Dr hab. inż. Janusz Skorek, prof. Pol. Śl.

mgr inż. Jacek Kalina
Politechnika Śląska, Instytut Techniki Cieplnej

dr inż. Ryszard Bartnik
NOVEL-EnergoConsulting - Gliwice

mgr inż. Henryk Wronkowski
ABB Zamech Gazpetro - Elbląg

Techniczno-ekonomiczna analiza optymalizacyjna elektrociepłowni z gazowym silnikiem spalinowym

W ostatnich latach obserwuje się w Polsce znaczny wzrost zainteresowania energetyką gazową. Spowodowane to jest korzyściami, jakie daje zastosowanie paliw gazowych w stosunku do obecnie dominujących paliw stałych. Głównie chodzi tu o efekty środowiskowe, wyższe sprawności urządzeń, stosunkowo dużą prostotę zasilania urządzeń paliwem, połączoną z jego dostępnością i łatwością transportu. Nie bez znaczenia są tu również zmieniające się uwarunkowania pracy energetyki zawodowej, która zaczyna działać w realiach gospodarki rynkowej w warunkach konkurencji pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi.

Jedną z technologii przeżywających swój rozwój w ramach energetyki gazowej jest skojarzone wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej (ang. CHP - Combined Heat and Power lub Cogeneration). Technologia stosowana dotychczas zazwyczaj w dużych układach elektrociepłowni parowych zasilanych węglem kamiennym, staje się dziś przedmiotem zainteresowania szerokiej grupy odbiorców i producentów ciepła i energii elektrycznej. Stało się tak za sprawą znacznego postępu w budowie turbin gazowych i tłokowych silników spalinowych na paliwa gazowe, zwłaszcza w odniesieniu do urządzeń małych mocy. Dają one możliwość budowania stosunkowo niedużych układów pracujących na potrzeby jednego lub kilku odbiorców energii. Jak pokazuje doświadczenie krajów zachodnioeuropejskich, gdzie technologia małych układów CHP stała się popularna w połowie lat 80, realizowane projekty wykazują stosunkowo dużą efektywność ekonomiczną. Typowe okresy zwrotu dla inwestycji tego typu kształtują się w zakresie od 3,8 do 5,5 lat [1], [7]. W warunkach polskich z uwagi na znacznie niższą cenę energii elektrycznej okresy te są zazwyczaj dłuższe [9].

Korzystne wskaźniki efektywności ekonomicznej przyciągają zainteresowanie inwestorów, którzy starają się realizować projekty układów CHP wszędzie tam, gdzie występuje odpowiednio wysokie równoczesne zapotrzebowanie na ciepło i energię elektryczną u odbiorców. Jednak możliwy do uzyskania efekt ekonomiczny (zysk) zależy od wielu czynników, z których najważniejsze to: przebieg zmienności zapotrzebowania na ciepło i energię elektryczną, ceny paliwa, ciepła i energii elektrycznej, charakterystyka techniczna instalowanych urządzeń (moc, sprawność, wskaźnik skojarzenia oraz ich możliwe zmiany w trakcie pracy), tryb pracy systemu, możliwość współpracy z siecią energetyczną i inne. Najkorzystniejsze efekty uzyskiwane są, gdy układ jest optymalnie skonfigurowany dla danych warunków ekonomicznych.

W artykule przedstawiono wyniki obliczeń uzyskane w trakcie realizacji wstępnego studium opłacalności budowy małych elektrociepłowni z tłokowymi silnikami spalinowymi w warunkach krajowych. Omówiono metodykę obliczeń, przeanalizowano wpływ cen sprzedaży ciepła i energii elektrycznej i kosztu paliwa na efektywność ekonomiczną inwestycji. Obliczenia przeprowadzono z uwzględnieniem zmienności technicznych parametrów pracy urządzeń jak moc elektryczna, moc cieplna, sprawność, wskaźnik skojarzenia.

Ocena zapotrzebowania na ciepło i energię elektryczną

Podstawą do rozważań nad projektem zakładającym budowę elektrociepłowni jest ocena zapotrzebowania na ciepło i energię elektryczną. W artykule przeanalizowano projekt budowy elektrociepłowni zawodowej małej mocy, w której obydwa produkty użyteczne są przedmiotem sprzedaży. Przyjęto, że energia elektryczna będzie w całości sprzedawana do sieci energetycznej na poziomie niskiego napięcia, a ze strony sieci energetycznej nie występują ograniczenia w zakupie energii. Założenia takie pozwalają przeprowadzić rozważania nad doborem urządzeń do konfiguracji systemu wyłącznie w oparciu o krzywą zmienności zapotrzebowania na ciepło, którą można przedstawić w postaci wykresu uporządkowanego. W artykule oszacowano zmienność zapotrzebowania na ciepło w czasie na podstawie przebiegu krzywej zmienności temperatury zewnętrznej w sezonie grzewczym oraz przyjmując stałe zużycie ciepła dla przygotowania ciepłej wody użytkowej (c.w.u.) poza sezonem grzewczym. Przebieg zmienności temperatury zewnętrznej dla sezonu grzewczego przedstawia równanie:

$$\frac{t_{pg} - t_z}{t_{pg} - t_{z\min}} = 1 - \left(\frac{\tau}{\tau_0}\right)^{\frac{1}{3}} + \left(\frac{\tau}{\tau_0}\right)^2 \left(1 - \frac{\tau}{\tau_0}\right) \qquad (1)$$

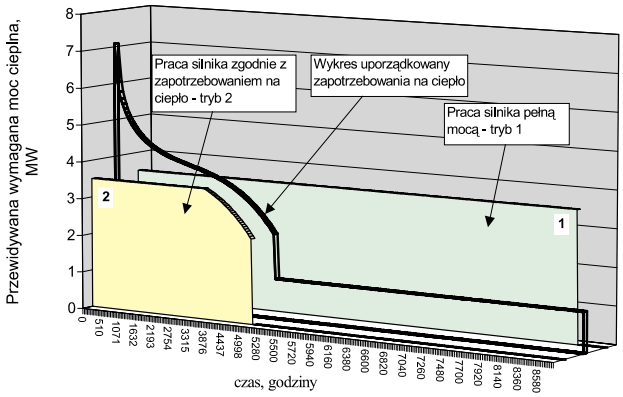
Chwilowe zapotrzebowanie ciepła w budynkach do celów grzewczych i potrzeb c.w.u. można wyrazić wzorem:

$$\dot{Q}_c = \dot{Q}_{cwu} + \dot{Q}_{g\max} \frac{t_w - t_z}{t_w - t_{z\min}} \qquad (2)$$

