

prof. dr hab. inż. Krzysztof Badyda, Instytut Techniki Ciepłej, Politechnika Warszawska

Wykorzystanie gazu ziemnego jako paliwa, możliwości i uwarunkowania rozwoju

Pierwszy w Polsce blok z turbiną gazową zbudowany został w Elektrociepłowni Gorzów, oddano go do eksploatacji w 1999 r. W kilku następnych latach udało się zbudować kolejne instalacje, wszystkie kogeneracyjne. Ostatnia duża inwestycja EC Włocławek zakończona została w br. Mimo deklaratywnego zainteresowania w Polsce, w głównej mierze energetyką opartą na węglu, pojawiają się kolejne nowe inwestycje oparte na wykorzystaniu gazu, jako paliwa. Przy panujących w naszym kraju relacjach pomiędzy ceną gazu, węgla oraz energii elektrycznej, uzyskanie dodatniego efektu z eksploatacji instalacji energetycznej spalającej gaz ziemny, zarówno w generacji, jak i w kogeneracji, nie jest możliwe bez dodatkowego wsparcia. W tekście poniżej przedstawiono wnioski i przemyślenia dotyczące bieżącej sytuacji oraz perspektyw i uwarunkowania rozwoju.

■ Wstęp, zmiany miks paliwowego w energetyce światowej

Światowe zużycie nośników energii pierwotnej w okresie ostatnich 50 lat systematycznie wzrastało, zmieniając się od poziomu 3731 Mtoe w 1965 r. do 13276 Mtoe w 2016 r. Przy ponad 3,5 - krotnym, jak wynika z tych danych, wzroście zużycia energii pierwotnej ogółem, w tym sa-

mych czasie zużycie gazu ziemnego powiększyło się blisko 5,5 raza. W 1965 r. było ono równe 587 Mtoe, zaś w 2016 r. sięgnęło już 3204 Mtoe. Na rys. 1 przedstawiono graficznie dynamikę wzrostu zużycia energii pierwotnej w świecie, w rozbiciu na podstawowe źródła. Dane opracowano według BP Statistical Review [1]. Jako podstawowe pozycje uwzględniono paliwa ciekłe (olej), gaz ziemny (gaz), energię jądrową (nuklearna), energię spadku wód (hydro), odna-

wialne źródła energii (Inne OZE) oraz paliwa stałe (węgiel).

Zmiany struktury udziału poszczególnych nośników energii w światowym miksie, z okresu ostatniego półwiecza, można prześledzić na rys. 2, sporządzonym w oparciu o to samo źródło danych. Jak można zauważyć mieliśmy do czynienia z systematycznym wzrostem udziału gazu - z ok. 15,73% w 1965 r. do ok. 24,13% w 2016 r. W ostatnich latach towarzyszył temu spadek udziału paliw ciekłych, gdzie szczyt przypadła

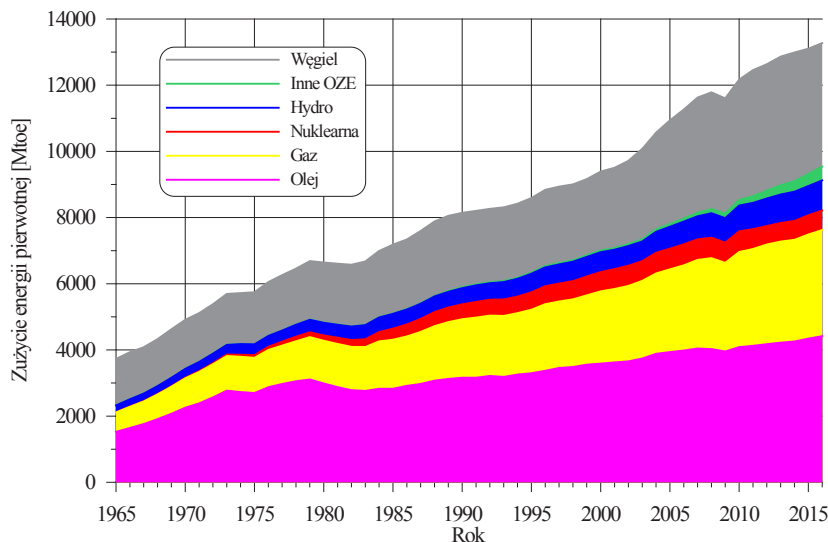
na trzecią ćwiartkę XX w. Udział węgla nie uległ istotnej zmianie w ostatnim czterdziestolecu, utrzymując się na poziomie ok. 30%. Prognozy na najbliższe lata wskazują dalszy rosnący udział gazu. Zgodnie z prognozami przedstawionymi przez BP w 2014 r. [2] w niedługim okresie (w okolicach 2030 r.) zużycie energii pozyskiwanej z gazu powinno przekroczyć zużycie energii z paliw stałych. Gaz w prognozach światowego zużycia energii postrzegany jest jako paliwo przyszłości, mogące stać się dominującym w najbliższych latach.

