

Janusz SKOREK, Jacek KALINA
Zakład Termodynamiki i Energetyki Gazowej, Instytut Techniki Ciepłej,
Politechnika Śląska, Gliwice

Grzegorz SKOREK,
Instytut Maszyn i Urządzeń Energetycznych, Politechnika Śląska, Gliwice

Ekologiczny park energetyczny

1 Wprowadzenie

Energetyka zawodowa i przemysłowa produkuje energię elektryczną i ciepło głównie w oparciu o paliwa kopalne, tzn.: węgiel, paliwa płynne, gaz ziemny, oraz paliwa jądrowe. Biorąc pod uwagę ogromne ilości produkowanej energii oraz dążenie do jak najmniejszego zanieczyszczenia środowiska naturalnego współczesne technologie stosowane w energetyce powinny charakteryzować się następującymi cechami:

- małe zużycie paliwa (wysoka sprawność przetwarzania energii),
- jak najmniejsze szkodliwe oddziaływanie na środowisko (emisje szkodliwych gazów, pyłów, hałasu, zużycie wody i zrzut ścieków itp.),
- korzystne wskaźniki opłacalności (krótkie czasy zwrotu nakładów inwestycyjnych, duża wartość zysku).

Realizacja tych celów zależy w głównej mierze od dwóch, bezpośrednio ze sobą powiązanych czynników:

- rodzaju technologii produkcji energii elektrycznej i ciepła (tzn. układy rozdzielone lub skojarzone),
- rodzaju zastosowanego paliwa (stałe, ciekłe lub gazowe).

Z technicznego punktu widzenia energię elektryczną i ciepło można produkować w układach rozdzielonych (tzn. w elektrowniach oraz ciepłowniach) i w układach skojarzonych (tzn. w elektrociepłowniach). Z rodzajem stosowanego paliwa wiąże się nie tylko wielkość wskaźników emisji ale przede wszystkim rodzaj zastosowanych układów energetycznych i układów oczyszczania spalin. W związku z tym rodzaj stosowanego paliwa wpływa i na wielkość nakładów inwestycyjnych jak i na koszt samego paliwa.

Efektywność wykorzystania energii paliwa (sprawność energetyczna) ma szczególne znaczenie w przypadku wytwarzania energii elektrycznej, bowiem wytwarzanie ciepła z wysoką sprawnością (przekraczającą 90%) nie stanowi obecnie żadnego problemu technicznego. W przypadku silników cieplnych (elektrowni parowych, turbin gazowych, silników spalinowych) sprawność wytwarzania energii elektrycznej jest jednak daleko niższa niż sprawność wytwarzania ciepła. Sprawność elektrowni parowych osiąga około 42%. Sprawność nowoczesnych siłowni z turbinami gazowymi przewyższa 40% a siłowni z silnikami spalinowymi dochodzi do 48%. Ta w sumie jednak niezbyt wysoka sprawność nie wynika z niedoskonałości technicznej silników i siłowni lecz z ograniczeń termodynamicznych. Ograniczenie sprawności wytwarzania energii jest powodem dla którego jednym z najbardziej efektywnych termodynamicznie (i ekonomicznie) sposobów wykorzystania energii chemicznej paliw jest skojarzona produkcja ciepła i energii elektrycznej (tzw. kogeneracja) [10]. Należy jednak pamiętać, że zastosowanie produkcji skojarzonej jest możliwe tylko tam, gdzie występuje zapotrzebowanie na ciepło.

Pozytywne aspekty ekologiczne stają się jeszcze bardziej widoczne w przypadku zasilania układów skojarzonych paliwami gazowymi, wśród których podstawową rolę odgrywa gaz ziemny. Z drugiej jednak strony należy pamiętać, że do niedawna jeszcze zdecydowaną większość pracujących elektrociepłowni komunalnych i przemysłowych stanowiły klasyczne układy parowe zasilane paliwami stałymi (bądź rzadziej ciekłymi), a zużycie gazu ziemnego w tym sektorze energetyki było marginalne. W rozwiniętych krajach świata zdecydowana zmiana nastąpiła kilkanaście lat temu, kiedy to na masową skalę zaczęto budować elektrociepłownie na bazie silników spalinowych i turbin gazowych zasilanych gazem ziemnym i innymi paliwami gazowymi (tzw. układy CHP). Układy te znajdują masowe zastosowanie zarówno w gospodarce komunalnej jak i (a może zwłaszcza) w przemyśle. W Polsce liczba zainstalowanych obecnie (rok 2002) układów CHP nie jest jeszcze zbyt duża. Biorąc pod uwagę doświadczenia innych krajów europejskich oraz obecne plany rozwoju kraju można liczyć się ze znaczącym przyrostem liczby nowo budowanych układów, a co za tym idzie ze znaczącym przyrostem ilości gazu ziemnego zużywanego do celów czysto energetycznych. W krajach EWG planuje się, że w roku 2010 udział energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu (głównie w układach gazowych) osiągnie wartość 32%.

2 Park energetyczny – integracja małych układów energetycznych

W ostatnich latach obserwuje się dynamiczny rozwój technologii kogeneracyjnych opartych o turbiny gazowe lub zasilane gazem silniki spalinowe. W chwili obecnej do najbardziej popularnych układów wykorzystujących paliwa gazowe zalicza się:

- elektrociepłownie gazowo – parowe,
- elektrociepłownie gazowo – parowe dwupaliwowe (np. węglowo – gazowe),
- układy CHP z gazowymi silnikami spalinowymi,
- układy CHP z turbinami i mikroturbinami gazowymi,

W przypadku układów gazowych małej mocy (tzw. układy CHP) moce elektryczne zawierają się od kilkudziesięciu kW_{el} do kilkunastu MW_{el}. Wcześniej urządzenia te były instalowane prawie wyłącznie jako siłownie szczytowe lub układy zasilania awaryjnego. Układy CHP cieszą się obecnie ogromną popularnością, a liczba pracujących instalacji jest już bardzo duża (zarówno pod względem liczby jednostek jak i zainstalowanych mocy). Pod koniec lat dziewięćdziesiątych na świecie instalowano łącznie w ciągu jednego roku około 6000 układów CHP o łącznej mocy około 10000 MW.

