

Andrzej OLAJOSSY*

Możliwości kogeneracji trzech rodzajów energii w oparciu o zubożony w metan gaz ziemny

STRESZCZENIE. Artykuł dotyczy potrzeby zastosowania modułów CHP (*Cogeneration Heat and Power*) w polskim przemyśle gazowym. Silniki gazowe (*gas engines*) mogą integralnie współpracować z instalacjami wzbogacania w metan gazu ziemnego (*natural gas*). Produktami takiego układu kogeneracyjnego będą: gaz-prąd elektryczny–ciepło. Podano główne cechy modułów CHP oraz korzyści ogólne z ich zastosowania. Przedstawiono także argumenty (czynniki) wpływające na koszty inwestycyjne i koszty eksploatacyjne tych agregatów. Wzbogacony gaz wysokometanowy może być kierowany do sieci gazowniczej, a wytworzone prąd elektryczny i ciepło wykorzystane do celów własnych i do otoczenia kopalń gazu ziemnego.

SŁOWA KLUCZOWE: silniki gazowe, kogeneracja energii, paliwo metanowe

Wprowadzenie

Rosnące wciąż ceny importowanego gazu ziemnego wymagają od krajowej energetyki silniejszego zwrócenia uwagi na wysokozaazotowane złoża gazu oraz złoża ropno-gazowe. W Akademii Górniczo-Hutniczej została opracowana modyfikacja nowoczesnej technologii odazotowania tego typu gazów i wzbogacania ich do parametrów wysokometanowego gazu grupy E. Produkt tej technologii jest pozyskiwany pod ciśnieniem głowicowym otworu

* Prof. dr hab. – Wydział Górnictwa i Geoinżynierii, Akademia Górniczo-Hutnicza, Kraków.

eksploatacyjnego, zatem może być wtłaczany wprost do rurociągu łączącego z siecią wysokoprężną gaz. Technologia ta bazuje na metodzie kilkietapowej „próżniowej” zmieniociśnieniowej adsorpcji, w której zastosowano wyspecyfikowany materiał adsorpcyjny jako wypełnienie kolumn instalacji.

Parametry wydajnościowo-ekonomiczne takiej instalacji są szczególnie korzystne wtedy (Olajossy 2007), gdy zawartość azotu w gazie wejściowym do instalacji nie przekracza 37% objętości, przy sumarycznej wówczas zawartości węglowodorów wyższych (łącznie z metanem) około 60%. Opracowany został również częściowo inny wariant instalacji odazotowania gazów o nieco wyższej zawartości azotu, a tym samym nieco niższej koncentracji węglowodorów, w celu wzbogacania gazu naturalnego do parametrów grupy L_w gazu handlowego.

Instalacje wzbogacania w metan gazów ziemnych oparte na tej technologii mają wysoką sprawność: 90–92%. Zakres wydajności przerobu gazu przez instalację zależy zapewne od wejściowej koncentracji metanu – może sięgać 10 tys. Nm^3 gazu na godzinę, a nawet nieco więcej.

Na jednym z etapów procesu technologicznego z instalacji wyprowadzany jest gaz zubożony w metan o koncentracji około 30% CH_4 . Gaz ten nie powinien być surowcem odpadowym, lecz być wykorzystanym jako paliwo do napędu takich urządzeń, jak silniki gazowe na zubożoną mieszankę gazów. W tych okolicznościach układ: instalacja odazotowania–silnik gazowy stanowi system kogeneracji trzech składowych energii: gazowej, elektrycznej i cieplnej.

Należy zauważyć, że silniki gazowe mogą znaleźć odrębne, indywidualne zastosowanie przy eksploatacji gazu ziemnego jako urządzenia do kogeneracji prądu elektrycznego i ciepła. Pod względem sprawności technicznej oraz efektywności działania urządzenia te przewyższają wiele innych generatorów energii. W polskim górnictwie węgla działa już coraz więcej silników gazowych napędzanych metanowym gazem kopalnianym (Gatnar, Tor 2003).