O poziomie zużycia paliw stałych w największym stopniu decydują Chiny, zużywające w ostatnich latach ponad 50% paliw węgla (w 2016 r. było to ok. 50,5%, wcześniej udział tego kraju był nawet większy). Krajami dominującymi, jeśli chodzi o zużycie gazu są: USA (z udziałem ponad 22,3%) oraz Rosja (udziałem bliskim 11%). Chiny, dynamicznie zwiększające wykorzystanie gazu, miały w 2016 r. udział w jego zużyciu na świecie nieco niższy niż 6%. Udział Polski w tej dziedzinie jest znikomy, w granicach 0,5%, i należy uznać go za zbyt niski, w porównaniu do potencjału gospodarczego, czy demograficznego naszego kraju.

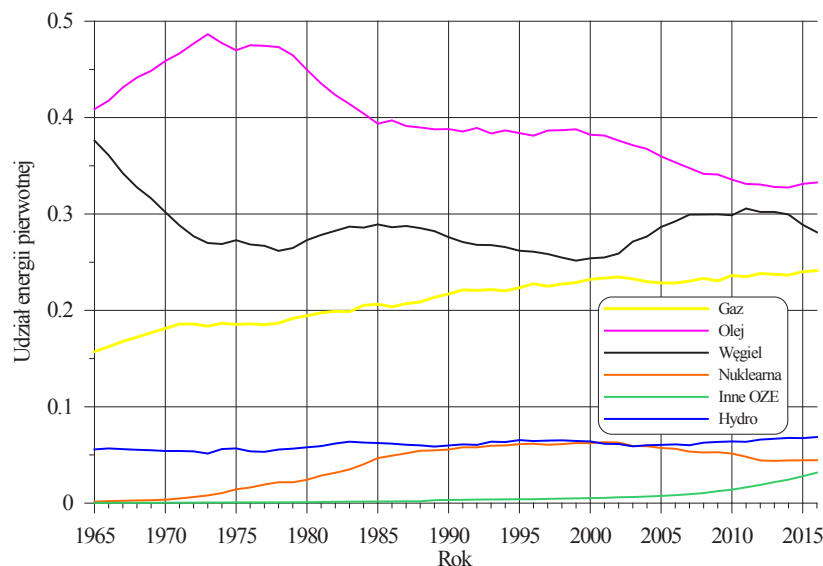
■ Gaz ziemny w energetyce krajowej

Struktura zużycia gazu w Polsce odbiega istotnie od wynikającej z uśrednionych danych dla świata, czy Europy. Cechami charakterystycznymi są: niski udział sektora energetycznego, duży udział przemysłu (wynikający między innymi z dużej skali produkcji nawozów) oraz tzw. sektora drobnych odbiorców, głównie komunalnych. Na rys. 3 przedstawiono strukturę zużycia gazu w Polsce według danych GUS [3] za 2015 r. Na rys. 4, dla porównania, widoczna jest struktura zużycia gazu w tym samym roku na świecie. Wykorzystanie dla celów energetycznych stanowi tu bardzo znaczącą część, udział jest ponad trzykrotnie większy niż w Polsce.

W tab. 1 podano, wg [3] strukturę



Rys. 1. Dynamika wzrostu zużycia pierwotnych nośników energii w świecie, w rozbiciu na podstawowe źródła. Lata 1965-2016. Opracowano na podstawie danych BP [1]



Rys. 2. Dynamika struktury zużycia pierwotnych nośników energii w świecie z uwzględnieniem podstawowych źródeł. Lata 1965-2016. Opracowano na podstawie danych BP [1]

zużycia gazu ziemnego na cele energetyczne w Polsce. Jak można stwierdzić, dominuje tu gospodarka skojarzona, ulokowana przede wszystkim w energetyce zawodowej. Sektor energetyki przemysłowej jest istotnym i perspektywicznym użytkownikiem gazu, w szczególności jeśli brać pod uwagę ukończone i planowane do ukończenia, w roku obecnym inwestycje we Włocławku oraz w Płocku.