Za stosowaniem zasilanych paliwami gazowymi układów kogeneracyjnych przemawia wiele przesłanek, wśród których do najważniejszych można zaliczyć:

- optymalne dopasowanie układu do potrzeb indywidualnego odbiorcy,
- wysokie sprawności energetyczne urządzeń i bardzo małe wskaźniki emisji,
- postęp techniczny w budowie turbin gazowych oraz zasilanych gazem tłokowych silników spalinowych połączony ze wzrastającą podażą tych urządzeń na rynku,
- możliwość spalania gazów niskometanowych,
- małe rozmiary elektrociepłowni i praktycznie bezobsługowa eksploatacja,
- korzystne wskaźniki ekonomiczne dla inwestycji a przede wszystkim krótkie okresy zwrotu nakładów (nawet poniżej 3 lat),
- konkurencja na rynku paliw i energii oraz rozwój lokalnych rynków nośników energii,
- odpowiednia polityka energetyczna zachęcająca do inwestowania w układy kogeneracyjne.

Układy CHP mogą pracować bezpośrednio na potrzeby obiektu w którym zostały zainstalowane, bądź jako elektrociepłownie zawodowe. Energia elektryczna generowana w

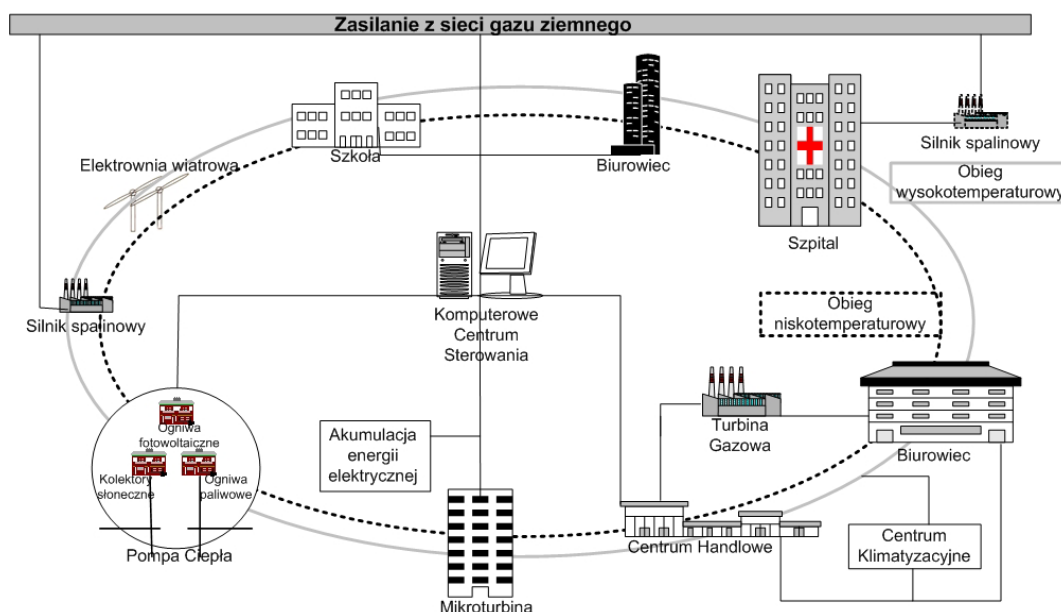
skojarzeniu może być w całości zużyta w obiekcie, jak też w całości lub w części sprzedana do sieci lub innym odbiorcom. Dodatkowymi cechami wyróżniającymi mały układ skojarzony jest jego zwarta budowa, pozwalająca zazwyczaj na dostarczenie kompletnego urządzenia gotowego do instalacji i uruchomienia. Coraz częściej spotyka się tzw. układy trójgeneracyjne, tzn. wytwarzające oprócz energii elektrycznej i ciepła również trzeci nośnik, tzn. zimno do celów technologicznych lub klimatyzacyjnych.

W przypadku małych układów skojarzonych dużo mniejsze są również koszty inwestycyjne, co ułatwia pozyskanie funduszy na budowę urządzenia. Nie bez znaczenia jest bardzo mały obszar terenu potrzebny do budowy układu.

Najczęstszymi użytkownikami układów skojarzonych są zakłady przemysłowe (spożywcze, piwowarskie, papiernicze, chemiczne, kopalnie itd.), oczyszczalnie ścieków i składowiska odpadów, szpitale i ośrodki edukacyjne (szkoły, uniwersytety), obiekty sportowe (sale, baseny itp.), lotniska, dworce kolejowe, hotele, biurowce, duże obiekty handlowe obiekty użyteczności publicznej, szklarnie i wiele innych.

Bardzo zachęcające dla inwestorów są korzystne wskaźniki ekonomiczne dla układów CHP. W krajach EWG standardowy czas zwrotu nakładów dla tych układów mieści się w zakresie od 2 do 5 lat).

Najnowszą koncepcją wytwarzania nośników energii na małą skalę są tzw. *parki energetyczne*. Jest to w zasadzie koncepcja budowy kompletnego systemu energetycznego, tyle tylko że w małej skali i z wykorzystaniem różnorodnych nośników energii pierwotnej (np. gaz ziemny i energia odnawialna), jak i różnych źródeł wytwarzania energii elektrycznej, ciepła i zimna. Schemat koncepcji przykładowego parku energetycznego został przedstawiony na rysunku 1.



Rys. 1 Schemat przykładowego parku energetycznego [3]

Przedstawiona idea parku energetycznego zakłada skupienie na niewielkim obszarze źródeł energii współpracujących ze sobą i opartych o gaz ziemny lub źródła odnawialne. W skład parku energetycznego mogą wchodzić następujące elementy:

- gazowe silniki tłokowe,
- turbiny gazowe małej mocy i mikroturbiny gazowe,
- ognia paliwowe,
- elektrownie wiatrowe,

- ogniwa fotowoltaiczne,
- kolektory słoneczne,
- układy ogrzewania geotermalnego,
- sprężarkowe pompy ciepła i chłodziarki,
- absorpcyjne układy klimatyzacyjne,
- układy akumulacji ciepła,
- układy akumulacji energii elektrycznej (np. z wykorzystaniem zbiorników sprężonego powietrza).