1. Niektóre cechy silników gazowych

W skład modułu CHP (*Cogeneration Heat and Power*) wchodzi silnik z generatorem posiadającym wymienniki ciepła do wykorzystania energii termicznej zawartej w mieszaninie gazów, spalin oraz płynach silnikowych. W przypadku wystąpienia konieczności pokrycia szczytowego zapotrzebowania ciepła – instalacja kotła szczytowego może być uzupełnieniem zestawu CHP. Energia elektryczna i termiczna są wytwarzane lokalnie i nie są na ogół związane z infrastrukturą sieci prądu oraz sieci ciepłowniczych. Producenci tych urządzeń dostarczają różnych egzemplarzy modułów o mocy od 0,1 do 4 MW. Przewodzące firmy starają się wprowadzać innowacje techniczne do modułów CHP, takie jak: kilku-zaworowe głowice cylindrów, specjalne miksery gazu czy komory wstępnego spalania oraz system stabilizacji pracy. Mają one na celu podniesienie wydajności i stabilności spalania,

ograniczenie emisji tlenków azotu NO_x i minimalizację strat na wymiennikach ciepła. Ponadto w niektórych silnikach gazowych z systemem Otto stosuje się turboladowanie mieszanki gazu i powietrza w celu wzrostu wydajności tych urządzeń.

Paliwem napędowym tych agregatów już od dość dawna nie musi być „czysty” gaz naturalny (o umownej zawartości 100% metanu), ale również mieszanina gazów zubożonych w metan, taka która jest możliwa do uzyskania przy eksploatacji gazu ziemnego. Jednak przy ustalaniu jakości dobieranego paliwa do silnika gazowego określane jest odpowiednie kryterium według odporności tego silnika na stukanie, czego porównawczą miarą jest liczba metanowa MN. I tak dla metanu $\text{MN} = 100$, a dla wodoru $\text{MN} = 0$. Ciekawe jest to, że prawie równomierna ilościowo mieszanka metanu i dwutlenku węgla, jaka przeważnie występuje w biogazach (gaz ze składowisk odpadów, gaz gnilny) posiada liczbę metanową $\text{MN} > 100$. Również wysoką wartość liczby MN może posiadać taki gaz ziemny, który obok metanu zawiera kilka procent węglowodorów wyższych oraz kilka procent azotu. We wszystkich wymienionych przypadkach paliwo gazowe nie może zawierać siarki, rtęci i praktycznie krzemu. Każde źródło paliwa zubożonego w metan wymaga dokonania odrębnej analizy składu chemicznego gazu.

Wprawdzie wyspecjalizowane firmy produkują moduły CHP przystosowane do pracy na takim paliwie gazowym, ale każdy przypadek zastosowania tych urządzeń powinien być poprzedzony wykonaniem studium techniczno-ekonomicznego, z zaangażowaniem producenta oraz inwestora. Przyjmuje się ogólnie, że wartość obniżonej koncentracji metanu w gazie równa 30% objętości jest graniczną, przy której nie występuje jeszcze istotna redukcja mocy, a tym samym sprawności agregatu. Egzemplarze modułów nowszej generacji są już mniej czułe na wahania zawartości metanu w paliwie gazowym niż starsze urządzenia CHP.

W celu ustalenia pewnych związków ilościowych dotyczących gazu o niskiej zawartości metanu, którym ma być zasilany agregat o niewytypowanych jeszcze parametrach znamionowych, należy przeprowadzić przedstawione niżej kalkulacje.

