

ДОСЛІДЖЕННЯ ТА ОПТИМІЗАЦІЯ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ОБ'ЄКТІВ І СИСТЕМ ЕНЕРГЕТИКИ

УДК 621.311.22

В.Д. БІЛОДІД, канд. техн. наук, ст. наук. співр.
Інститут загальної енергетики НАН України,
вул. Антоновича, 172, м. Київ, 03680, Україна

ОЦІНКА МОЖЛИВОСТЕЙ ПІДВИЩЕННЯ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ ТЕЦ ШЛЯХОМ ВИКОРИСТАННЯ ТЕПЛОНАСОСНИХ УСТАНОВОК

Визначено можливі обсяги утилізації теплоти відхідних димових газів ТЕЦ при застосуванні теплонасосних установок. Приведено методику розрахунків та результати оцінок. Показано, що загальна економія палива може сягнути значення в 250–550 тис. т у.п. на рік при підвищенні середніх значень ККД котлів. При врахуванні потенціалу водяної пари у димових газах цей ККД може зрости ще на 1–8% залежно від виду палива, що спалюється на ТЕЦ.

Ключові слова: ТЕЦ, утилізація теплоти, система централізованого тепlopостачання, тепловий насос, методика розрахунків, економія палива.

Найбільш ефективним способом утилізації теплоти вихідних газів енергетичних парогенераторів є на сьогодні теплові насоси (ТН) змінної потужності. Авторами статті [1] були проведені розрахунки щодо оптимальних потужностей ТН для системи українських ТЕЦ з різними параметрами пари загальною потужністю 5191 МВт. Разом з тим кількісні оцінки щодо використання вилученої теплоти та ефективність застосування технологій ТН для ТЕЦ з різними параметрами пари потребують розвитку та уточнень.

Метою цієї статті є визначення потенційних можливостей підвищення ефективності ТЕЦ шляхом утилізації енергії вихідних газів енергетичних котлів залежно від палива та режимів роботи тепломереж.

Включення ТН у схеми електричних станцій, зокрема ТЕЦ, котельних та інших об'єктів електроенергетичної системи, що здійснюють зовнішній відпуск теплової енергії, забезпечить отримання певних переваг у їх роботі. Ці переваги перш за все визначаються тим, що джерела низькотемпературної теплоти на зазначених

© В.Д. БІЛОДІД, 2015

вище об'єктах мають значно більші термодинамічні потенціали, ніж природні джерела теплоти низького потенціалу (ДТНП). При цьому, на відміну від природних ДТНП, термодинамічний потенціал техногенних викидів взимку не знижується, а навпаки часто зростає внаслідок збільшення виробництва енергії (електричної та теплової) на них.

Зростання теплопродуктивності і ефективності теплогенеруючих установок саме у період осіннього-зимового максимуму навантажень призведе і до зростання потужностей теплоутилізаційних систем. На рис. 1 наведено принципову схему типової системи централізованого тепlopостачання з включенням у її склад ТЕЦ та системи водогрійних котельень.

У складі ТЕЦ, на трактах димових газів парогенераторів, доцільно встановлювати комплекси утилізаційних установок, теплоту від яких за допомогою ТН передавати на споживання в теплову мережу (слід зауважити, що такі ТН можуть бути встановлені і на трактах димових газів водогрійних котельень). Утилізація частини теплоти, що втрачається з димовими газами, підвищить загальний ККД використання палива, і тим самим підвищить-