Wszystkie urządzenia są monitorowane i sterowane przez jedno centrum komputerowe. Rozwiązania tego typu sprawdzają się w gęsto zabudowanych skupiskach ludzkich ze względu na znikomą szkodliwość ekologiczną. Są także alternatywą dla przestarzałych elektrowni, elektrociepłowni i kotłowni węglowych, które w wielu przypadkach nadają się do kosztownych remontów bądź likwidacji. Obecne przepisy dotyczące ochrony środowiska uniemożliwiają budowę w takich miejscach źródeł energii zasilanych kopalnymi paliwami stałymi. Większość urządzeń wchodzących w skład parku energetycznego jest dostarczana przez producentów w postaci modułów kontenerowych, co znacznie ułatwia ich montaż i zabudowę. Ponadto mogą one pracować w bezpośrednim sąsiedztwie budynków mieszkalnych czy administracyjnych, gdyż nie generują nadmiernego hałasu i emitują znikome ilości substancji szkodliwych dla środowiska. Opłacalność ekonomiczna tego typu rozwiązań przyczynia się do coraz większej popularności tego typu rozwiązań. Dzięki znikomemu szkodliwości ekologicznej inwestorzy mogą się dodatkowo starać o dofinansowanie inwestycji z międzynarodowych bądź narodowych funduszy działających na rzecz ekologicznej energetyki.

Jak już wspomniano park energetyczny jest zbiorem połączonych ze sobą urządzeń energetycznych. Jednym z ogniw takiego parku może być mała elektrociepłownia gazowa oparta o tłokowy silnik spalinowy bądź turbinę gazową. W dalszej kolejności przeprowadzona została analiza techniczno – ekonomiczna takiego układu. Mimo, że analiza ta została dokonana dla stosunkowo prostego układu, to wnioski wpływające z niej można traktować jako reprezentatywne dla tego typu układów energetycznych.

3 Podstawowe założenia techniczne i ekonomiczne prostego parku energetycznego

Przedstawione w pracy obliczenia i analizy techniczno – ekonomiczne dotyczą małej komunalnej elektrociepłowni gazowej. Założono, że elektrociepłownia ma zasilać nowe osiedle mieszkaniowe o łącznej powierzchni mieszkalnej $F=32000\text{m}^2$ oraz halę sportową z basenem. Osiedle przewidziane zostało dla $L=1500$ mieszkańców. Analizie poddano kilka układów CHP z tłokowymi silnikami spalinowymi bądź z turbiną gazową. Rozpatrzony został także wariant, w którym energia elektryczna zostanie zakupiona przez mieszkańców z sieci, a ciepło produkowane będzie indywidualnie w kotłach gazowych małej mocy. W analizie pominięto wariant elektrociepłowni gazowo – parowej. Układy takie, ze względu na wysokie jednostkowe nakłady inwestycyjne, stosowane są praktycznie wyłącznie w elektrociepłowniach o większych mocach.

Podstawą do analizy techniczno - ekonomicznej każdej elektrociepłowni jest określenie zapotrzebowania na moc cieplną i ciepło. Zapotrzebowanie na moc cieplną służy do doboru urządzeń, a zapotrzebowanie na ciepło wykorzystuje się między innymi do określenia zużycia paliwa w układzie. Całkowite zapotrzebowanie na ciepło Q jest sumą zapotrzebowania na ciepło grzejne Q_g oraz ciepło potrzebne do przygotowania ciepłej wody użytkowej Q_{CWU} .

$$Q = Q_{CWU} + Q_g \quad (1)$$

Zużycie ciepłej wody użytkowej na mieszkańca przyjęto według norm [9] na poziomie

50 litrów/dobę/mieszkańca. Na tej podstawie obliczono zapotrzebowanie ciepła na przygotowanie ciepłej wody użytkowej $Q_{CWU} = 4600$ GJ

Średnie jednostkowe zapotrzebowanie na ciepło do ogrzewania mieszkań przyjęte zostało według obowiązujących standardów europejskich, to jest $0,8$ GJ/(m²rok) [9]. Roczne zapotrzebowanie na ciepło dla całego osiedla wynosi więc $Q_g = 0,8 \cdot F = 25600$ GJ gdzie F jest łączną powierzchnią mieszkań.

Średnie roczne zapotrzebowanie na moc cieplną dla hali sportowej i basenu przyjęte zostało na podstawie danych dotyczących podobnych, już istniejących obiektów, na poziomie 3700 GJ do przygotowania ciepłej wody użytkowej i ogrzania wody w basenie oraz 1000 GJ na cele grzewcze.

W celu właściwego doboru urządzeń energetycznych należy określić średnie i maksymalne zapotrzebowanie na moc cieplną w sezonie grzewczym. Zależność pomiędzy średnim zapotrzebowaniem na moc cieplną \dot{Q}_{sr} , maksymalnym zapotrzebowaniem na moc cieplną $\dot{Q}_{g\max}$, a temperaturami zewnętrznymi wynika ze wzoru:

$$\frac{\dot{Q}_{sr}}{\dot{Q}_{g\max}} = \frac{t_w - t_{sr}}{t_w - t_{z\min}} \quad (2)$$

gdzie: \dot{Q}_{sr} - średnie zapotrzebowanie na moc cieplną, kW, $\dot{Q}_{g\max}$ - maksymalne zapotrzebowanie na moc cieplną, kW, t_w - temperatura wewnętrzna (20 °C), t_{sr} - średnia temperatura zewnętrzna w sezonie grzewczym, ($2,83$ °C), $t_{z\min}$ - obliczeniowa najniższa temperatura zewnętrzna (-20 °C).

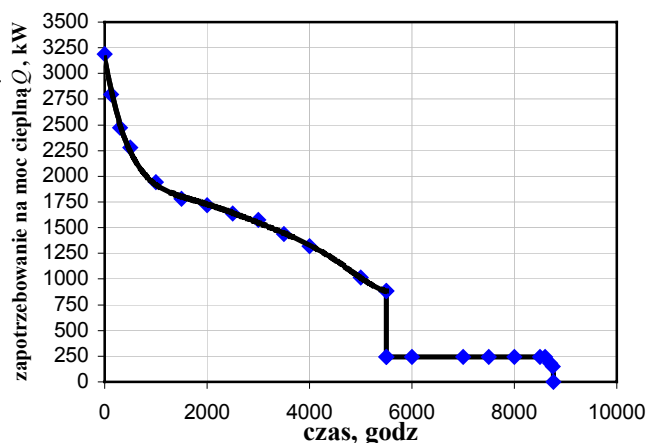
Sezon grzewczy rozpoczyna się gdy temperatura zewnętrzna spadnie do 12 °C. Długość sezonu grzewczego wynosi 5500 godzin. Średnie zapotrzebowanie na moc cieplną grzewczą dla osiedla mieszkaniowego wynika z zależności:

$$\dot{Q}_{sr} = \frac{Q_g}{\tau_g} = 1212 \text{ kW} \quad (3)$$

Za pomocą wzoru (2) obliczono maksymalne zapotrzebowanie na moc cieplną w sezonie grzewczym dla całego osiedla:

$$\dot{Q}_{\max} = \dot{Q}_{g\max} + \dot{Q}_{CWU} = 3186 \text{ kW} \quad (4)$$

Zmienność zapotrzebowania na moc cieplną przedstawia wykres uporządkowany na rysunku 2.



