

УДК 621.165

С. Ю. АНДРЕЄВ, канд. техн. наук; проф., генеральний директор КП «Харківські теплові мережі»;

В. А. МАЛЯРЕНКО, д-р техн. наук, проф.; завідувач кафедри електропостачання міст, Харківський національний університет міського господарства імені О. М. Бекетова;

І. О. ТЕМНОХУД, асистент кафедри електропостачання міст, Харківський національний університет міського господарства імені О. М. Бекетова;

О. В. СЕНЕЦЬКИЙ, канд. техн. наук; с.н.с. Інститут проблем машинобудування ім. А. М. Підгорного НАН України, Харків

МОЖЛИВОСТІ ПІДВИЩЕННЯ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ ТЕПЛОВИХ МЕРЕЖ ШЛЯХОМ ВПРОВАДЖЕННЯ КОГЕНЕРАЦІЇ

Розглянуті можливості енергозбереження за рахунок когенераційних технологій при перетворенні котельні в міні-ТЕЦ. На прикладі КП «Харківські теплові мережі», запропоновано застосувати вдосконалений алгоритм вибору котельні для модернізації в розряд міні-ТЕЦ. В якості основного критерію алгоритму пропонується потужність електротехнічного обладнання, що експлуатується на котельні. Здійснено порівняння основних показників поршневих і газотурбінних двигунів, які працюють у складі електростанцій. Розглянуто обладнання що додатково встановлюється на котельні для виробництва електроенергії. Вибір того чи іншого варіанту реконструкції котельнь обумовлюється техніко-економічними показниками.

Ключові слова: когенерація, енергозбереження, ТЕЦ, котельня, парова турбіна, газопоршневий двигун, газотурбінна установка, комунальна енергетика.

Вступ. Ефективність використання палива та екологічні показники енергетичних установок далеко не завжди відповідають сучасним вимогам науково-технічного прогресу. На жаль, експлуатується величезна кількість низькоефективних котельнь та автономних теплогенераторів, які спалюють найдефіцитніші види палива – газ, мазут. Середня питома витрата умовного палива на виробництво теплової енергії дуже висока (43,5 кг у.п./ГДж або 181,9 кг у.п./Гкал) при середньому ККД не більше 75 %. Здебільшого теплові ККД дрібних котельнь та індивідуальних джерел в 1,5–2,0 рази нижче, ніж технічно допустимий рівень. У цих умовах найбільш радикальним і прийнятним для економіки України є впровадження когенераційних технологій, тобто комбіноване виробництво електричної та теплової енергії, що можна вважати одним з найрезультативніших шляхів підвищення ефективності використання палива на стадії генерування енергії. Однак, останнє суттєво залежить від вартості первинного джерела енергії (палива) [1–11].

Аналіз основних досліджень та літератури. В даний час в Україні збереглося мало парових котельнь промислових підприємств, кількість яких різко скоротилося в останні 20 років. Парові котли котельнь, що залишилися працюють з недовантаженням по пару або на знижених параметрах. Частина з них, якщо дозволяє конструкція самого котлоагрегату, переведена в водогрійний режим. В основному, в експлуатації залишилися опалювальні котельні житлово-комунального господарства (ЖКГ), більшість потужностей яких були введені в період з 1960-х 1980-х років. Устаткування відпрацювало, як мінімум, один повний ресурс (30 років), морально і фізично застаріло. Галузь теплоенергетики України відчуває хронічне недофінансування на ремонті і модернізацію. Як наслідок, обладнання виходить з ладу з різним збитком як для самих

© С.Ю. Андреев, В.А. Маляренко, І.О. Темнохуд, О. В. Сенецкий, 2015

котелень, так і для споживачів теплової енергії. У зв'язку з зазначеними вище причинами, а також подорожчанням енергоносіїв, виникла гостра необхідність у модернізації джерел тепла, мереж та обладнання об'єктів ЖКГ. Вирішенню зазначених проблем присвячено велика кількість публікацій, як вітчизняних та зарубіжних вчених.

Мета дослідження, постановка задачі: Дослідження можливості застосування та вибір найбільш енергоефективних когенераційних технологій для впровадження на джерелах енергії Малої енергетики, зокрема, на районних котельнях комунального підприємства «Харківські теплові мережі».

