



# GAZ ZIEMNY

## Paliwo przejściowe od węgla do wodoru.



**prof. dr hab. inż.  
Janusz Lewandowski**

**Janusz Lewandowski**

Politechnika Warszawska

Prowadzi działalność naukową związaną z modelowaniem matematycznym procesów energetycznych, modernizacją urządzeń energetycznych, wpływem energetyki na środowisko i programowaniem rozwoju sektora wytwarzania w energetyce. Jest autorem i współautorem ponad 200 publikacji.

Zrealizował ponad 100 prac naukowo-badawczych. Jest laureatem Nagrody Simensa i Nagrody Prezesa Rady Ministrów za prace badawcze wdrożone w przemyśle. Jest przewodniczącym Komitetu Problemów Energetyki PAN i członkiem Komitetu Termodynamiki i Spalania PAN.

janusz.lewandowski@pw.edu.pl

**D**ziś podstawowe jednostki wytwórcze w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE) to bloki parowe spalające węgiel kamienny i brunatny (rys. 1). Większość z nich została wybudowana w latach 1965–1985 i znacząca część przekroczyła projektowy czas pracy. Zbudowane formalnie na czas pracy 200 tys. godzin, remontowane i modernizowane pracują często powyżej 300 tys. godzin. Nieubłaganie jednak zbliża się konieczność ich wyłączenia i zastąpienia nowymi jednostkami wytwórczymi. Skala tych trwałych wyłączeń z eksploatacji sięga prawie połowy obecnie zainstalowanej w KSE mocy. Zgodnie z informacjami zamieszczonymi w opublikowanej, wstępnej wersji dokumentu „Polityka energetyczna Polski do 2040 roku” przewiduje się, że o ile w latach 2015–2020 zostały wycofane z użytkowania węglowe jednostki wytwórcze o sumarycznej mocy 3 tys. MW, to do 2030 roku zostanie wyłączonych jeszcze około 6 tys. MW, a przez kolejne 10 lat będzie to ponad 10 tys. MW. Po 2040 roku zostanie w ruchu tylko kilka jednostek węglowych oddanych do użytkowania w ostatnich kilku latach (elektrownie: Opole, Kozienice, Jaworzno, Turów). Naturalne jest zatem pytanie: co w zamian?

### Energetyka a Europejski Zielony Ład

Z punktu widzenia polityki energetycznej, którą formułuje Unia Europejska, istotny jest rok 2050, w którym gospodarka krajów UE ma być neutralna klimatycznie. Wachlarz działań, które mają doprowadzić do tego celu, nazwano Europejskim Zielonym Ładem. Dla energetyki oznacza to, że docelowo w 2050 roku energia elektryczna, podobnie zresztą jak ciepło dla celów zaspokojenia potrzeb komunalnych, powinna pochodzić ze źródeł odnawialnych, przede wszystkim z wiatru i ze słońca. Nie wyklucza się, choć nie preferuje, energii pochodzącej z elektrowni jądrowych. Wiele innych rozwiniętych państw spoza UE deklaruje, że w podobnym czasie uzyska także klimatyczną neutralność gospodarki. Na ostatniej sesji ONZ zapowiedziały to Chiny, w nieco dłuższym czasie, bo do 2060 roku.

### Energetyka z wiatru i ze słońca w Polsce

W Polsce w ostatnich latach następuje bardzo szybki wzrost mocy wytwarzanej z wiatru i ze słońca (rys. 1). Jednak przyrost ilości produkowanej energii jest znacznie mniejszy. Żeby określić możliwości wytwórcze różnych technologii energetycznych, jest definiowany wskaźnik wykorzystania mocy za-