We wzorze tym:

t_{pg} - temperatura zewnętrzna początku sezonu grzewczego,
t_w - temperatura wewnętrzna w budynkach,
t_z - temperatura zewnętrzna,
$t_{z\min}$ - temperatura zewnętrzna minimalna,
$\dot{Q}_c$ - chwilowy strumień ciepła,
$\dot{Q}_{cwu}$ - strumień ciepła do celów przygotowania c.w.u.,
$\dot{Q}_{g\max}$ - maksymalny strumień ciepła,
τ, τ_0 - czas bieżący i czas trwania sezonu grzewczego.

W celu określenia maksymalnego zapotrzebowania na ciepło do ogrzewania przyjęto minimalną temperaturę zewnętrzną dla III strefy klimatycznej t_{zmin} = -20°C. Temperaturę początku sezonu grzewczego przyjęto równą t_{pg} = 12°C. Jako czas trwania sezonu grzewczego przyjęto τ_0= 5100 godzin. Uzyskany przebieg uporządkowanego wykresu zapotrzebowania ciepła dla maksymalnej wymaganej mocy cieplnej $\dot{Q}_{c\max}$= 7,1 MW przedstawiono na rysunku 1.



Rys. 1. Warianty pracy modułu CHP o mocy cieplnej 3,5 MW na tle wykresu uporządkowanego temperatury zewnętrznej

Na rysunku 1 przedstawiono również rodzaje pracy dobieranych modułów CHP (silników gazowych). Uwzględniając, że zapotrzebowanie ciepła u odbiorców jest jedynym parametrem ograniczającym pracę elektrociepłowni, zdefiniowano dwa zasadnicze sposoby pracy układu.

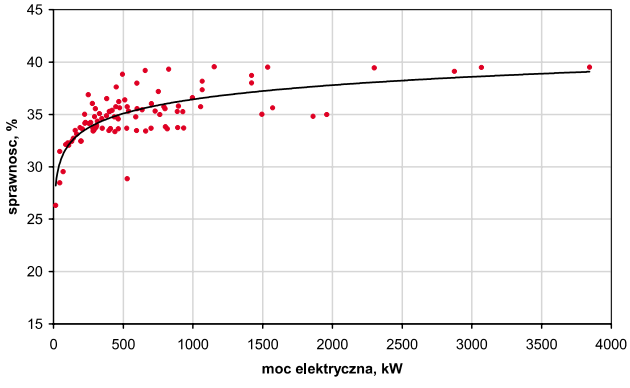
Pierwszy (pole nr 1 na rys. 1) to praca silnika gazowego pełną mocą przez czas ograniczony jedynie koniecznością serwisowania urządzenia (ok. 8400 godzin w roku). Wytwarzane w tym trybie ciepło, przekraczające chwilowe zapotrzebowanie, odprowadzane jest do otoczenia w chłodnicy wentylatorowej (ciepło chłodzenia silnika) oraz w postaci gorących spalin.

Drugi sposób pracy elektrociepłowni zakłada, że silnik wytwarza ciepło wyłącznie w celu pokrycia zapotrzebowania u odbiorców (praca po krzywej zapotrzebowania - pole nr 2 na rys. 1). W chwili, gdy wytworzenie wymaganej mocy cieplnej związane jest z pracą silnika pod obciążeniem mechanicznym mniejszym od dopuszczalnego dla pracy ciągłej, jest on wyłączany, a produkcję ciepła przejmuje kocioł rezerwowo-szczytowy. W obu trybach pracy brakującą moc cieplną w ilości $\Delta\dot{Q} = \dot{Q}_c - \dot{Q}_{CHP}$ pokrywają kotły rezerwowo-szczytowe.

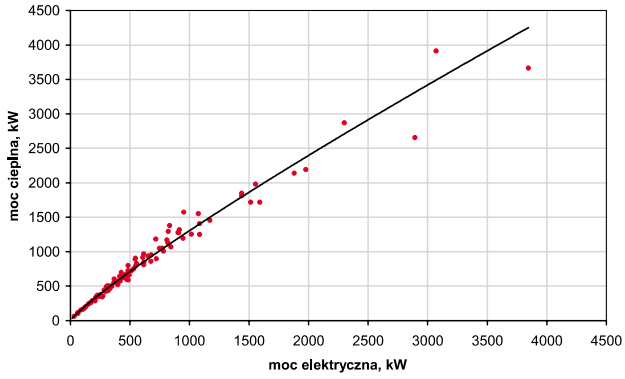
W dalszej części artykułu przedstawione zostaną wyniki optymalizacji doboru urządzeń do zapotrzebowania na ciepło dla obu zdefiniowanych trybów.

Dobór urządzeń

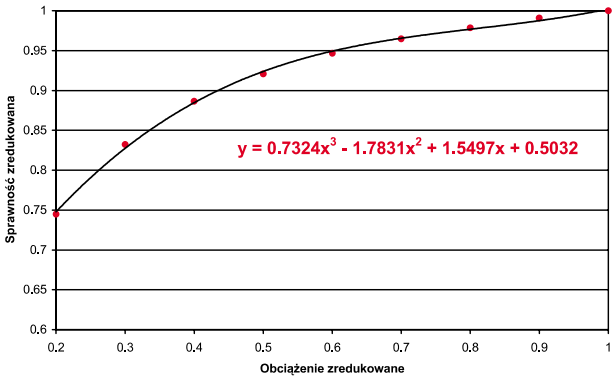
Celem optymalizacji doboru urządzeń dla zadanego przebiegu zmienności zapotrzebowania na ciepło jest znalezienie optymalnej, w danych warunkach ekonomicznych, mocy cieplnej silnika gazowego. Podstawowym zadaniem obliczeń optymalizacyjnych, przy zadanym poziomie cen nośników energii, jest dobranie silnika zapewniającego maksymalny zysk wynikający z pracy układu CHP. W przedstawionych rozważaniach moc cieplną zainstalowaną kotłów rezerwowo-szczytowych określano jako wartość stałą (nie była ona przedmiotem zadania optymalizacyjnego). Dobór danych technicznych silników dla kolejnych wariantów konfiguracji układu przeprowadzono w oparciu o dane uśrednione. Wykorzystano równania opracowane na podstawie analiz zebranych informacji statystycznych dotyczących silników gazowych pracujących w układach CHP. Jako podstawowa wielkość do obliczeń wprowadzana jest moc cieplna silnika. Pozostałe parametry, jak moc elektryczna, sprawność i wskaźnik skojarzenia, wyznaczane są przy wykorzystaniu zależności zilustrowanych na rysunkach od 2 do 5.