Przyjmuje się, że wartość grzewcza metanu q_m^* jest wzorcową stałą odnoszoną do wartości grzewczych innych gazów metanowych q_i . Moc agregatu pracującego nominalnie na „czystym” metanie, związana z jego ilością (wydatkiem przepływu) Q_m na wejściu wynosi $q_m \cdot Q_m$, a moc zawarta w gazie metanowym dostarczanym do agregatu z wydatkiem Q_s wynosi $q_i \cdot Q_s$. Spadek wartości grzewczej gazu niskometanowego ($q_i < q_m$), która musi być wyznaczona wcześniej, powinien być zrekomensowany wzrostem ilości przepływu mieszaniny gazu ($Q_s > Q_m$), czyli:

$$Q_m q_m = Q_s q_i \qquad Q_s = \frac{q_m}{q_i} Q_m$$

Stąd można oszacować potrzebną ilość Q_s gazu o zmniejszonej zawartości metanu oraz wskazać, przynajmniej orientacyjnie, na typ agregatu o mocy $M = q_i Q_s$. W rzeczywistości dobór modułu CHP wymaga jeszcze spełnienia określonych warunków techniczno-ekonomicznych, które tu nie są rozważane.

Moc agregatu M składa się z mocy elektrycznej M_e oraz mocy termicznej M_c , przy czym na ogół moc termiczna jest nieco większa niż moc elektryczna. Zatem możliwość, a wręcz nawet konieczność zagospodarowania energii cieplnej nie powinna być ignorowana. Wydajność cieplna modułu CHP może na ogół pokrywać połowę rocznego zapotrzebowania na ciepło przez odbiorcę przy pracy układu przez co najmniej 4000 godzin. Pod tymi warunkami można zbliżyć się do optymalnego wykorzystania modułu CHP.

2. Korzyści wynikające z zastosowania modułów CHP

Układy kogeneracyjne typu CHP odznaczają się bardzo dużą wydajnością przetwarzania energii ze źródeł pierwotnych. Stopień efektywności energetycznej tych urządzeń określa się na około 90%, zatem straty energii są względnie niskie. Ponadto ich miejsca użytkowania są lokalizacyjne rozłożone, co łagodzi trudności transportu energii i obniża dodatkowe straty w porównaniu z centralnie działającymi elektrociepłowniami. Chodzi tu o lokalny odbiór energii.

Na wyprodukowanie tej samej ilości energii (np. 1 kW·h) moduły CHP – szczególnie nowszej generacji – wymagają znacznie mniejszej ilości energii pierwotnej niż inne urządzenia. Tą korzystną właściwość ilustruje tabela 1, w której zestawiono energetyczne efekty kilku urządzeń generujących energię, takie jak: konwencjonalna elektrociepłownia spalająca węgiel, elektrociepłownia zasilana wysokometanowym gazem ziemnym oraz moduły CHP zasilane metanowym gazem; pierwszy starszej generacji i drugi – nowszej generacji. Przedstawiono też tam udziały procentowe poszczególnych składowych energii oraz jej strat. Ponadto z porównania pierwszego (konwencjonalnego) i czwartego modułu jako

TABELA 1. Porównanie energetyczne kilku technologii wytwarzania energii elektrycznej i ciepła

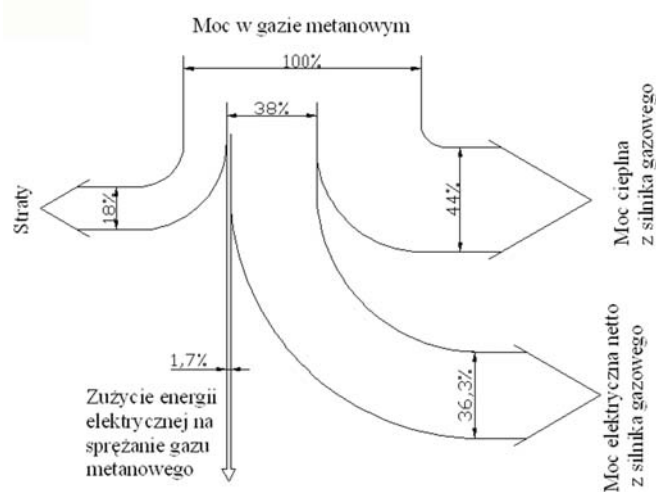
TABLE 1. Comparison of some technologies of electric energy and heat generation

