

# ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ВИРОБНИЦТВА ТА ВИКОРИСТАННЯ ЕНЕРГЕТИЧНИХ РЕСУРСІВ

ISSN 2522-4344 (Online), ISSN 1562-8965 (Print). The problems of general energy, 2019, 4(59): 24–31  
doi: <https://doi.org/10.15407/pge2019.04.024>

УДК 620.9

**О.Є. МАЛЯРЕНКО**, канд. техн. наук, ст. наук. співр., ORCID: 0000-0001-5882-916X,  
**В.В. ГОРСЬКИЙ**, ORCID: 0000-0001-9128-9556  
Інститут загальної енергетики НАН України, вул. Антоновича, 172, м. Київ, 03150, Україна

## УДОСКОНАЛЕНИЙ ПІДХІД ДО ОЦІНКИ ЕФЕКТИВНОСТІ ЕНЕРГОЗБЕРІГАЮЧИХ ЗАХОДІВ ТА ТЕХНОЛОГІЙ НА ТЕПЛОЕЛЕКТРОЦЕНТРАЛЯХ

*Удосконалено методичний підхід до визначення прямої енергоємності енергоносіїв у процесі їх сумісного виробництва на теплоелектроцентралі з виділенням енергетичних витрат на різні технології: підготовки палива, його подавання до пальникових пристроїв, спалювання в котельній установці та реалізацію природоохоронних заходів. Така деталізація енергетичних витрат дозволяє порівнювати варіанти модернізації енергетичного обладнання за всіма цехами теплової електростанції.*

*Ключові слова:* енергетика, теплофікація, енергопостачання, енергоефективність, втрати теплової енергії, наскрізна технологічна енергоємність.

Комбіноване виробництво електричної енергії та теплоти є основною тенденцією сучасного розвитку систем енергопостачання у світі. Частка виробництва електроенергії на ТЕЦ в Україні співпадає з часткою теплофікаційного виробництва країн G8+5 і дорівнює 11–19% [1]. Коефіцієнт використання теплоти палива на ТЕЦ в країнах ЄС досягає 75%, тоді як в Україні 55%. Розвиток новітніх технологій показує на широке впровадження інноваційних рішень на ТЕЦ з використанням відновлювальних джерел енергії, зокрема централізованих теплових насосів, біомаси, спалювання твердих побутових відходів, електричні котли, які використовують надлишкову електроенергію ВЕС та СЕС з централізованим акумулюванням теплової енергії.

Потенціал розвитку ТЕЦ в Україні обумовлюється розгалуженою інфраструктурою системи централізованого тепlopостачання, потужними опалювальними котельнями та магістральними й розподільчими тепловими мережами. Опалювальні котельні тепловою потужністю понад 20 Гкал (23,26 МВт) складають 2% загальної встановленої потужності всіх опалювальних котелень України і виробляють близько

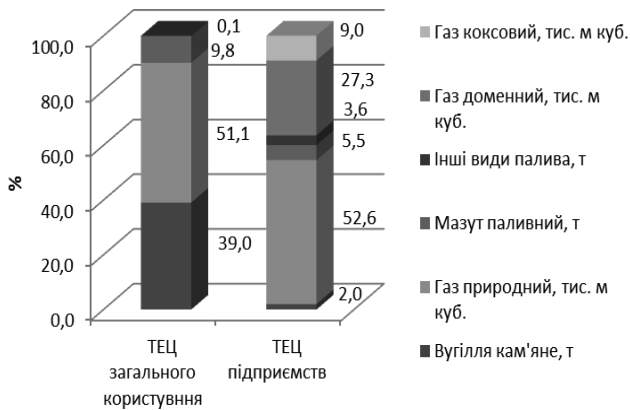
60% загального виробництва тепла. Саме це є потенціалом впровадження комбінованої технології виробництва електроенергії в когенераційних установках.

В Україні комбіноване виробництво теплової та електричної енергії на теплоелектроцентралях (ТЕЦ), яке називають теплофікацією, здійснюється на 34 ТЕЦ загального користування, установленою електричною потужністю 2856,23 МВт і тепловою потужністю 13466 Гкал/год, та на 87 ТЕЦ підприємств, установленою електричною потужністю 2704,883 МВт і тепловою потужністю 17897 Гкал/год [1], серед яких найбільшими з установленої електричної потужності є Київські ТЕЦ-6 (750 МВт), ТЕЦ-5 (700 МВт) та Харківська ТЕЦ-5 (540 МВт). У 2017 р. на ТЕЦ загального користування вироблено 6371,207 млн кВт·год електричної енергії та 11571,134 тис. Гкал теплової енергії. Промисловими ТЕЦ у 2017 р. вироблено 4223,614 млн кВт·год електричної енергії та 17521,784 тис. Гкал теплової енергії [2].

Структуру спожитого палива, згідно статистичної звітності за 2017 р., представлено на рис. 1 [3].

Як видно з рис. 1, на ТЕЦ загального користування найбільшу частку палива займає природний газ (51,1%), на другому місці – вугілля (39%).