Rys. 2 Uporządkowany wykres rocznego zapotrzebowania na ciepło

Zapotrzebowanie na energię elektryczną na jedno mieszkanie przyjęto na podstawie danych literaturowych [3] oraz na podstawie zużycia energii w mieszkaniu zamieszkiwanym przez czteroosobową rodzinę. Przybliżone średnie zapotrzebowanie na moc elektryczną dla całego osiedla (400 mieszkań) wynosi około 280 kW. Zapotrzebowanie na energię elektryczną dla kompleksu sportowego przyjęto na podstawie danych z podobnych już istniejących obiektów na poziomie 30 kW. Całkowite średnie zapotrzebowanie na energię elektryczną wynosi zatem $N_{el\bar{s}}=310$ kW_{el}.

Moc skojarzonego układu energetycznego można dobierać według zapotrzebowania na energię elektryczną bądź też ze względu na zapotrzebowanie na moc cieplną. W przeprowadzonej analizie układ został dopasowany do zapotrzebowania na moc cieplną. W takim przypadku układ będzie mógł bez problemu pokryć maksymalne zapotrzebowanie na energię elektryczną, gdyż nominalna moc elektryczna układu znacznie przewyższa zapotrzebowanie osiedla na tę energię. Układ powinien być ponadto tak dobrany, by jak najlepiej wpasował się w uporządkowany wykres zapotrzebowania na moc cieplną. Ewentualne niedobory mocy cieplnej układu w okresie szczytowego zapotrzebowania na nią pokrywać będą gazowe kotły rezerwo – szczytowe.

Rozpatrzono trzy warianty techniczne zasilania osiedla w ciepło i energię elektryczną z lokalnej elektrociepłowni. Warianty z elektrociepłownią różnią się stopniem dopasowania mocy cieplnej do wykresu uporządkowanego zapotrzebowania na tę moc.

We wszystkich układach elektrociepłowni przewidziane zostały gazowe kotły rezerwowo – szczytowe. Moc kotłów została tak dobrana, by były one w stanie pokryć maksymalne zapotrzebowanie na moc cieplną, mimo że mają one pokrywać ewentualne niedobory ciepła w szczycie zapotrzebowania na moc cieplną.

Elektrociepłownia z tłokowymi silnikami spalinowymi

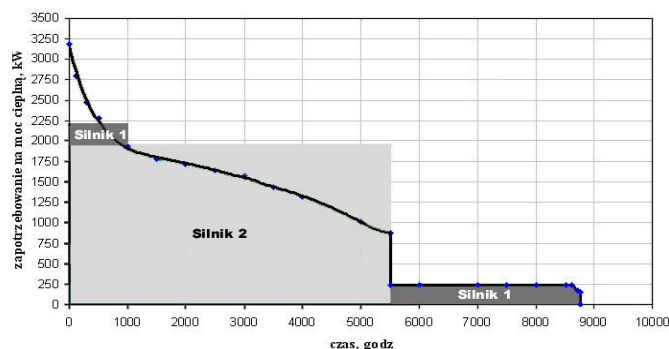
Rozpatrzone zostały trzy opcje elektrociepłowni z tłokowymi silnikami spalinowymi. Do analizy przyjęto dane techniczne seryjnych silników gazowych, które zamieszczono w tabeli 1. Dyspozycyjność silników przyjęto na poziomie 95%.

Tabela 1 Podstawowe dane i wskaźniki analizowanych urządzeń

	Silnik 1	Silnik 2	Silnik 3	Turbina Gazowa	Kocioł Gazowy
Moc cieplna, kW	329	2048	2548	2830	345
Moc elektryczna, kW	254	1944	2717	1140	
Zużycie paliwa m_n^3/s	0,018	0,119	0,162	0,124	0,01
Sprawność elektryczna	0,36	0,41	0,42	0,23	
Sprawność cieplna	0,46	0,44	0,43	0,58	0,94
Wartość opałowa paliwa, kJ/ m_n^3	35900	35900	35900	35900	

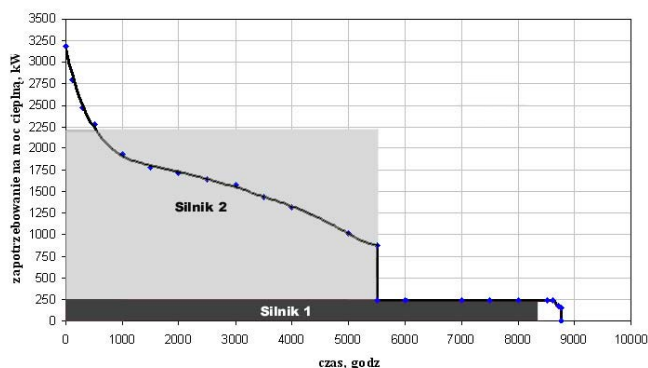
Pierwsza opcja zakłada zastosowanie dwóch silników. Silnik 1 ma za zadanie pokrycie zapotrzebowania na ciepłą wodę użytkową w okresie letnim, to jest przez okres 3260 godzin. Wraz z rozpoczęciem sezonu grzewczego będzie on odstawiany natomiast uruchamiany będzie silnik 2, który pokrywać ma większość zapotrzebowania na ciepło w okresie grzewczym, trwającym przez 5500 godzin. Silnik 1 będzie powtórnie włączany w okresie szczytowego zapotrzebowania na moc cieplną na okres 1000 godzin. Jest to układ najbardziej korzystny termodynamicznie, ponieważ generuje najmniejsze straty ciepła. Łączne straty ciepła w obu silnikach obliczone według wzoru wynoszą 10696 GJ. Roczne zużycie paliwa w obu silnikach oraz kotłach szczytowych wynosi 2912000 m_n^3/rok .

