ZESZYTY NAUKOWE POLITECHNIKI ŚLĄSKIEJ 2003
Seria: ENERGETYKA z. 139 Nr kol. 1590

Janusz SKOREK, Jacek KALINA, Wojciech KOSTOWSKI
Instytut Techniki Cieplnej
Politechnika Śląska
ul. Konarskiego 22, 44-100 Gliwice
e-mail: kalina@itc.ise.polsl.gliwice.pl, skorek@itc.ise.polsl.gliwice.pl

TECHNICZNE, EKOLOGICZNE I EKONOMICZNE UWARUNKOWANIA KOGENERACJI W UKŁADACH GAZOWYCH

Streszczenie. *W pracy przedstawiono podstawowe uwarunkowania stosowania technologii skojarzonej produkcji nośników energii w gazowych układach kogeneracyjnych (tzw. technologia CHP). Omówiono najczęściej stosowane rozwiązania techniczne układów CHP oraz miejsca ich zastosowań. Omówiono problematykę doboru urządzeń, konfiguracji i eksploatacji układu, a w tym możliwość stosowania zasobników ciepła. Omówiono również problematykę optymalizacji konfiguracji układów i opłacalności inwestycji. Podkreślono pozytywne efekty ekologiczne wynikające ze stosowania gazowych układów kogeneracyjnych.*

TECHNICAL, ECOLOGICAL AND ECONOMIC ASPECTS OF CO-GENERATION IN GAS SUPPLIED CHP SYSTEMS

Summary. *Technical, economic and ecological aspects of cogeneration based on gaseous fuels are presented in the paper. Typical solutions are shown together with their possible implementations. Problems of machinery selection, plant sizing and optimization are discussed. Finally, methodology and problems of economic analysis are presented as well as the viability of the cogeneration projects is estimated. The problems iscussed represent the research fields of the Division of Thermodynamics and Gas Energy at the Institute of Thermal Technology, Silesian University of Technology.*

1. Wprowadzenie

W ostatniej dekadzie obserwuje się dynamiczny rozwój układów kogeneracyjnych małej i średniej mocy, budowanych na bazie tłokowych silników spalinowych i turbin gazowych, zasilanych paliwami gazowymi (tzw. układy CHP — Combined Heat and Power). Technologia ta umożliwia budowę układów dopasowanych do potrzeb najmniejszych nawet odbiorców. Układy CHP znajdują szerokie zastosowanie zarówno w gospodarce komunalnej, jak i w przemyśle.

Pomimo dużego zainteresowania skojarzonym wytwarzaniem ciepła i energii elektrycznej w układach gazowych w Polsce obserwuje się stosunkowo nieznaczny przyrost liczby instalacji. Ma to związek z wieloma czynnikami, które w efekcie określają poziom efektywności ekonomicznej poszczególnych projektów.

W pracy omówiono zagadnienia związane z gospodarką skojarzoną, prowadzoną przy zastosowaniu układów gazowych. Przedstawiono najczęściej spotykane rozwiązania techniczne oraz miejsca ich zastosowań. Omówiono problematykę doboru urządzeń, konfiguracji i pracy układów w obiektach. Zwrócono uwagę na efekty ekologiczne oraz problematykę optymalizacji układów i opłacalności inwestycji. Praca stanowi przegląd zagadnień związanych z gospodarką skojarzoną w układach gazowych, nad którymi prowadzone są badania w Zakładzie Termodynamiki i Energetyki Gazowej Instytutu Techniki Cieplnej Politechniki Śląskiej w Gliwicach.

2. Paliwa gazowe dla układów kogeneracyjnych

Jedną z istotnych cech układów gazowych jest możliwość zasilania ich różnymi paliwami gazowymi, co zwiększa możliwość stosowania kogeneracji na niewielką skalę w instalacjach rozproszonych. Problematyka pozyskania i wykorzystania paliw gazowych w układach kogeneracyjnych jest jednak szeroka. Obejmuje ona zagadnienia oceny zasobów i kosztów pozyskania, oceny zmienności podaży w czasie, analizy składu i właściwości paliw, konstrukcji urządzeń i układów, analizy parametrów pracy urządzeń, aspekty środowiskowe, efekty ekonomiczne i inne.

O przydatności paliwa w aspekcie zastosowania w układach CHP decyduje szereg właściwości, z których najważniejsze to wartość opałowa, liczba Wobbego, odporność na spalanie stukowe (zwykle określana liczbą metanową), odpowiednia prędkość spalania mieszanki paliwowo-powietrznej, niska zawartość zanieczyszczeń i inne.