© О.Є. МАЛЯРЕНКО, В.В. ГОРСЬКИЙ, 2019



**Рис. 1.** Структура витрат палива на перетворення в теплову та електричну енергію на ТЕЦ різного призначення у 2017 р. [3]

Відповідно ТЕЦ, що спалюють природний газ, є великої (500–2550 т пари/год), середньої (200–420 т пари/год) і малої потужностей (менше 200 т пари/год). ТЕЦ на вугіллі – середньої та малої потужностей. Останніх небагато: Сумська ТЕЦ (40 МВт, 350 Гкал/год), Дарницька ТЕЦ (180 МВт, 1080 Гкал /год), Чернігівська ТЕЦ (210 МВт, 500 Гкал/год), Калуська ТЕЦ (210 МВт, 500 Гкал/год). Усі ТЕЦ мають паротурбінні технології. Типи котельних установок є різними за конструкцією (з П-, Т-подібною та баштовою компоновками і топковою камерою), використовуються різні типи пальникових пристроїв [4, 5].

Зі структури використання палива по видах на промислових ТЕЦ (рис. 1) видно, що частка природного газу є майже такою (52,6%), як і для ТЕЦ загального користування, але друге місце у споживанні палива посідає доменний газ (27,3%). У зв'язку із більшим різноманіттям використаного палива, котли промислових ТЕЦ відрізняються між собою пальниками та допоміжним обладнанням.

Підвищення енергетичної ефективності основного і допоміжного обладнання ТЕЦ є важливою задачею, оскільки до Національного плану скорочення викидів від великих спалювальних установок увійшли установки таких ТЕЦ загального користування: Дарницької, Дніпродзержинської, Краматорської, Кременчуцької, Львівської, Миколаївської, Одеської, Охтирської, Северодонецької, Сумської, Харківської, Херсонської, Черкаської, Чернігівської, Шосткинської, двох Маріупольських, Сімферопольської, Сакської, Камиш-Бурунської та промислові ТЕЦ: Лисичанського НПЗ, Алчевського МК, Макіївського МЗ, Авдіївського КХЗ, Маріупольського «ММК ім. Ілліча», Сумського МБНВО, Первомайського «Енергохімпроект», три ТЕЦ Криворіжсталь, ТЕЦ Запоріжсталь, ТЕЦ ДніпроАзот, ТЕЦ ПівденМашбудзаводу, ТЕЦ «Азовсталь». Зниження

споживання палива є основним напрямом скорочення викидів парникових газів у довкілля [6].

Проблемами ефективного функціонування та розвитку комбінованого виробництва теплової та електричної енергії займалися відомі вчені Соколов С.Я. [7], Яковлев Б.В. [8], Долінський А.О., Басок Б.І. [9], Клименко В.Н. [10], Аркелян Е.К., Кожевников Н.Н. [11], Зайцев Є.Д. [12], Дубовський С.В. [1, 13] та ін. [14–16].

Найбільш вживаними показниками енергетичної ефективності, які можливо використати для оцінки роботи ТЕЦ, є коефіцієнт використання теплоти палива (КВТП), коефіцієнт корисної дії обладнання (ККД) за видом енергоносія, питомі витрати енергоресурсів за видом, енергоємність продукції (теплової та електричної енергії) та втрати енергоресурсів (палива та енергоносіїв) [17]. ККД визначають, як правило, для окремого обладнання (парогенератора, турбіни) чи електростанції в цілому як добуток ККД енергетичних установок по технологічному ланцюгу [18]. При визначенні більшості згаданих показників, крім КВТП, необхідно розподіляти спільну енергію палива на два енергетичні продукти різної якості. Існуючі методи розподілу описані в багатьох літературних джерелах [1, 11, 12, 19], але сам розподіл палива для ТЕЦ розглядається лише для палива, що спалюється в котельній установці, без урахування витрат енергоресурсів на його зберігання, підготовку, розподілення та ін.

Важливим показником енергетичної ефективності, що характеризує повний технологічний цикл виробництва, є повна енергоємність продукції [20], яка дозволяє обчислювати зміну цього показника при заміні, модернізації, реконструкції технологічного обладнання з деталізацією, що відсутня при обчисленні інших показників енергоефективності [21].

*Метою статті* є аналіз та удосконалення існуючого методичного підходу до визначення прямої наскрізної енергоємності електричної та теплової енергії, вироблених на ТЕЦ з паротурбінними установками при спалюванні вугілля і природного газу, що включають як безпосереднє використання палива на отримання пари, так і допоміжні витрати енергоресурсів на підготовку та подавання палива на пальники парогенераторів (власні потреби станції), зниження яких безпосередньо впливає на ефективність виробництва енергоносіїв, використання вторинних енергоресурсів (ВЕР), врахування енергетичних витрат на природоохоронні заходи.