Wartość wskaźnika EUF ma wartość 0,74. Stopień dopasowania mocy układu do wykresu uporządkowanego zapotrzebowania na moc cieplną przedstawiono na rysunku 3.



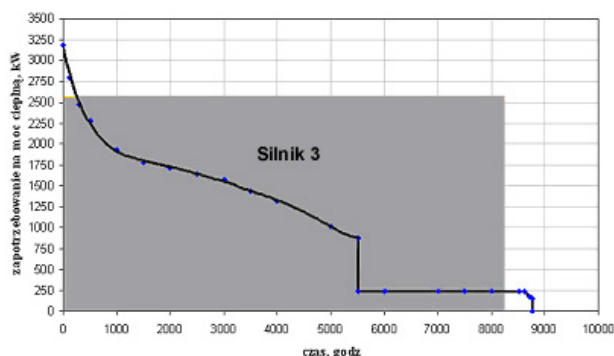
Rys. 3 Stopień dopasowania mocy układu do zapotrzebowania na moc cieplną

W drugiej opcji zakłada się przypadek, w którym w okresie po rozpoczęciu sezonu grzewczego silnik 1 będzie pracował równoległe z silnikiem 2. W tym przypadku roczne zużycie paliwa w silnikach oraz w kotle szczytowym pracującym przez okres 500 godzin w roku wynosi $2910000 \text{ m}_n^3/\text{rok}$, a sprawność całkowita układu ma wartość 0,67. W układzie tym rocznie nie wykorzystuje się około 16000 GJ ciepła.



Rys. 4. Stopień dopasowania mocy układu do zapotrzebowania na moc cieplną

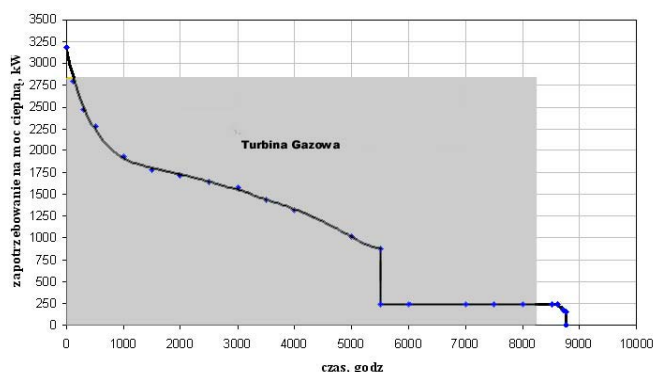
Trzecia opcja inwestycyjna zakłada układ z jednym tłokowym silnikiem spalinowym. Silnik 3 będzie pracował bez przerwy 8400 godzin w roku. Przez większą część roku silnik ten będzie produkował ciepło w nadmiarze. Roczne zapotrzebowanie na paliwo wynosi $4788600 \text{ m}_n^3/\text{rok}$, natomiast wskaźnik skojarzenia EUF jest równy 0,61. W układzie tym traci się rocznie około 42000 GJ ciepła.



Rys. 5. Stopień dopasowania mocy układu do zapotrzebowania na moc cieplną

Elektrociepłownia z turbiną gazową

Do rozważań przyjęto turbinę gazową o nominalnej mocy elektrycznej 1140 kW. Ze względu na wysokie nakłady inwestycyjne (ponad 500USD/kW) nieopłacalne jest zastosowanie, jak w przypadku spalinowych silników tłokowych, układu z dwoma małymi turbinami. Układ z jedną turbiną pracującą przez cały rok z mocą nominalną powoduje dużą nadprodukcję ciepła – 50600 GJ, którego w analizowanym układzie nie da się w całości zagospodarować. Z tego względu przeprowadzone zostały też obliczenia mające dać odpowiedź na pytanie czy celowym jest, aby turbina pracowała przez część roku przy mocy mniejszej od nominalnej. Wyniki tych obliczeń przedstawia tabela 2. Dyspozycyjność turbiny przyjęto na poziomie 95%. Roczne zużycie gazu w turbinie wynosi 3669500 m³_n/rok. Układ jest w najmniejszym stopniu dopasowany do wykresu zapotrzebowania na moc cieplną (rys. 6) i co za tym idzie generuje największe straty ciepła $Q_{tr}=50600$ GJ. Wskaźnik EUF dla układu z turbiną gazową wynosi tylko 0,47.



Rys. 6 Stopień dopasowania mocy turbiny gazowej zapotrzebowania na moc cieplną, praca turbiny przez cały rok z mocą nominalną

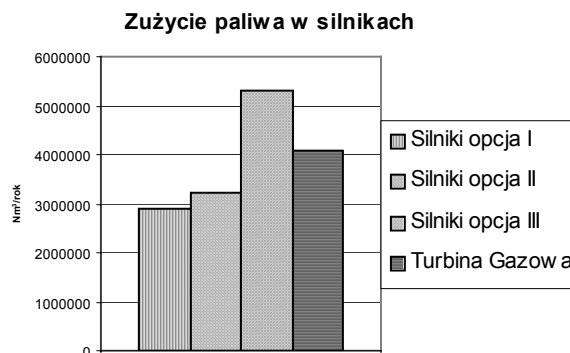
Tabela 2 Parametry pracy turbiny gazowej przy różnych obciążeniach elektrycznych

Temperatura otoczenia (ISO) T_{ot}	15				°C
Wilgotność (ISO) φ_{ot}	0,6				
Ciśnienie (ISO) p_{ot}	0,1				MPa
Moc elektryczna N_{el}	1,14	0,94	0,79	0,63	MW
Sprawność elektryczna η_{el}	0,234	0,22	0,207	0,191	
Moc cieplna \dot{Q}	2795	2423	2144	1864	KW

Wyniki obliczeń podane w tabeli 2 wskazują, że praca turbiny w zakresie mocy mniejszej od nominalnej jest energetycznie nieopłacalna ze względu na wyraźny spadek jej sprawności. Ponadto praca przy takim obciążeniu jest niekorzystna eksploatacyjnie, gdyż przyczynia się do szybszego zużycia części mechanicznych turbiny. Tak więc eksploatacja turbiny przy parametrach niższych od nominalnych nie ma uzasadnienia technicznego, bowiem obniżenie sprawności układu pociąga za sobą większe jednostkowe zużycie paliwa. Większe zużycie paliwa przyczynia się tym samym do podwyższenia kosztów eksploatacji. W celu pokrycia zapotrzebowania na moc cieplną w okresie szczytu zapotrzebowania w elektrociepłowni zastosowane zostaną 3 kotły rezerwowo - szczytowe o znamionowych mocach cieplnych 345 kW.