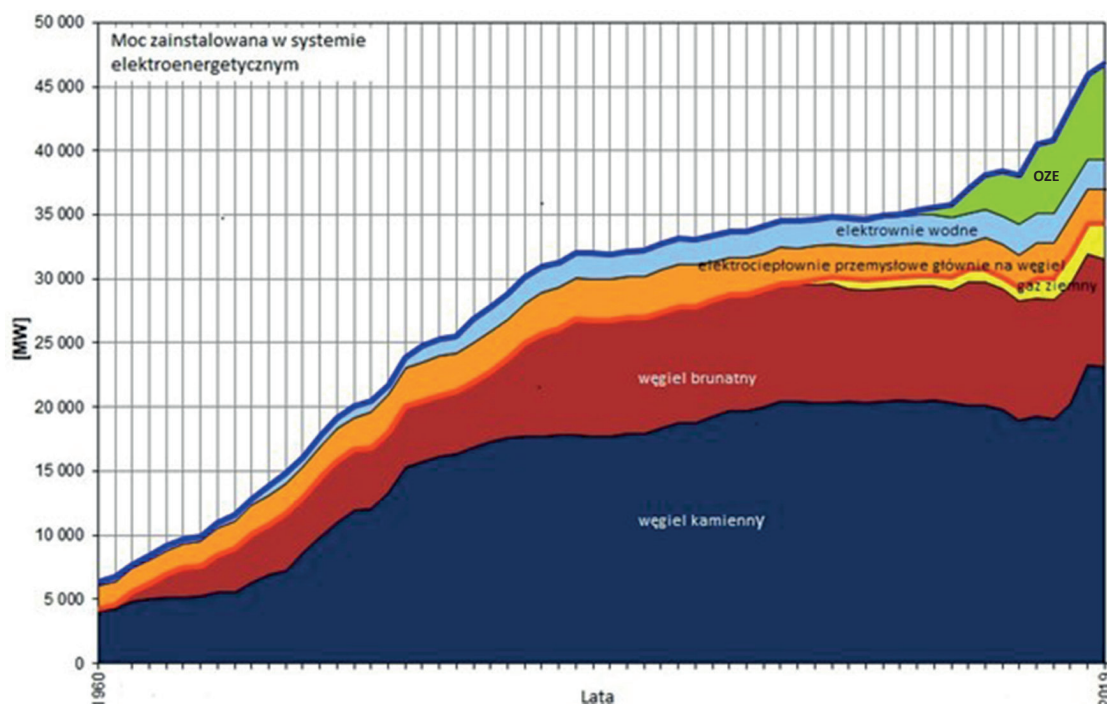


MIKE MAREN/SHUTTERSTOCK.COM

instalowanej jako iloraz ilości energii wytworzonej w ciągu roku i wielkości mocy. W Polsce dla ogniw fotowoltaicznych, wykorzystujących energię słońca, wynosi on około 1 tys. godzin, a dla turbin wiatrowych na lądzie 2–2,5 tys. godzin. Bloki energetyczne wykorzystujące paliwa kopalne (węgiel, gaz, paliwo jądrowe) projektuje się z przewidywanym czasem pracy przekraczającym 7 tys. godzin rocznie. Oznacza to, że w skrajnym przypadku, by zastąpić wycofywany blok o mocy 200 MW, trzeba zbudować elektrownię fotowoltaiczną o mocy 1400 MW. Ponieważ

średnio z ogniwa o powierzchni  $1 \text{ m}^2$  można uzyskać około 0,2 kW, taka elektrownia fotowoltaiczna wymaga zabudowy powierzchni  $7 \text{ km}^2$ . Ograniczeniem dla elektrowni wiatrowych budowanych na lądzie jest warunek, że maszt, na którym jest zainstalowana turbina, musi być odległy od najbliższych zabudowań mieszkalnych. Wymaganą odległość określają przepisy, zgodnie z którymi obowiązuje zasada 10 h, gdzie h jest całkowitą wysokością instalacji. W przypadku dość powszechnie budowanych turbin o mocy 2 MW wysokość ta to około 200 m, a to oznacza, że turbina

Terminal LNG im. Prezydenta Lecha Kaczyńskiego w Świnoujściu – to terminal przeładunkowy i regazyfikacyjny skroplonego gazu ziemnego, grudzień 2016 rok



Rys. 1  
Rozwój mocy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego z podziałem na rodzaje paliw; OZE – odnawialne źródła energii

musi być odległa od zabudowań minimum o 2 km. Trudno w Polsce znaleźć takie lokalizacje.