Згідно [20], пряма енергоємність продукції (повна енергоємність енергоресурсів, наскрізна технологічна енергоємність) в загальному виразі визначається так:

$$e_{\pi} = \sum_s e_s (b_{\pi s} + \sum_i a'_{\pi i} b'_{\pi is}), \quad (1)$$

де  $s$  – індекс виду енергоресурсів;  $e_s$  – повна енергоємність  $s$ -го виду енергоресурсів;  $b_{\pi s}$  – питома витрата  $s$ -го виду енергоресурсів в основному виробництві,  $i$  – індекс виду допоміжного виробництва;  $a'_{\pi i}$  – питома витрата  $i$ -го виду продукції допоміжного виробництва;  $b'_{\pi is}$  – питома витрата  $s$ -го виду енергоресурсів на виробництво  $i$ -го виду допоміжної продукції.

Фактично як визначається  $e_s$  у Стандарті [20] невідомо. Перша складова суми  $b_{\pi s}$  – питома витрати палива на відпуск теплової та окремо електричної енергії для прикладу ТЕЦ. Друга складова – витрати електроенергії на постачання води у парогенератор і повітря у топку. Вид підготовки палива (тип млина, тип системи паливоподавання для твердого палива, підігрівання рідкого палива, витрати на газорозподільчі мережі) у формулі відсутні. Якщо зміни відбуваються саме у заміні цього обладнання, то зниження питомих витрат обчислити неможливо. При обчисленні прямої енергоємності згідно [20] не зрозуміло як порівняти ефективність спалювання палива за допомогою різних технологій (різні пальники і паливні). Вироблена пара може бути направлена на турбіни різного типу (парові з різними типами відборів пари: промисловий, опалювальний, регенеративний). На зарубіжних ТЕЦ вже використовуються газотурбінні установки та парогазові (газотурбінна установка-котел-утилізатор-парова турбіна). Крім того, на знешкодження викидів, скидів і стоків також витрачаються енергоресурси. Тобто обчислити зміну енергоємності енергоресурсів (електричної та теплової енергії) при модернізації або детальному оновленні енергетичного обладнання за існуючою методикою дуже важко. Існуюча методика дозволяє порівнювати технології, де відрізняються окремі складові: технологія видобутку (збирання) палива (крім сонячної і вітрової), вид транспортування палива (крім сонячної і вітрової), вид генерації енергоносіїв (теплова, атомна, сонячна, вітрова, на біопаливі). Енерговитрати на саме виробництво електричної та теплової енергії входять у складову повної та прямої енергоємності через показник питомих витрат палива на відпуск енергоносіїв без аналізу варіантів покращення цього показника. Власні потреби ТЕЦ взагалі не враховуються (електроенергія, теплова енергія). Серед допоміжних витрат враховують електричну енергію на подачу води та повітря.

У 1997 р. в Інституті загальної енергетики (ІЗЕ) НАН України було розроблено математичну модель визначення повних енергетичних ви-

трат на виробництво продукції в натуральному, умовному чи вартісному виразі на одиницю виробленої продукції (на прикладі чорної металургії), в якій уточнено пряму енергоємність продукції [22]:

$$E = \frac{B_{o,\pi} - (B_{г.еп} + B_{т.еп} + B_{е.еп})}{N_{o,\pi}} - \frac{\sum_i B_{m,\pi i}}{N_{m,\pi}} + m_{c,m} \cdot \frac{\sum_j B_{c,mj}}{N_{c,m}} + m_{en} \cdot \frac{\sum_k B_{enk}}{N_{en}}, \quad (2)$$

де  $B_{o,\pi}$  – обсяг паливно-енергетичних ресурсів, використаних на виробництво продукції в основному та допоміжному виробництві за рік з урахуванням втрат енергоресурсів у технологічному процесі та витрат на внутрішньозаводський транспорт в кг у.п./рік;  $B_{г.еп}$  – обсяг горючих вторинних енергоресурсів, одержаних за рік при виробництві продукції, в кг у.п./рік;  $B_{т.еп}$  – обсяг теплових вторинних енергоресурсів, утилізованих за рік при виробництві продукції, виражений в кг у.п./рік;  $B_{е.еп}$  – обсяг палива, яке було заміщене ВЕР надлишкового тиску при виробництві електроенергії, виробленої за рік утилізаційними установками, переведений в кг у.п./рік;  $N_{o,\pi}$  – обсяг продукції, виробленої підприємством за рік, в натуральному, умовному чи вартісному виразах;  $i$  – індекс виду вторинних матеріальних ресурсів, береться за даними підприємства;  $B_{m,\pi i}$  – обсяг енергоресурсів, що припадає на утворення вторинних матеріальних ресурсів у технологічному процесі, кг у.п./рік;  $N_{m,\pi}$  – обсяг вторинних матеріальних ресурсів у натуральному, умовному чи вартісному виразі, одержаних за рік при виробництві продукції;  $m_{c,m}$  – частка обсягу сировини, матеріалів, напівфабрикатів, використаних безпосередньо у технологічному процесі;  $j$  – індекс виду сировини, матеріалів, напівфабрикатів чи збірних одиниць;  $B_{c,mj}$  – обсяг енергоресурсів, використаних за рік на виробництво  $j$ -го виду сировини, матеріалів, напівфабрикатів чи збірних одиниць, кг у.п./рік;  $N_{c,m}$  – обсяг  $j$ -го виду сировини, матеріалів, напівфабрикатів чи збірних одиниць у натуральному, умовному чи вартісному виразі, використаних за рік за даними підприємства;  $m_{en}$  – частка обсягу енергоносія, використаного безпосередньо у технологічному процесі за даними підприємства;  $k$  – індекс виду енергоносія;  $B_{enk}$  – обсяг паливно-енергетичних ресурсів, використаних за рік на виробництво  $k$ -го виду енергоносія в кг у.п./рік;  $N_{en}$  – обсяг  $k$ -го виду енергоносія, використаного за рік у натуральному, умовному чи вартісному виразі за даними підприємства.