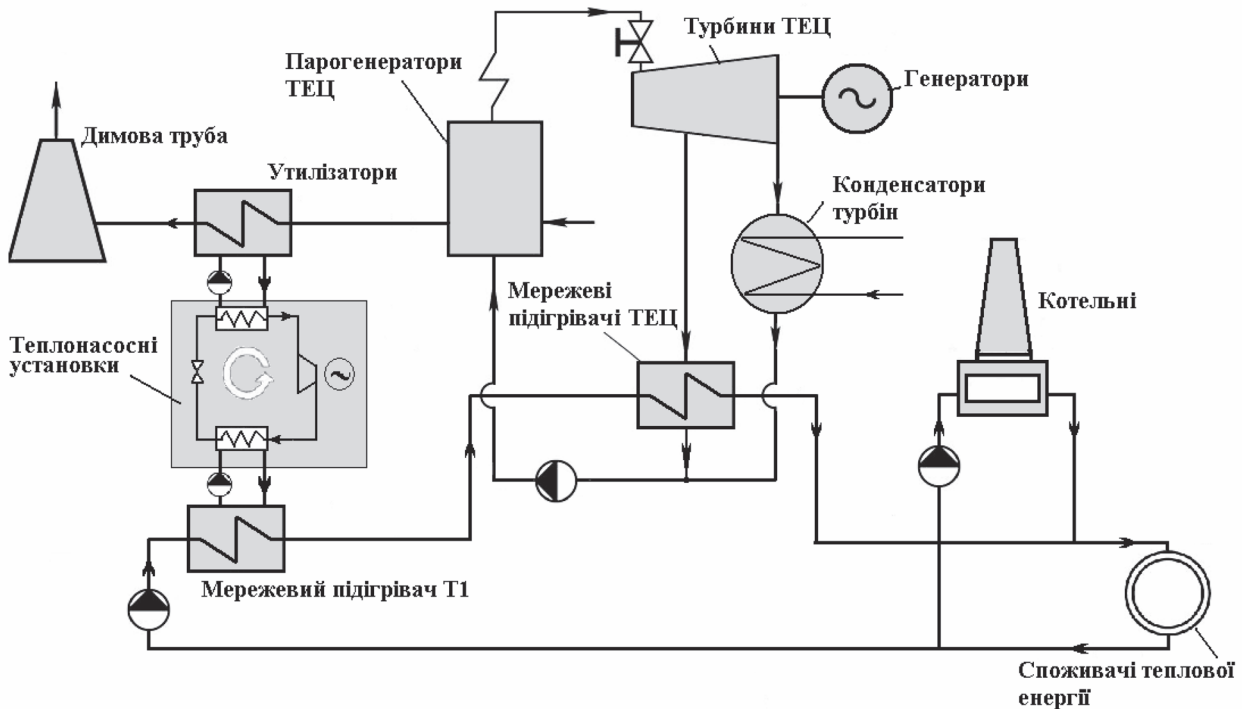


Рис. 1. Спрощена схема включення теплонасосних установок у теплову схему ТЕЦ

ся ефективність самих генераторів теплоти. Це підвищення залежить від конструкції парогенераторів ТЕЦ та їх ККД, а також ефективності самих ТН. З огляду на особливості роботи ТН теплову енергію, отриману від них, доцільно вводити у схему перед мережевими підігрівачами ТЕЦ, що підвищить ефективність утилізації та роботи самих мережених підігрівачів ТЕЦ.

Вихідні дані щодо параметрів ТЕЦ та їх потужностей взято для України з роботи [1] (див. табл. 1 цієї статті). Прийемо також, що температура димових газів знижується в утилізаторі (див. рис. 1) до $60\text{ }^{\circ}\text{C}$, як це відбувається на Шведській електростанції [2]. У цьому випадку більша частина водяних парів, які утворилися при спалюванні палива, буде сконденсована. Теплота конденсації виділятиметься в утилізаторі і передаватиметься за допомогою ТН до мережевого теплообмінника Т1.

Важливою обставиною, яка буде мати дуже велике значення для продуктивної роботи ТН за приведеною схемою, є чинник так званої вищої теплоти згорання палива, яку можна визначити за формулою [3, 4]:

$$Q_a^p = Q_n^p + 25(9H^p + W^p) \approx \approx Q_n^p + 226H^p + 25W^p, \quad (1)$$

де Q_a^p – вища робоча теплота згорання палива, кДж/кг; Q_n^p – нижча робоча теплота згорання палива, кДж/кг; H^p – робочий вміст водню в паливі, %; W^p – робоча вологість палива, %.

З формули (1) випливає, що вища робоча теплота згорання палива залежить від кількості водню в паливі та його вологості. Вологістю горючих газів, що використовуюються на ТЕЦ, можна знехтувати. Вміст водню у вугіллі Донецьких шахт, яке використовується на деяких ТЕЦ, залежно від марок коливається від 1,4 (марка АРШ та АШ) до 4,2% (марка Г) [4]. Для розрахунків приймаємо середнє значення 2,8%. Вологість же вугілля може бути різною ($\approx 15\text{--}40\%$). Для оцінок приймаємо його значення у 25%. Нижчу робочу теплоту згорання для вугілля приймаємо 5500 ккал/кг (23,0 МДж). Отже, розрахункове вугілля матиме $Q_a^p = 23000 + 226 \cdot 2,8 + 25 \cdot 25 \approx 24260$ кДж/кг, тобто додаткова енергія конденсації води для вугілля становить приблизно 5,5%.

Водню ж у природному газі знаходиться 15–16%. Отже, природний газ матиме $Q_a^p = 33600 + 226 \cdot 15 = 36990$ кДж/кг, тобто додаткова енергія становить приблизно 10%.

Ця величина для промислових газів, які використовуються на промислових ТЕЦ, досить різниться. За даними [4] у доменному

газі при $Q_n^p = 4,0$ МДж/м³ вміст водню не перевищує 3%, а в очищеному коксовому газі його до 65% (при $Q_n^p = 16,6$ МДж/м³). Таким чином, отримуємо, що коксовий газ має $Q_6^p = 31290$ кДж/м³ (додаткова енергія конденсації води становить приблизно 88,5%), а доменний – $Q_6^p = 4680$ кДж/м³ (додаткова енергія конденсації води становить приблизно 17%).