Nie ograniczenia lokalizacyjne stanowią jednak najważniejszy problem w rozbudowie energetyki słonecznej i wiatrowej, ale to, że generowana przez nie moc zależy od pory dnia i warunków atmosferycznych. Są nieregulowalne, a zmienność ich pracy w żaden sposób nie pokrywa się z zapotrzebowaniem na energię elektryczną. Na rys. 2 zilustrowano zapotrzebowanie na energię elektryczną w Polsce i hipotetyczne wytwarzanie elektryczności z wiatru, gdyby w Polsce były tylko wiatraki. Przeskalowano je tak, by roczne wytwarzanie było równe zapotrzebowaniu. Jako przykład wykorzystano dane z 2017 roku, w którym zapotrzebowanie wynosiło 168,38 TWh.

Energetyka słoneczna nie poprawia tej sytuacji. Konieczne jest magazynowanie energii, i to w bardzo dużej skali. Dla tego samego przykładu zapewnienie dostępności energii w każdej chwili wymagałoby zastosowania magazynu energii o pojemności około 16 TWh. Co oznacza ta wielkość? Elektrownia szczytowa w Żarnowcu ma pojemność magazynową 3,6 GW. Trzeba by zatem w Polsce wybudować prawie 4,5 tys. takich elektrowni. To jest nierealne. Trwają intensywne badania naukowe nad innymi technologiami magazynowania energii i można założyć, że w perspektywie 2050 roku technologie pozwalające na przechowywanie tak znacznych ilości energii zostaną opracowane i wdrożone. Za jedną z najbardziej obiecujących jest uważana technologia wodorowa. W okresie kiedy jest generowane więcej energii elektrycznej, niż wynosi zapotrzebowanie na nią, nadwyżka byłaby wykorzystywana do wytwarzania wodoru (np. w procesie elektrolizy wody). Wodór byłby magazynowany i wykorzystywany do wytwarzania energii elektrycznej, kiedy zapotrzebowanie jest większe od wytwarzania.

Zamiana wodoru na energię elektryczną może następować w wyniku procesu elektrochemicznego w ogniwie paliwowym (odwrócenie procesu elektrolizy) lub w tradycyjnym generatorze elektrycznym napędzanym silnikiem, w którym jest spalany wodór.

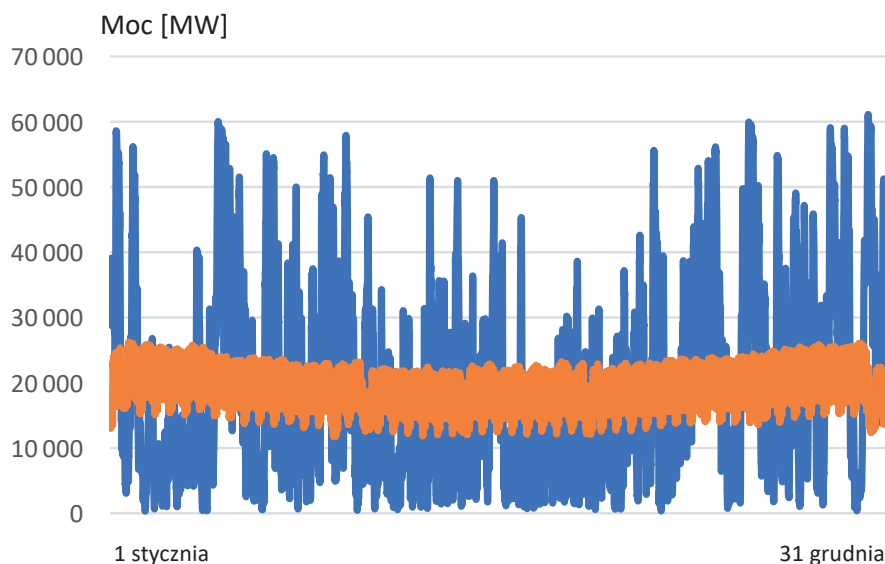
To przyszłość, ale dziś i w perspektywie najbliższych przynajmniej 20 lat rolę źródeł wytwórczych odpowiadających za zrównanie chwilowego zapotrzebowania z wytwarzaniem odgrywają elektrownie zasilane paliwami kopalnymi, głównie węglem lub gazem ziemnym. Konieczne jest zatem, nie tylko w Polsce – wobec wycofania starych bloków węglowych, wybudowanie jeszcze jednego „pokolenia” klasycznych elektrowni wykorzystujących węgiel lub gaz.