Pierwszą grupę paliw gazowych stanowią gazy, których głównym składnikiem palnym jest metan (CH_4). Ich powstawanie związane jest z rozkładem substancji organicznej w wyniku działalności bakterii anaerobowych. Do grupy tej zaliczyć można takie gazy jak:

- gaz ziemny wysokometanowy i zaazotowany,
- biogazy (gaz z fermentacji biologicznej i gaz wysypiskowy,
- gaz z odmetanowania kopalń.

Drugą grupę stanowią gazy, których skład ustalany jest w procesach termicznych. Ich głównymi składnikami palnymi są tlenek węgla (CO) oraz wodór (H_2). Do grupy tej zaliczyć można:

- gazy z procesów zgazowania paliw stałych, biomasy lub odpadów,
- gazy syntezowe,
- gaz koksowniczy,
- gazy odpadowe z procesów technologicznych (głównie hutniczych i chemicznych).

Osobną grupę stanowią propan i mieszaniny propanu z butanem (LPG). Obecnie w układach kogeneracyjnych najczęściej stosowane są paliwa gazowe o wartości opałowej pomiędzy 11 a 37 MJ/m_n^3. Projektowane są systemy spalania gazów o wartości opałowej na poziomie 3.7 MJ/m_n^3. W czasie testów laboratoryjnych, przeprowadzonych przez firmę General Electric, udało się w komorze spalania turbiny gazowej z powodzeniem spalać paliwo gazowe o wartości opałowej 4 MJ/m_n^3 1.

3. Zagadnienia techniczne kogeneracji w układach gazowych

W gazowych układach skojarzonych spaliny uzyskane w wyniku spalenia paliwa są zwykle w pierwszej kolejności wykorzystywane jako czynnik roboczy w obiegu silnikowym, gdzie wytwarzana jest praca. Ciepło użyteczne wytwarzane jest przy wykorzystaniu ciepła odpadowego z obiegu silnika. W stosunku do elektrociepłowni węglowych, układy gazowe charakteryzują zwykle: mała moc elektryczna i cieplna, mała liczba urządzeń, mała bezwładność cieplna i duża elastyczność pracy oraz niskie wymagania obsługi. Najczęściej spotykanymi rozwiązaniami w zakresie gazowych układów skojarzonych są 6:

- proste układy skojarzone z turbinami gazowymi,
- kombinowane układy gazowo-parowe,
- układy z mikroturbinami gazowymi,
- układy silnikami tłokowymi,
- układy z ogniwami paliwowymi,
- układy z silnikami Stirlinga.

Ze względu na stopień rozwoju technologii oraz poziom wymaganych nakładów inwestycyjnych najczęściej stosowane są silniki tłokowe i turbiny gazowe. Z kolei stosunkowo rzadkim rozwiązaniem są elektrociepłownie parowe z kotłami gazowymi. Wynika to głównie z ich stosunkowo niskiej efektywności ekonomicznej rozwiązań.

Turbiny gazowe najczęściej znajdują zastosowanie w instalacjach o mocy elektrycznej większej niż 1 MW 7. Układy budowane na bazie silników tłokowych dostępne są w szerokim zakresie mocy od 5 kW do 50 MW mocy elektrycznej. Miejsca, gdzie gazowe moduły kogeneracyjne znajdują najczęściej zastosowanie, to: małe elektrociepłownie zawodowe, szpitale, uniwersytety i szkoły, centra sportowe, centra handlowe, biurowce, hotele, osiedla mieszkaniowe, lotniska, zakłady przemysłowe, oczyszczalnie ścieków, szklarnie i suszarnie czy wreszcie tzw. „parki energetyczne". Przykładowy schemat gazowego układu skojarzonego, pracującego na potrzeby pojedynczego obiektu, przedstawiono na rys. 1. Bilans energii dla tego układu ma następującą ogólną postać:

$$\dot{P}W_d + N_G = N_D + N_{CHP}^s + \dot{Q}_D + \dot{Q}_{str}, \tag{1}$$

gdzie: $\dot{P}W_d$ – strumień energii chemicznej paliwa doprowadzonego do układu, N_G – moc elektryczna pobierana z sieci, N_D – moc elektryczna wymagana przez odbiorcę, N_{CHP}^s – moc elektryczna odprowadzana do sieci zewnętrznej, $\dot{Q}_D$ – moc cieplna wymagana przez odbiorcę, $\dot{Q}_{str}$ – strumień strat ciepła.