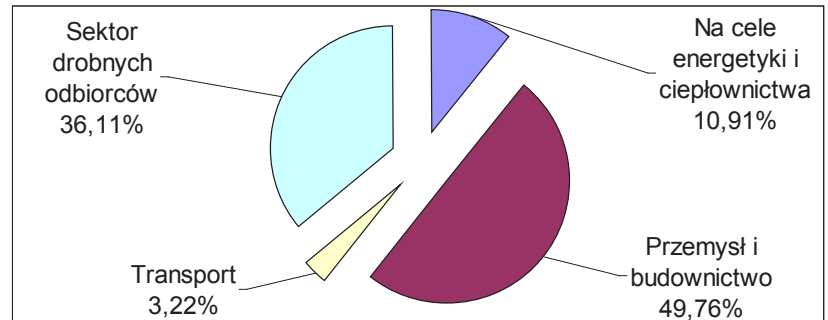
Udział gazu ziemnego we wsadzie energetycznym do produkcji energii elektrycznej jest w naszym kraju niewielki, stanowił w 2015 r. poniżej 3% [4], i był zauważalnie niższy od udziału OZE. Udział w produkcji energii elektrycznej jest nieco wyższy z uwagi na wyższą średnią sprawność jej generacji w instalacjach opalanych gazem, w porównaniu z węglowymi. Wykorzystanie gazu w roli paliwa jest silnie promo-

wane przez UE, z uwagi na jego walory emisyjne. Środkami zachęty są: silne naciski na zaostrzenie standardów emisyjnych dla węgla, promowanie kogeneracji na gazie, czy wspieranie traktowanych jako proekologiczne inwestycji w energetykę gazową.

Polska pozostaje wciąż krajem ze skrajnie wysokim udziałem węgla w miksie energetycznym. W UE brak jest drugiego kraju o tak silnej dominacji paliw węglowych, w wytwarzaniu energii elektrycznej. Wzrostowi zużycia gazu nie sprzyja wysoki koszt dostarczonej w nim energii. Polska ma niższy wskaźnik zużycia gazu na mieszkańca od wszystkich krajów bezpośrednio ją otaczających.

■ Walory emisyjne gazu ziemnego jako paliwa

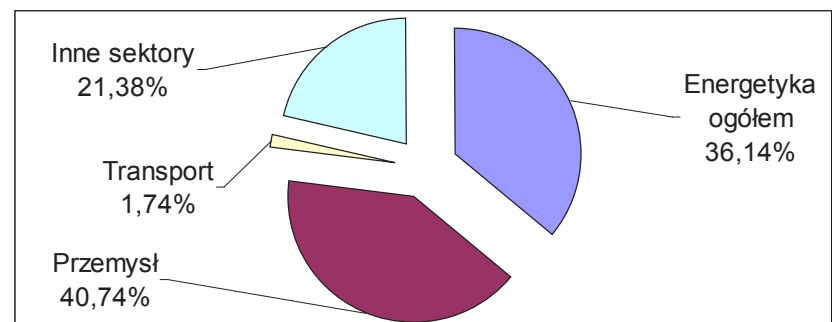
Gaz ziemny postrzegany jest w ogólnej opinii jako paliwo czyste, czy „ekologiczne”. Wynika to z faktu, że dzięki oczyszczaniu w miejscu wydobycia pozbawiony jest zanieczyszczeń charakterystycznych dla paliw stałych, przede wszystkim związków siarki. Istotnym walorem jest brak składników niepalnych (popiołu). Instalacje energetyczne zobligowane do uczestnictwa w Europejskim Systemie Handlu Upewnieniami do Emisji Gazów Ciężarnianych, mogą liczyć na niższe koszty zakupu uprawnień do emisji CO₂, z uwagi na niższą od pozostałych paliw pochodzenia organicznego emisję jednostkową dwutlenku węgla. Na rys. 5 przedstawiono emisję jednostkową dwutlenku węgla dla paliw kopalnych, o typowej zawartości węgla pierwiastkowego w funkcji sprawności konwersji energii. Biorąc pod uwagę możliwy współcześnie do uzyskania poziom sprawności bloków opalanych węglem (w granicach 45%), spodziewana emisja CO₂ nie będzie niższa niż ok. 750 do 800 kg/MWh. W przypadku opalanego gazem ziemnym bloku gazowo-parowego o wysokiej sprawności możliwe jest uzyskanie emisji CO₂ nawet w granicach 350 kg/MWh, a więc ponad dwukrotnie niższej. Jeśli



Rys. 3. Struktura zużycia gazu ziemnego w Polsce w 2015 r.
Opracowano na podstawie danych GUS [3]

Tab. 1. Struktura zużycia w Polsce gazu ziemnego na cele energetyczne. Dane opracowano według [3], udział procentowy odniesiono do zużycia krajowego ogółem

Zużycie gazu, 2015 r.	%	TJ
Elektrownie i elektrociepłownie zawodowe	7,52%	41 669
Elektrociepłownie przemysłowe	1,81%	10 028
Kotły ciepłownicze energetyki zawodowej	0,43%	2 361
Ciepłownie niezawodowe	0,21%	1 151
Ciepłownie zawodowe	0,94%	5 216



Rys. 4. Struktura zużycia gazu ziemnego w świecie w 2015 r.
Opracowano na podstawie danych BP [2]

dojdzie do wzrostu ceny uprawnień do emisji gazów ciężarnianych (oczekiwany przez KE poziom to od 30 do 60 EUR/t), może to decydować o przewadze ekonomicznej bloków energetycznych opalanych gazem ziemnym. Różnica kosztu zakupu uprawnień do wyprodukowania jednej megawatogodziny, przy obecnym ich koszcie, w granicach 5 EUR/t dla elektrowni opalanej gazem (przy emisyjności 400 kg/MWh) oraz węglem (900 kg/MWh) wyniesie ok. 10 zł. Przy cenie uprawnień na poziomie 30 EUR/t różnica ta wzrośnie do ok. 60 zł, zaś

na poziomie 60 EUR/t - do ok. 120 zł.