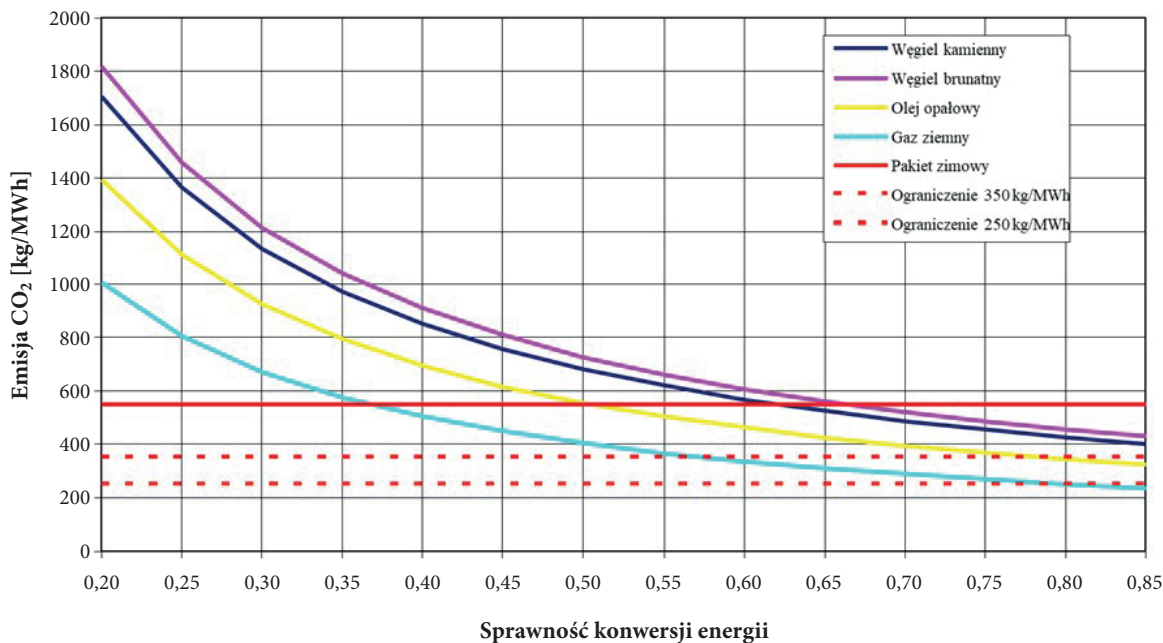
## Gaz ziemny w energetyce

Obie te technologie są stosowane i znane od wielu lat, choć w Polsce ze względu na ograniczenie dostępu do gazu pierwsza jednostka gazowa pojawiła się dopiero w 1999 roku (Elektrociepłownia Gorzów). Z punktu widzenia porównania obu technologii bez wnikania w aspekty techniczne istotne było, że jednostkowe (1 MW mocy) koszty budowy elektrowni gazowej były niższe, sprawność wyższa, ale droższe było paliwo. W polskich warunkach energia elektryczna z węgla była przez wiele lat znacznie tańsza niż z gazu. Nie było też mowy o konieczności ograniczania emisji dwutlenku węgla ze względu na zmiany klimatu.

To się zmieniło i trzeba możliwie szybko odnowić moce wytwórcze, ograniczając jednocześnie ze względów klimatycznych emisję dwutlenku węgla. Tu pojawia się pierwsza przewaga gazu nad węglem. Gaz jest mniej emisyjny. To oczywiste – w przypadku węgla jego wartość opałowia jest związana praktycznie wyłącznie z pierwiastkiem węgla – w wyniku jego spalania powstaje dwutlenek węgla. W przypadku

Rys. 2  
Przebieg w czasie zmian zapotrzebowania na moc elektryczną (linia pomarańczowa) i generacji z turbin wiatrowych w Polsce; chwilowa moc turbin wiatrowych (linia niebieska) została tak dobrana, by roczne wytwarzanie było równe krajowemu zapotrzebowaniu w 2017 roku