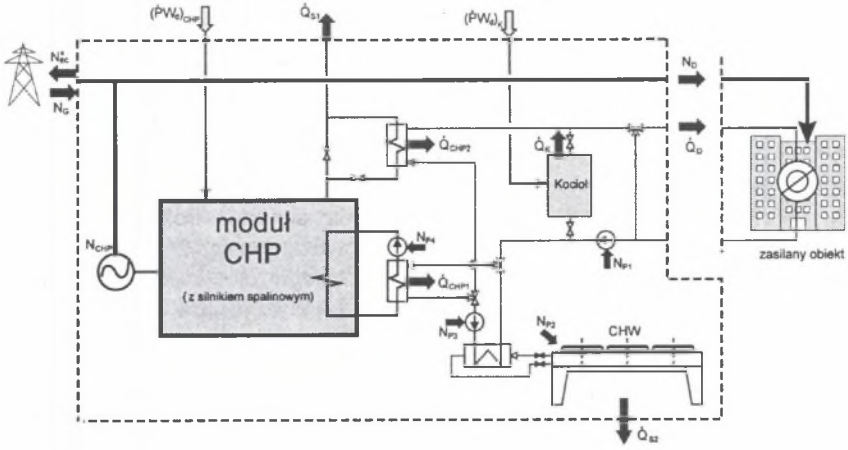
Zazwyczaj w analizach technicznych doboru układu kogeneracyjnego niezbędne jest sporządzenie bilansów energii dla poszczególnych nośników energii w celu wykorzystania charakterystyk energetycznych poszczególnych urządzeń:

$$N_D = \sum_{i=1}^{n_{CHP}} N_{CHPi} + N_G - N_{CHP}^s - \sum_{k=1}^{n_P} N_{Pj} \tag{2}$$

$$\dot{Q}_D = \sum_{i=1}^{n_{CHP}} \dot{Q}_{CHPi} + \sum_{j=1}^{n_K} \dot{Q}_{Kj} - \dot{Q}_{str} + \Delta\dot{Q} \tag{3}$$

$$\dot{P}W_d = \sum_{i=1}^{n_{CHP}} (\dot{P}W_d)_{CHPi} + \sum_{j=1}^{n_K} (\dot{P}W_d)_{Kj} = \sum_{i=1}^{n_{CHP}} \frac{N_{CHPi}}{\eta_{E_CHPi}} + \sum_{j=1}^{n_K} \frac{\dot{Q}_{Kj}}{\eta_{Ekj}}, \tag{4}$$

gdzie: n_{CHP} – liczba modułów CHP; $\Delta\dot{Q}$ - chwilowe niedobory ciepła; n_K – liczba kotłów; n_P – liczba urządzeń pomocniczych; N_{CHPi} – moc elektryczna modułu *CHP*; N_{Pj} – moc pobierana przez urządzenie pomocnicze; $\dot{Q}_{Kj}$ - moc cieplna kotła; $(\dot{P}W_d)_{CHPi}$, $(\dot{P}W_d)_{Kj}$ - energia chemiczna paliwa zużywana w module *CHP* oraz w kotle.



Rys. 1. Schemat bilansowy dla układu skojarzonego (CHW – chłodnica wentylatorowa, N_{CHP} – moc generatora, N_G – moc elektr. pobierana z sieci, $(\dot{P}W_d)_{CHP}$ – energia chem. paliwa do układu skojarzonego, $(\dot{P}W_d)_K$ – energia chem. paliwa do kotła rezerwowo-szczytowego, N_D – zapotrzebowanie mocy elektr., N_{EC}^s – moc elektr. do sieci, N_{Pi} – moc zużywana przez urządzenia pomocnicze, $\dot{Q}_D$ – zapotrzebowanie mocy cieplnej, $\dot{Q}_{CHPi}$ – moc cieplna poszczególnych źródeł, $\dot{Q}_K$ – moc cieplna kotła, $\dot{Q}_{Si}$ – straty ciepła, i = 1, 2 ... n)

Fig. 1. Energy balance scheme for the CHP system (CHW – fan cooler, N_{CHP} – electric power of generator, N_G – electric power from the grid, $(\dot{P}W_d)_{CHP}$ – chemical energy of fuel for CHP unit, $(\dot{P}W_d)_K$ – chemical energy of fuel for the peak boiler, N_D – demand of electric power, N_{EC}^s – electric power to the grid, N_{Pi} – power consumed for own purposes, $\dot{Q}_D$ – hest demand, $\dot{Q}_{CHPi}$ – heat from the sources, $\dot{Q}_K$ – heat from the boiler, $\dot{Q}_{Si}$ – heat losses, i = 1, 2 ... n)

W wielu przypadkach miejsce zastosowania wpływa znacząco na późniejsze parametry pracy urządzeń oraz na końcową efektywność energetyczną i ekonomiczną inwestycji 26. Analiza opłacalności inwestycji, w której zakres wchodzi część energetyczna i ekonomiczna, jest najważniejszym etapem każdego projektu. W części technicznej zwykle wyróżnić można następujące zadania 4, 5:

- określenie zapotrzebowania na nośniki energii (energia elektryczna, ciepło, zimno) oraz jego zmienności w czasie (wykresy rzeczywiste i uporządkowane),
- zdefiniowanie charakteru pracy urządzenia (np. układ zorientowany na produkcję ciepła lub energii elektrycznej, układ odosobniony, możliwość zastosowania zasobników ciepła itp.),
- określenie parametrów technicznych urządzeń,
- określenie wpływu zmienności obciążenia oraz parametrów otoczenia na osiągalne parametry pracy układu, obliczenie wskaźników efektywności energetycznej projektu.