Матеріали дослідження. Комунальне підприємство «Харківські теплові мережі», одне з найбільших підприємств комунальної енергетики не тільки в Україні, але і в Європі. Воно забезпечує централізованим тепlopостачанням більш 30,26 млн. м. кв. площ, що опалюються (майже 8500 будівель, у т.ч. більше 5900 житлових будинків) та близько 880 тис. мешканців гарячим водopостачанням. Система тепlopостачання міста – закрита. Наряду з централізованою системою тепlopостачання (ЦСТ), що включає найбільш великі теплогенеруючі потужності та функціонально взаємопов'язана, маються квартальні котельні, які функціонують автономно. До магістральних і розподільних теплових мереж підключені центральні та індивідуальні теплові пункти (ЦТП, ІТП), де здійснюється підігрів гарячої води та розподіл теплоносія по внутрішньоквартальних теплових мережах до споживачів. Спираючись на основні показники роботи КП «ХТМ» в попередній період стає зрозумілим що зазначені вище питання є досить вагомими та з дорожчанням вартості палива вимагають негайного вирішення. Найбільш перспективним напрямом модернізації котелень є переоснащення їх в режим когенерації. Теоретично, перевести в режим когенерації можливо будь яку котельню, однак терміни окупності, подальша ефективність роботи в кожному випадку буде сильно відрізнятись. Пропонується проаналізувати котельні КП «ХТМ» з позиції переведення їх в міні-ТЕЦ. Деякі показники роботи Підприємства в попередній період наведені у табл. 1.

Таблиця 1.

Основні показники роботи КП «ХТМ»

Показники	Од. виміру	Значення
Теплова енергія відпущена споживачам	тис. Гкал	5988,0
Витрати на власні потреби	%	1,5
Втрати в мережах	%	15,8
Питома витрата палива	кг. у.п./Гкал	154,54
Питома витрата електроенергії на відпущену Гкал	кВт·год/Гкал	22,1

Розглянемо алгоритм аналізу котельного парку з позиції розрахунку і підбору параметрів для вибору котелень та їх перетворення у міні-ТЕЦ.

1) Визначаються енергетичні навантаження для об'єкта. Первинним критерієм дослідження котельного парку є сумарне мережеве, рециркуляційне, живильне, димососне, вентиляційне, горячоводне, холодноводне, освітлювальне, хімводопідготовче і інше споживання електроенергії котельнею. Впровадження когенераційних технологій доцільно розглядати у випадку, коли потужність електричного обладнання що експлуатується котельнею перевищує 100 кВт.

При цьому аналіз енергоспоживання об'єктів, що знаходяться поряд має менш принципове значення, оскільки передбачається можливість окупності впровадження за рахунок зменшення закупівель електроенергії з зовнішньої мережі [1–11].

2) Розраховуються і будуються для робочих і вихідних (святкових) днів графіки добового енергоспоживання на об'єкті для розрахункових умов холодного, теплого і перехідного періодів року.

3) На підставі отриманих даних будуються графіки річних навантажень, і розраховується річне споживання енергоресурсів по окремих видах споживачів і сумарні навантаження по електроенергії і теплу.

4) З графіків теплових та електричних навантажень вибираються базові розрахункові режими роботи міні-ТЕЦ.

5) Для режимів за (п. 4) аналізуються заходи з енергозбереження та вирівнювання нерівномірності енергонавантажень на об'єкті.

6) Визначається кількість вторинних енергоресурсів (ВЕР).

7) З урахуванням п. 6 розраховуються два варіанти енергопостачання:

– забезпечення споживача енергією з урахуванням використання ВЕР;

– забезпечення споживача енергією в тих же обсягах без використання ВЕР.

8) Визначається технічна та юридична можливість приєднання когенераційних установок на часткове покриття енергонавантажень.

9) З урахуванням п. 8 обчислюються навантаження на міні-ТЕЦ, за якими обирається кількість і одинична потужність турбін.

10) Розраховуються режими роботи, будуються добові і річні графіки роботи міні-ТЕЦ.

11) З графіків енергоспоживання і енерговиробництва по пріоритету електропостачання розраховується дефіцит теплової потужності міні-ТЕЦ для визначення потужності пікової котельні.

12) Розробляється принципова схема міні-ТЕЦ, вибираються основні і допоміжні елементи.

13) Проводиться техніко-економічний аналіз вибраного устаткування.