На українських ТЕЦ у ролі палива використовується переважно природний газ, частково промислові гази (доменний, коксівний та інші), а також вугілля. Використання вугілля з часом буде збільшуватися. Для розрахунків приймемо, що з часом 50% ТЕЦ загального користування з тиском пари 8,8 та 12,7 МПа (всього 2032 МВт) перейдуть на використання вугілля (Чернігівська ТЕЦ вже працює на вугіллі, розробляється проект переведення на вугілля Білоцерківської ТЕЦ тощо). Промислові ТЕЦ на 50% використовують промислові відходи (переважно гази) та природний газ. Будемо вважати, що така структура палива для них залишиться і у майбутньому. ТЕЦ з параметрами пари 23,5 МПа працюють виключно на природному газі. Слід очікувати, що в перспективі потужність таких ТЕЦ також зростатиме.

Визначення максимально можливої потужності ТН

У статті [1] запропонована методика та визначена потенційна потужність ТН для кожного з типів ТЕЦ за початковими параметрами пари. Разом з тим у цій статті не враховувалася енергія, що може виділятися при конденсації води з димових газів. Таким чином, уточнення стосуватимуться цього питання, а також визначення питомих витрат палива на виробництво теплової та електричної енергії на ТЕЦ.

З рис. 1 випливає, що потужність ТН визначається тепловим потоком, який виноситься димовими газами з котлів ТЕЦ. Якась частина цієї потужності відбирається утилізатором (Q_2) і за допомогою ТН передається в тепломережу. В тепломережу (згідно з теорією для ТН) передається дещо більша потужність, а саме:

$$Q_{t.n.} = Q_2 + N_{t.n.},$$

де $N_{t.n.}$ – електрична потужність ТН.

Окрім того, оскільки згідно з [5, 6]:

$$\varphi = \frac{Q_{t.n.}}{Q_{t.n.} - Q_2}, \quad (2)$$

потужність теплового потоку з (ДТНП) (димові гази) до ТН буде такою:

$$Q_2 = \frac{\varphi - 1}{\varphi} Q_{t.n.},$$

де φ – опалювальний коефіцієнт ТН.

Теплова потужність ТН визначиться і як:

$$Q_{t.n.} = \varphi N_{t.n.}$$

І тоді

$$Q_2 = (\varphi - 1) N_{t.n.} \quad (3)$$

Очевидним є те, що тепловий потік Q_2 однозначно залежить від потужності котлів ТЕЦ Q_k . В той самий час з літератури, зокрема з [7–9], відомо, що у загальному вигляді ця потужність визначається електричною потужністю генераторів електростанції (у даному випадку ТЕЦ), тобто:

$$Q_k = \frac{N_e}{\eta_c^e} + Q_t,$$

де N_e – електрична потужність ТЕЦ; η_c^e – ККД електростанції; Q_t – теплове навантаження ТЕ.

Також загальновідомо, що

$$\eta_c^e = \frac{0,123}{b^e},$$

де b^e – питомі витрати палива на ТЕЦ на виробництво електроенергії, кг у.п./(кВт · год).

Згідно з [1], потужність теплового потоку з мережевих підігрівачів ТЕЦ можна визначати як:

$$Q_t = \frac{N_e}{k}, \quad (4)$$

де k – кутовий коефіцієнт енергетичної характеристики паротурбінного агрегата, що відповідає теплофікаційному режиму його роботи.

Значення кутового коефіцієнта енергетичної характеристики паротурбінного агрегата у загальному випадку не є константою. Його значення, за даними [10], залежить від теплової потужності турбіни Q_t (рис. 2).

Потужність теплового потоку димових газів котлів ТЕЦ можна розрахувати за такою формулою:

$$\begin{aligned} Q_v &= (1 - \eta_k - \eta_{in} + \eta_{vv}) Q_k \\ &= N_e (1 - \eta_k - \eta_{in} + \eta_{vv}) \times \left(\frac{b^e}{0,123} + \frac{1}{k} \right), \end{aligned} \quad (5)$$