Gdy układ przewidywany jest do pracy w podstawie obciążenia cieplnego lub elektrycznego zasilanego obiektu, możliwa jest jego praca przy parametrach nominalnych bez względu na dobowe zmiany zapotrzebowania na ciepło i energię elektryczną. W pozostałych przypadkach występują różne relacje pomiędzy chwilowym zapotrzebowaniem na moc cieplną i elektryczną a osiągalną mocą elektryczną i cieplną modułu CHP 4, 5. Sposób, w jaki układ reaguje na zmiany obciążenia cieplnego i elektrycznego, określany jest mianem trybu pracy. Wyróżnia się następujące podstawowe tryby pracy układu CHP:

1) **praca zorientowana na produkcję ciepła** – moduł CHP pracuje po krzywej zapotrzebowania na ciepło. Niedobory ciepła wytwarzane są w kotle szczytowym bądź pobierane z zasobnika ciepła. Energia elektryczna jest produktem ubocznym. Może być ona odprowadzana do sieci zewnętrznej bądź w przypadku niedoborów z tej sieci pobierana;
2) **praca zorientowana na produkcję energii elektrycznej** – moduł CHP pracuje po krzywej zapotrzebowania na energię elektryczną. Niedobory ciepła wytwarzane są w kotle. W przypadku wystąpienia nadwyżek ciepła jest ono rozpraszane w otoczeniu przez chłodnice wentylatorowe (chłodzenie silnika) lub w postaci gorących spalin;
3) **praca modułu bez skojarzenia** – moduł wytwarza jedynie energię elektryczną, a ciepło jest rozpraszane w otoczeniu;
4) **układ nie pracuje** – zapotrzebowanie na ciepło jest pokrywane przez kotły, a energia elektryczna jest kupowana z sieci;
5) **praca zorientowana na maksymalizację efektu ekonomicznego** – ten tryb pracy jest kombinacją trybów od 1 do 4. Wymaga on jednak zwykle specjalistycznego oprogramowania, pozwalającego na optymalizację parametrów pracy w czasie rzeczywistym. W praktyce tryb ten jest stosowany stosunkowo rzadko;
6) **praca uwarunkowana podażą paliwa** – tryb ten może zostać zastosowany, gdy układ zasilany jest gazami specjalnymi, a w szczególności gazami odpadowymi z procesów technologicznych 10.

Tryb pracy układu ma istotny wpływ zarówno na wskaźniki opłacalności inwestycji, jak i na położenie optymalnej mocy elektrycznej modułu CHP.

W obliczeniach najczęściej wykorzystuje się 26:

- wykresy reprezentatywne lub/i uporządkowane zmienności obciążeń,
- bilanse energii dla poszczególnych elementów układu CHP,

- charakterystyki energetyczne urządzeń,
- wykresy uporządkowane temperatury zewnętrznej (lub jej wartości średnie).

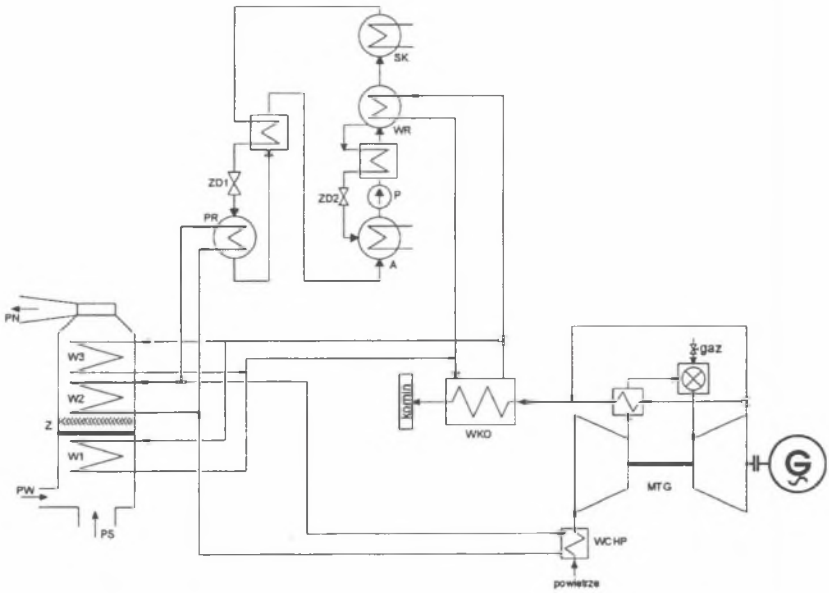
W efekcie analizy technicznej wyznacza się trzy podstawowe wielkości energetyczne charakteryzujące pracę układu CHP w rozpatrywanym okresie czasu (np. w ciągu roku): ilość wyprodukowanej energii elektrycznej, ilość wyprodukowanego ciepła oraz zużycie energii chemicznej paliwa w układzie. Obliczenia te często są złożone i czasochłonne, zwłaszcza gdy zapotrzebowanie na poszczególne nośniki energii zmienia się w sposób niezależny. Zwykle zagadnienie doboru najkorzystniejszej konfiguracji układu rozwiązywane jest przy wykorzystaniu specjalnych programów komputerowych 4, 5.