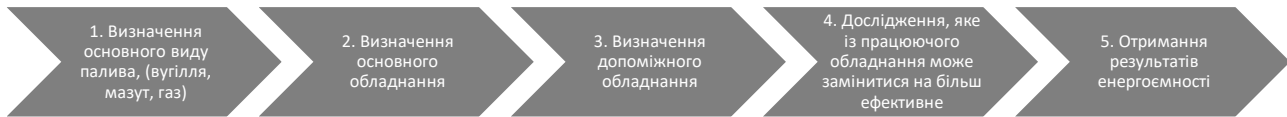


Рис. 2. Загальний алгоритм проведення дослідження з визначення прямої енергоемності виробництва енергоносіїв на ТЕЦ [23]

У розробленому в 2014 р. ДСТУ [21] надано методичний підхід до розподілу спільних витрат палива на теплових електростанціях залежно від ексергії пари, що виконує роботу в парових турбінах різного типу. Цей термодинамічний метод дозволяє визначити енергоемність електричної та теплової енергії від коефіцієнта термодинамічної цінності теплоти, який залежить від типу паротурбінного циклу (ККД відборів пари) або газотурбінного, але проаналізувати покращання енергоемності від удосконалення пальникових приладів та систем приготування і подавання палива, а також використання потенціалу вторинних енергоресурсів надлишкового тиску природного газу знов не можливо.

Нами деталізовано методичний підхід до врахування всіх перелічених енергетичних витрат, які можуть вплинути на енергоемність виробництва енергоносіїв.

Нижче наведено структурну послідовність кроків для роботи із даною моделлю (рис. 2).

При реалізації четвертого кроку, ми маємо можливість порівнювати технологічні схеми еквівалентних електростанцій, або визначити так звану «найслабшу ланку» в технологічному

ланцюгу виробництва, при заміні або модернізації якої ми отримаємо збільшення/зменшення корисної енергії взагалі по станції та зменшення енергоемності продукції в числовому визначенні. Обчислена дельта дасть можливість оцінити доцільність окремої модернізації чи заміни обладнання, виключити варіант реконструкції при збільшенні енергоемності кінцевої продукції.

Удосконалення формули (1) полягає у використанні не усередненого показника питомих витрат палива на відпуск енергоносіїв в якості показника енергоемності енергоресурсів, а його визначення для конкретного набору теплового обладнання з урахуванням використання вторинних теплових енергоресурсів для вугільної ТЕЦ та потенціалу вторинних енергоресурсів надлишкового тиску природного газу для газової ТЕЦ (рис. 3):

– вугільна ТЕЦ

$$b_{sk}^{BYT} = \sum_s \sum_k b_{sk} = b_{розвsk} + b_{розмsk} + b_{транспsk} + b_{спалsk} - b_{регенsk} + b_{еколsk}, \quad (3)$$