Rys. 3  
Jednostkowa emisja dwutlenku węgla odniesiona do wielkości generowanej energii dla typowych paliw kopalnych w funkcji sprawności konwersji energii. Czerwona linia, oznaczana jako „pakiet zimowy”, to wartość 550 kg/MWh i granica, powyżej której (według prawa UE) od połowy 2025 roku nie będzie możliwe korzystanie z pomocy publicznej

gazu ziemnego, który jest prawie czystym metanem, na jeden atom węgla przypadają cztery atomy wodoru. Produktem spalania jest mieszanina pary wodnej i dwutlenku węgla. Porównanie emisyjności obu paliw przedstawiono na rys. 3.

Współczesne bloki węglowe wytwarzające tylko energię elektryczną osiągają sprawność na poziomie 45 proc., co skutkuje emisją dwutlenku węgla w ilości około 800 kg/MWh. Podobny blok gazowy osiąga sprawność około 60 proc., przy której emisja wynosi około 350 kg/MWh. W przypadku elektrociepłowni, wytwarzających jednocześnie energię elektryczną i ciepło, sprawności wynoszą ponad 80 proc., co skutkuje emisją odpowiednio 450 kg/MWh i 250 kg/MWh. Te poziomy emisji są istotne z punktu widzenia formalnego. Zgodnie z obecnymi uregulowaniami prawnymi UE od połowy 2025 roku nie będzie możliwe udzielanie pomocy publicznej jednostkom wytwórczym o emisyjności wyższej niż 550 kg/MWh. W praktyce wykluczy to możliwość wykorzystywania elektrowni węglowych jako jednostek odpowiedzialnych za bilansowanie zapotrzebowania z wytworzeniem. Dyskutowane jest obniżenie w kolejnych latach granicznej emisyjności do 350, a nawet 250 kg/MWh. Wykluczy to także wykorzystywanie do tego celu elektrowni i elektrociepłowni gazowe.

Za gazem przemawiają nie tylko ograniczenia formalne, lecz także koszty. Od 2005 roku w UE jednym z mechanizmów ograniczania emisji dwutlenku węgla jest system handlu uprawnieniami do emisji, które mogą być przedmiotem kupna i sprzedaży. W początkowym okresie uprawnienia były przyznawane elektrowniom i elektrociepłowniom bezpłatnie, a w kolejnych latach stopniowo zmniejszono liczbę darmowych uprawnien przydzielanych bezpośrednio

wytwórcom. Uprawnienie przyznano poszczególnym krajom, a wytwórcy kupują je na aukcjach (pieniądze z aukcji pozostają do dyspozycji kraju). Przez pierwsze lata działania tego systemu ceny uprawnień kształtowały się na poziomie kilku euro i z punktu widzenia wytwórców nie stanowiły istotnego kosztu. Sytuacja zmieniła pod koniec 2017 roku (rys. 4), od kiedy ceny zaczęły szybko rosnąć i obecnie (styczeń 2021 roku) kosztują prawie 35 euro za uprawnienia do emisji 1 tony dwutlenku węgla.

Ceny uprawnień na poziomie powyżej 100 zł/t istotnie zmieniły relacje między kosztami wytwarzania energii elektrycznej z węgla i gazu. Obecnie cena gazu na giełdach kształtuje się na poziomie 110 zł/MWh (dla umożliwienia łatwego porównywania cen różnych paliw są one podawane za jednostkę zawartą w nich energii – iloczynu masy i wartości opałowej), do tego trzeba jeszcze dodać około 20 zł kosztów przesyłu do elektrowni – razem 130 zł/MWh, a koszt paliwa w koszcie energii elektrycznej (wytwarzanej w zakładzie o sprawności 60 proc.) około 215 zł/MWh za gaz