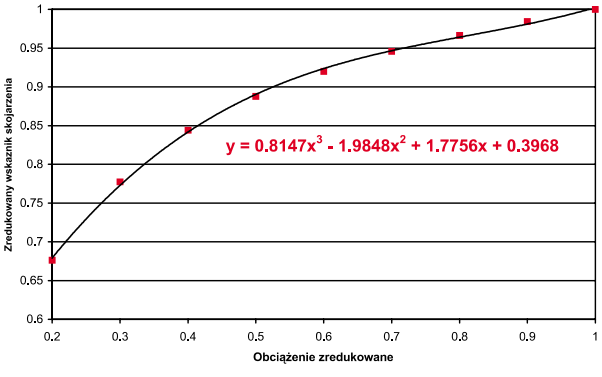
Rys.2. Sprawność znamionowa silników gazowych w funkcji znamionowej mocy



Rys. 3. Zależność znamionowych mocy cieplnej i elektrycznej dla modułu CHP z silnikiem gazowym



Rys. 4. Sprawność elektryczna silnika gazowego w funkcji obciążenia chwilowego



Rys. 5. Wskaźnik skojarzenia silnika gazowego w funkcji obciążenia chwilowego

Ocena efektywności ekonomicznej projektu

Ocenę efektywności ekonomicznej inwestycji przeprowadzono wykorzystując następujące wskaźniki:

1) Wartość bieżącą netto (Net Present Value - *NPV*), która dla czasu użytkowania układu *N* lat od chwili oddania inwestycji do eksploatacji, wynika z dodania do siebie przepływów pieniężnych przewidywanych w kolejnych latach działalności (włącznie z rokiem zerowym).

$$NPV = \sum_{t=0}^{N} \frac{CF_t}{(1+r)^t} \tag{3}$$

gdzie: t - bieżący rok eksploatacji, N - całkowita liczba lat eksploatacji, CF_t - przepływ pieniężny w danym roku t, r - stopa dyskonta

Dla rozwiązania technicznego układu, które dąży do osiągnięcia optimum ekonomicznego, wartość *NPV* przyjmuje wartość maksymalną. Daje to w rezultacie funkcję celu w postaci:

$$NPV \rightarrow \max \tag{4}$$

2) Wskaźnik wartości bieżącej netto (Net Present Value Ratio - *NPVR*), który ujmuje stosunek wartości netto projektu do wysokości nakładów inwestycyjnych niezbędnych do jej uzyskania *NPV*:

$$NPVR = \frac{NPV}{J_0} \tag{5}$$

NPVR jest wskaźnikiem pomocniczym pozwalającym dokonać wyboru wariantu inwestycji przy porównywaniu projektów podobnych pod względem konstrukcyjnym, nakładów inwestycyjnych, okresu eksploatacji itp. Przeważnie wymagane jest spełnienie warunku:

$$NPVR \Rightarrow \max \tag{6}$$

Podkreślenia wymaga fakt, że zależność (6) nie jest funkcją celu w obliczeniach optymalizacyjnych. Maksymalną wartość *NPVR* można bowiem uzyskać przez minimalizację nakładów inwestycyjnych J_0 co prowadzi do rozwiązań mało zawansowanych technologicznie.

3) Wewnętrzna stopa zwrotu (Internal Rate of Return - *IRR*), która określa stopę dyskonta, przy której wartość bieżąca netto obliczona dla całego okresu działalności jest równa zero. Inwestycja jest opłacalna tylko wtedy gdy wewnętrzna stopa zwrotu *IRR* jest większa od stopy dyskonta *r*.

4) Prosty oraz zdyskontowany okres zwrotu nakładów inwestycyjnych (Simple Pay Back Period - *SPBP*, Discounted Pay Back Period - *DPBP*), określające minimalną liczbę lat, dla której suma przepływów pieniężnych rzeczywistych oraz zdyskontowanych na rok oddania inwestycji do eksploatacji osiągną wartość równą zero:

$$\sum_{t=0}^{\mathrm{SPBP}} \mathrm{CF}_t = \sum_{t=1}^{\mathrm{SPBP}} \mathrm{CF}_t - J_0 = 0 \tag{7}$$

$$\sum_{t=0}^{\mathrm{DPB}} \frac{\mathrm{CF}_t}{(1+r)^t} = \sum_{t=1}^{\mathrm{DPB}} \frac{\mathrm{CF}_t}{(1+r)^t} - J_0 = 0 \tag{8}$$

Wychodząc z definicji okresów zwrotu nakładów inwestycyjnych, w pracy wprowadzono również pojęcia prostej i zdyskontowanej wartości inwestycji w kolejnych latach eksploatacji. Wielkości te uzyskuje się przez sumowanie przepływów pieniężnych *CF* od roku 0 do rozpatrywanego roku n.

Jak wynika z zależności od (3) do (8), podstawowym elementem oceny efektywności ekonomicznej przedsięwzięć są przepływy pieniężne netto *CF* (Net Cash Flow). Dla całego okresu eksploatacji analizowanych elektrociepłowni wyznaczano je ze wzoru:

$$\mathrm{CF} = -J_0 + J_k + S_n - K - P_d + A - R + L \qquad (9)$$

gdzie:

J_0 - całkowity poniesiony nakład inwestycyjny $(J_0 = J_w + J_k)$,
J_w - część nakładów inwestycyjnych sfinansowana ze środków własnych,
J_k - część nakładów inwestycyjnych sfinansowana z kredytów bankowych.
S_n - wartość całkowitej sprzedanej produkcji netto (przychód netto), tzn. po odjęciu podatku VAT,
K - koszty wytworzenia produkcji (w tym amortyzacja i odsetki od kredytu),
P_d - podatek dochodowy,
A - amortyzacja środków trwałych,
R - rata spłaty zaciągniętego kredytu,
L - wartość likwidacyjna przedmiotu inwestycji.