Drugim istotnym czynnikiem może być zapowiadane w Pakiecie zimowym ograniczenie możliwości uzyskania wsparcia finansowego dla nowych bloków energetycznych o emisyjności przekraczającej 550 kg/MWh. Zostało to zaznaczone na rys. 5 odpowiadającą tej granicy linią poziomą. Łatwo daje się zauważyć, że taki poziom emisji nie jest osiągalny w klasycznym bloku węglowym. Wymagana sprawność musiałaby przekroczyć poziom 60%. W przypadku instalacji energetycznej opalanej

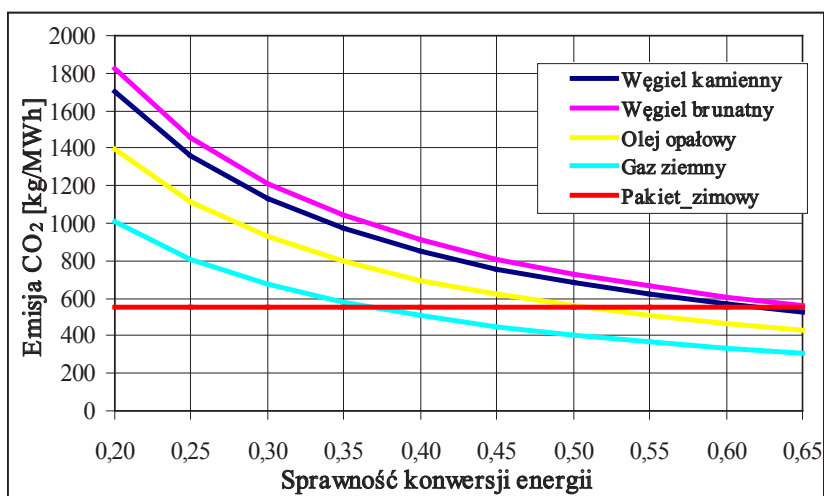
gazem, wspomniana wartość graniczna uzyskiwana jest już przy sprawności niższej niż 40%. Jest to w pełni możliwe w przypadku współczesnych wysoko-sprawnych turbin gazowych (uzyskiwana sprawność w granicach 40%, w obiegu prostym).

W tym miejscu warto nadmienić, że sieciowy gaz ziemny może zawierać, zgodnie z normą [5] do 3% CO₂ objętościowo (masowo jest to ok. 2,75 razy więcej). Wiele złóż gazu zawiera jeszcze większe ilości dwutlenku węgla. Skutkuje to koniecznością jego usuwania przed podaniem do sieci. Uwalniany ze złoża dwutlenek węgla zazwyczaj emitowany jest w takiej sytuacji do atmosfery. Ten fakt nie jest uwzględniany przy bilansowaniu emisji u odbiorcy paliwa, podobnie jak przecieki (gazu, czyli głównie metanu), przy wydobyciu i transporcie oraz zużycie gazu w tłoczniach przy transporcie na duże odległości. Metan jest gazem cieplarnianym o ponad dwudziestokrotnie wyższym wskaźniku pochłaniania promieniowania podczerwonego niż dwutlenek węgla. Duże ilości gazu towarzyszącego złożom ropy naftowej spalane są w trakcie jej wydobycia na pochodniach. W przypadku Rosji mowa jest nawet o 50 mld m³ rocznie [6].

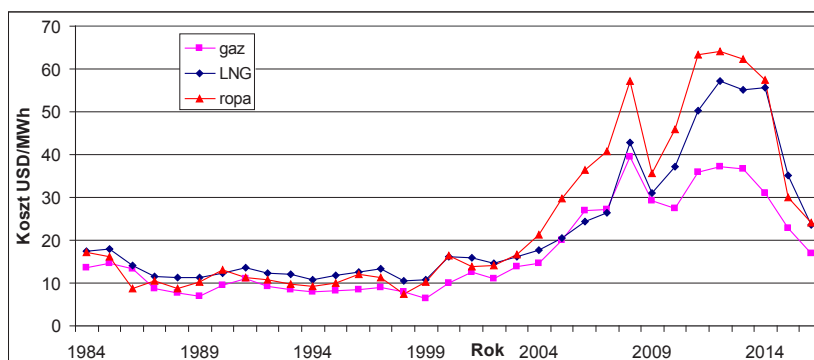
Fakty te mogą skutkować istotnie wyższym wpływem na efekt cieplarniany przy ciążonym rachunku emisji, niż wynikałoby to z bezpośredniego porównania z węglem, bez uwzględniania emisji na etapie wydobycia i transportu. Zawartość dwutlenku węgla w sieciowym gazie ziemnym dystrybuowanym w naszym kraju jest zwykle istotnie niższa od wspomnianego górnego limitu. Zazwyczaj jest to poniżej 0,1%.