3.1. Trójgeneracja - wytwarzanie ciepła, zimna i energii elektrycznej

Wszędzie tam, gdzie występuje równoczesne zapotrzebowanie na energię elektryczną, ciepło i zimno możliwa jest instalacja układu kogeneracyjnego zintegrowanego z urządzeniem chłodniczym. Najczęściej wykorzystywane są tu zasilane ciepłem chłodziarki absorpcyjne. Dają one możliwość efektywnego wykorzystania ciepła odpadowego z procesu wytwarzania energii elektrycznej (np. w sezonie grzewczym do produkcji ciepła a w sezonie letnim do celów klimatyzacyjnych). Wytwarzanie zimna w sezonie letnim wydłuża roczny czas eksploatacji silnika czy turbiny, a tym samym zwiększa roczną produkcję energii elektrycznej. Rysunek 2 przedstawia typowy układ przeznaczony do zasilania budynków. W skład układu wchodzi mikroturbina gazowa, wodny kocioł odzyskowy, bromolitowa chłodziarka absorpcyjna oraz centrala klimatyzacyjna.

Ze względu na stosunkowo niskie wartości współczynników efektywności chłodniczej ziębiarek absorpcyjnych nominalne wskaźniki wykorzystania energii chemicznej paliwa w układach trójgeneracyjnych są zwykle niższe niż w układach kogeneracyjnych.

Pogorszenie stopnia wykorzystania energii chemicznej paliwa następuje ze wzrostem ilości ciepła zużywanego do napędu ziębiarki absorpcyjnej. Istotny wpływ ma tu również temperatura ziębienia. Z drugiej jednak strony należy mieć na uwadze, że nie zawsze w zasilanym obiekcie występuje równoczesne zapotrzebowanie na ciepło, zimno i energię elektryczną. W okresie rocznym zastosowanie agregatu absorpcyjnego może doprowadzić do korzystniejszych efektów niż w układzie kogeneracyjnym.



Rys. 2. Układ trójgeneracyjny małej mocy zbudowany na bazie mikroturbiny gazowej dla klimatyzacji budynku (PW - wyciąg powietrza, PS - powietrze świeże, PN - nawiew powietrza, W1, W3 - nagrzewnice, W2 - chłodnica, Z - nawilżacz, MGT - mikroturbina gazowa, WCHP - chłodnica powietrza do sprężarki, WKO - wodny kocioł odzyskowy, A - absorber, P - pompa, ZD1, ZD2 - zawory dławiące, WR - warnik, SK - skraplacz, PR - parowacz)

Fig. 2. Tri-generation system based on the gas microturbine for building air-conditioning (PW – air outlet, PS – fresh air, PN – air intake, W1, W3 - heaters, W2 – cooler, Z - humidifier, MGT – gas microturbine, WCHP – air cooler for compressor, WKO – heat recovery water boiler, A - absorber, P - pump, ZD1, ZD2 – throttle valves, WR - desorber, SK - condenser, PR - evaporator)

3.2. Akumulacja energii w małych układach kogeneracyjnych

W obiektach zasilanych przez układy CHP zwykle występuje silna dobowa jak i sezonowa zmienność poszczególnych obciążeń. Poprawę energetycznych i ekonomicznych wskaźników pracy układu można uzyskać stosując akumulację ciepła w zasobnikach. Efekty te uzyskuje się ponadto przy nieznacznym tylko zwiększeniu nakładów inwestycyjnych na cały układ 9.

W układach skojarzonych małej mocy najbardziej rozpowszechniły się izobaryczne wypornościowe zasobniki gorącej wody. W zasobnikach tego typu woda gorąca i zimna w zasobniku są ze sobą w bezpośrednim kontakcie, jednak ze względu na różnicę gęstości nie następuje wymieszanie. W zasobniku występuje jednak przepływ ciepła pomiędzy czynnikami o różnej temperaturze oraz straty ciepła do otoczenia przez płaszcz i izolację. Pomiędzy wodą gorącą i zimną znajduje się warstwa rozdzielająca o średniej temperaturze.