Analizę opłacalności projektu wykonywano wspólnie z oceną techniczną parametrów pracy urządzeń w ramach budowanej instalacji. Wyniki uzyskane z obliczeń technicznych stanowiły informacje wejściowe dla obliczeń ekonomicznych. Obliczenia przeprowadzono wielowariantowo. Jednym z celów takiego podejścia było ustalenie rozwiązania optymalnego. Dobór urządzeń przeprowadzono w oparciu o wykres zmienności zapotrzebowania na ciepło u odbiorców. Wykorzystując te informacje oraz charakterystyki energetyczne urządzeń obliczano chwilowe strumienie kosztów w poszczególnych momentach pracy systemu [7]. Dla wyznaczenia kosztów energii napędowej wykorzystywano zależność:

$$\dot{K}_E = \frac{\dot{E}_{CHP}}{\eta_{E_CHP}} k_{f_CHP} + \dot{E}_G k_e + \frac{\dot{Q}_B}{\eta_{E_B}} k_{f_B} \qquad (10)$$

W analizie ujęto również koszty środowiskowe, które obliczano stosując zależność:

$$\dot{K}_{śr} = \sum_{i=1}^{n} (\dot{G}_{P_CHPi} + \dot{G}_{P_Bi}) k_{Pi} + \dot{G}_W k_W \qquad (11)$$

gdzie:

$\dot{E}_{CHP}$ - moc elektryczna chwilowa modułu CHP unit, kW;
η_{E_CHP} - sprawność elektryczna modułu CHP;
k_{f_CHP} - koszt jednostkowy paliwa (gazu), PLN/GJ;
$\dot{E}_G$ - chwilowy strumień energii elektrycznej z sieci, kW;
k_e - koszt jednostkowy energii elektrycznej (zmienny w cyklu dobowym i sezonowym), PLN/kWh;
$\dot{Q}_B$ - chwilowe obciążenie cieplne kotła, kW;
η_{E_B} - sprawność;
k_{f_B} - koszt jednostkowy paliwa do kotła, PLN/GJ;
$\dot{G}_{P_CHP}$, $\dot{G}_{P_Bi}$ - emisja i-tego zanieczyszczenia, kg/s;
k_{Pi} - opłaty za emisję, PLN/kg;
$\dot{G}_W$ - strumień wody, kg/s;
k_W - koszt jednostkowy wody, PLN/kg.

W każdej chwili pracy elektrociepłowni zapewniano spełnienie bilansów energii, które dla systemu, w którego skład wchodzi moduł CHP, kocioł rezerwowo-szczytowy i przyłącze do sieci niskiego napięcia można zapisać następująco:

$$\dot{Q}_{DEM} = \frac{\dot{E}_{CHP}}{\sigma} + \dot{Q}_B - \dot{Q}_C + \dot{Q}_D \qquad (12)$$

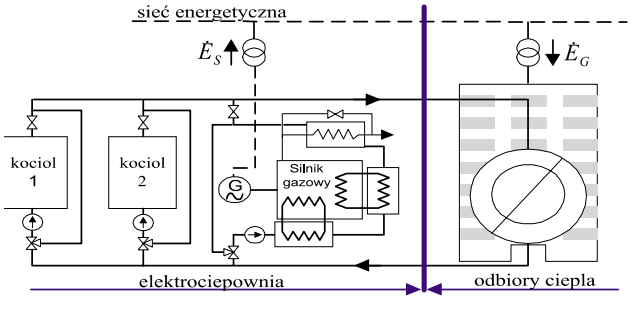
$$\dot{E}_F = \frac{\dot{E}_{CHP}}{\eta_{E_CHP}} + \frac{\dot{Q}_B}{\eta_{E_B}} \qquad (13)$$

gdzie:

$\dot{Q}_{DEM}$ - zapotrzebowanie na ciepło, kW;
$\dot{Q}_C$ - ciepło z układu CHP odprowadzone do otoczenia, kW;
$\dot{Q}_D$ - niedobory ciepła, kW;
$\dot{E}_F$ - energia chemiczna paliwa, kW;
$\sigma = \dot{E}_{CHP} / \dot{Q}_{CHP}$ - wskaźnik skojarzenia.

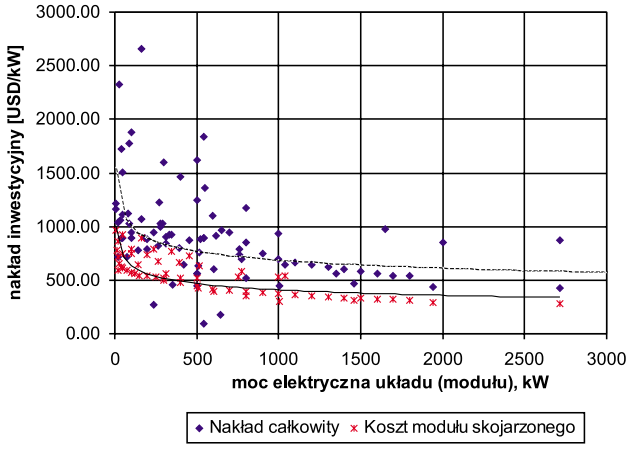
Analiza i optymalizacja elektrociepłowni komercyjnej

Schemat ideowy analizowanej instalacji przedstawiono na rysunku 6. Jak już wspomniano instalacja składa się z silnika gazowego (z chłodnicą wentylatorową), kotłów rezerwowo-szczytowych oraz przyłącza do sieci energetycznej niskiego napięcia. Ciepło wytwarzane w układzie kierowane jest do lokalnych odbiorców w ilości odpowiadającej chwilowemu zapotrzebowaniu, a energia elektryczna $\dot{E}_S$ jest w całości sprzedawana do sieci. Po stronie odbiorców ciepła zapotrzebowanie na energię elektryczną jest pokrywane przez zakup energii z sieci $\dot{E}_G$.