■ Koszt zakupu gazu ziemnego, uwarunkowania ekonomiczne wykorzystania dla celów energetycznych

Koszt energii dostarczonej w paliwie jest bardzo istotnym czynnikiem, mogącym decydować o opłacalności



Rys. 5. Jednostkowa emisja dwutlenku węgla dla typowych paliw kopalnych w funkcji sprawności konwersji energii. Linia „Pakiet zimowy” odpowiada progowej wartości 550 kg/MWh, związanej z możliwością wsparcia nowych inwestycji



Rys. 6. Średnie ceny gazu ziemnego w imporcie do Niemiec w latach od 1984 do 2016, porównanie ze średnimi cenami gazu skroplonego (LNG) w dostawach do Japonii oraz cen ropy naftowej (średnia cena dla krajów OECD), dane według [2]. We wszystkich przypadkach cif (cost + insurance + freight)

instalacji z niego korzystającej. Gaz jest w warunkach krajowych tradycyjnie paliwem zauważalnie droższym, w niektórych warunkach nawet trzykrotnie od węgla kamiennego.

Na rynkach światowych obserwowana jest istotna zależność cen gazu od cen ropy naftowej. Średnie ceny gazu z pewnym opóźnieniem zmieniają się analogicznie do cen ropy. Na rys. 6 przedstawiono historię dynamiki cen gazu w latach 1984-2016 w imporcie do Niemiec, na tle zmian cen ropy naftowej (średnia krajów OECD) oraz LNG (dostawy do Japonii). Zgodnie z informacją prezesa URE średnia cena zaku-

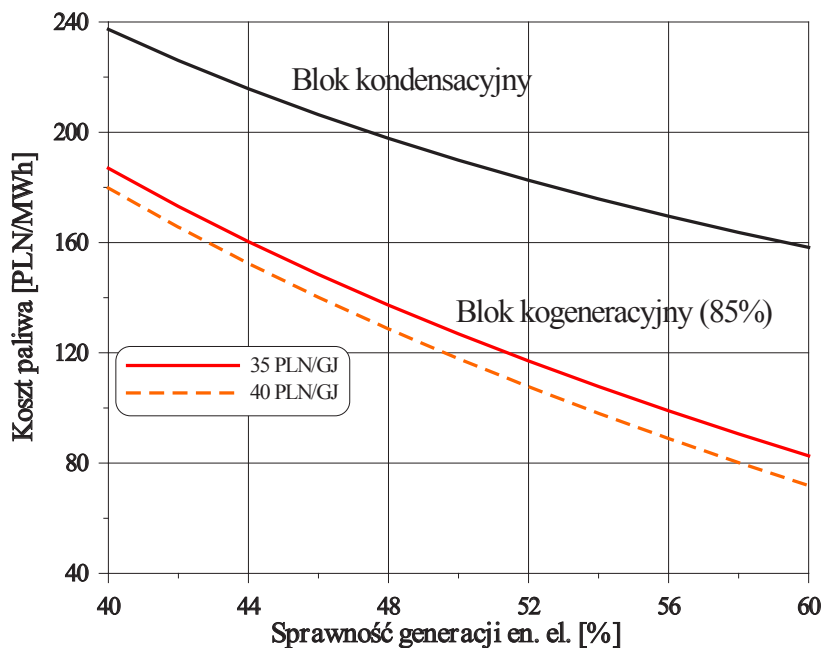
pu gazu ziemnego sprowadzanego (do Polski) z państw członkowskich UE lub z państw członkowskich Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA), w pierwszym kwartale 2017 r. wyniosła 83 zł/MWh.

Rynek gazu ziemnego w odróżnieniu od rynku ropy naftowej jest silnie zróżnicowany pod względem geograficznym. W okresie ostatnich kilkadziesiąt lat powstało kilka rynków regionalnych, na których obowiązują zróżnicowane ceny [6], są one relatywnie wysokie w Europie, stosunkowo niskie w USA, zaniżone w Rosji. Ok. 80% gazu ziemnego zużywane jest w krajach

wydobycia. Przedmiotem handlu międzynarodowego jest więc tylko pozostałe 20%. Polska jest krajem importującym ok. 2/3 zużywanego gazu ziemnego, co jest jednym z czynników decydujących o jego relatywnie wysokiej cenie na rynku wewnętrznym. Koszt jednostkowy zakupu paliwa gazowego przez danego odbiorcę zależy od szeregu warunków, w tym zużycia (rocznego) paliwa, przekładającego się na rodzaj taryfy ustalonej przez dostawcę, maksymalnego poboru (mocy). Istotne są także ciśnienie, rodzaj pobieranego gazu.