Jej szerokość uzależniona jest od czasu pomiędzy ładowaniem i rozładowaniem zasobnika. Przy odpowiednio dobranej pojemności zbiornika szerokość powierzchni rozdziału nie jest duża, co ma związek ze stosunkowo małym współczynnikiem przewodzenia ciepła.

W realizowanych instalacjach spotykane są zasobniki o różnych pojemnościach, od małych, pozwalających na wyrównywanie obciążeń chwilowych, do dużych ładowanych i rozładowywanych w cyklu kilkunastogodzinnym a nawet większym. Dobór odpowiedniej zdolności akumulacyjnej zasobnika ciepła jest zadaniem złożonym. Wymaga on znajomości dobowej zmienności zapotrzebowania ciepła. Powinny tu być również zastosowane procedury optymalizacyjne wykorzystujące model techniczno-ekonomiczny układu.

Przeprowadzając analizę ekonomiczną układu z zasobnikiem ciepła należy uwzględnić:
- zysk wynikający ze zmniejszenia zużycia energii w kotle szczytowym przekładający się na zmniejszenie kosztów zakupu gazu i kosztów korzystania ze środowiska,
- zmiany ilości wytwarzanej energii elektrycznej wynikające z zastosowania zasobnika,
- nakład inwestycyjny na zasobnik wraz z oprzyrządowaniem,
- ewentualne zmniejszenie nakładu inwestycyjnego dzięki możliwości zakupu kotła szczytowego o mniejszej mocy.

3.3. Nadbudowa układów węglowych gazowymi modułami CHP

Możliwość budowy nowych elektrociepłowni gazowych jest stosunkowo ograniczona. Ma to związek głównie z koniecznością budowy sieci cieplnej, która znacznie zwiększa nakłady inwestycyjne. Typowo nowe projekty dotyczą instalacji wbudowanych w obiektach bądź też rozważane są jako rozwiązania alternatywne dla planowanych ciepłowni.

Zwiększenie liczby instalacji układów gazowych może zostać osiągnięte przez nadbudowę istniejących ciepłowni czy elektrociepłowni modułami kogeneracyjnymi 38. Za rozwiązaniem takim przemawiają następujące czynniki:
- istniejąca infrastruktura sieci cieplnych,
- konieczność modernizacji przestarzałych ciepłowni,
- konieczność dostosowania mocy wytwórczych do zmieniających się potrzeb odbiorców,
- zmniejszenie szkodliwego oddziaływania na środowisko układów węglowych,
- obciążenia zapewniające możliwość długiego rocznego czasu pracy modułu gazowego,
- zmniejszenie strat transformacji i przesyłu energii elektrycznej spowodowane faktem lokalizacji ciepłowni komunalnych w pobliżu odbiorców,
- zmniejszenie w krajowym bilansie udziału paliw stałych na rzecz paliw gazowych.

4. Aspekty ekologiczne

Efekty ekologiczne stosowania gazowych układów kogeneracyjnych małej mocy mają charakter zarówno lokalny, jak i globalny, przy czym wcale nie muszą mieć one identycznego charakteru. Efekt lokalny polega na pojawieniu się dodatkowego źródła emisji w najbliższym otoczeniu instalacji. Jeżeli projektowi układu gazowego nie towarzyszy likwidacja innych źródeł lub budowa alternatywnych układów o wyższej emisji, to efekt lokalny może być negatywny.

Z drugiej jednak strony efekt globalny jest zazwyczaj pozytywny, co przejawia się zmniejszeniem w skali całej gospodarki emisji substancji szkodliwych oraz zmniejszeniem zużycia paliw pierwotnych. Efekt globalny uzyskiwany jest głównie dzięki wysoko sprawnej technologii energetycznej (głównie w zakresie wytwarzania energii elektrycznej), zmniejszeniu strat przesyłu (lokalizacja źródeł energii bliżej odbiorców) oraz zwiększeniu udziału czystszych paliw w globalnej strukturze ich zużycia.

Dla inwestora, rozważającego możliwość instalacji nowoczesnego układu skojarzonego z silnikiem lub turbiną gazową, istotny jest efekt ekologiczny zarówno o charakterze lokalnym, jak i globalnym. Pierwszy jest czynnikiem kosztotwórczym loco inwestycja, gdyż związany jest z opłatami za gospodarcze korzystanie ze środowiska. Powoduje on również konieczność uzyskania odpowiednich dopuszczeń i pozwoleń. Z kolei efekt globalny związany jest z kosztami wytwarzania w układach zastąpionych (głównie elektrowni), przez co wpływa na ceny nośników energii z tych źródeł. Jeżeli są one wysokie, zastąpienie ich zakupu własną produkcją może prowadzić do wysokiej opłacalności inwestycji. Ponadto globalne zmniejszenie szkodliwego oddziaływania na środowisko wpływa na kształtowanie korzystnej polityki państwa, która może znaleźć odzwierciedlenie w budowie preferencyjnego systemu prawnego, podatkowego czy polityki finansowej.