Rys. 6 Konfiguracja elektrociepłowni z silnikiem gazowym

W przypadku oceny projektów instalacji małych układów CHP jednym z większych problemów jest oszacowanie wymaganych nakładów inwestycyjnych. Są one funkcją mocy cieplnej i elektrycznej układu, ilości urządzeń, stopnia złożoności, zautomatyzowania i innych czynników. Dokładne dane określające poziom nakładów uzyskuje się właściwie po podjęciu decyzji o budowie obiektu na podstawie zapytań ofertowych kierowanych do dostawców urządzeń i wykonawców. W pracy wykorzystano dane statystyczne zebrane z podobnych, już zrealizowanych inwestycji, jak również z różnego rodzaju publikacji i baz danych [1], [6], [8]. Na rysunku 7 przedstawiono uśrednione krzywe jednostkowych nakładów inwestycyjnych na układ z silnikiem gazowym. Krzywa całkowitych nakładów inwestycyjnych nie ujmuje kotła rezerwowo-szczytowego.

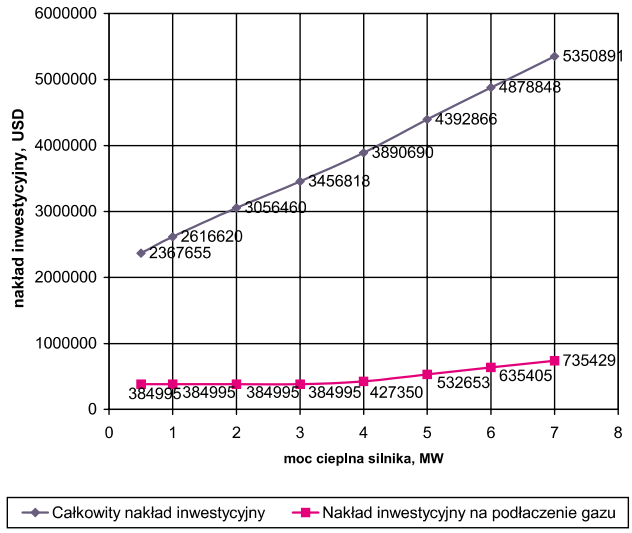


Rys. 7. Uśrednione nakłady inwestycyjne na układ skojarzony z silnikiem tłokowym na gaz ziemny

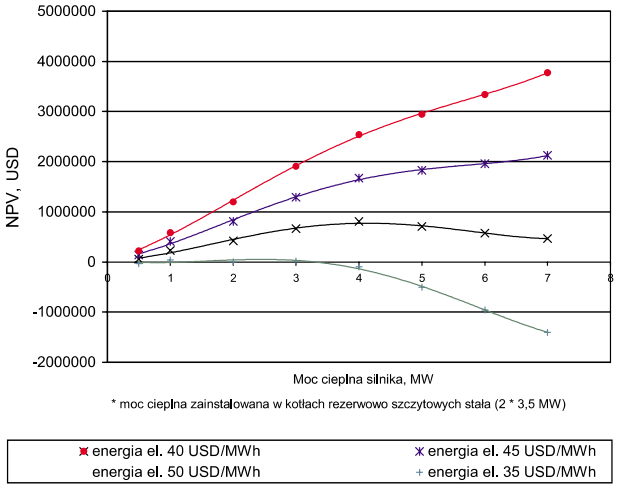
Obliczenia optymalizacyjne przeprowadzono przy następujących założeniach.

1. System zbudowany zostanie w oparciu o moduł CHP z silnikiem tłokowym, kocioł gazowy rezerwowo-szczytowy oraz przyłącze do sieci energetycznej.
2. Czas eksploatacji obiektu wynosi 15 lat.
3. Stopę dyskonta przyjęto na poziomie 8%.
4. Założono, że inwestycja będzie w całości finansowana z kredytu oprocentowanego w wysokości 8% w skali roku (kredyt dolarowy).
5. Czas spłaty kredytu wynosi 5 lat.
6. W obliczeniach nie uwzględniano wskaźników wzrostu cen i kosztów.
7. Wartość 1 USD w chwili wykonywania analiz wynosiła 4,09 zł.
8. W przypadku analizowania instalacji z dwoma silnikami założono czas wykorzystania 8760 godzin (okresy serwisowe przesunięte względem siebie w czasie).
9. Przyjęto następujące zakresy zmienności cen i kosztów nośników energii:
   - cena sprzedaży energii elektrycznej do sieci: 35 USD/MWh - 50 USD/MWh,
   - cena sprzedaży ciepła: 7 USD/GJ - 10 US/GJ,
   - koszt zakupu gazu: 3,15 USD/GJ (10,8 USc/Nm^3) - 3,9 USD/GJ (13,4 USc/Nm^3).

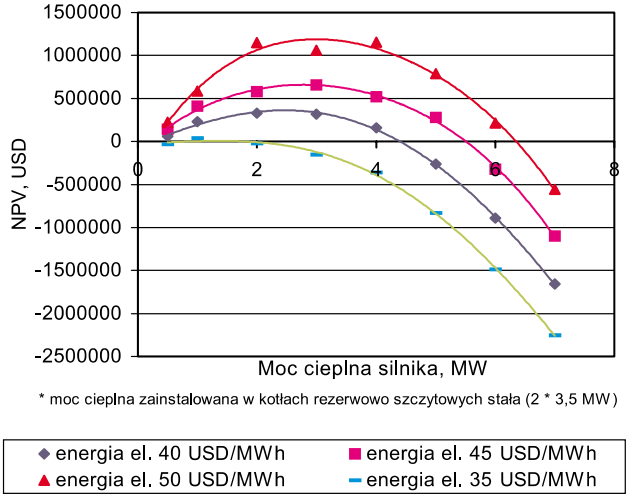
Analizy przeprowadzano dla różnych wymaganych mocy cieplnych maksymalnych $\dot{Q}_{c\max}$ po stronie odbiorców. W pierwszej kolejności analizowano elektrociepłownię komunalną o stosunkowo dużej mocy cieplnej. Maksymalne zapotrzebowanie ciepła na wykresie uporządkowanym przyjęto na poziomie 7,1 MW (rys. 1). Przyjęto, że moc cieplna zainstalowana w kotłach rezerwowo-szczytowych wyniesie 7 MW (2 x 3.5 MW). Podstawowym urządzeniem w elektrociepłowni będzie moduł CHP z silnikiem spalinowym. Przeanalizowano 8 wariantów mocy cieplnej modułu. Nakłady inwestycyjne w poszczególnych wariantach przedstawiono na rysunku 8. Wartość całkowitych nakładów inwestycyjnych szacowana była dla obiektu „pod klucz", w którym ujęto również doprowadzenie gazu oraz instalację kotłów rezerwowo-szczytowych. W pierwszym etapie obliczeń założono, że silnik pracuje przez 8400 godzin w roku pełną mocą. Uzyskane wartości wskaźnika NPV dla projektu przedstawiono na rysunku 9. Kolejna seria obliczeń przeprowadzona była przy założeniu, że silnik pracuje z mocą cieplną wynikającą z krzywej zapotrzebowania (tryb pracy 2 na rys. 1). Czas pracy urządzenia został ograniczony do 5100 godzin w roku. Wyniki obliczeń ekonomicznych przedstawiono na rysunku 10. Z rysunków wynika wyraźnie, że wraz ze skróceniem czasu pracy modułu CHP nie tylko uległa pogorszeniu opłacalność inwestycji, ale również zmienił się przebieg krzywych *NPV* w funkcji mocy cieplnej silnika. Dla poszczególnych wariantów ceny sprzedaży energii elektrycznej zmieniło się położenie punktu optymalnego na poszczególnych krzywych.