14) Здійснюється дослідження перспектив використання палива для роботи міні-ТЕЦ з позиції екології, переходу на альтернативні види та ін.

15) Розраховується економічна ефективність варіанту енергопостачання [1–14].

Споживання електроенергії та фінансові витрати на її придбання займають друге місце в формуванні собівартості продукції. При цьому слід зазначити, що в зимовий період платежі за електроенергію по відношенню до палива становлять (10–12) %, а в літній період (22–25) %. Тому питання зниження витрат на електроенергію є досить актуальним. На рис. 1 представлений помісячний графік витрати електроенергії всіма котельнями КП «ХТМ».

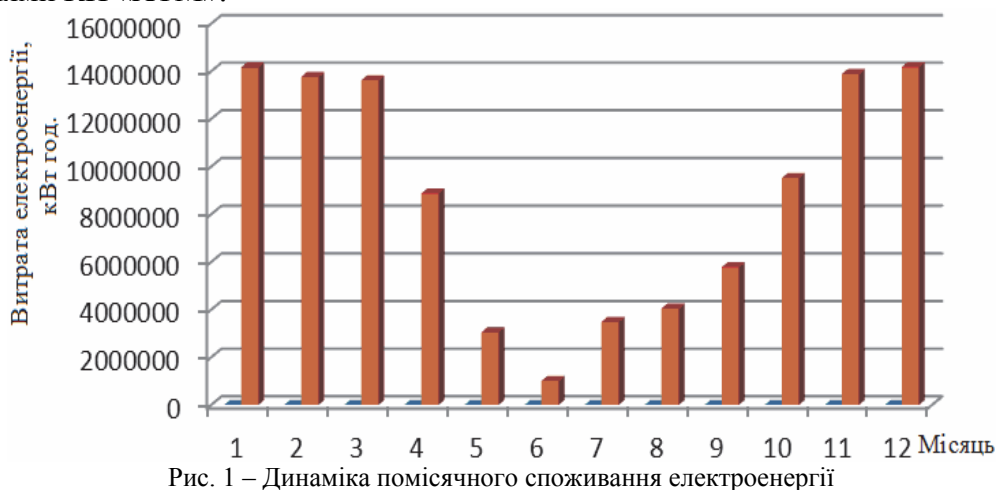


Рис. 1 – Динаміка помісячного споживання електроенергії

Структура розподілу споживання електроенергії основними технологічними об'єктами представлена на рис. 2.

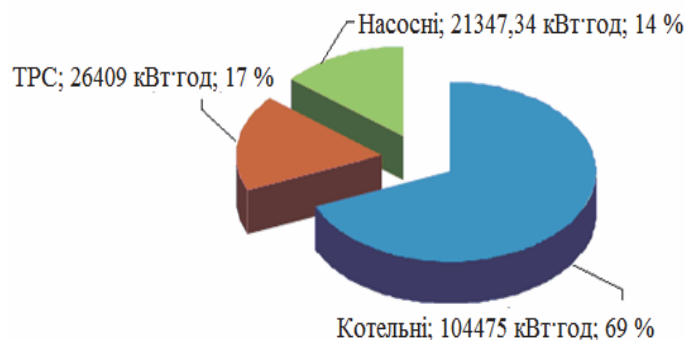


Рис. 2 – Розподіл споживання електроенергії:
ТРС – теплорозподільчі станції

З наведеної діаграми можна зробити висновок, що найбільшим споживачем електроенергії є котельні.

Слід зазначити, що в загальній сумі спожитої «ХТМ» електроенергії (понад 100 млн. кВт·год. на рік) частка великих котельень (по вул. Шекспіра, 17, вул. Проскури, 1, вул. Костичева, 2/1, вул. Жовтневої революції, 99 та ТЕЦ-4) складає більше 40 %. На діаграмі (рис. 3) наведено співвідношення споживання електроенергії зазначеними котельнями по відношенню до решти об'єктів КП «ХТМ», включаючи ТЕЦ-3 та Салтівську котельню.