– газова ТЕЦ

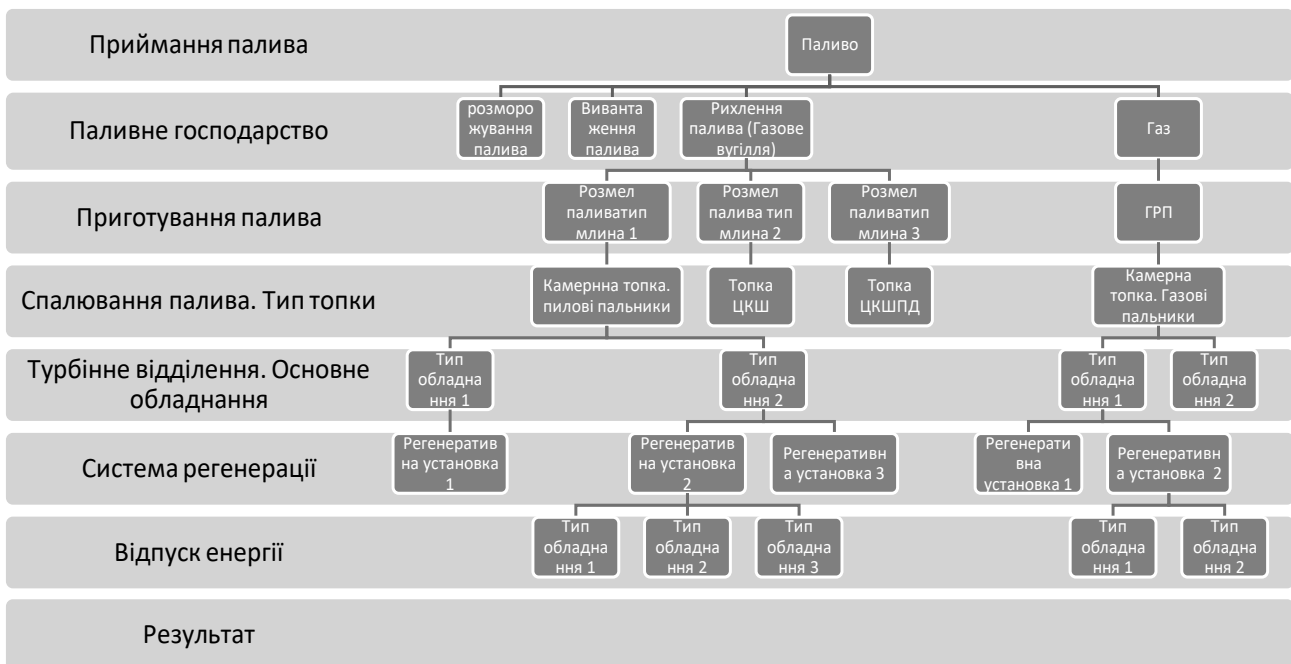


Рис. 3. Алгоритм формування вихідних даних для проведення розрахунків прямої енергоемності енергоносіїв на ТЕЦ [23]

$$b_{sk}^{\text{газ}} = \sum_s \sum_k b_{пск} = b_{\text{трансп}} + b_{\text{спалск}} - b_{\text{регенск}} - k_w W + b_{\text{еколск}}, \quad (4)$$

де  $k$  – вид обладнання;  $s$  – вид енергоносія;  $b_{\text{розв}}$ ,  $b_{\text{розм}}$ ,  $b_{\text{трансп}}$ ,  $b_{\text{спал}}$ ,  $b_{\text{реген}}$ ,  $b_{\text{екол}}$  – відповідно питомі витрати палива (енергоносія) на розігрів палива (для вугілля і мазуту), розмелювання вугілля на застосованому чи новому типі млина, подавання палива по трубопроводу, витрата на спалювання, економія палива в результаті застосування регенеративних установок (повітрянагрівач та водяний економайзер) та енергетичні витрати на функціонування очисного обладнання в залежності від виду спалюваного палива;  $k_w W$  – обсяг електричної енергії, вироблений у турбодетандері, за рахунок вторинних енергоресурсів надлишкового тиску (зниження тиску на газорозподільчій підстанції (ГРП)).

За формулами (3), (4) обчислюється енергоємність енергоносіїв (електричної і теплової енергії) разом. Розподіл енергетичних витрат палива на генерацію окремих енергоносіїв має здійснюватись згідно методики [21], а розподіл інших витрат палива може бути розподілений різними методами, наприклад пропорційно до обсягів відпуску енергоносіїв, переведених в однакові одиниці виміру – МВт·год чи Гкал. Також слід додати, що до кожного типу обладнання і на кожному етапі застосовується коефіцієнт використання встановленої потужності, адже не все обладнання на електростанції постійно знаходиться в роботі, а деяке взагалі працює тільки в певний сезон (наприклад, розмороження вугільного палива у зимовий період).

Для реалізації цього підходу і проведення модельних розрахунків створено інформаційну базу даних, що містить перелік основного та допоміжного обладнання у різноманітних варіаціях, різних виробників та з різними енергетичними показниками. За допомогою даного алгоритму, залежно від типу застосованого обладнання, отримано показники енергоємності, які можна порівняти і вибрати ефективніший набір обладнання за показником зниження енергоємності енергоносіїв.

У таблиці приведено розрахунки енергоємності енергоносіїв на виробництво 1 т пари котельними агрегатами із врахуванням енерговитрат на підготовку палива та його збереження, роботу допоміжного обладнання котельного та турбінного відділення, а також врахування енерговитрат на природоохоронні заходи. У модель розрахунку було закладено порівняння трьох варіантів ТЕЦ.

Перший варіант характеризує технології вугільної електростанції з найбільш поширеним основним та допоміжним обладнанням, що

працюють в даний час на українських теплоелектроцентралях із використанням газових турбін для розморожування палива в зимовий період, шаробарабаних млинів для розмелу, пилоподавання із звичайною концентрацією пилу в потоці повітря, факельного спалювання вугілля в камерних топках із гідрозолошлаковидаленням та мокрими електрофільтрами для очищення від твердих частинок, напівсухої вапняної технології сіркоочищення і селективним каталітичним відновленням для зменшення викидів оксидів азоту.