Rys. 8. Całkowite nakłady inwestycyjne na elektrociepłownię oraz nakłady na doprowadzenie gazu przy maksymalnej wymaganej mocy cieplnej $\dot{Q}_{c\max}$ = 7.1 MW



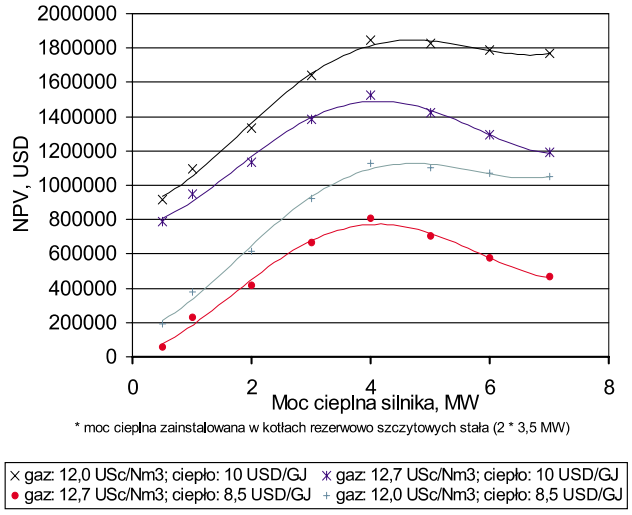
Rys. 9. *NPV* w funkcji mocy cieplnej ($\dot{Q}_{c\max}$ = 7,1 MW i pracy silnika pełną mocą przez 8400 godzin w roku, koszt gazu: 3,7 USD/GJ, cena ciepła 8,5: USD/GJ)



Rys. 10. *NPV* w funkcji mocy cieplnej ($\dot{Q}_{c\max}$ = 7,1 MW i pracy silnika zgodnie z krzywą zapotrzebowania na ciepło koszt gazu: 3,7 USD/GJ, cena ciepła 8,5: USD/GJ)

Jak wynika z rysunku 9 i 10, bardziej opłacalna jest praca układu skojarzonego pełną mocą. Wskaźnik NPV jest w tym wypadku znacznie korzystniejszy, pomimo faktu, że praca pełną mocą w okresie niskiego zapotrzebowania na ciepło powoduje konieczność chłodzenia silnika przy użyciu chłodnic wentylatorowych i odprowadzania gorących spalin do atmosfery. Przy wysokiej cenie energii elektrycznej (w obliczeniach 50 USD/MWh) straty ciepła są kompensowane do tego stopnia, że opłacalna jest instalacja silnika o jak największej mocy cieplnej. W przypadku spadku ceny energii elektrycznej optymalna moc cieplna silnika zmniejsza się. Gdy silnik pracuje po krzywej zapotrzebowania na ciepło, wrażliwość położenia punktu optymalnego krzywej NPV na zmianę ceny energii elektrycznej jest mniejsza (rys. 10), jakkolwiek tendencja przesunięcia w kierunku mniejszej mocy cieplnej jest tu również zauważalna.

W dalszej części pracy ograniczono się do obliczeń dla trybu pracy pełną mocą. Na rysunku 11 przedstawiono przebieg krzywych *NPV* w funkcji mocy cieplnej silnika gazowego przy założeniu stałej ceny energii elektrycznej (40 USD/MWh) oraz różnych cen sprzedaży ciepła i zakupu gazu. Analiza zmienności *NPV* dla projektu w funkcji mocy cieplnej silnika prowadzi do wniosku, że zmienność cen paliwa i ciepła wpływa w znacznie mniejszym stopniu na optymalną wielkość urządzenia niż cena energii elektrycznej.



Rys. 11. *NPV* w funkcji mocy cieplnej ($\dot{Q}_{g\max}$ = 7,1 MW i pracy silnika pełną mocą przez 8400 godzin przy zmiennych cenach gazu i ciepła cena energii elektrycznej 40 USD/MWh)

W tabeli 1 zestawiono wartości wskaźników efektywności ekonomicznej uzyskanych z obliczeń, w których przyjęto cenę sprzedaży energii elektrycznej 40 USD/MWh, cenę sprzedaży ciepła 10 USD/GJ oraz cenę zakupu gazu 3,7 USD/GJ.