Do 2012 r. obrót gazem realizowany był w Polsce wyłącznie w ramach kontraktów dwustronnych. Od 2013 r. gaz jest przedmiotem obrotu na TGE. Według URE średnia cena w kolejnych latach wyniosła: 116,73 zł/MWh w 2013 r., 102,17 zł/MWh w 2014 r., 102,64 zł/MWh w 2015 r. oraz 86,03 zł/MWh w 2016 r. Jak można zauważyć, porównując przytoczone dane z rys. 6, spadek cen na TGE nastąpił z pewnym opóźnieniem w stosunku do rynku międzynarodowego. Wahania cen gazu mogą w istotnym stopniu decydować o bieżącej opłacalności wykorzystania go dla celów energetycznych.

Ceny rynkowe uzyskiwane w Polsce za sprzedaż energii elektrycznej kształtowały się przez dłuższy czas na poziomie zbliżonym do granicy 200 zł/MWh, w ostatnich latach uległy jednak zauważalnemu obniżeniu. Sam koszt (wysokometanowego) gazu ziemnego dla dużych odbiorców przekłada się na znacząco wyższy koszt energii generowanej na bazie tego paliwa (rys. 7). Jako podstawę do obliczeń przyjęto tu koszt zakupu gazu na poziomie 95 zł/MWh (ok. 26,4 zł/GJ). Założono wariantowo możliwość sprzedaży ciepła po 35 oraz 40 zł/GJ. Obliczenia przeprowadzono w funkcji sprawności bloku. Dla przypadku kogeneracji przyjęto łączną sprawność wytwarzania energii elektrycznej i ciepła równą 85%. Spalanie gazu w warunkach krajowych wyłącznie w celu generacji energii elektrycznej, jak można stwierdzić w oparciu o rys. 7, jest drogie i może być uzasadnione jedynie w szczególnych warunkach, na przykład w pracy szczytowej (zapew-



Rys. 7. Składnik paliwowy kosztu generacji energii elektrycznej dla kondensacyjnej siłowni gazowo-parowej w funkcji sprawności (linia górna). Koszt jednostkowy gazu: 95 zł/MWh. Cena ciepła sprzedawanego w kogeneracji, wariantowo 35 oraz 40 zł/GJ

niającej możliwość uzyskania odpowiednio wysokiej ceny sprzedawanej energii elektrycznej). Składnik paliwowy kosztu wytwarzania energii w przypadku kogeneracji okazuje się oczywiście zauważalnie niższy. Niemniej również

”

Gaz jest w warunkach krajowych tradycyjnie paliwem zauważalnie droższym, w niektórych warunkach nawet trzykrotnie od węgla kamiennego

w kogeneracji, po uwzględnieniu nakładów inwestycyjnych oraz pozostałych kosztów eksploatacyjnych, kosz-

ty łączne okazują się zbyt wysokie dla zapewnienia opłacalności. To stanowi podstawę funkcjonowania systemu wsparcia kogeneracji (gazowej).

Paliwami podstawowymi przy wytwarzaniu energii elektrycznej są w naszym kraju węgiel brunatny oraz węgiel kamienny. Koszt energii dostarczonej w paliwie to dla energetycznego węgla kamiennego nieco poniżej 10 zł/GJ (w granicach 200 zł/t przy wartości opałowej na poziomie 21 GJ/t). Ceny węgla dla ciepłownictwa są obecnie nieco wyższe (w granicach 235 zł/t). Przy nieco wyższej średniej wartości opałowej przekłada się to w tym przypadku na nieco wyższy od 10 zł/GJ koszt energii dostarczonej w paliwie. Gaz okazuje się w tej sytuacji ponad dwukrotnie droższy.

Szansami dla energetyki gazowej pozostają więc: kogeneracja premiovana certyfikatami, opłaty za usługi systemowe, praca szczytowa oraz (w przyszłości) niższa jednostkowa emisja dwutlenku węgla, w porównaniu z energetyką węglową. Jeśli nastąpi znaczący wzrost cen uprawnień emi-