Roczne zużycie paliwa jest jednym z podstawowych czynników kształtujących koszty

w małych układach skojarzonych. Na rysunku 7 przedstawione zostało roczne zużycie paliwa w rozpatrywanych tłokowych silnikach spalinowych i w turbinie gazowej.



Rys. 7 Roczne zużycie paliwa w elektrociepłowni

W tabeli 3 zestawione zostały podstawowe wskaźniki techniczne układów skojarzonego wytwarzania ciepła i energii elektrycznej.

Tabela 3 Podstawowe dane i wskaźniki pracy układów elektrociepłowni

	Opcja I	Opcja II	Opcja III	Turbina Gazowa	
Czas pracy silnika 1	4260	8400			h
Czas pracy silnika 2	5500	5500			h
Czas pracy silnika 3			8400		h
Czas pracy turbiny gazowej				8400	h
Moc cieplna \dot{Q}	2377	2377	2548	2830	kW
Moc elektryczna N_{el}	2198	2198	2717	1140	kW
Zużycie paliwa	2911503	2910560	4788622	3669580	m ³ /rok
Ilość wyprodukowanej energii elektrycznej	11774040	11774040	22822800	9576	MWh
Zapotrzebowanie osiedla na energię elektryczną	2628000	2628000	2628000	2628	MWh
Ilość energii elektrycznej zużytej na potrzeby własne	235481	235481	456456	191	MWh
Ilość energii elektrycznej sprzedawanej do sieci	8910559	8910559	19738344	6756	MWh
Ilość energii elektrycznej kupowanej z sieci	163000	251000	120000	120	MWh
Ilość ciepła wyprodukowanego	45596	50499	77052	85579	GJ
Roczne zapotrzebowanie (sprzedaż ciepła)	34900	34900	34900	34900	GJ
Ilość ciepła traconego	10696	15599	42152	50679	GJ
EUf	0,74	0,67	0,61	0,47	

Wskaźnik EUf dla opcji trzeciej oraz dla układu z turbiną gazową ma wartość mniejszą od 0,65. Opcje trzecia i czwarta nie spełniają tego warunku. Z tego względu przy wyborze tych wariantów inwestor nie może liczyć na korzystną cenę sprzedaży energii elektrycznej.

4 Analiza ekonomiczna lokalnej elektrociepłowni gazowej

Analizę ekonomiczną działania elektrociepłowni gazowej ze spalinowymi silnikami gazowymi oraz wariantu z turbiną gazową przeprowadzono pod kątem zainteresowań inwestora, którego celem jest osiągnięcie jak największych zysków. Musi on jednak zaoferować mieszkańcom korzystne ceny zakupu ciepła i energii elektrycznej. Dlatego też przeprowadzono dodatkowe porównawcze obliczenia w celu określenia kosztów wytworzenia ciepła w przypadku domowych kotłów gazowych o mocy nominalnej 15kW.

Tabela 4 Dane techniczne domowych kotłów gazowych

Typ kotła	Zużycie paliwa m ³ /h	Roczne zużycie paliwa m ³	Sprawność kotła
Kocioł 1	1,76	2640	0,90
Kocioł 2	1,75	2625	0,91
Kocioł 3	1,76	2640	0,90
Kocioł 4	1,71	2565	0,99
Kocioł 5	1,69	2535	1,00

Koszt wytwarzania ciepła produkowanego w domowych kotłach gazowych obliczono z uproszczonego wzoru:

$$K_c = \frac{\frac{J_0}{N} + K_e}{Q} \quad (5)$$

gdzie: J_0 - nakład inwestycyjny, zł; N - okres eksploatacji wyrażony w latach, K_e - roczne koszty eksploatacji, zł; Q - roczna produkcja ciepła w kotle gazowym, GJ

Cena ciepła produkowanego indywidualnie w kotłach domowych waha się tu w granicach od 32zł/GJ do 45zł/GJ w zależności od rodzaju zastosowanego kotła. Do analizy porównawczej przyjęto trzy różne ceny ciepła sprzedawanego mieszkańcom : 20 zł/GJ, 30 zł/GJ i 40 zł/GJ oraz dwie ceny energii elektrycznej sprzedawanej mieszkańcom: 230 zł/MWh i 245 zł/MWh. Cena energii elektrycznej sprzedawanej do sieci elektroenergetycznej przyjęta została zgodnie z taryfikatorem Urzędu Regulacji Energetyki na poziomie 150 zł/MWh dla opcji które spełniają kryteria stawiane elektrociepłowniom ($EUf > 0,65$) oraz 90 zł/MWh dla opcji która tego kryterium nie spełnia. W obliczeniach ekonomicznych posłużono się rachunkiem dyskonta. Podstawowe założenia do obliczeń ekonomicznych przedstawiono w tabeli 5.

Tabela 5 Podstawowe założenia do obliczeń ekonomicznych

Finansowanie	Wartość	Jednostka
Kapitał własny	20,0 %	% z CN*
Zakładana dochodowość kapitału własnego	9,0%	% / rok
Kredyt na budowę elektrociepłowni	80,0 %	% z CN*
Okres spłaty kredytu (lata)	5	lata
Oprocentowanie kredytu	16,1%	% / rok
Wskaźnik inflacji	4%	% / rok
Stopa dyskonta	0,100	

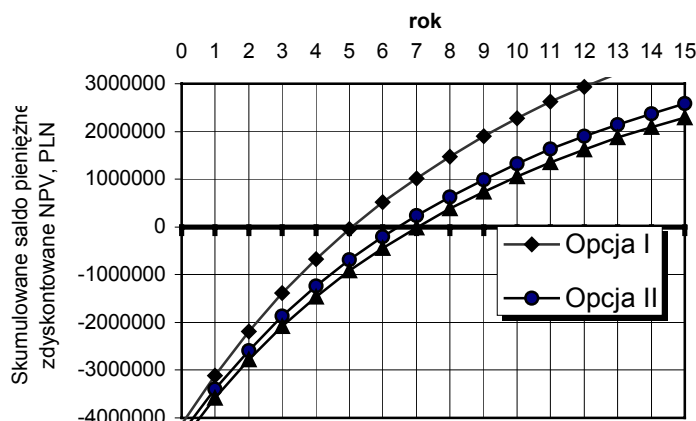
*CN – Całkowity nakład inwestycyjny

Jako podstawowe wskaźniki oceny ekonomicznej inwestycji przyjęto wskaźnik NPV obliczony według wzoru (6) jako suma zdyskontowanych przepływów pieniężnych za wszystkie lata działalności przedsiębiorstwa.

$$NPV = \sum_{t=0}^N \frac{CF_t^*}{(1+r)^t} \quad (6)$$

gdzie t - bieżący rok eksploatacji, N - okres pracy układu, CF_t^* - przepływy pieniężne dla analizy opłacalności. Na rysunku 8 przedstawiono przebieg zysku NPV w okresie eksploatacji elektrociepłowni dla najkorzystniejszych ekonomicznie przypadków wszystkich opcji.