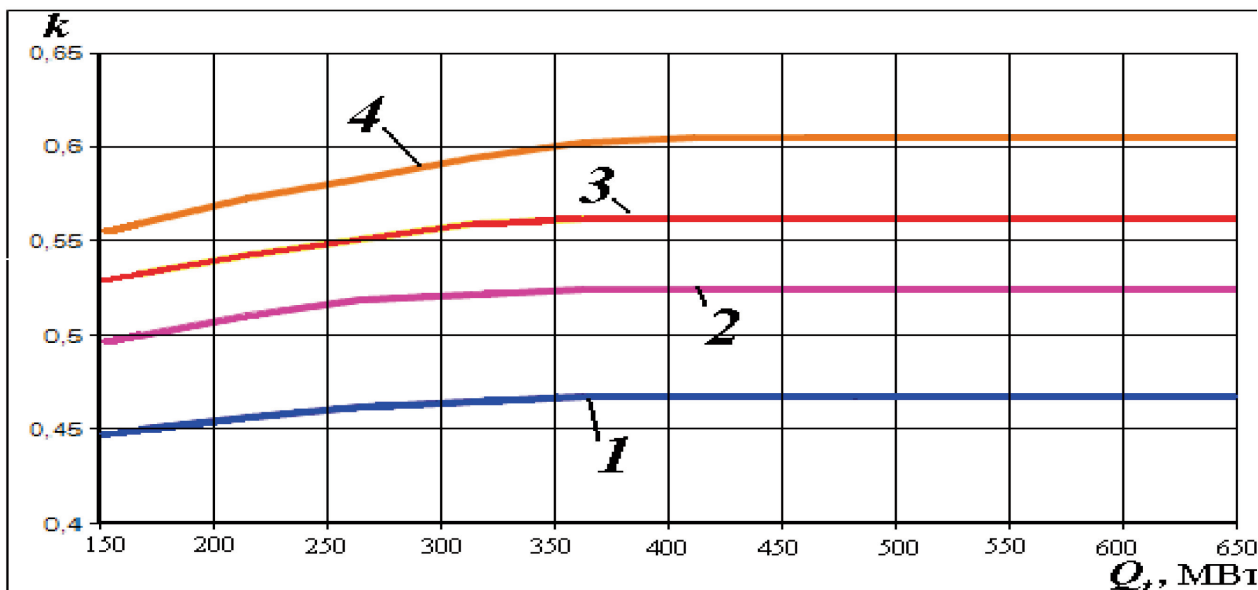


Рис. 2. Питомий виробіток електроенергії на тепловому споживанні [10]:

1 – для турбін з параметрами пари 8,83 МПа та двовінцевим регулюючим ступенем; 2 – для турбін з початковими параметрами пари 12,75 МПа та двовінцевим регулюючим ступенем; 3 – для турбін з початковими параметрами пари 12,75 МПа та одновінцевим регулюючим ступенем; 4 – для турбін з початковими параметрами пари 23,54 МПа та одновінцевим регулюючим ступенем

де η_k – ККД парогенераторів; η_{in} – коефіцієнт, який враховує інші втрати теплоти в парогенераторах ТЕЦ (теплові втрати через поверхні парогенератора, втрати з хімічним та механічним недопалом палива та інші, окрім втрат з димовими газами); η_{vv} – збільшення ККД парогенераторів завдяки використанню фактора вищої теплотворної здатності палива.

І тоді теплова потужність потоку енергії з ДТНП, у даному випадку від димових газів парогенераторів ТЕЦ (Q_2), буде:

$$Q_2 = \alpha_{ut} Q_v = \alpha_{ut} N_e \times (1 - \eta_k - \eta_{in} + \eta_{vv}) \times \left(\frac{b^e}{0,123} + \frac{1}{k} \right), \quad (6)$$

де α_{ut} – частка теплової потужності вихідних газів (ДТНП), що використовується ТНР.

У формулі (6) практично всі величини є сталими. Позначимо комплекс сталих коефіцієнтом γ :

$$\gamma = \alpha_{ut} (1 - \eta_k - \eta_{in} + \eta_{vv}) \left(\frac{b^e}{0,123} + \frac{1}{k} \right).$$

Таким чином, отримуємо просту залежність:

$$Q_2 = \gamma N_e. \quad (7)$$

Потужність котлів ТЕЦ можна визначити також з іншого балансового рівняння:

$$Q_k = N_e + Q_t + Q_v + Q_{ptu},$$

де Q_{ptu} – сумарні теплові втрати в паротурбінній установці (теплові потоки, що відводяться з охолоджувальною водою з конденсаторів турбін, з охолоджувачів мастил, втрати механічні в турбінах, електричних генераторах, теплові втрати з поверхонь трубопроводів та обладнання машинної зали тощо).

З урахуванням формули (5), а також того, що:

$$Q_{ptu} = \alpha_t Q_k,$$

отримуємо рівняння:

$$Q_k [1 - (1 - \eta_k - \eta_{in}) - \alpha_t] = N_e + Q_t, \quad (8)$$

де α_t – частка загальної потужності котла, що втрачається у машинній залі ТЕЦ.