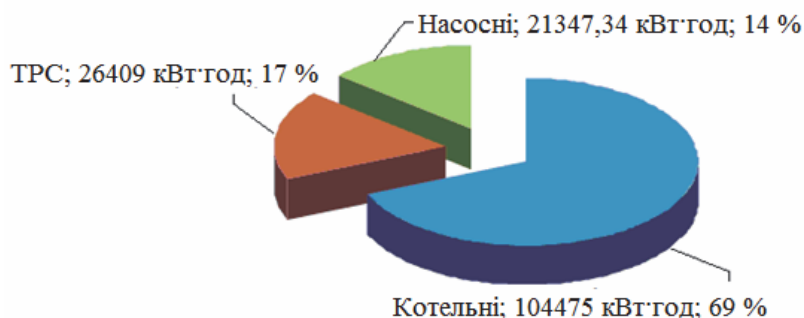


Рис. 3 – Діаграма співвідношення споживання електроенергії котельнями КП «ХТМ»

Представлені вище міркування можуть бути покладені в обґрунтування вибору на найбільш великих котельень КП «ХТМ» (рис. 3) для впровадження когенерації.

Основні напрямки реконструкції котельень, детально розглянуті в [1–14].

– установка на парових котельнях парових турбін (паровинтових машин) замість редуційно-охолоджувальних установок;

– установка на водогрійних котельнях газових турбін (ГТУ) і газопоршневих двигунів (ГПД) зі скиданням димових газів в топку котлоагрегату, (водогрійний котел перетворюється в котел-утилізатор);

– використання термодинамічного циклу з органічним теплоносієм для вироблення електроенергії при утилізації тепла відхідних димових газів парового/водогрійного котла [1–14].

У першому варіанті в якості турбін можна використовувати протитискові і конденсаційні парові турбіни низького тиску виробництва ВАТ «Калужський турбінний завод» та Харківського ВАТ «Турбоатом». Верхня межа потужності даних турбін до 6–12 МВт з можливістю її регулювання в широких межах.

Основним недоліком паровинтових машин, які випускаються потужністю до 0,5 МВт, є неможливість регулювання потужності, яка залишається номінальною. Потужність міні-ТЕЦ регулюється шляхом включення/відключення різного числа працюючих машин.

Другий варіант характеризується відсутністю парової частини і меншою кількістю змін в тепломеханічній частині котельні. Котлоагрегат піддається невеликим змінам в тягодутьєвому тракті. Основне генеруюче обладнання може працювати як спільно, так і повністю роздільно. Для газових турбін потрібен спеціальний дотискний компресор або наявність газопроводу високого тиску. Газопоршневі двигуни використовують газ середнього або низького тиску.

Третій варіант відрізняється від попередніх тим, що тепло димових газів використовується для кипіння органічного теплоносія (граничні вуглеводні, фреони) і отримання цього пару для приводу турбін. У цьому випадку реконструкції підлягає хвостова частина котлоагрегату.

Вибір типу двигуна, а також їх кількості для приводу електрогенераторів будь-якої потужності є складним техніко-економічним завданням. Спроби порівняння використання поршневих чи газотурбінних двигунів в якості приводу найчастіше робляться в умовах використання природного газу. Їх принципові переваги та недоліки неодноразово аналізувалися в технічній літературі [10, 11], в рекламних проспектах виробників електростанцій з поршневими двигунами, на сторінках Інтернету.

Як правило, наводяться узагальнені відомості про різницю у витратах палива, у вартості двигунів без жодного врахування їх потужності та умов роботи. Відзначається, що склад споживачів встановленою електричною потужністю меншою 10 МВт переважніше формувати на базі поршневих двигунів, а більшої потужності – на базі газотурбінних. Приймати ці рекомендації як аксіому не слід. Очевидно одне: кожен тип двигуна має свої переваги та недоліки, і при виборі приводу потрібні деякі, хоча б орієнтовні, кількісні критерії їх оцінки.

В даний час на українському енергетичному ринку пропонується досить широка номенклатура поршневих газотурбінних двигунів. Обробка наявної інформації дозволила сформулювати наведену нижче табл. 2, яка містить як кількісну, так і якісну оцінку переваг та недоліків ГПД і ГТУ. На жаль, частина характеристик взята з рекламних матеріалів, перевірити достовірність яких важко або практично неможливо.

Таблиця 2.

Порівняння основних показників поршневих і газотурбінних двигунів,
що працюють у складі електростанцій

Показник	Тип двигуна	
	Поршневий	Газотурбінний
1	2	3
Діапазон одиничних потужностей двигуна (ISO), МВт	0,1...80,0	0,03...265,0
Вплив температури зовнішнього повітря на ККД двигуна	Практично не впливає	При зниженні температури до мінус 20 °С ККД збільшується приблизно на 1,5 % абс.
Вплив температури зовнішнього повітря на потужність двигуна	Практично не впливає	При зниженні температури до мінус 20 °С потужність збільшується приблизно на (10–20) %, при збільшенні до +30 °С – зменшується на (15–20) %.