W tabeli 6 przedstawiono wyniki obliczeń ekonomicznych dla wszystkich rozpatrywanych opcji inwestycyjnych. W obliczeniach przyjęto, że elektrociepłownia ma pokrywać zapotrzebowanie na moc cieplną i elektryczną osiedla. Nadwyżki produkcji energii elektrycznej sprzedane zostaną do sieci elektroenergetycznej.



Rys. 8 Wskaźnik NPV dla wszystkich wariantów elektrociepłowni

Tabela 6 Wyniki obliczeń ekonomicznych dla wszystkich rozpatrywanych wariantów opcji

4.1.1.1.1 Cena energii elektrycznej sprzedawanej do sieci elektroenergetycznej - 150zł/MWh (dla EUF>0,65)							
	Cena ciepła (z VAT)	20zł/GJ		30zł/GJ		40zł/GJ	
	Cena en. el. sprzedawanej mieszkańcom	230zł/MWh	245zł/MWh	230zł/MWh	245zł/MWh	230zł/MWh	245zł/MWh
Opcja 1	Nakład inwestycyjny, zł	2 815 200					
	NPV, zł	417801	630892	1797652	2090403	3518486	3715635
	DPBP, lata	12,15	11,09	7,61	7,06	5,26	5,08
Opcja 2	Nakład inwestycyjny, zł	2 815 200					
	NPV, zł	-855640	-629771	632083	838396	2380642	2577791
	DPBP, lata	>15	>15	11,21	10,38	6,80	6,47
4.1.1.1.2 Cena energii elektrycznej sprzedawanej do sieci elektroenergetycznej - 90zł/MWh (dla EUF<0,65)							
Opcja 3	Nakład inwestycyjny, zł	3076800					
	NPV, zł	-7839938	-7566119	-6137226	-5863408	-3948025	-3674207
	DPBP, lata	>15	>15	>15	>15	>15	>15
Turbina Gazowa	Nakład inwestycyjny, zł	3076800					
	NPV, zł	-10342660	-6176929	-8639949	-10068841	-6450748	-6176929
	DPBP, lata	>15	>15	>15	>15	>15	>15

5 Obliczenia skumulowanego zużycia energii pierwotnej

Wyniki obliczeń skumulowanego zużycia energii pierwotnej pozwalają ocenić efekty stosowania gospodarki skojarzonej w skali całej gospodarki energetycznej kraju, a także pozwala oszacować oszczędność paliw pierwotnych.

Do obliczeń przyjęto założenie, że cała energia elektryczna wyprodukowana w skojarzeniu (a więc nie tylko sprzedawana mieszkańcom) zastąpi energię elektryczną produkowaną w elektrowni systemowej. Ilość wyprodukowanej energii elektrycznej w elektrociepłowni jest zależna od wybranego wariantu technicznego. Roczną produkcję energii elektrycznej w poszczególnych układach elektrociepłowni zawarto w tabeli 7. Zużycie energii pierwotnej na wyprodukowanie energii elektrycznej w gospodarce rozdzielonej E_{el}'' dla rozpatrywanego osiedla mieszkaniowego wynika ze wzoru:

$$E_{el}'' = \frac{E_{el}}{\eta_{E,el}\eta_{tr}} \quad (7)$$

gdzie E_{el} - ilość wyprodukowanej energii elektrycznej, kWh; $\eta_{E,el}$ - sprawność energetyczna produkcji energii elektrycznej w elektrowni systemowej, η_{tr} - sprawność transformacji i transmisji energii elektrycznej od elektrowni do odbiorcy.

Skumulowane zużycie energii pierwotnej na wyprodukowanie energii elektrycznej w

gospodarce rozdzielonej E_{el}^* wynika ze wzoru:

$$E_{el}^* = \frac{E_{el}}{\eta_{E,el}\eta_{tr}\eta_{Ewt}} \quad (8)$$

gdzie η_{Ewt} - skumulowana sprawność energetyczna pozyskania, przetworzenia i transportu paliwa do elektrowni.

Zużycie energii pierwotnej na wyprodukowanie ciepła na potrzeby osiedla mieszkaniowego w gospodarce rozdzielonej E_Q'' obliczone zostało według wzoru:

$$E_Q'' = \frac{Q_g}{\eta_k\eta_{pc}} \quad (9)$$

gdzie η_{pc} - sprawność przesyłu ciepła od ciepłowni do odbiorcy ciepła, η_p - sprawność energetyczna kotłów w ciepłowni. Ponieważ przyjęto, że kotły zainstalowane są bezpośrednio w mieszkaniach, to $\eta_{pc}=1$. Tak więc zużycie energii do produkcji ciepła w kotłach jest ilością energii chemicznej zawartej w gazie zużytym w kotłach zainstalowanych u mieszkańców osiedla oraz w kompleksie sportowym. Zużycie gazu w kotłach wynosi $1320473 \text{ m}_n^3/\text{rok}$, co przy przyjętej wartości opałowej gazu 35900 kJ/m_n^3 oraz sprawności kotłów przyjętej na poziomie 0,91 (tabela 4) daje roczne zużycie energii pierwotnej na poziomie 47400 GJ/rok . Skumulowane zużycie energii pierwotnej do produkcji ciepła w kotłach E_Q^* obliczone zostało na podstawie wzoru:

$$E_Q^* = \frac{Q_g}{\eta_k\eta_{pc}\eta_{Ewt}} \quad (10)$$

Łączne zużycie energii pierwotnej E_c'' oraz skumulowane roczne zużycie energii pierwotnej E_c^* do produkcji ciepła i energii elektrycznej w gospodarce rozdzielonej jest sumą energii pierwotnej zużytej do produkcji ciepła i energii elektrycznej.