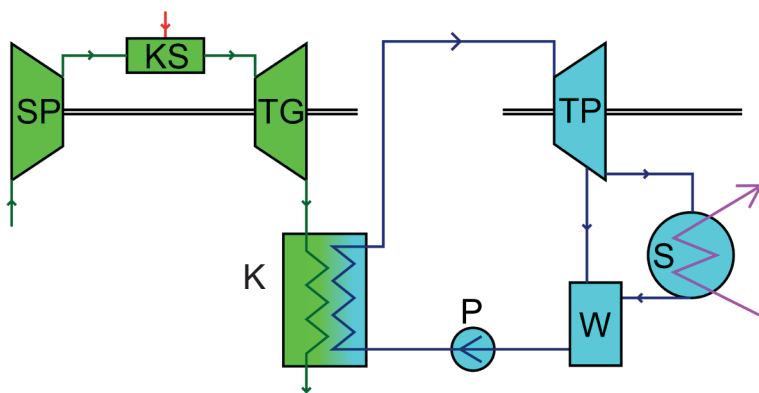
Rys. 4  
Ceny uprawnień do emisji dwutlenku węgla w latach 2015–2020



i 40 zł za uprawnienia, w sumie około 250 zł/MWh. W przypadku węgla jest to odpowiednio 100 zł/MWh za węgiel, 220 zł/MWh koszty paliwa w koszcie energii (przy sprawności zakładu wynoszącej 45 proc.) oraz 80 zł/MWh za uprawnienia. W sumie koszty paliwa i emisji w cenie energii dla gazu wynoszą około 250 zł/MWh, a w węglu 300 zł/MWh. Trzeba jeszcze pamiętać, że koszty budowy elektrowni węglowej są minimum 60 proc. wyższe niż gazowej, choć okres jej użytkowania o 50 proc. dłuższy. W sumie prąd z węgla jest droższy niż z gazu!

W Polsce aż do 1999 roku nie było praktycznie żadnej instalacji wykorzystującej technologię gazową. W kilku elektrociepłowniach przemysłowych, w kotłach parowych spalano gaz, ale z punktu widzenia technologii zamiany energii zawartej w paliwie na energię elektryczną była w nich wykorzystywana tzw. technologia parowa, taka sama jak przy spalaniu węgla.

W przypadku spalania gazu dla celów energetycznych podstawową technologią jest tzw. układ gazowo-parowy, stanowiący połączenie turbozespołu gazowego z turbozespołem parowym (rys. 5).



Rys. 5

Uproszczony schemat bloku gazowo-parowego;

SP – sprężarka powietrza,  
KS – komora spalania,  
TG – turbina gazowa,  
K – kocioł odzyskowy,  
TP – turbina parowa,  
S – skraplacz,  
W – wymiennik ciepła,  
P – pompa.

Źródło: [https://pl.wikipedia.org/wiki/Uk%C5%82ad\\_gazowo-parowy](https://pl.wikipedia.org/wiki/Uk%C5%82ad_gazowo-parowy)

Turbozespół gazowy składa się z trzech elementów: sprężarki (SP), w której spręża się powietrze do ciśnienia około 1,5 MPa, komory spalania (KS), w której spala się w sprężonym wcześniej powietrzu gaz ziemny, i turbiny gazowej (TG), w której spaliny z komory spalania o temperaturze około 1500 st. C są rozprężane. Obracający się w wyniku tego rozprężania wał turbiny napędza generator elektryczny.

Spaliny z turbiny gazowej o temperaturze przekraczającej 500 st. C są kierowane do kotła parowego (K). W kotle jest generowana para wodna, która następnie płynie do turbiny parowej (TP). Para rozpręża się w turbinie i następnie skrapla w skraplaczu (S). Woda podgrzana wstępnie w wymienniku regeneracyjnym (W) jest pompowana (pompa P) pod wysokim ciśnieniem do kotła. Turbina parowa, podobnie jak turbina gazowa, napędza generator elektryczny. Układ taki pozwala wykorzystać do zamiany energii na pracę bar-

dzo duży zakres temperatur, od zaledwie 30 do mniej więcej 1500 st. C, dzięki czemu możliwe jest uzyskanie bardzo wysokiej sprawności procesu, w najnowszych rozwiązaniach powyżej 60 proc.