Приймаючи методику визначення теплового навантаження системи теплопостачання за формулою (4), з рівняння (8) знаходимо:

$$Q_k = \frac{N_e (1 - k)}{k [1 - (1 - \eta_k - \eta_{in}) - \alpha_t]}. \quad (9)$$

З урахуванням потужності опалювальних котельнь мережі $Q_{o,k}$, з рівняння для сумарної потужності тепломережі

$$Q_m = Q_t + Q_{t,n} + Q_{o,k} = const$$

та значення Q_t при максимальній потужності ТЕЦ (при якій $Q_{t,n} + Q_{o,k} = 0$):

$$Q_m = Q_t^{max} = \frac{N_e^{max}}{k},$$

з урахуванням формули (28) з роботи [1] ($Q_{t,n} = \varphi N_{t,n}$) отримуємо

$$\frac{N_e^{max}}{k} = \frac{N_e}{k} + \varphi N_{t,n} + Q_{o,k}. \quad (10)$$

Рівняння (10) можна записати і так (при оптимальній потужності ТН та значенні $Q_{o,k} = 0$):

$$\Delta N^{max} = N_e^{max} - N_e^{min} = k\varphi N_{t,n}. \quad (11)$$

І тоді, беручи до уваги рівняння (3) та (7), з урахуванням рівняння (11), отримуємо систему двох рівнянь з двома невідомими (N_e^{min} та $N_{t,n}$):

$$\left. \begin{aligned} N_e^{max} - N_e^{min} &= k\varphi N_{t,n} \\ N_{t,n}(\varphi - 1) &= \gamma N_e^{min} \end{aligned} \right\} \quad (12)$$

Розв'язками цієї системи є:

$$N_{t,n} = \frac{\gamma N_e^{max}}{\varphi - 1 + k\varphi\gamma}; \quad (13)$$

$$N_e^{min} = N_e^{max} \frac{\varphi - 1}{\varphi - 1 + k\varphi\gamma}. \quad (14)$$

В діапазоні потужностей генераторів ТЕЦ від N_e^{max} до N_e^{min} (формула (14)) ТН будуть працювати з максимальною потужністю $N_{t,n}$ (формула (13)). При подальшому зниженні потужностей генераторів турбін ТЕЦ буде пропорційно знижуватися і потужність ТН (до нуля при $N_e = 0$).

Приклад розрахунку для системи ТЕЦ з параметрами пари 3,4 МПа

Приймаємо такі вихідні дані:

$N_e^{max} = 0,795$ ГВт (див. табл. 1 [1]); $k = 0,27$ (див. табл. 1 [1]); $\eta_k = 0,85$; $\eta_{in} = 0,02$; $\eta_{vv} = 0,04$; $\alpha_t = 0,35$; $\alpha_{ut} = 0,6$; $\varphi = 4,5$.

За формулою (9) визначаємо теплову потужність котлів ТЕЦ:

$$\begin{aligned} Q_k^{max} &= \frac{N_e^{max}(1+k)}{k(\eta_k + \eta_{in} - \alpha_t)} = \\ &= 0,795 \cdot (1+0,27) \times \\ &\times [0,27 \cdot (0,85+0,02 - 0,35)]^{-1} = 7,19 \text{ ГВт}. \end{aligned}$$

Теплова потужність потоку димових газів котлів:

$$\begin{aligned} Q_v^{max} &= (1 - \eta_k - \eta_{in} + \eta_{vv}) Q_k^{max} = \\ &= (1 - 0,85 - 0,02 + 0,04) \cdot 7,19 = 1,222 \text{ ГВт}. \end{aligned}$$

Отже,

$$Q_2^{max} = \alpha_{ut} Q_v^{max} = 0,6 \cdot 1,222 = 0,733 \text{ ГВт}.$$

В цьому випадку теоретична максимально можлива потужність ТНР при утилізації всього потоку димових газів при максимальній електричній потужності ТЕЦ з рівняння (3) буде:

$$N_{t,n}^{max} = \frac{Q_2^{max}}{\varphi - 1} = 0,733 / (4,5 - 1) = 0,21 \text{ ГВт}.$$

За цим значенням визначаємо коефіцієнт γ (друге рівняння з системи (12)):

$$\gamma = \frac{N_{t,n}^{max}(\varphi - 1)}{N_e^{max}} = 0,21 \cdot (4,5 - 1) / 0,795 = 0,923.$$

Реальна ж максимально досяжна потужність ТН буде нижчою, а саме (визначається формулою (13)):

$$\begin{aligned} N_{t,n} &= \frac{\gamma N_e^{max}}{\varphi - 1 + k\varphi\gamma} = 0,923 \cdot 0,795 / \\ &/ (4,5 - 1 + 0,27 \cdot 4,5 \cdot 0,923) = 0,159 \text{ ГВт}. \end{aligned}$$

З формули (6), при обчисленому значенні $\gamma = 0,923$, знаходимо питомі витрати палива на вироблену ТЕЦ електроенергію:

$$\begin{aligned} b &= \frac{0,123\gamma}{\alpha_{ut}(1 - \eta_k - \eta_{in} + \eta_{vv})} - \frac{0,123}{k} = 0,123 \cdot 0,923 / \\ &/ [0,6 \cdot (1 - 0,85 - 0,02 + 0,04)] - 1/0,27 = 0,66 \text{ кг/(кВт·год)}. \end{aligned}$$

У табл. 1 наведені дані розрахунків для всіх розглянутих початкових параметрів пари українських ТЕЦ.