5. Efektywność ekonomiczna projektów i optymalizacja układów

Korzystne wskaźniki efektywności energetycznej czy ekologicznej zwykle nie przesądzają decyzji o realizacji projektu ani o ostatecznej postaci układu. Przesłanką dla takiej decyzji może być jedynie pozytywny efekt ekonomiczny. Zgodnie z obowiązującymi standardami miarą opłacalności inwestycji są wskaźniki dyskontowe: bieżąca netto po zakończeniu eksploatacji NPV, wewnętrzna stopa zwrotu kapitału inwestycyjnego IRR oraz zdyskontowany czas zwrotu nakładów DPB. Inwestycja jest oczywiście opłacalna, jeżeli jest spełniony warunek uzyskania dodatniego efektu ekonomicznego, tzn. NPV>0.

Po poprawnie przeprowadzonej analizie technicznej algorytm postępowania można podzielić na następujące etapy i zadania:
- określenie nakładów inwestycyjnych,
- określenie sposobu finansowania inwestycji oraz stopy dyskonta dla analizowanego przedsięwzięcia,
- określenie kosztów wszystkich paliw zużywanych w układzie,
- określenie taryf zakupu oraz sprzedaży energii elektrycznej i ciepła,
- określenie kosztów opłat za emisję zanieczyszczeń do otoczenia,
- określenie pozostałych kosztów eksploatacji układu,
- określenie pozostałych składników przepływów pieniężnych,
- wyznaczenie wskaźników opłacalności inwestycji,
- przeprowadzenie analizy wrażliwości wskaźników opłacalności inwestycji na zmiany podstawowych wielkości wpływających na opłacalność inwestycji, tzn. ceny paliwa, energii elektrycznej, ciepła itd.

Najkorzystniejsze efekty są uzyskiwane, gdy układ jest dobrany optymalnie dla danych warunków technicznych i ekonomicznych. Najczęściej stosowanym kryterium optymalizacji układów CHP jest maksymalizacja funkcji celu w postaci wskaźnika wartości

bieżącej netto NPV 6. Postawione zadanie można precyzyjnie sformułować w następujący sposób: *Przy określonej zmienności zapotrzebowania na ciepło i energię elektryczną w zasilanych obiektach należy tak dobrać urządzenia wytwórcze, aby osiągnąć maksymalną bieżącą wartość netto projektu po zakończeniu eksploatacji układu.*

Zmiennymi decyzyjnymi w analizie optymalizacyjnej są najczęściej:
- rodzaj, moc i liczba urządzeń wchodzących w skład układu,
- parametry techniczne urządzeń,
- tryb pracy urządzeń,
- rodzaj dopasowania pracy układu kogeneracyjnego do kształtu taryf nośników energii (energia elektryczna, ciepło, gaz ziemny systemowy).

Czynniki wpływające na efektywność ekonomiczną oraz optymalną konfigurację układów kogeneracyjnych można podzielić na dwie zasadnicze grupy:

a) czynniki mikroekonomiczne inwestycji (które w większości oddziałują wyłącznie pozytywnie na wskaźniki opłacalności układów gazowych):
- niskie (w porównaniu z innymi technologiami energetycznymi) jednostkowe nakłady inwestycyjne,
- wysokie sprawności wykorzystania energii chemicznej paliwa,
- możliwość optymalnego dostosowania układu do potrzeb odbiorcy,
- niska uciążliwość dla środowiska dzięki stosowaniu paliw gazowych i wysokiej sprawności całkowitej konwersji energii chemicznej paliwa,
- niskie koszty płac z uwagi na małą liczebność obsługi (często układy bezobsługowe),
- niskie straty przesyłania energii elektrycznej i ciepła dzięki małym odległościom pomiędzy układem a odbiorcami końcowymi,
- małe rozmiary układów gazowych (niskie koszty zakupu terenu),
- możliwość wykorzystania paliw nietypowych,

b) czynniki makroekonomiczne inwestycji (które w zależności od usytuowania układu mogą oddziaływać pozytywnie lub negatywnie na wskaźniki opłacalności:
- wysokość kosztu pozyskania kapitału inwestycyjnego (wielkość stopy dyskonta),
- wielkość i struktura cen paliw gazowych (głównie gazu ziemnego),
- ceny energii elektrycznej i ich struktura taryfowa; dotyczy to zarówno cen sprzedaży odbiorcom zewnętrznym (np. spółkom elektroenergetycznym), jak i cen zakupu energii elektrycznej (uniknięcie zakupu energii od dostawcy zewnętrznego),
- ceny sprzedaży ciepła,
- koszty opłat za korzystanie ze środowiska.