Analizując dane z tabeli 1 można zauważyć, że maksymalna wartość *NPV* jest uzyskiwana dla innej mocy cieplnej silnika niż moc, przy której osiągany był minimalny zdyskontowany okres zwrotu nakładów inwestycyjnych. Najkorzystniejsze wartości *SPBP*, *DPBP* oraz *IRR* uzyskane zostały dla silnika spełniającego warunek (6). W tabeli przedstawiono również wyniki dla wariantu budowy elektrociepłowni w oparciu o dwa moduły CHP o łącznej mocy cieplnej 7 MW. Widać wyraźnie, że opłacalność inwestycji uległa znacznemu pogorszeniu w stosunku do układu z jednym silnikiem. Wynika to przede wszystkim ze wzrostu wymaganych nakładów inwestycyjnych. Dodatkowe pogorszenie wskaźników wystąpiło w sytuacji, gdy praca jednego z silników wpasowana była w krzywą zapotrzebowania ciepła. Całkowity roczny czas wykorzystania urządzenia

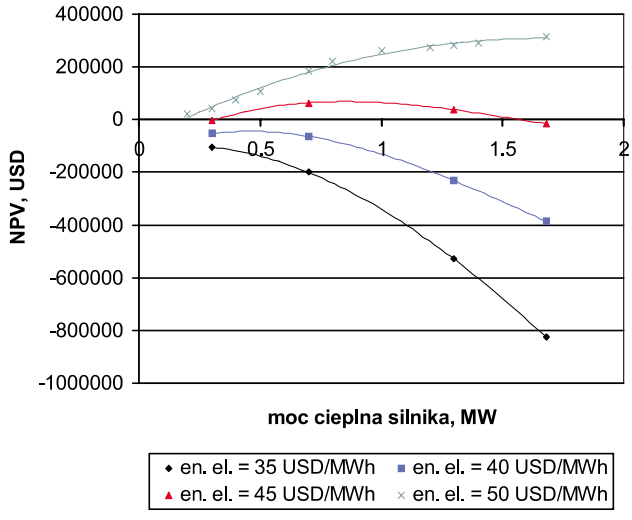
uległ skróceniu do 3450 godzin, co miało zasadniczy wpływ na obniżenie opłacalności inwestycji.

Tabela 1

Wskaźniki efektywności ekonomicznej dla układu z silnikiem spalinowym pracującym przez 8400 godzin w roku pełną mocą

Moc cieplna silnika, MW*	Wskaźnik				
	NPV, USD	NPVR	IRR	SPBP	DPBP
0.5	787767	0.33	0.187	8	9
1	950566	0.36	0.198	7.8	9
2	1136605	0.37	0.201	7.7	8.9
3	1383054	0.40	0.212	7.5	8.7
3.5	1496189	0.41	0.215	7.5	8.5
4	1524441	0.39	0.209	7.5	8.7
5	1422541	0.32	0.183	8	9.1
6	1295598	0.27	0.163	8.3	10
7	1199786	0.22	0.149	8.5	10.4
2x3.5 (silniki pracują pełną mocą)	232571	0.04	0.092	10	13.5
2x3.5 (jeden silnik pracuje pełną mocą a drugi zgodnie z zapotrzebowaniem na ciepło)	49252	0.01	0.083	10.5	14.5

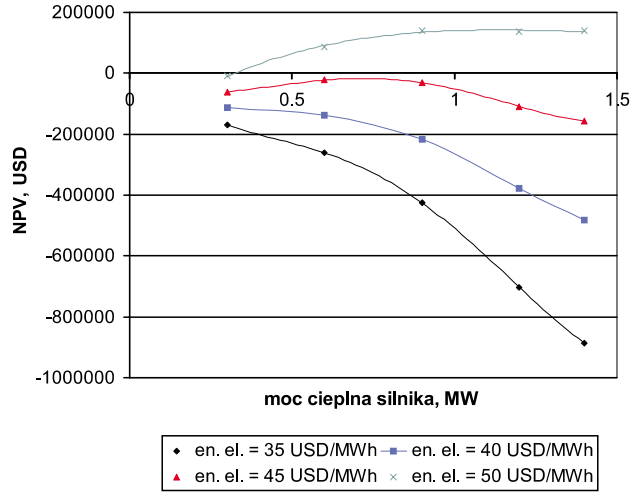
* moc cieplna zainstalowana w kotłach rezerwowo-szczytowych ustalona została na poziomie 7 MW (dwa kotły)



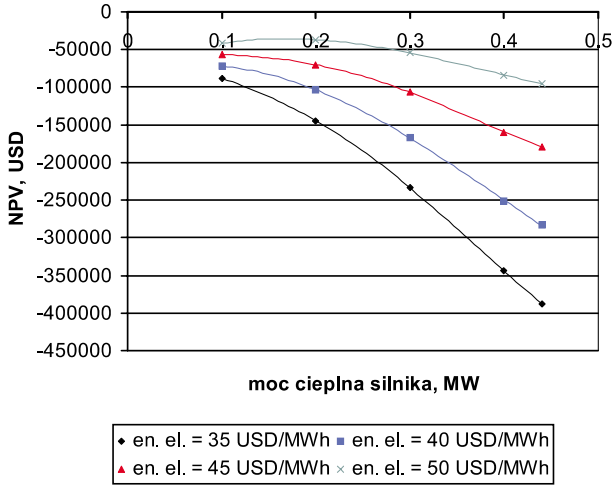
Rys. 12. *NPV* w funkcji mocy cieplnej ($\dot{Q}_{c\max}$ = 1,68 MW i pracy silnika pełną mocą przez 8400 godzin w roku koszt gazu: 3,5 USD/GJ, cena ciepła 8,5: USD/GJ)

W kolejnych obliczeniach analizowano elektrociepłownie, dla których zmniejszano maksymalną moc cieplną wymaganą przez odbiorców $\dot{Q}_{c\max}$. Wszystkie analizy przeprowadzono według analogicznego schematu obliczeń oraz przy tych samych danych wejściowych. Zaobserwowano, że wraz ze spadkiem maksymalnej mocy cieplnej na wykresie uporządkowanym (rys. 1) zmniejsza się opłacalność inwestycji.

Na rysunkach 12, 13 i 14 przedstawiono wyniki optymalizacji mocy cieplnej silnika dla kolejnych wartości $\dot{Q}_{c\max}$. W stosunku do poprzedniej analizy zmniejszona została cena gazu do poziomu 3,5 USD/GJ. Nakłady inwestycyjne na doprowadzenie gazu zmniejszano proporcjonalnie do maksymalnego zapotrzebowania gazu w instalacji. Przy najmniejszej analizowanej wymaganej mocy cieplnej $\dot{Q}_{c\max}$ = 0,45 MW nie uzyskano dodatniej wartości *NPV*.