Tab. 2. Zbudowane dotychczas w Polsce energetyczne bloki gazowo-parowe

Obiekt	Zakres inwestycji	Moc el. TG [MW]	Medium grzewcze, moc cieplna [MW]	Paliwo	Termin uruch.
EC Gorzów	T-na gazowa GT8C + kocioł odzyskicowy	TG 54.5	woda sieciowa	Z Wu=20 MJ/m ³	I.1999
EC Nowa Sarzyna	Blok gazowo-parowy ciepł., przemysłowy, 2 x TG	ogółem 116	para technologiczna woda, 70 MW	E (GZ-50)	VI.2000
EC Lublin	Blok gazowo-parowy ciepł. z TG V94.2 (Ansaldo)	235 TG 154	woda sieciowa 150 MW	E (GZ-50)	III.2002
EC Rzeszów	Blok gazowo-parowy ciepł. z TG V64.2 (Ansaldo)	ogółem 95.75	woda sieciowa 76 MW	E (GZ-50)	I.2003
EC Zielona Góra	Blok gazowo-parowy ciepł. z TG MS9001E (GE)	ogółem 190	woda sieciowa 195 MW	Z Wu=28.2 MJ/m ³	X.2004
EC Starachowice od 20011 w PEC Siedlce	Blok gazowo-parowy ciepł. z 2 TG Titan 130	ogółem 36 (TG 28)	woda sieciowa 21 MW	E (GZ-50)	XI.2004
EC Huta Miedzi Głogów KGHM	Blok gazowo-parowy 2 x TG Titan 130	ogółem 42	woda sieciowa, para technologiczna	Z	3.XI.2014
EC Polkowice KGHM	Blok gazowo-parowy 2 x TG Titan 130	ogółem 42	woda sieciowa, para technologiczna	Z	3.XI.2014
EC Gorzów	Blok gazowo-parowy 2 TG SGT 800, TP SST 400	138 (100-140)	woda sieciowa 90 MW, para techn. - 14 MW	Z	2.II.2017
EC Włocławek	Blok gazowo-parowy ciepł. przemysłowy TG 9FB GE	ogółem 463	woda sieciowa, para technologiczna	E	VI. 2017

syjnych, wyższy koszt paliwa gazowego może być kompensowany poprzez niższy koszt zakupu uprawnień do emisji CO₂. Poziom cen w systemie EU ETS (kilka EUR/t CO₂) utrzymujący się od dłuższego czasu, jest tu jednak obecnie zdecydowanie zbyt niski.

■ Energetyka gazowa w Polsce

W Polsce, w okresie przed transformacją ustrojową nie wykazywano zainteresowania budową siłowni z turbinami gazowymi. Praktycznie jedynym paliwem energetycznym był węgiel dostępny w kraju. Gaz z importu w pierwszej kolejności zużywano w przemyśle, przede wszystkim chemicznym. Istotnym czynnikiem było również ograniczenie dostępu naszego kraju do technologii turbin gazowych, uznawanej na Zachodzie za zaawansowaną, będącą przedmiotem ochrony w ramach Komitetu Koordynacyjnego Wielostronnej Kontroli Eksportu (COCOM). Ogranicze-

nia w tym zakresie zostały wobec Polski wycofane w 1990 r. Od tego mniej więcej czasu, głównie w wyniku transformacji ustrojowej, zaczęto się interesować budową instalacji energetycznych z turbinami gazowymi.

Pierwszy w naszym kraju blok gazowo-parowy zbudowany został w Elektrociepłowni Gorzów. Przekazano go do eksploatacji w dniu 15 marca 1999 r. Zdarzenie to poprzedziły jednak wieloletnie przygotowania, początkami sięgające początku dekady lat 90. Inwestycja w Gorzowie nie obejmowała dostawy kompletnego bloku gazowo-parowego. Skorzystano tu z możliwości wbudowania w strukturę instalacji komponentów istniejącej na terenie EC części starszej, parowej elektrociepłowni węglowej. To pozwoliło na obniżenie kosztów całości inwestycji.

Kolejne bloki gazowo-parowe, gdzie historia przygotowań do inwestycji była często równie długa jak w Gorzowie, przekazywano do użytku w okresie do 2004 r. (tab. 2) Po tym okresie w odda-

waniu nowych inwestycji nastąpiła dłużej przerwa. W 2014 r. przekazano do eksploatacji dwa niewielkie bloki gazowo-parowe w zasobach KGHM, nie udało się zakończyć w planowanych wcześniej terminach pierwszych w naszym kraju bloków gazowo-parowych wielkiej mocy. Sukcesem zakończyła się w 2017 r. kolejna inwestycja w Gorzowie oraz budowa we Włocławku. Planowany do uruchomienia w połowie 2015 r. obiekt w EC Stalowa Wola wciąż czeka na ukończenie realizacji. Szereg przygotowywanych inwestycji [7] nie doczekało się rozpoczęcia, wręcz zaniechano ich realizacji. Wszystkie obecnie działające w Polsce instalacje energetyczne z turbinami gazowymi, również nie wykazane w tab. 2 turbiny współpracujące z wodnymi kotłami odzyskicowymi, budowano ze wskazanych wcześniej względów w układzie kogeneracyjnym.