	Energia elektryczna		Energia termiczna		Straty energii	
	kW·h _e	%	kW·h _c	%	kW·h	%
Elektrociepłownia konwencjonalna (węgiel) 4,78 kW·h	1	21	1,25	26	2,53	53
Elektrociepłownia gazowo-kotłowa (gaz ziemny) 4,20 kW·h	1	23,8	1,25	30	1,94	46,2
Silnik gazowy starszej generacji (gaz kopalniany) 2,75 kW·h	1	36,3	1,25	45,4	0,50	18,3
Silnik gazowy nowszej generacji (gaz ziemny) 2,50 kW·h	1	40	1,25	50	0,25	10

produktu przodujących fabryk wynika, że aktualnie można osiągnąć duży wskaźnik oszczędności energii pierwotnej:

$$\left(1 - \frac{2,50}{4,78} \cdot 100\right) = 47\%$$

Postęp jaki dokonuje się w produkcji silników gazowych jest widoczny na podstawie porównania ogólnych bilansów energii przedstawionych na rysunkach 1 i 2. Są to wykresy Sankey'a dotyczące silników starszej i nowszej generacji, zgodnie również z danymi zamieszczonymi w tabeli 1. Straty energii dotyczą przetwarzania ciepła i występują na wymiennikach generatora poprzez promieniowanie oraz wskutek niedostatecznego wykorzystania ciepła unoszonego przez spaliny.

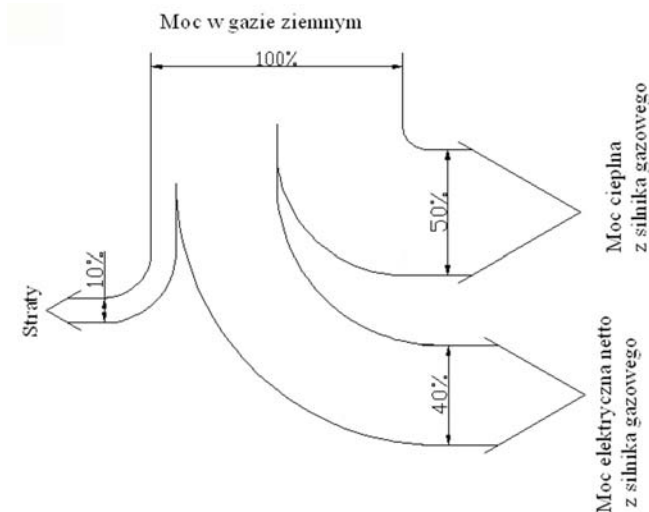


Rys. 1. Wykres Sankey'a dotyczący wytwarzania energii elektrycznej i ciepłej dla silnika gazowego starszej generacji

Fig. 1. Sankey plot of electric energy and heat generation for an old-generation gas engine

Porównanie z turbinami gazowymi także wypada na korzyść silników gazowych, zarówno pod względem wyższej efektywności wytwarzania energii elektrycznej jak też niższych kosztów interwencyjnych. Do silników odnoszą się mniejsze rygory dotyczące mocy układu niż dla turbin i podobnie również dzieje się przy spełnieniu zapotrzebowania na ciepło gorącej wody poniżej temperatury 100°C.

Przedstawione wyżej cechy i korzyści zastosowania modułów CHP z silnikami gazowymi stawiają te urządzenia w zdecydowanej czołówce generatorów energii. Zrozumiałe znaczenie posiadają również aspekty ekonomiczne związane głównie z inwestycjami oraz eksploatacją tych urządzeń. Chodzi tu o wyznaczenie celów, które mają być osiągnięte za pomocą tych urządzeń, co jest związane z ich wyposażeniem oraz parametrami technicznymi.