## Turbina gazowa a Europejski Zielony Ład

W opisanym układzie newralgicznym z punktu widzenia niniejszych rozważań jest turbina gazowa. Ponieważ pracuje w strefie bardzo wysokich temperatur, jej żywotność nie jest długa. W trakcie wieloletniej eksploatacji wymieniane są elementy pracujące w strefie najwyższych temperatur, ale i tak jej żywotność wynosi około 25 lat, znacząco mniej niż turbiny parowej. Ten krótszy czas pracy jest korzystny z perspektywy celu, jakim jest odejście od spalania paliw kopalnych do 2050 roku. Turbiny gazowe, budowane przez najbliższych kilka lat, będą z punktu widzenia nakładów inwestycyjnych w pełni zamortyzowane.

Jest jeszcze moim zdaniem jedna, może i najważniejsza, zaleta turbiny gazowej. Zasada jej pracy w ogólnym przypadku pozwala na wykorzystanie każdego palnego gazu, a więc i wodoru.

Nie jest to proste w praktycznej realizacji. Obecnie podstawowym paliwem gazowym jest gaz ziemny i turbiny, a przede wszystkim komory spalania, są przystosowane do pracy z tym gazem. Właściwości wodoru jako gazu palnego są w stosunku do gazu ziemnego (prawie czystego metanu) znacząco różne. Ich porównanie przedstawiono w tabeli 1.

Jedynym parametrem, którego wartość dla obu gazów jest podobna, to temperatura płomienia. Inne parametry różnią się często rzędami wielkości. Wartość opałowa wodoru odniesiona do jego masy (MJ/kg) jest ponad dwa razy większa, zatem masowo przy tej samej mocy wodoru spala się znacznie mniej, ale wódór jest ponad 70 razy lżejszy. Objętościowo trzeba go spalić zatem ponad 30 razy więcej, co powoduje konieczność wielokrotnie większych średnic rurociągów paliwowych, a przede wszystkim samej komory spalania. Płomień wodoru przemieszcza się prawie 10-krotnie szybciej, energia potrzebna do zapłonu jest ponad 20 razy mniejsza, zapłon następuje prawie 10 razy szybciej, a zakres stężeń, przy których tworzy się mieszanina palna, jest większy. Względny bezpieczeństwa i zabezpieczenie przed utratą kontroli nad procesem spalania stanowią wyzwania, które od strony technicznej nie zostały jeszcze w pełni rozwiązane. Wszystkie liczące się na rynku wytwórnie turbin gazowych planują jednak, że turbina gazowa spalająca czysty wódór będzie gotowa do komercyjnego wykorzystania około 2030 roku. Dziś jest spalana mieszanina gazu ziemnego i wodoru, a w kolejnych konstrukcjach zwiększa się dopuszczalny udział wodoru. W najnowszych swoich turbinach wiodące wytwórnie dopuszczają spalanie mieszanki,

**Tabela 1**

Zestawienie wybranych własności dla gazów palnych – metanu i wodoru

Spalanie bez nadmiaru powietrza (stechiometrycznie) w normalnych warunkach atmosferycznych	Metan CH <sub>4</sub>	Wodór H <sub>2</sub>
Prędkość płomienia [m/s]	0,4	3,0
Temperatura płomienia [st. C]	~1950	~2150
Granice palności [proc. objętości]	5–15	4–75
Energia zapłonu [mJ]	0,28	0,011
Czas opóźnienia w warunkach komory spalania (730 st. C i 1,7 MPa) [ms]	45,6	6,2
Wartość opałowa – LHV [MJ/kg]	50,01	120,33
Gęstość [kg/m <sup>3</sup> ]	0,657	0,09

w której objętościowo do 30 proc. może stanowić wodór. Ze względu na małą gęstość wodoru energetycznie udział ten jest znacznie mniejszy, bo poniżej 10 proc.

Turbina gazowa wraz z komorą spalania i sprężarką to tylko część instalacji. Pozostałe elementy, niezależnie od tego, czy spalany jest metan, czy wodór, pozostają niezmiennione. Będą mogły być wykorzystane także po 2050 roku, kiedy odejdziemy od gazu ziemnego, a będziemy spalać tylko wodór.