З табл. 1 видно, що подальша експлуатація ТЕЦ з параметрами пари 3,4 МПа є недоцільною, оскільки питомі витрати палива на виробництво електроенергії на них (параметр b^e) надто великі і значно перевищують середні статистичні значення по країні в цілому (0,3835 кг у.п./кВт · год) у 2010 році). І тому ТЕЦ з параметрами пари 3,4 МПа з подальших розрахунків вилучені.

Слід зазначити, що в табл. 1 $N_{t,n}^{max}$ – це максимально можлива потужність ТН при утилізації теплового потоку, що виводиться димовими газами котлів ТЕЦ, коли в тепломережу пода-

ється максимальна енергія від ТЕЦ, яка визначається для параметрів пари ТЕЦ в 3,4 МПа з виразу (4):

$$Q_t = Q_t^{ТЕЦ} = \frac{N_e^{max}}{k} = 0,795/0,27 = 2,94 \text{ ГВт.}$$

При зниженні теплової потужності ТЕЦ знижується потужність її котлів і тим самим зменшується тепловий потік, що виводиться з димовими газами, а це призводить до зниження потужності ТН. У табл. 1 максимально доцільна (оптимальна) потужність ТН позначена як $N_{t,n}$.

Таблиця 1 – Потенціал утилізації теплоти вихідних газів котлів на існуючих ТЕЦ України (Варіант 1: при $N = N^{max}$, $\alpha_{ut} = 0,6$)

Показник	Позначення	Розмірність	Початковий тиск пари, МПа				Разом
			3,4	8,8	12,7	23,5	
Встановлена потужність (із табл.1 [1])	N_e^{max}	МВт	795	1266	1880	1250	5191
Коефіцієнт сталих	γ	-	0,923	0,541	0,379	0,356	
Кутовий коефіцієнт	k^*	-	0,27	0,47	0,55	0,6	
Опалювальний коефіцієнт	ϕ	-	4,5	4,5	4,5	4,5	
ККД котлів	η_k	-	0,85	0,87	0,9	0,9	
ККД, що враховує інші втрати (окрім втрат з вихідними газами)	η_{in}	-	0,02	0,02	0,02	0,02	
Збільшення ККД котла за рахунок використання вологи в димових газах	η_{vv}	-	0,04	0,06	0,07	0,08	
Усереднений коефіцієнт втрат в інших елементах ТЕЦ (окрім котлів)	α_t	-	0,35	0,3	0,25	0,2	
Питомі витрати палива на вироб. електроенергії	b^e	кг у.п. / (кВт·год)	0,66	0,39	0,29	0,25	
Потужність теплового потоку з мережевих підігрівачів ТЕЦ	Q_t	МВт	2944,4	2693,6	3418,2	2083,3	
Потужність котла при максимальному навантаженні	Q_k^{max}	МВт	7191,2	6711,2	7907,7	4629,6	
Потужність потоку димових газів котла при максимальному навантаженні	Q_v^{max}	МВт	1222,5	1140,9	1186,2	740,7	
Теплова потужність, що передається від димових газів до ТН	Q_2^{max}	МВт	733,5	684,5	711,7	444,4	
Максимальна потужність ТН	$N_{t,n}^{max}$	МВт	209,6	195,6	203,3	127,0	735,5
Оптимальна потужність ТН	$N_{t,n}$	МВт	158,7	147,4	160,4	99,7	566,2

* значення для тиску пари 3,4 МПа взято із статті [1], а для інших тисків – з рис. 2.