Rys. 2. Wykres Sankey'a dotyczący wytwarzania energii elektrycznej i ciepłej dla silnika gazowego nowszej generacji

Fig. 2. Sankey plot of electric energy and heat generation for a young-generation gas engine

3. Czynniki wpływające na koszty inwestycyjne i koszty eksploatacyjne

Koszty inwestycji zależą silnie od zakresu produkcji prądu elektrycznego i ciepła, w tym od stopnia planowanego wykorzystania tych produktów, oraz od innych czynników. W pełny zakres wyposażenia instalacji CHP wchodzi:

- ✧ silnik gazowy, zazwyczaj w układzie modułowym, kontenerowym,
- ✧ instalacje elementów elektrycznych wraz z podłączeniem,
- ✧ centrala sterownicza (oprogramowana),
- ✧ kocioł wodny wraz z instalacjami cieplnymi,
- ✧ zasobnik ciepła,
- ✧ sterownik energii ciepłej wraz z oprogramowaniem.

Z tymi segmentami związane są: chłodzenie i wentylacja, olej smarowniczy, armatura oraz elementy posadowienia, takie jak: teren, fundamenty, budynek (hangar). Do tych składowych inwestycji dochodzą jeszcze między innymi odbiór techniczny oraz rozruch technologiczny i techniczny.

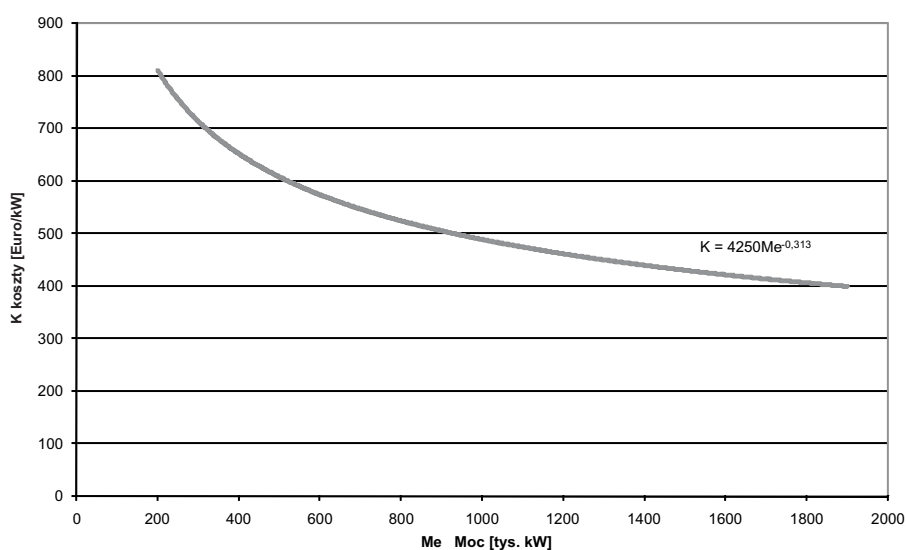
Orientację w kosztach inwestycji umożliwia tabela 2. Przedstawiono w niej udział względny kosztów poszczególnych segmentów układu w całkowitym koszcie inwestycyjnym w pełnym zakresie dostaw od producenta. Odrębnym problemem jest rezygnacja z niektórymi elementami składu i ich dostaw. Chodzi tu przede wszystkim o elementy związane z energią ciepłą.