В другий варіант було закладено «нові» удосконалені вугільні енергоблоки, з технологіями, які частково використовуються на окремих ТЕС і є перспективними на даний час, що включають наступне основне та допоміжне обладнання: газові радіаційні панелі розморожування палива, валкові або молоткові млини, пилоподавання із високою концентрацією пилу у потоці повітря та котли із технологією циркулюючого киплячого шару під атмосферним тиском, що дозволяли організовувати заходи по зменшенню оксидів азоту відразу в топці при спалюванні без додаткових енерговитрат, сухе шлаковидалення; очистка від твердих частинок була вибрана у вигляді сухих електрофільтрів, а технологія сіркоочищення – напівсуха аміачна.

Третій варіант – це теплоелектроцентралі, що працюють на природному газі, на яких додатково генерується електрична енергія із застосуванням турбодетандеру з утилізацією ВЕР надлишкового тиску природного газу, що виділяється на газорозподільчій підстанції (ГРП) при зниженні тиску до робочого та найбільш поширеним основним і допоміжним обладнанням.

Енергоємність природоохоронних заходів обчислена за методикою [24] та за вихідними даними, наведеними у [25].

Із даних таблиці можна побачити, що технологія паливоприготування суттєво може впливати на загальну енергоємність продукції. Також слід відзначити більш ефективну технологію спалювання, що дозволяє спалювати менш якісне паливо із меншими енерговитратами, що добре видно при порівнянні першого та другого варіантів. Третій варіант демонструє повні технологічні витрати енергоресурсів на 1 т пари по наскрізному ланцюгу при використанні енергії надлишкового тиску природного газу, що виділяється при зниженні тиску до робочого у ГРП. Відповідно базовий варіант, з яким порівнюється варіант 3, має енерговитрати більші на цю величину (таблиця).

**Перспективні технології та заходи для підвищення ефективності роботи ТЕЦ в**

Таблиця. Результати розрахунку енергоємності енергоносіїв від ТЕЦ, що працюють на вугіллі (варіанти 1-2) і природному газі (варіант 3)

Етап	Устаткування	Од. виміру ресурса	Витрати ресурсу / 1 т пари			Калорійність, кДж/один. виміру	Енергоємність продукту на 1 т пари					
			Вар-г 1	Вар-г 2	Вар-г 3		Варіант 1	Варіант 2	Варіант 3			
			кВт-год	кВт-год	кВт-год	кДж	%	кДж	%	кДж	%	
Паливне госп-во	Вугілля	Кількість спалюваного палива	96,912	100,682	-							
	Природний газ		-	-	81,146							
	Природний газ	Розмороження палива	0,19	0,09	-	33500	6493,10	4,88	3162,04	3,40		
		Вивантаження палива	0,00	0,01	-	3620	17,54	0,01	18,22	0,02		
	Збереження, транспорт	0,16	0,17	-	3620	596,40	0,45	619,60	0,67			
	Розмелювання	3,07	0,42	-	3620	11114,27	8,35	1527,64	1,64			
	Зниження тиску на ГРП	-	-	-1,40*	3620					-5068,00	-6,97	
Разом						<b>18221,31</b>	<b>14</b>	<b>5327,50</b>	<b>6</b>	<b>-5068,00</b>	<b>-6,97</b>	
Котельне відділення (К)		Пилоподавання (тип)	0,68	0,20	-	3620	2455,75	1,84	728,94	0,78	-	-
		Шлаковидалення (тип)	0,85	0,34	0,04**	3620	3063,46	2,30	1225,38	1,32	152,04	0,21
		Тяго-дутьове обладнання	3,96	2,60	2,60	3620	14335,20	10,77	9412,00	10,12	9412,00	12,95
		Димососи	1,22	1,22	1,22	3620	4399,39	3,30	4399,39	4,73	4399,39	6,05
		Живильні насоси	7,20	7,20	7,20	3620	26064,00	19,58	26064,00	28,01	26064,00	35,85
		Регенеративний водопідігрівач	0,08	0,08	0,04	3620	271,50	0,20	271,50	0,29	159,28	0,22
		Хімводоочищення	2,22	2,22	2,20	3620	8043,64	6,04	8043,64	8,64	7964,00	10,96
		Інші витрати в К відділенні	0,35	0,35	0,24	3620	1267,00	0,95	1267,00	1,36	868,80	1,20
	Разом						<b>59899,94</b>	<b>45</b>	<b>51411,86</b>	<b>55</b>	<b>49019,51</b>	<b>67,43</b>
	Турбінне відділення		Циркуляційні насоси (конденсатор)	0,63	0,63	0,63	3620	2280,60	1,71	2280,60	2,45	2280,60
		Мережні насоси (в тепломережу)	4,46	4,46	4,46	3620	16145,20	12,13	16145,20	17,35	16145,20	22,21
		Дренажні насоси	1,75	1,75	1,75	3620	6335,00	4,76	6335,00	6,81	6335,00	8,71
Разом							<b>24760,80</b>	<b>19</b>	<b>24760,80</b>	<b>27</b>	<b>24760,80</b>	<b>34,06</b>
Очистна установка	Тверді речовини	Електрофільтр сухий	3,96	2,09	-	3620	14335,20	10,77	7565,80	8,13	0,00	0,00
	Сірка	Напівсуха вапняна	3,30	1,10	-	3620	11946,00	8,97	3982,00	4,28	0,00	0,00
	Оксиди азоту	Селективне каталітичне відновлення	1,10	0,00	1,10	3620	3982,00	2,99	0,00	0,00	3982,00	5,48
Разом						<b>30263,20</b>	<b>22,73</b>	<b>11547,80</b>	<b>12,41</b>	<b>3982,00</b>	<b>5,48</b>	
Підсумок						<b>133145,25</b>	<b>100</b>	<b>93047,96</b>	<b>100</b>	<b>72694,31</b>	<b>100</b>	

\* Додаткове виробництво електричної енергії на кожну 1 т пари при зниженні тиску на ГРП.