Nie bez znaczenia dla rozwoju technologii gazowych układów kogeneracyjnych są również odpowiednie uregulowania prawne, preferencyjna polityka podatkowa i kredytowa, działania stymulujące ze strony organizacji rządowych i pozarządowych oraz obecność programów promocyjnych i demonstracyjnych.

W oparciu o przeprowadzone analizy można gazowe układy kogeneracyjne zaszeregować do kilku grup według potencjalnie możliwych do uzyskania poziomów opłacalności 6:

I. Układy kogeneracyjne o bardzo wysokich wskaźnikach opłacalności:
- elektrociepłownie zasilane gazami pozasystemowymi pracujące na potrzeby pojedynczego odbiorcy (inwestora). Czynniki wpływające na opłacalność to tanie paliwo gazowe oraz wysoka cena energii elektrycznej z sieci (uniknięty zakup).

II. Układy kogeneracyjne o wysokich lub średnich wskaźnikach opłacalności:
- elektrociepłownie przemysłowe zasilane gazem systemowym (uniknięty zakup drogiej energii elektrycznej z sieci),
- zawodowe komunalne elektrociepłownie zasilane gazem ziemnym pozasystemowym, np. gazem zaazotowanym z lokalnych źródeł (niska cena paliwa),
- elektrociepłownie przemysłowe lub komunalne o bardzo dużym stopniu wykorzystania mocy cieplnej, np. dzięki pracy z pełną mocą cieplną przez cały rok (długi czas pracy, wysokie dochody ze sprzedaży ciepła).

III. Układy kogeneracyjne o niskich wskaźnikach opłacalności:
- zawodowe komunalne elektrociepłownie zasilane gazem ziemnym systemowym. Występują tu w zasadzie wyłącznie niesprzyjające uwarunkowania ekonomiczne: niezbyt wysokie ceny sprzedaży energii elektrycznej, stosunkowo wysokie ceny zakupu gazu ziemnego systemowego a ponadto niezbyt wysoki stopień wykorzystania mocy cieplnej z uwagi na dużą sezonową zmienność zapotrzebowania na ciepło.

Poziom opłacalności wyrażony ilościowo zależy oczywiście w każdym przypadku od konkretnych i indywidualnych relacji pomiędzy podstawowymi elementami wpływającymi na efektywność ekonomiczną układu.

Bibliografia

1. Foster A.D., Von Doering H.E., Hilt M.B.: Fuels flexibility in heavy-duty gas turbines. Materiały firmy General Electric. Schenectady, New York.
2. Kalina J.: Analiza i optymalizacja techniczno-ekonomiczna małych układów skojarzonego wytwarzania ciepła i energii elektrycznej. Rozprawa doktorska, Instytut Techniki Cieplnej, Politechnika Śląska, Gliwice 2001
3. Kalina J., Jurkowski M.: Nadbudowa węglowej ciepłowni komunalnej układem kogeneracyjnym z turbiną gazową lub tłokowym silnikiem spalinowym – analiza techniczno-ekonomiczna. Przyjęte do druku w miesięczniku „Energetyka".
4. Kalina J., Skorek J.: Simulation of the small-scale CHP system performance for given heat and electricity load profiles. Materiały międzynarodowej konferencji ECOS 2000. Enschede, Holandia 2000
5. Kalina J., Skorek J.: CHP Plants for Distributed Generation - Equipment Sizing and System Performance Evaluation. Materiały międzynarodowej konferencji ECOS 2002. Berlin 2002
6. Skorek J.: Ocena efektywności energetycznej i ekonomicznej gazowych układów kogeneracyjnych małej mocy. Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice 2002.
7. Skorek J, Kalina J.: Zastosowanie turbin gazowych w ciepłownictwie. Nowoczesne Gazownictwo nr 2 (V) 2000

8. Skorek J., Kalina J., Bartnik R., Sawicki W.: Analiza techniczno-ekonomiczna opłacalności nadbudowy węglowej elektrociepłowni parowej turbiną gazową i kotłem odzyskowym. Energetyka nr 4 (574)/2002
9. Skorek J., Kostowski W.: Analiza zastosowania zasobników ciepła w małych układach skojarzonych. Materiały II Konferencji Naukowo-Technicznej 2002 „Energetyka gazowa", Szczyrk, 23-26.04.2002
10. Szargut J., Ziębik A.: Podstawy energetyki cieplnej. PWN, Warszawa 2000