TABELA 2. Udział poszczególnych elementów systemu CHP w kosztach inwestycji

TABLE 2. Share of specific CHP elements in capital costs

Moduł CHP – silnik	Instalacje elektryczne	Centrala sterowania	Kocioł instalacja ciepła	Zasobnik ciepła	Oprogramowanie sterownika ciepła
50%	14%	7%	12,5%	11%	5,5%

Kształtowanie się kosztów inwestycyjnych modułów CHP przypadających na ich 1 kilowat mocy przedstawia rysunek 3. Analitycznie wykres ten można opisać funkcją potęgą



Rys. 3. Jednostkowe koszty inwestycyjne modułu CHP

Fig. 3. Unit capital costs of CHP module

gową wyrażając koszty K [Euro/kW] w zależności od mocy elektrycznej M_e [tys. kW] egzemplarzy modułów CHP:

$$K = aM_e^{-b}$$

Dla modułów nowszej generacji stałą a oraz wykładnik b można oszacować jako: $a = 4250$, $b = -0,313$. Z wykresu wynika, że koszty jednostkowe tych agregatów niewiele już zmniejszają się ze wzrostem ich mocy elektrycznej, począwszy od wartości $M_e \approx 1500$ kW. Natomiast dla niższych mocy M_e koszty jednostkowe zmieniają się znacznie. Dla małej mocy elektrycznej agregatów, rzędu kilku setek tysięcy kW, koszty te są duże. Jest to zrozumiałe z uwagi na różnorodność czynników na to wpływających, między innymi z powodu wysokich cen elementów elektroniki i automatyki zawartych w tych urządzeniach. Odstępstwa od przebiegu tego wykresu w zakresie niskich mocy M_e mogą być w różnych

uwarunkowaniach techniczno-ekonomicznych dość znaczne. Stabilizujący się spadek kosztów jednostkowych w zakresie wyższych mocy M_e wskazuje na równomierny wzrost kosztów bezwzględnych ze wzrostem mocy M_e tych agregatów. Należy podać dla orientacji, że koszt bezwzględny liczony jest w milionach złotych i w sposób naturalny obniża się przy redukcji wyposażenia.

W warunkach krajowego gazownictwa źródła zaazotowanego gazu, czynne jak również nieeksploatowane dotąd z powodów ekonomicznych, występują zarówno na terenach zagospodarowanych, jak też zupełnie pozbawionych infrastruktury, bez dostępu do potrzebnych mediów. W tym drugim przypadku należy liczyć się z brakiem zapotrzebowania na energię cieplną.

Pojawia się mimo to perspektywa zastosowania silników gazowych w przemyśle ropy i gazu. Mogą one pracować jako integralne elementy skojarzone z instalacjami odazotowania gazów dla wytwarzania energii gazowej, a także elektrycznej na potrzeby własne i lokalne. Ponadto koszty eksploatacyjne tych agregatów nie będą wysokie. Składają się na nie: serwis i konserwacja, wymiana oleju smarowniczego, przeglądy sezonowe, nieliczny personel do obsługi. Lecz najważniejszym – ich elementem jest paliwo gazowe, którego w tym przypadku producent i sprzedawca jest tym samym właścicielem.

Praca wykonana częściowo w ramach projektu rozwojowego nr R0902301 oraz w ramach badań własnych w AGH nr 10.10.100.

Literatura

- GATNAR K., TOR A., 2003 – Metan pokładów węgla jako paliwo w skojarzonych układach energetyczno-chłodniczych. Materiały konferencyjne Szkoły Eksploatacji Podziemnej, Kraków-Szczyrk.
- OLAJOSSY A., 2007 – Techniczno-ekonomiczne możliwości wzbogacania w metan gazu ziemnego. *Polityka Energetyczna* t. 10, z. 1, s. 119–130.

Andrzej OLAJOSSY

Applicability of cogeneration of three types of energy on the basis of de-methanated natural gas

Abstract

The applicability of the CHP (Cogeneration Heat and Power) to the Polish gas industry is discussed in the paper. Gas engines may integrally co-operate with a system enriching natural gas with

methane; natural gas, electric current and heat are end products of this process. The main properties of CHP modules are presented along with the benefits from their application. The factors influencing the capital cost and exploitation cost are also discussed. High methane natural gas may be directed to a gas network, whereas the generated electric current and heat can be used for own purposes or in natural gas mines.

KEY WORDS: gas engines, energy cogeneration, methane fuel