\*\* Витрати на очищення від твердих частинок з поверхні нагріву у топковому просторі.

**енергосистемах.** Досвід інших країн щодо модернізації електромереж показав, що новітня електрична мережа має поєднувати всі види генерації та будь-які типи споживачів для ситуаційного керування попитом на їхні послуги; змінювати в режимі реального часу параметри і топологію мережі за поточними режимними умовами; забезпечувати розширення ринкових можливостей інфраструктури шляхом взаємного надання послуг суб'єктами ринку та інфраструктурою; мінімізувати втрати, розширити системи самодіагностики і самовідновлення під час виконання умов надійності та якості електроенергії [24].

Основою реалізації напряму розвитку систем комбінованого енергопостачання є формування та ефективна реалізація сучасної інноваційної технічної та технологічної політики у сфері теплоенергетики з використанням сучасних та привабливих для інвесторів (ефективних, маловитратних, швидкоокупних) технологій та обладнання. Такі маловитратні технології підвищення ефективності роботи ТЕЦ були запропоновані у роботі [16], в якій показано можливість збільшення електричної потужності до 8 МВт додатково при сталій витраті палива з терміном їх окупності до 1,6 року.

Як передбачено в проекті стратегії розвитку теплоенергетики [24], технічна та технологічна енергоефективна модернізація системи теплозабезпечення передбачає реалізацію наступних завдань з урахуванням ТЕЦ як структурної одиниці системи комбінованого енергопостачання, з комплексним підходом до вирішення проблем підвищення енергоефективності: створення нових котлоагрегатів і маловитратна модернізація котлів, у т.ч. для використання місцевих видів палива; обладнання котелень ефективними утилізаторами теплоти відхідних димових газів; впровадження когенерації, обладнання котелень газопоршневими та газотурбінними когенераційними установками; використання альтернативних джерел енергії для теплопостачання житлових та громадських будівель, використання місцевих видів палива (торфу, деревних відходів тощо), використання вторинних теплоенергетичних ресурсів; модернізація тепломереж, заміна аварійних тепломереж із застосуванням новітніх теплоізоляційних матеріалів; модернізація центральних теплових пунктів та створення індивідуальних теплових пунктів; впровадження сучасних приладів обліку та регулювання теплової енергії, систем діагностики, контролю, управління та автоматизації, широке застосування інформаційних технологій в сфері теплозабезпечення; широке

використання теплонасосних технологій для потреб теплозабезпечення, використання когенераційних установок у комбінованих когенераційно-теплонасосних системах; застосування на ТЕЦ парогазових та газопоршневих установок з використанням котла-утилізатора для вихлопних газів.

**Висновки.** Запропоновано уточнення методичного підходу до визначення наскрізної технологічної енергоємності енергоносіїв, що виробляються на ТЕЦ, яка спалює різні види палива. Запропонована деталізація дозволила обчислити обсяги економії енергоресурсів при переході з розповсюджених технологій на високоєфективні сучасні технології для ТЕЦ, що працює на вугіллі за двома варіантами застосованих технологій, та на природному газі з урахуванням використання вторинних енергоресурсів надлишкового тиску для додаткового виробництва електроенергії на власні потреби. Отримані результати підтвердили, що метод визначення повної енергоємності продукції є значущим і ефективним інструментом аналізу ефективності технологій.

1. Дубовський С.В. Енергоекономічний аналіз сполучених систем генерації електричної енергії і теплоти. К.: Наук. думка, 2014. 182 с.
2. Звіт про постачання та використання енергії за 2017 рік: форма статистичної звітності № 11-МТП (річна). К.: Державна служба статистики України, 2018.
3. Звіт про використання та запаси палива за 2017 р.: форма статистичної звітності № 4-МТП (річна). К.: Державна служба статистики України, 2018.
4. Плачков І.В. Типи теплових електростанцій та принцип їх роботи. *Енергетика: історія, сучасність і майбутнє*. Київ. Кн. 3. URL: <http://energetika.in.ua/ru/books/book-3/part-1/section-1/1-2> (дата звернення: 27.09.2019).
5. Сміхула А.В., Сігал І.Я., Бондаренко Б.І., Семеник Н.І. Технології зниження шкідливих викидів до атмосфери тепловими електростанціями та котельними великої і середньої потужності України: монографія. К.: ФОП Маслаков, 2019. 108 с.
6. Національний план скорочення викидів від великих спалювальних установок. URL: [http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/publish/article?art\\_id=245255506](http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/publish/article?art_id=245255506) (дата звернення: 29.08.2019).
7. Соколов Е.Я. Теплофикация и тепловые сети: учебник для вузов. 5-е изд., перераб. М.: Энергоиздат, 1982. 360 с.
8. Яковлев Б.В. Повышение эффективности систем теплофикации и теплоснабжения. Минск: Адукацыя і выхаванне, 2002. 448 с.
9. Долінський А.А., Басок Б.І., Базеев Є.Т., Піроженко І.А. [Ред. кол.]. Комунальна теплоенергетика України: стан, проблеми, шляхи модернізації. Т. 2. К., 2007. 820 с.
10. Клименко В.Н., Мазур А.И., Сабашук П.П. Когенерационные системы с тепловыми двигателями