Podstawową przyczyną okresowego załamania się zamiarów inwestycyjnych jest brak działającego z od-

powiednio dużą perspektywą systemu wsparcia kogeneracji gazowej. Był on powodem poważnego zachwiania opłacalności energetyki gazowej, co najmniej dwukrotnie w okresie ostatnich lat. Niektóre z trudności, jakie spotkały w przeszłości inwestorów opisane zostały w [7].

Obecnie na ukończeniu jest jeszcze kolejna duża inwestycja - pierwszy w Polsce blok z turbiną gazową klasy H, w zasobach PKN ORLEN w Płocku. Poza odwiekaną od lat inwestycją w Elektrociepłowni Żerań w Warszawie, gdzie po latach doprowadzono do podpisania kontraktu z wykonawcą, realizacji nowych bloków gazowo-parowych, przypuszczalnie na dłuższy czas nie podejmie się.

Osobną, nie wspominaną szerzej w artykule kategorię stanowią siłownie wyposażone w gazowe silniki tłokowe. Największym w Polsce obiektem jest tu przekazany do eksploatacji w listopadzie 2014 r. w EC Rzeszów blok gazowy silnikowy, zasilany sieciowym gazem ziemnym, przy wspomaganii tego zasilania z lokalnego źródła gazu. W jego skład wchodzi 4 silniki tłokowe o łącznej znamionowej mocy elektrycznej 29,8 MW oraz mocy cieplnej 27,6 MW. Silniki tłokowe opalane gazem ziemnym stanowią, poza nielicznymi dużymi obiektami takimi jak w EC Rzeszów, domenę energetyki lokalnej.

■ Podsumowanie

Z wielu wcześniej zapowiadanych w naszym kraju inwestycji w energetykę gazową zrezygnowano. Projekty, które są realizowane oraz zgodnie z rachunkiem inwestorów w pełni zasadne i opłacalne, opierają się zazwyczaj na specyficznych uwarunkowaniach lokalnych.

Aby taka inwestycja była bezpieczna od strony ekonomicznej potrzebne są zwykle do spełnienia warunki szczególne:

- stały i duży odbiór ciepła (para technologiczna, woda sieciowa),

możliwe zazwyczaj w energetyce przemysłowej;

- pomocny jest zakup gazu na specjalnych warunkach (korzystne kontrakty, ceny pozataryfowe, wybór ze złoża lokalnego, w grę może wchodzić także gaz kopalniany);
- pomocne są uwarunkowania środowiskowe wskazujące na ko-

”

Szansami dla energetyki gazowej pozostają więc: kogeneracja premiowana certyfikatami, opłaty za usługi systemowe, praca szczytowa oraz (w przyszłości) niższa emisja dwutlenku węgla w porównaniu z energetyką węglową

zapewne ulegnie zmianie.

Szereg prognoz wskazuje na duże niebezpieczeństwo deficytu mocy w KSE po 2020 r. W takiej sytuacji inwestowanie w siłownie korzystające z gazu jako paliwa może stać się jedną z niewielu możliwości do szybkiego jego ograniczenia. Budowa elektrowni, czy elektrociepłowni korzystających z paliwa gazowego może trwać znacznie, nawet o połowę krócej niż bloku węglowego (odpowiednio ok. 30 i 60 miesięcy). Niebawem może okazać się, że rozwój energetyki gazowej to jedyna możliwość odnowienia na czas części wiekowych zasobów wytwórczych w Polsce. Istotną barierą dla budowy nowych bloków węglowych mogą okazać się priorytety narzucane ze strony UE, w tym ograniczenie do 550 g/kWh poziomu emisji CO₂ dla instalacji energetycznych uprawnionych do wsparcia finansowego (Pakiet zimowy). □

Literatura:

1. BP Statistical Review of World Energy, June 2017.
2. BP Energy Outlook 2035, January 2014.
3. Zużycie paliw i nośników energii w 2015 r., Główny Urząd Statystyczny, Warszawa 2016.
4. Statystyka Elektroenergetyki Polskiej 2015. Agencja Rynku Energii, Warszawa 2016.
5. Polska norma PN-C-04752:2011. Gaz ziemny -- Jakość gazu w sieci przesyłowej.
6. Kaproń H., Wasilewski A.: Gaz ziemny paliwem XXI wieku. Kaprint, Lublin 2012.
7. Badyda K.: Trendy, uwarunkowania i perspektywy budowy bloków gazowo-parowych w Polsce. Rynek Energii 5/2013, str. 26-33.

nieczność zmiany paliwa (z węgla na gaz, także likwidacja niskiej emisji);

- korzystna jest sytuacja gdy rachunek prowadzić można na bazie kosztów unikniętych.

W warunkach silnie zmiennej w czasie ceny gazu oraz ewentualnego uzależnienia importu od sytuacji politycznej istnieją przesłanki do obawy o stabilne warunki ekonomiczne.

Ochrona w postaci świadectw pochodzenia była i jest mechanizmem pomocnym w utrzymaniu stabilności ekonomicznej. Ten mechanizm wsparcia