Закінчення таблиці 2

Паливо	Газообразне, рідке	Газообразне, рідке (за спецзаказом)
ККД по виробництву електроенергії при роботі на газі (ISO)	від 31 до 48 %	В простому циклі від 25 до 38 %
Питома витрата палива при 100 % и 50 % навантаженні	0,264...0,329 м ³ /(кВт·год.)	0,375...0,503 м ³ /(кВт·год.)
Зміна економічності	ККД більш стійкий, при зниженні навантаження на 50 % знижується на 8-10 %	ККД менш стійкий на часткових навантаженнях, при зниженні навантаження на 50 % знижується на 50 %
Вплив перемінного навантаження	Не бажана тривала робота на навантаженнях менш 50 % (сильно впливає на інтервали обслуговування); при меншій одиничній потужності агрегату, більш гнучка робота електростанції в цілому і вище надійність енергопостачання	Робота на часткових навантаженнях (менше 50 %) не впливає на стан турбіни; при високій одиничній потужності агрегату, відключення викликає втрату 30 ... 50 % потужності електростанції
Співвідношення електричної потужності й кількості утилізованої теплоти, МВт/МВт (ISO)	1/(0,95...1,3)	1/(1,4...4,0)
Падіння напруги і час відновлення після 50 % набросу навантаження	22 % 8 с	40 % 38 с
Можливості використання утилізованої теплоти	Високотенційну теплоту вихлопних газів – на виробництво пари для вироблення електроенергії Низькотенційну теплоту, що відводиться від системи охолодження, – на нагрів води до температури (90–115) °С	На виробництво пари для вироблення електроенергії, холоду, опріснення води тощо; на нагрів води до температури 150 °С
Габарити енергоблоку, м	Більше (18,3×5,0×5,9 при одиничній потужності агрегату 16 МВт без системи охолодження)	Менше (19,9×5,2×3,8 при одиничній потужності агрегату 25 МВт)

В табл. 2. наведені узагальнені дані, деякі з яких подані у відповідності зі стандартами ISO. Фактичні ж умови роботи двигунів можуть істотно відрізнятися від стандартних.

При реалізації принципів когенерації на існуючих об'єктах ЖКГ малої потужності найближчі конкуренти поршневих установок – газові мікротурбіни. При цьому ціни на мікротурбіни значно відрізняються від цін на ГПД та складають ~ 3000 дол. США за 1 кВт встановленої потужності.

Порівняння ГТУ і ГПД у складі міні-ТЕЦ показує, що установка газових турбін можлива на об'єктах, які мають електричні навантаження більше 14–15 МВт. Але через високу витрату газу турбіни рекомендуються для електростанцій набагато більшої потужності (від 50 МВт) зі стаціонарним електричним та тепловим навантаженням [10–12].

Підвищити ефективність модернізації котельні у міні-ТЕЦ можливо за допомогою раціонального підбору та вдосконалення, сучасних технологій, та

енергетичного обладнання. Крім того при перетворенні котельні у міні-ТЕЦ додається додаткове електротехнічне обладнання, раціональність вибору якого значно впливає на терміни окупності модернізації та ефективність подальшої роботи.

Додаткове електротехнічне обладнання.

1) Електрогенератор, до нього йде система збудження (в даний час напівпровідникова). У комплекті з генератором поставляється комутаційна апаратура: автоматичний вимикач (генераторна напруга до 1 кВ) та високовольтний вимикач (генераторна напруга вище 1 кВ).

Зазвичай обладнання поставляється у вигляді комплектних розподільних пристроїв. Можливі паралельні або роздільні режими роботи генераторів міні-ТЕЦ (паралельно з енергосистемою або автономно). Це потребує забезпечення динамічної стійкості генераторів міні-ТЕЦ при короткому замиканні в розподільній мережі 6(10) кВ; забезпечення якості електроенергії в автономному режимі роботи генераторів міні-ТЕЦ; забезпечення надійності живлення системи випрямлення оперативного струму при малих значеннях струмів короткого замикання (СКЗ) в автономному режимі роботи генераторів.