- справочное пособие в 3-х частях. Ч. 1. Общие вопросы когенерационных технологий. К.: ИПЦ АЛ-КОН НАН Украины, 2008. 560 с.
11. Аракелян Э.К., Кожевников Н.Н., Кузнецов А.М. Тарифы на электроэнергию и тепло от ТЭЦ. *Теплоэнергетика*. 2006. № 11. С. 60—64.
  12. Зайцев Е.Д. Термодинамический метод расчета удельных расходов топлива на различные виды энергии, отпускаемой ТЭЦ. *Новости теплоснабжения*. 2012. № 12(148). С. 24—26.
  13. Дубовський С.В., Левчук А.П., Каденський М.Я. Підвищення маневрених можливостей енергетичної системи шляхом впровадження теплових насосів-регуляторів у складі ТЕЦ. *Проблеми загальної енергетики*. 2013. Вип. 4(35). С. 16—23.
  14. Шубенко О.Л. Перевод малой теплоэлектроцентрали на сжигание местного топлива в объемах, обеспечивающих ее работу в летнее время. *Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит*. 2014. № 4. С. 17—26.
  15. Маляренко В.А. Когенерационные технологии в энергетике на основе применения паровых турбин малой мощности: монография. Харьков: Ин-т проблем машиностроения НАН Украины, 2014.
  16. Кесова Л.О., Горський В.В. Підвищення ефективності роботи ТЕЦ із використанням мало-витратних технологій. *Проблеми загальної енергетики*. 2018. Вип. 2(53). С. 60—64. <https://doi.org/10.15407/pge2018.02.060>.
  17. ДСТУ 3755-98. Номенклатура показників енергоефективності та порядок їх внесення до нормативної документації. К., 1998. 20 с.
  18. Вагин Г.Я., Дудникова Л.В., Зенютич Е.А. Экономия энергоресурсов в промышленных технологиях: справ.-метод. пособие. Под ред. С.К. Сергеева. Н. Новгород: НГТУ, НИЦЭ, 2001. 296 с.
  19. Бродянский В.М. Эксергетический метод термодинамического анализа. М.: Энергия. 1973.
  20. ДСТУ 3682-98 (ГОСТ 30583-98). Енергозбереження. Методика визначення повної енергоємності продукції, робіт та послуг. К., 1998. 11 с.
  21. ДСТУ 7674:2014 Енергозбереження. Енергоємність технологічного процесу вироблення електричної та теплової енергії, відпущеної тепловою електростанцією. Методика визначення. К., 2014. 34 с.
  22. Гнідой М.В., Куц Г.О., Терещук Д.А. Метод розрахунку повних енергетичних витрат на виробництво продукції. *Екотехнології та ресурсосбереження*. 1997. № 5. С. 67—72.
  23. Горський В.В., Маляренко О.С. Методичний підхід до оцінки ефективності модернізації ТЕЦ України. *Матеріали науково-практичної конференції «Сучасні світові тенденції розвитку науки, технологій та інновацій» (28–29 червня 2019 року), м. Ужгород*. URL: <http://molodyvcheny.in.ua/files/conf/other/37june2019/37june2019.pdf>.
  24. Станиціна В.В. Розвиток методу повної енергоємності для визначення показників енергетичної ефективності та потенціалів енергозбереження: автореф. дис. ... канд. техн. наук: спец. 05.14.01 «Енергетичні системи та комплекси». К.: Ін-т загальної енергетики НАН України., 2016. 20 с.
  25. Артемчук В.О., Білан Т.Р., Блінов І.В. та ін. Теоретичні та прикладні основи економічного, екологічного та технологічного функціонування об'єктів енергетики. [за ред. А.О. Запорожця, Т.Р. Білан]. К., 2017. 312 с. URL: <http://er.nau.edu.ua:8080/handle/NAU/30702> (дата звернення: 03.09.2019).
  26. План розвитку Об'єднаної енергетичної системи України на 2016–2025 роки. ДП «НЕК «Укренерго». URL: <http://www.ukrenergo.energy.gov.ua> (дата звернення: 03.10.2019).

Надійшла до редколегії: 23.10.2019