Układ gazowo-parowy to nie jedyna technologia wykorzystująca gaz ziemny w energetyce. W przypadku mniejszych instalacji, o mocy kilku MW, zamiast turbiny gazowej są stosowane zasilane gazem silniki spalinowe. Mniejsze moce to przede wszystkim obszar zastosowań w ciepłownictwie, przy skojarzonym wytwarzaniu ciepła i energii elektrycznej. Spaliny z silnika nie są w takim przypadku wykorzystywane do generacji pary, lecz wytwarzania gorącej wody, która następnie jest kierowana do sieci ciepłowniczej. Nie ma turbiny parowej ani skraplacza, kocioł parowy jest zastępowany kotłem wodnym. W przypadku takich instalacji trwają także prace prowadzące do spalania w silniku mieszanin o coraz większej zawartości wodoru, a w przyszłości czystego wodoru. Stan ich zaawansowania jest podobny jak w przypadku turbin gazowych.

Wykorzystywanie do wytwarzania energii elektrycznej w okresie przejściowym mieszaniny metanu i wodoru ma jeszcze jedną zaletę. Są już kraje, w tym Niemcy, w których w pewnych okresach na części obszaru kraju występuje nadwyżka produkcji energii elektrycznej z wiatru i ze słońca nad zapotrzebowaniem. W takiej sytuacji nadwyżki prądu są zużywane do wytwarzania wodoru. Co zrobić z wodorem wobec braku jeszcze odpowiedniej bazy magazynowej? Otóż za magazyn służy sieć gazu ziemnego. Wytwarzany wodór wtłaczany jest do takiej sieci. Ze względu na specyficzne cechy wodoru domieszka tego gazu nie może być duża. W Niemczech normy dopuszczają

ją wprowadzanie do sieci gazowej do 10 proc. wodoru. W wydzielonych fragmentach sieci (Schoppsdorf, Saksonia-Anhalt) trwają projekty z wykorzystaniem mieszaniny, w której wodór objętościowo stanowi 20 proc. Nie ulega wątpliwości, że istniejąca infrastruktura sieciowa gazu ziemnego ułatwia stopniowe wprowadzanie wodoru do gospodarki.

## Gaz ziemny – paliwo prawie idealne na okres przejściowy?

Wydaje się, że w skali globalnej, wobec widocznych zmian klimatycznych, znaczna większość państw podjęła już decyzję polityczną o konieczności działań na rzecz radykalnego ograniczenia emisji dwutlenku węgla. Dla energetyki oznacza to konieczność powszechnego wykorzystywania odnawialnych źródeł energii. Odpowiednie technologie są dostępne, a ich koszt akceptowalny. nierozwiązany jest jeden problem. Nie dysponujemy jeszcze w masowej skali i po akceptowalnych kosztach instalacjami do magazynowania energii elektrycznej. Są konieczne do chwilowego bilansowania ilości wytwarzanej i zużywanej energii. Trwają nad nimi intensywne prace, ale jeszcze przez mniej więcej 20 lat będzie konieczne wykorzystywanie tradycyjnych elektrowni i elektrociepłowni jako jednostek regulacyjnych, pokrywających niedobory zapotrzebowania na energię, których nie będzie można wyrównać ze źródeł odnawialnych. W warunkach polskich, wobec konieczności masowego wycofywania pracujących obecnie bloków węglowych, praktycznie jedynym uzasadnionym technicznie i ekonomicznie rozwiązaniem jest ich zastępowanie blokami gazowo-parowymi na gaz ziemny. Czy jest to rozwiązanie pozbawione wad? Nie, głównie ze względu na brak wystarczająco dużych krajowych zasobów gazu. Jest jednak rozwiązaniem najlepszym, nawet jeśli nie jest rozwiązaniem idealnym. ■

Chcesz wiedzieć więcej?

Badyda K., Miller A., *Energetyczne turbiny gazowe oraz układy z ich wykorzystaniem*, Lublin 2011.

Chmielniak T., *Energetyka wodorowa*, Warszawa 2020.

Chwieduk D., *Energetyka słoneczna budynku*, Warszawa 2011.

*Energetyka wiatrowa*, red. J. Maj, P. Kwiatkiewicz, Chomęcice 2016.