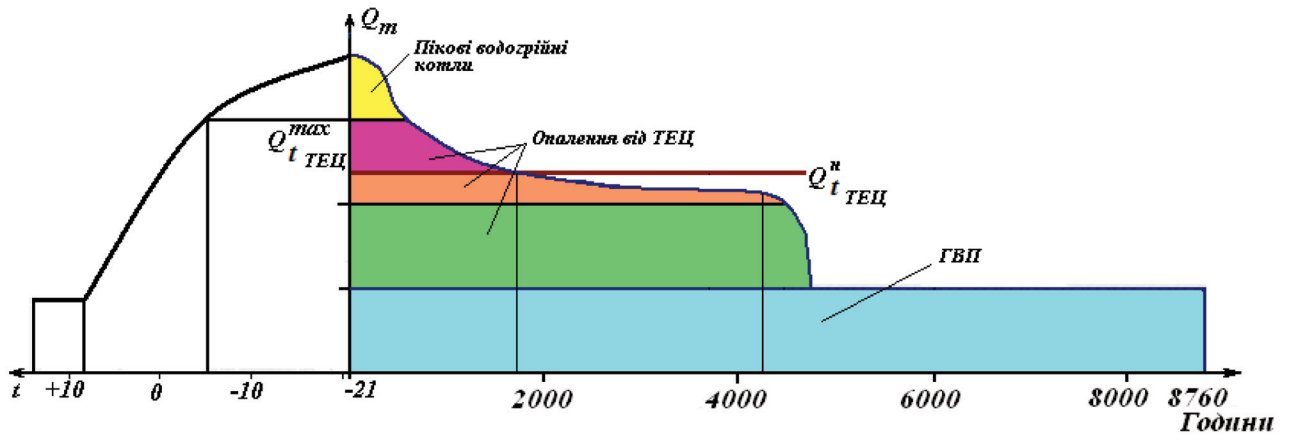


Рис. 3. Типовий графік теплових навантажень тепломережі від ТЕЦ

Однак і це обмеження не є остаточним. Реально ТЕЦ у максимально навантаженому режимі працює досить короткий час (рис. 3). Більшу частину часу ТЕЦ працює з частковим тепловим навантаженням.

З рис. 3 видно, що взимку більшу частину часу навантаження тепломережі становить приблизно $2/3$ від максимальної потужності ТЕЦ (для систем тепlopостачання, де котельні використовуються для покриття пікових навантажень), а влітку – $1/3$. Таким чином, доцільним є встановлення ТН не на максимальну потужність ТЕЦ, а на $2/3$ її потужності (або близькою до цього значення).

У табл. 2 наведені результати розрахунків за цією пропозицією. Прийняті сталі коефіцієнти, а також розрахункові результати, що залишилися такими самими, як у табл. 1, у табл. 2 не повторюються.

Із табл. 2 для цього прикладу видно, що сумарна можлива потужність ТН для ТЕЦ зменшилася з 407,5 МВт (табл. 1, $566,2 - 158,7 = 407,5$ МВт) до 273 МВт.

При реалізації варіанта системи з досягненням ступеня утилізації 80% теплового потоку на хвостах котлів ТЕЦ оптимальна потужність ТН дещо зростає (табл. 3). Доцільна потужність ТН зросла для цього режиму до 338,7 МВт

Таблиця 2 – Потенціал утилізації теплоти вихідних газів котлів на існуючих ТЕЦ України (Варіант 2: при $N_n = 2/3 N^{max}$, $\alpha_{ut} = 0,6$)

Показник	Позначення	Розмірність	Початковий тиск пари, МПа			Разом
			8,8	12,7	23,5	
Встановлена потужність (із табл.1 [1])	N^{max}	МВт	848,2	1259,6	837,5	2945,3
Потужність теплового потоку з мережевих підігрівачів ТЕЦ	Q_t	МВт	1804,7	2290,2	1395,8	
Потужність котла при максимальному навантаженні	Q_k^{max}	МВт	4496,5	5298,2	3101,8	
Потужність потоку димових газів котла при максимальному навантаженні	Q_v^{max}	МВт	764,4	794,7	496,3	
Теплова потужність, що передається від димових газів до ТН	Q_2^{max}	МВт	458,6	476,8	297,8	
Максимальна потужність ТН	$N_{t,n}^{max}$	МВт	131,0	136,2	85,1	352,4
Оптимальна потужність ТН	$N_{t,n}$	МВт	98,8	107,5	66,7	273,0

Таблиця 3 – Потенціал утилізації теплоти вихідних газів котлів на існуючих ТЕЦ України (Варіант 3: при $N_n = 2/3N^{max}$, $\alpha_{ит} = 0,8$)

Показник	Позначення	Розмірність	Початковий тиск пари, МПа			Разом
			8,8	12,7	23,5	
Встановлена потужність (із табл.1 [1])	N^{max}	МВт	848,2	1259,6	837,5	2945,3
Коефіцієнт сталих	γ	-	0,721	0,505	0,474	
Потужність теплового потоку з мережових підігрівачів ТЕЦ	Q_t	МВт	1804,7	2290,2	1395,8	
Потужність котла при максимальному навантаженні	Q_k^{max}	МВт	4496,5	5298,2	3101,8	
Потужність потоку димових газів котла при максимальному навантаженні	Q_v^{max}	МВт	764,4	794,7	496,3	
Теплова потужність, що передається від димових газів до ТН	Q_2^{max}	МВт	611,5	635,8	397,0	
Максимальна потужність ТН	$N_{t,n}^{max}$	МВт	174,7	181,6	113,4	469,8
Оптимальна потужність ТН	$N_{t,n}$	МВт	121,7	133,9	83,1	338,7

(тобто на 19,2%). При цьому загальний усереднений ККД котлів ТЕЦ зростає для варіанта 2 на 7%, а для варіанта 3 на 9%.

Кількість додаткової теплоти, вилученої з димових газів впродовж року (виходячи з графіка теплових навантажень (рис. 3)), можна визначити з виразу

$$Q_{dod} = 0,123N_{t,n}(\tau_{op} + 0,5\tau_l)(\varphi - 1),$$

де τ_{op} – річна кількість годин опалювального періоду; τ_l – річна кількість годин неопалювального періоду.