2) Акумуляторна батарея для мережі постійного струму з зарядно-підзарядними пристроями. Вона служить для живлення пристроїв релейного захисту та автоматики (РЗА), систем управління котельного і турбінного (ДВЗ) обладнання, приводів включення/відключення комутаційного обладнання, аварійного освітлення і зв'язку.

3) Реконструкція розподільчих пристроїв змінного струму мережі до та вище 1 кВ у зв'язку з установленням додаткової комутаційної апаратури. Можлива установка трансформаторів власних потреб, при необхідності; вибір між паралельним або роздільним режимами роботи силових трансформаторів на головній понижувальній підстанції (ГПП).

4) Реконструкція заземлюючого пристрою котельні (можливо різке збільшення струмів замикання на землю в мережі вище 1 кВ і струмів короткого замикання мережі до 1 кВ). Також може виникнути необхідність створення електрично незв'язаних заземлюючих пристроїв для особливо чутливого до перешкод електронного обладнання (системи управління, системи зв'язку).

5) Створення системи АСКОЕ (автоматизована система комерційного обліку електроенергії) для збору, обробки, зберігання і передачі даних про генерацію та споживання електроенергії; забезпечення чутливості і селективності роботи релейного захисту та автоматики (РЗіА) в різних режимах роботи системи електропостачання.

Особливості генерації електричної потужності на модернізованому котельному підприємстві. Вихідний вал ведучого ротора ДВС/турбіни з'єднується з електрогенератором. При роботі паралельно з електричною мережею 0,4; 6; 10 кВ на міні-ТЕЦ доцільно використовувати асинхронний генератор (АГ), який є зверненням звичайного серійного асинхронного двигуна з короткозамкнутою обмоткою ротора і має такі переваги перед синхронним генератором (СГ):

– АГ більш простий в обслуговуванні і надійний в експлуатації, ніж СГ а його вартість удвічі нижча, ніж СГ.

– АГ не потребує системи синхронізації з мережею і регулятора збудження генератора.

– Система захисту АГ значно простіше, ніж у СГ, зважаючи на те, що струми короткого замикання в АГ швидко згасають внаслідок зникнення магнітного поля в роторі.

– Максимальні обороти серійно випускаємих асинхронних машин в діапазоні до 1 МВт становлять 3000 об/хв, у той час як у СГ максимальні оберти становлять 1500 об/ хв. Тому АГ може працювати з ДВС/турбіною [12–14].

Висновки: На прикладі КП «Харківські теплові мережі», запропоновано вдосконалений алгоритм вибору котельні для модернізації в розряд міні-ТЕЦ. В якості основного критерію алгоритму пропонується потужність електротехнічного обладнання, що експлуатується на котельні (повинна перевищувати 100 кВт).

Когенерація підвищує надійність і стабільність енергопостачання споживачів в умовах мінливого ринку енергії. Вибір того чи іншого варіанту реконструкції котельень обумовлюється техніко-економічними показниками. Проаналізовано цілий ряд ГТУ та ГПД різних виробників. Показані їх переваги та недоліки. Виробництво електроенергії на котельні передбачає підвищення використання палива. Економічний ефект модернізації залежить від обсягів утилізації вторинних та низькопотенційних енергоресурсів. Реалізація принципів когенерації може здійснюватися як малими, так і досить великими частками – цим підтримується тісний взаємозв'язок між генерацією та споживанням енергії. Таким чином, забезпечуються всі енергетичні потреби, які завжди супроводжують економічне зростання.