Elektrociepłownia położona jest w niewielkiej odległości od odbiorców ciepła i energii elektrycznej. Z tego powodu w obliczeniach zużycia energii pierwotnej dla gospodarki skojarzonej przyjęto następujące założenie: $\eta_{tr} = 1$, $\eta_{pc} = 1$. Zużycie energii pierwotnej w elektrociepłowni wyznaczono według wzoru:

$$E'' = E_{chEC} \quad (11)$$

gdzie E_{chEC} - energia chemiczna zawarta w paliwie,

Skumulowane zużycie energii pierwotnej w gospodarce skojarzonej obliczone zostało według wzoru:

$$E^* = \frac{E_{chEC}}{\eta_{Ewt}} \quad (12)$$

Tabela 7 Zużycie energii pierwotnej w gospodarce skojarzonej i rozdzielonej

	Opcja I	Opcja II	Opcja III	Turbina Gazowa
Produkcja energii elektrycznej kWh	11538559	11538559	22366344	9384480
Roczne zużycie ciepła, GJ/rok	34915	34915	34915	34915
Roczne zużycie energii pierwotnej w gospodarce rozdzielonej, GJ/rok	195884	195884	195884	195884
Skumulowane roczne zużycie energii pierwotnej w gospodarce rozdzielonej, GJ/rok	207343	207343	207343	207343
Ilość energii pierwotnej zużytej w gospodarce skojarzonej, GJ/rok	104523	116131	191056	146406
Skumulowana ilość energii pierwotnej zużytej w gospodarce skojarzonej, GJ/rok	106656	118501	194955	149394
Wskaźnik względnej oszczędności energii pierwotnej	0,49	0,43	0,42	0,11

Wyniki obliczeń zużycia energii pierwotnej oraz skumulowanego zużycia energii pierwotnej dla rozpatrywanych w pracy wariantów technicznych elektrociepłowni przedstawia tabela 7. Do obliczeń przyjęto: $\eta_{Eel} = 0,319$ (dla gospodarki rozdzielonej), $\eta_{tr} = 0,877$ (dla gospodarki rozdzielonej), $\eta_{Ewt} = 0,934$ (dla węgla kamiennego), $\eta_{Ewt} = 0,98$ (dla gazu ziemnego).

6 Wnioski końcowe

Z przeprowadzonych szczegółowych analiz energetycznych i ekonomicznych dotyczących budowy lokalnych systemów energetycznych wynikają następujące wnioski:

- Budowa małej elektrociepłowni z silnikiem spalinowym jest opłacalna zarówno dla inwestora jak i mieszkańców przy odpowiednim dopasowaniu układu do zapotrzebowania na ciepło i energię elektryczną,
- W zakresie małych mocy układów gazowych nieopłacalne jest zastosowanie wyłącznie owych ze względu na ich małe całkowite sprawności oraz wysokie jednostkowe nakłady inwestycyjne,
- Stosowanie gospodarki skojarzonej powoduje znaczne oszczędności energii pierwotnej.

Problematyka badawcza i wdrożeniowa związana z opracowaniem koncepcji ekologicznego parku energetycznego jest bardzo szeroka i powinna uwzględniać następujące zadania i problemy:

1. Ustalenie miejsca lokalizacji, liczby i rodzaju odbiorców nośników energii.
2. Opracowanie charakterystyk zmienności obciążeń dla poszczególnych odbiorców oraz dla całego systemu.
3. Opracowanie koncepcji rozwiązań technicznych – wybór technologii, dobór urządzeń, konfiguracja układów oraz integracja systemów (wytwórczy – odbiorczy).
4. Analiza sposobów wyrównywania obciążeń, tzn. dobór układów akumulacji ciepła i energii elektrycznej energii.
5. Wyznaczanie charakterystyk urządzeń.
6. Bilanse energii oraz analiza energetycznych wskaźników pracy urządzeń i układów.
7. Analiza efektywności ekonomicznej rozpatrywanych wariantów realizacji technicznej.
8. Optymalizacja układów (optymalny dobór rodzaju, liczby oraz mocy urządzeń) dla zadanych warunków techniczno-ekonomicznych realizacji projektu.
9. Symulacje pracy układów przy zmiennym obciążeniu cieplnym i elektrycznym, analiza zmienności obciążeń i analiza trybów pracy urządzeń – optymalizacja sterowania.
10. Analiza efektów ekologicznych dla proponowanych rozwiązań konstrukcyjnych.
11. Analiza układu paliwowego – dobór rodzaju i sposobu doprowadzenia paliwa, analiza możliwości pozyskania i warunków wykorzystania paliw pozasystemowych.

Literatura

- [1] Harrison J., Kolin S., Hastevik S.: *Micro CHP implications for energy companies*. COSPP, issue 2, March – April 2000.
- [2] Laudyn D. *Rachunek ekonomiczny w elektroenergetyce*. Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 1999
- [3] *Power Parks a new solution for local energy*. Cogeneration and On – Site Power Production Maj – Czerwiec 2002
- [4] Skorek J.: *Ocena efektywności energetycznej i ekonomicznej gazowych układów kogeneracyjnych małej mocy*. Wydawnictwo Pol. Śl.. Gliwice 202.
- [5] Skorek J.: *Techniczno - ekonomiczne aspekty kogeneracji*. Branżowy Magazyn Przemysłowy – Energetyka ciepła i zawodowa, Nr 4/2001.
- [6] Skorek J., Kalina J.: *Uwarunkowania opłacalności gazowych układów kogeneracyjnych*. Instal 4 (206), 2001, str. 4 – 10.
- [7] Skorek J., Kalina J., Bartnik R.: *Koszty wytwarzania ciepła i energii elektrycznej w zasilanych gazem ziemnym małych układach skojarzonych oraz ich efektywność ekonomiczna*. Energetyka nr 8/98.
- [8] Kalina J., Skorek J.: *Optymalizacja doboru małych elektrociepłowni na paliwa gazowe*. Materiały I Konferencji Naukowo-Technicznej 2000 Energetyka Gazowa. Szczyrk, 2000.
- [9] Recknagel, Sprenger, Honmann, Schramek: *Poradnik – Ogrzewanie i klimatyzacja* EWFE, Gdańsk 1994
- [10] Szargot J., Ziębik A.: *Podstawy energetyki cieplnej*. WNT, Warszawa 1998.