При $\tau_{op} = 4,4$ тис. год, а $\tau_l = 4,36$ тис. год кількість додаткової теплоти, вилученої з димових газів впродовж року, становитиме $28,1 \cdot 10^{15}$ Дж. Ця сумарна кількість теплової енергії еквівалентна спалюванню $\sim 958,2$ тис. т у.п. Сумарна ж кількість додаткової теплоти, переданої у теплову мережу, буде еквівалентна спалюванню 1,23 млн т. у.п.

Для роботи ТН буде витрачатися 2,23 млрд кВт · год електроенергії, на яку при середніх питомих витратах палива на виробництво електроенергії у тих самих розмірах, що і нині (див. табл. 1, параметр b^e), затрати палива складатимуть 708,3 тис. т у.п. на рік. Отже, загальна річна економія палива на ТЕЦ із застосуванням ТН для утилізації втрат з димовими газами для варіанта 3 становитиме 523,7 тис. т у.п., а для

варіанта 2 розрахунків – 422 тис. т у.п. на рік.

Разом з тим прийняті у розрахунках ККД парогенераторів ТЕЦ 87–90% (і 8% втрати енергії з димовими газами) справедливі при використанні низькосортних палив та при температурах димових газів на виході з парогенераторів 150°C і більше. За методологією розрахунку котлоагрегатів 1973 р. [4], яка є чинною і сьогодні, при використанні у ролі палива природного газу і рекомендованій температурі димових газів на виході з парогенератора 125–130°C втрати теплоти з димовими газами будуть на рівні 3,5–4,5% (ККД парогенераторів 94–95%). Таким чином, оптимальні значення $N_{t,n}$, наведені в табл. 2–4, будуть ще приблизно в 2 рази меншими (при середніх ККД парогенераторів $\eta_k = 0,94$). Отже, і економія палива від їх роботи буде також вдвічі меншою.

ВИСНОВКИ

1. Розроблена методика дозволяє робити оцінки щодо можливостей утилізації теплоти димових газів парогенераторів ТЕЦ з використанням ТН.

2. Зроблені оцінки свідчать про доцільність створення системи теплонасосних утилізаторів теплоти димових газів на окремих українських ТЕЦ з високими початковими параметрами пари.

3. Потенційна економія палива при запровадженні системи утилізаторів на українських ТЕЦ сучасного складу становить від 100 до 250 тис. т у.п. на рік (залежно від стану парогенераторів та виду використовуваного палива).

1. *Kulyk M.M.* Operational conditions of combined heat-and-power plants with heat pumps and the attainable utilization capacities of heat pumps at such plants in the Integrated Power System of Ukraine. / М.М. Kulyk, V.D. Bilodid // *The Problems of General Energy*. – 2014. – Issue 1 (36). – P. 33–38.
2. *Large-scale Heat Pumps for Swedish Municipal Incineration Plant / European Heat Pump News.* The Newsletter of the European Heat Pump Concerted Action. – Issue 2, August 1999. – P.6–7. (Umeå, Sweden).
3. *Теплотехника:* учеб. для вузов / А.П. Баскаков, Б.В. Берг, О.К. Витт и др.; под ред. А.П.Баскакова. 2-е изд., перераб. – М.: Энергоатомиздат, 1991. – 224 с.
4. *Тепловой расчёт котельных агрегатов: Нормативный метод /* Под ред. Е.В. Кузнецова и др. – М.: Энергия, 1973. – 296 с.
5. *Соколов Е.Я.* Энергетические основы

трансформации тепла и процессов охлаждения: уч. пособие для вузов / Е.Я. Соколов, В.М. Бродянский. 2-е изд. пер. – М.: Энергоиздат, 1981. – 320 с.

6. *Кулик М.М.* Проблеми і перспективи розвитку в Україні теплонасосних технологій / М.М. Кулик, В.Д. Білодід // *Проблеми загальної енергетики*. – 2006. – № 14. – С.7–12.
7. *Рыжкин В.Я.* Тепловые электрические станции. Учеб. для вузов по спец. «Тепл. эл. стан.» / В.Я. Рыжкин, изд. 2-е. – М.: Энергия, 1976. – 448 с.
8. *Елизаров Д.П.* Теплоэнергетические установки электростанций / Д.П. Елизаров. – М.: Энергия, 1967. – 256 с.
9. *Промышленные тепловые электростанции:* учеб. для вузов / Под ред. Е.Я. Соколова. – М.: Энергия, 1967. – 344 с.
10. *Бененсон Е.И.* Теплофикационные паровые турбины / Е.И. Бененсон, Л.С. Иоффе / Под ред. Д.П. Бузина. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 271 с.

Надійшла до редколегії: 24.07.2015