Список літератури: 1. *Маляренко, В. А.* Тенденции модернизации объектов малой энергетики на базе когенерации [Текст] / В. А. Маляренко, А. Л. Шубенко, А. В. Сенецкий, И. А. Темнохуд // Ползуновский вестник. – 2013. – № 4–3. – С. 131–137. 2. Когенерационные технологии в энергетике на основе применения паровых турбин малой мощности [Текст] / А. Л. Шубенко, В. А. Маляренко, А. В. Сенецкий, Н. Ю. Бабак ; НАН Украины, Институт проблем машиностроения. – Харьков, 2014. – 320 с. 3. *Маляренко, В. А.* Перевод котельных в режим когенерации путем внедрения турбин малой мощности [Текст] / В. А. Маляренко, И. А. Темнохуд, А. В. Сенецкий, А. Ю. Петров // Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства імені Петра Васеленка. – Харків : ХНТУСГ, 2014. – № 153. – С. 110–111. 4. Schneider Electric - Выпуск 18 - Типовые схемы АВР с применением интеллектуально программируемого реле Zelio Logic [Электронный ресурс]. – Электрон. дан. (1 файл). – Schneider Electric Publisher, 2008. – 102 с. – Режим доступа: <http://www.netkom.by/docs/N18-Типовые-shemy-AVR-s-primeneniem-Zelio-Logic.pdf>. – Заглавие с экрана. – 12.12.2014. 5. *Маляренко, В. А.* Конспект лекцій з дисципліни «Технологія виробництва електроенергії» [Текст] / В. А. Маляренко, С. І. Доценко, І. О. Темнохуд ; Харк. нац. університет міськ. госп. ім. О.М. Бекетова. – Харків : ХНУМГ, 2013. – 178. 6. О когенерации, малой энергетике и строительстве тепловых электростанций [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.cogeneration.ru/>. – Заглавие с экрана. – 07.12.2013. 7. *Маторин, А.* Скрытые возможности когенерации [Электронный ресурс] / А. Маторин ; БудФонд. – Режим доступа: <http://www.budfond.com/energy/tehnologii/1300-skrytye-vozmozhnosti-kogeneracii>. – Заглавие с экрана. – 07.12.2013. 8. *Рассказов, А. В.* Анализ вариантов производства и использования энергии от Мини-ТЭЦ [Текст] / А. В. Рассказов // Энергоэффективность: опыт, проблемы, решения. – 2006. – Вып. 3–4. 9. *Елистратов, В. В.* Использование возобновляемой энергии [Текст] : учеб. пособие / В. В. Елистратов. – Санкт-Петербург : Изд-во Политехн. ун-та, 2008. – 224 с. 10. *Губич, А.* Применение газотурбинных двигателей малой мощности в энергетике [Текст] / А. Губич // Газотурбинные технологии. – 2001. – № 6. – С. 30–31. 11. Что лучше, надежнее, экономичнее для автономной электростанции: газопоршневые или газотурбинные силовые агрегаты? [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.manbw.ru/analytics/which_is_better_gas_piston_or_gas_turbine_power_units.html. – Заглавие с экрана. – 07.12.2013. 12. Буров, В. Д. Газотурбинные и газопоршневые энергетические установки малой мощности [Текст] / В. Д. Буров // Горный журнал. – 2004. – Спец. выпуск. – С. 87–89. 13. Компания «Рассвет». Применение когенерационных технологий в решении проблем теплоэнергетики, энергосбережения и экологии [Электронный ресурс] // Электронный журнал «ЭСКО» – информационный проект энергосервисной компании «Экологические Системы». – 2004. – июль № 7. – Электрон. дан. (1 файл). – Режим доступа: http://esco-ecosys.narod.ru/2004_7/art182.doc. – Заглавие с экрана. – 07.12.2013. 14. *Березин, С. П.* Технология энергосбережения на базе паровой винтовой машины [Электронный ресурс] / С. П. Березин, А. И. Богачева ; Издается порталом по энергосбережению ЭнергоСовет.ру <http://www.energsovet.ru> // Электронный журнал «ЕНЕРГОСОВЕТ».

– 2010. – август-сентябрь. – № 7(12). – С. 33–38. – Электрон. дан. (1 файл). – Режим доступа: <http://www.rosteplo.ru/news.php?zag=1285913666>. – 12.12.2014.

