів і газових сумішей WaterSteamPro. Режим доступу до ресурсу: <http://www.wsp.ru/ru/download.asp>.

Evgeniy Novakivskiy, Cand. Sc. (Eng.), Assoc. Prof, ORCID 0000-0002-8682-5710

Andrii Nedilko, PhD stud. ORCID 0000-0002-4030-2332

National Technical University of Ukraine

“Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute”

APPLICATION OF CONDENSATION ECONOMIZERS ON GAS ENERGY AND WATER HEATING BOILERS

The provision of increasing the level of safety of the power plant in case of emergency shutdown, as well as increasing the efficiency of the boiler is considered. Disconnection of CHP from the grid entails, first of all, the threat of cessation of heat water supply to the city and, as a consequence, human and material losses. One of the options to prevent or minimize the consequences of such an accident at municipal CHPs, which is a system of rapid power recovery of the power plant regardless of external circumstances by installing a condensing heat

exchanger and turbine on the organic cycle Rankin. Such a turbine can serve as a start-up power source for the station, and work together with a steam turbine, increasing the efficiency of the unit as a whole. This system is universal for units running on natural gas.

Keywords: *condensing economizer, turbine with organic cycle, boiler, temperature, pressure.*

References

1. Baskakov A.P. Real opportunities to improve the energy efficiency of gas heating boilers / A.P. Baskakov, V.A. Munts, N.F. Filippovsky, E.V. Cherepanova // *Industrial Energy*. - 2005. - No. 9. - p. 22 - 26.
2. Belsky A.P., Lakomkin V.Yu., Smorodin S.N. Energy saving in heat power engineering and heat technologies // *Textbook*. - St. Petersburg: St. Petersburg GTURP, 2012. - 136 p.
3. Evaluation of Exhaust Gas Condensing Economizer Installation at Riga CHP Plants. Proceedings of REHVA Annual Conference 2015 "Advanced HVAC and Natural Gas Technologies" Riga, Latvia, May 6 – 9, 2015. Aris Zigurs¹, Maris Kunickis², Maris Balodis³, Olegs Linkevics⁴, Ilmars Stuklis⁵, Polina Ivanova⁶, 1–6 JSC Latvenergo
4. Vourdasa, N., Jouharab, H., Savvas, A., Tassoub, Vassilis N., Stathopoulos (2018). Design criteria for coatings in next generation condensing economizers. *Energy Procedia* 161 (2019) 412–420
5. DeFrees, J., Stuckey, R. and Foote, J. (2007). Condensing economizers. American Society of Heating, Refrigerating, and Air-Conditioning Engineers, Inc. (ASHRAE)
6. Heaphy, J. P., Carbonara, J., Litzke, W., Butcher, T. A. (1993). Condensing economizers for thermal efficiency improvements and emissions control. Conference: 10. annual international Pittsburgh coal conference: coal - energy and the environment, (United States), 20-24 Sep 1993
7. Combined heat and power plant No. 5 KIEVENERGO - 2021. Access mode: <http://www.kievenergo.com.ua/ru/filials/tec-5>
8. S.N. Vinogradov, K.V. Tarantsev, O.S. Vinogradov Calculation of heat exchangers / PGU, Penza, 2001-53 p.
9. B.N. Maksimov, V.G. Barabanov, I.L. Serushkin et al. Industrial organofluorine products: a reference edition / B.N. Maksimov, V.G. Barabanov, I.L. Serushkin et al. - 2nd, revised. and additional - St. Petersburg: "Chemistry", 1996. - 544 p.
10. Grinman M.I. Prospects for the use of low-power power plants with low-boiling working bodies / M. I. Grinman, V. A. Fomin // *Power Engineering*, 2006. - No 1. - P. 63–69.
11. G.I. Zhikhar Boiler plants of thermal power plants / Higher School, Minsk, 2015, 517 pp..
12. E.I. Benenson, L.S. Ioffe Cogeneration steam turbines // M.: Energoatomizdat, 1986, 271 p.
13. A set of utilities that are used to carry out surveys and inspire models of CoolPack refrigeration systems Access mode: <https://www.ipu.dk/products/coolpack/>.
14. Thermal calculation of boilers (normative method) ed. 3 / VTI and CKTI - NPO CKTI, St. Petersburg, 1998. - 256 p.
15. Program for the analysis of the power of water, water vapor, gas and gas mixtures WaterSteamPro. Access mode: <http://www.wsp.ru/ru/download.asp>.

Надійшла 10.10.2021
Received 10.10.2021