Rys. 13. *NPV* w funkcji mocy cieplnej $\dot{Q}_{c\max}$ = 1,45 MW i pracy silnika pełną mocą przez 8400 godzin w roku (koszt gazu: 3,5 USD/GJ, cena ciepła 8,5: USD/GJ)



Rys. 14. *NPV* w funkcji mocy cieplnej ($\dot{Q}_{c\max}$ = 0,45 MW i pracy silnika pełną mocą przez 8400 godzin w roku koszt gazu: 3,5 USD/GJ, cena ciepła 8,5 USD/GJ)

Podsumowanie

W artykule przedstawiono przykładowe wyniki analiz techniczno-ekonomicznych małych elektrociepłowni z tłokowymi silnikami spalinowymi zasilanymi gazem ziemnym. Wyniki obliczeń wskazują na konieczność optymalizacji mocy układów dla zadanego przebiegu zmienności zapotrzebowania na ciepło. Brak ograniczeń w sprzedaży energii elektrycznej poprawia efektywność układów z uwagi na fakt, że praca silnika ze zmiennym obciążeniem jest nieefektywna energetycznie i ekonomicznie z uwagi na spadek jego sprawności (rys. 4, 10). Podkreślić jednak należy, że wrażliwość na zmiany obciążenia w układach z silnikami tłokowymi jest mniejsza niż w przypadku elektrociepłowni z turbinami gazowymi z uwagi na mniejszy spadek sprawności silnika przy zmniejszaniu obciążenia niż turbiny gazowej [4].

Z przeprowadzonych obliczeń wynika, że konfiguracja układu oraz tryb jego pracy mają znaczący wpływ na opłacalność inwestycji. Stosowanie w układzie kilku mniejszych silników zwiększa dyspozycyjność układu w czasie konserwacji, remontów i nieprzewidzianych awarii. Budowa modułowa zwiększa jednak nakłady inwestycyjne w porównaniu z układem z jednym silnikiem (przy takiej samej całkowitej mocy zainstalowanej), a tym samym zwiększa koszty kapitałowe. Przy jednoczesnym wzroście kosztów eksploatacji (głównie remontów i konserwacji) w konsekwencji otrzymujemy większy koszt produkcji ciepła.

Obliczenia pokazały również, że przy odpowiedniej strukturze cen gazu, ciepła i energii elektrycznej, przy nieograniczonej możliwości odprowadzania energii elektrycznej do sieci, opłacalna jest praca modułu CHP pełną mocą bez względu na rzeczywiste zapotrzebowanie na ciepło. Praca w trybie 2 (pole 2 na rys. 1) powoduje, że zmniejsza się w stosunku do trybu pracy 1 ilość wytworzonej energii elektrycznej. Mimo jednoczesnego zmniejszenia zużycia paliwa w układzie, przy poprawnej ekonomicznie relacji ceny gazu do ceny energii elektrycznej, opłacalność układu ulega pogorszeniu. Dobór mocy silnika oraz ustalenie jego trybu pracy stanowią tym samym podstawowy problem obliczeniowy przy ocenie opłacalności budowy małych elektrociepłowni zasilanych gazem ziemnym.

Moc cieplna modułu CHP, przy której uzyskiwane są najkorzystniejsze wskaźniki efektywności ekonomicznej, zmienia się w zależności od wielkości nakładów inwestycyjnych, poziomu kosztów paliwa, cen sprzedaży energii elektrycznej i ciepła, konfiguracji systemu i trybu pracy urządzeń oraz przebiegu zmienności zapotrzebowania na ciepło u odbiorców. Jak wynika z artykułu, przy odpowiedniej strukturze cen i kosztów oraz przy odpowiednio wysokim poziomie zapotrzebowania na ciepło, małe elektrociepłownie gazowe są inwestycjami opłacalnymi z ekonomicznie [9]. Możliwe do uzyskania okresy zwrotu nakładów inwestycyjnych mogą być atrakcyjne jak dla inwestycji w energetyce. Biorąc pod uwagę szereg zalet techniczno-eksploatacyjnych i środowiskowych układów gazowych należy stwierdzić, że w niedługim czasie stanowić mogą one alternatywę dla centralnych systemów energetyki zawodowej zasilanych paliwami stałymi.

Literatura

[1] Small-scale cogeneration in non-residential buildings. Raport Komisji Europejskiej opublikowany w ramach programu JPULE-THERMIE. Instituto Cooperativo per l'Innovazione. Rzym, 1998

[2] Kalina J.: Skojarzone wytwarzanie ciepła grzejnego i energii elektrycznej w zasilanych gazem ziemnym urządzeniach „małej energetyki". Materiały krajowej konferencji: Gazownictwo w procesie modernizacji systemów ciepłowniczych w Polsce. GAZTERM'98. Międzyzdroje 18-20 maja 1998

[3] Skorek J., Kalina J., Bartnik R.: Koszty wytwarzania ciepła i energii elektrycznej w zasilanych gazem ziemnym małych układach skojarzonych oraz ich efektywność ekonomiczna. *Energetyka* 1998, nr 8

[4] Bartnik R., Skorek J., Wronkowski H., Kalina J.: Analiza porównawcza efektywności ekonomicznej skojarzonego wytwarzania ciepła i energii elektrycznej w prostym i kombinowanym układzie z turbiną gazową małej mocy. *Energetyka* 1999, nr 3, str. 134 - 141

[5] Kalina J., Skorek J.: Opłacalność stosowania małych układów do skojarzonego wytwarzania ciepła i energii elektrycznej w pojedynczych obiektach. *Gospodarka Paliwami i Energią* 1999, nr 7

[6] Major G. Learning from experiences with small-scale cogeneration. CADDET Analyses Series No. 1. Sitard, Netherlands 1993

[7] Witzani M., Pechtl P.: Modelling of (cogeneration)-power plants on time dependent power demands of the consumer. Materiały konferencji ASME Cogen-Turbo Conference. Wiedeń (Austria), August 1995

[8] Bejan A., Tsatsaronis G., Moran M. : Thermal design and optimisation. A Wiley-Interscience Publication, John Wiley and Sons, INC. New York 1996

[9] Bartnik R.: Uwarunkowania stosowania w kraju opartych na gazie ziemnym nowoczesnych technologii skojarzonego wytwarzania ciepła i energii elektrycznej. *Energetyka* 2000, nr 1

❑