Bibliograph (tanssliterated): 1. Malyarenko, V. A., et al. "Tendencii modernizacii ob#ektov maloj jenergetiki na baze kogeneracii [Streamlining tendencies of small power facilities on the cogeneration basis]." *Polzunovskij vestnik [The Polzunoff Bulletin]* 4–3 (2013) 131–137. ISSN. Print. 2. Shubenko, A., et al. *Kogeneracionnye tehnologii v jenergetike na osnove primeneniya parovyh turbin maloj moshhnosti [Cogeneration Technologies in the branch of Power industry based on the low-power steam turbine use]*. Kharkiv : Machine-building Institute, 2014. Print. 3. Malyarenko, V. A., et al. "Perevod kotel'nih v rezhim kogeneracii putem vnedrenija turbin maloj moshhnosti [Boiler-House Mode Changing for Cogeneration by way of Low-Power Turbine Introduction]." *Harkivs'kogo nacional'nogo tehničnogo universitetu sil's'kogo gospodarstva imeni Petra Vaselenka [Bulletin of Kharkiv Petro Vasilenko National Technical University of Rural Economy]*. No 153. Kharkiv : KPVNTURE, 2014. 110–111. Print. 4. "Schneider Electric - Vypusk 18 - Tipovye shemy AVR s primeneniem intellektual'no programmiruемого реле Zelio Logic [Schneider Electric - No 18 - Type Schemes of ATS with the help of Intellectual and Programming Relay Zelio Logic]." *Schneider Electric*. Schneider Electric. Web 12 December 2014 <<http://www.netkom.by/docs/N18-Tipovye-shemy-AVR-s-primeneniem-Zelio-Logic.pdf>>. 5. Malyarenko, V., S. Dotsenko and I. Temnokhud. "Lecture Notes in "Power Production Technologies" (for the first-,second-year full-time students, second-year extramural students specializing in 6.050701 "Power energy and Power Technologies" and auditors applying for the extra higher education specializing in "Power Supply Systems and Energy Use". Kharkiv : NUUE, 2013. Print. 6. "O kogeneracii, maloj jenergetike i stroitel'stve teplovyh jelektrostantsij [About Cogeneration, Small Power and Thermal Power Plant Construction]." *Copyright © 2001-2015. Когенерация.Ру*. Web 07 December 2013 <<http://www.cogeneration.ru>>. 7. Matorin, A. "Skrytye vozmozhnosti kogeneracii." *Stroitel'nyj portal BudFond — budfond.com, 2009-2012*. BudFond. Web 07 December 2013 <<http://www.budfond.com/energy/tehnologii/1300-skrytye-vozmozhnosti-kogeneracii>>. 8. Rasskasov, A. "Analiz variantov proizvodstva i ispol'zovaniya jenerгии ot Mini-TJeC [Production Options and Power Use Analysis of Mini-Thermal Power Plants]." *Jenergojeffektivnost': opyt, problemy, reshenija [Power Efficiency: experience, issues, decisions]*. No 3–4. 2006. Print. 9. Elistratov, V. *Ispol'zovanie vozobnovljaemoj jenerгии [Renewable Energy Use]*. St. Petersburg : Polytechnical University, 2008. Print. 10. Gubich, A. "Primenenie gazoturbinnyh dvigatelej maloj moshhnosti v jenergetike [Gas Turbine Engines Use in Small Power Industry]." *Gazoturbinnye tehnologii [Gas Turbine Technologies]* 6 (2001): 30–31. 11. "Chto luchshe, nadezhnee, jekonomichnee dlja avtonomnoj jelektrostantsii: gazoporshnevye ili gazoturbinnye silovye agregaty?" *Copyright © 2005–2015 Kompanija "NOVAJa GENERACIJa"*. Novaja generacija. Web 07 December 2013 <http://www.manbw.ru/analytics/which_is_better_gas_piston_or_gas_turbine_power_units.html>. 12. Burov, V. "Gazoturbinnye i gazoporshnevye jenergeticheskie ustanovki maloj moshhnosti [Gas Turbine and Gas Piston Installations of Small Power Industry]." *Gornyj zhurnal [Journal in Mining Special]* (2014): 87–89. 13. Kompanija "Rassvet". "Primenenie kogeneracionnyh tehnologii v reshenii problem teplojenergetiki, jenergosberezhenija i jekologii [Cogeneration Technologies Use in Problem Decision-Making of Heat and Power Industry and Energy Saving in Ecology]." *Jelektronnyj zhurnal "JeSKO" - informacionnyj projekt jenergoservisnoj kompanii "Jekologicheskie Sistemy"*. JeSKO. Web 07 December 2013 <http://escosys.narod.ru/2004_7/art182.doc>. 14. Berezin, S., and A. Bogachova. "Tehnologija jenergosberezhenija na baze parovoj vintovoj mashiny [Energy Saving Technology based on Steam and Winding Machine Use]." © *RosTeplo.ru - Informacionnaja sistema po teplosnabzheniju, 2003-2015*. Electronic Journal «Energosovet» 7(12) (2010): 33–38 Web 12 December 2014 <<http://www.rosteplo.ru/news.php?zag=1285913666>>.

Надійшла (received) 06.02.2015