

Dr inż. Kamil Futyma, dr inż. Marcin Wołowicz, inż. Piotr Olesiejuk
Instytut Techniki Ciepłej, Politechnika Warszawska

Analiza efektywności energetycznej technologii

Power-to-Gas-to-Power

Obserwując obecny rynek energetyczny można zauważyć rosnącą tendencję do zwiększania ilości zainstalowanej mocy w źródłach odnawialnych. Tendencja ta wynika zarówno z zobowiązań do ograniczania emisji dwutlenku węgla, jak również z chęci zredukowania zużycia paliw kopalnych. W szczególności Unia Europejska nakłada na poszczególne kraje konieczność zwiększania w swoim miksie energetycznym energii z OZE. Z tym rodzajem energii wiążą się jednak pewne bariery i problemy, które stanowią obecnie wyzwanie dla sektora energetycznego.

Pierwszym ograniczeniem związanym z „zieloną” energią jest jej niesterowalność. W przypadku energetyki wodnej, ten problem nie występuje. Pojawia się natomiast w kontekście najbardziej promowanych obecnie: energetyki słonecznej oraz wiatrowej. Już obecnie bowiem można z bardzo dużą dokładnością przewidywać prognozę generacji energii z tych źródeł, jednak nie można nią sterować zgodnie z popytem na energię. Dodatkowym czynnikiem jest niepewność, ponieważ mimo dobrych prognoz może dojść do sytuacji, że jed-

nostka OZE nie będzie generować energii, na którą wskazuje prognoza. Źródła odnawialne jako faworyzowane przy wejściu do sieci elektroenergetycznej, powodują problem sterowania źródłami konwencjonalnymi, przez co coraz bardziej znaczącym zagadnieniem energetyki staje się magazynowanie energii. O skali znaczenia magazynowania energii świadczą np. bardzo ambitne plany Niemiec, których polityka energetyczna zakłada w 2050 r. udział energii elektrycznej produkowanej z OZE w całkowitym zużyciu na poziomie 80% ^[1].

Tak rozwinięta generacja energii ze źródeł odnawialnych będzie wymagała nieefektywnego gospodarowania źródłami konwencjonalnymi, jeżeli nie zostaną rozwinięte skuteczne metody akumulacji energii. Obecnie mamy dostępnych wiele technologii magazynowania energii, które są wykorzystywane. Między innymi baterie, magazynowanie w sprężonym powietrzu (CAES), magazynowanie w kołach zamachowych, elektrowniach szczytowo-pompowych oraz magazynowanie w wodorze. Dzięki magazynowaniu, system elektroenergetyczny staje

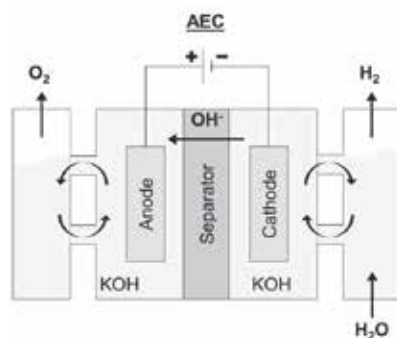
się bardziej redundanthy i odporny na między innymi niesterowalność źródłami odnawialnymi. Możliwe jest zatem wykorzystywanie energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych przy dużym zapotrzebowaniu na energię oraz konwersja energii elektrycznej na inną postać w przypadku, kiedy energia z OZE nie jest w danej chwili potrzebna. Wymienione wcześniej sposoby magazynowania energii charakteryzuje w większości kilka negatywnych cech: stacjonarność, niska pojemność energetyczna magazynu oraz wysokie koszty. Konkurencyjne z punktu widzenia stacjonarności oraz pojemności może się wydawać magazynowanie energii w wodorze, który po wytworzeniu jest mieszany z gazem w sieci gazowniczej. Tego typu rozwiązanie usuwa ograniczenie w postaci miejsca odzyskania energii. Gaz jest stale transportowany siecią gazowniczą, zatem otrzymany w drodze elektrolizy wodór po zmieszaniu z gazem może zostać wykorzystany np. 100 km od jego miejsca wytworzenia. Również pojemność sieci gazowniczej jest bardzo duża w porównaniu z np. szeroko stosowanymi bateriami, co również korzystnie świadczy o tej technologii.

■ Wytwarzanie wodoru

Jest kilka metod produkcji wodoru. Najbardziej rozpowszechnione to reforming parowy metanu oraz elektroliza wody. Reforming parowy metanu wymaga doprowadzenia dużej ilości ciepła. Jest to o tyle niekorzystne, że nadmiarową energię wygenerowaną za pomocą źródeł odnawialnych trzeba by było zamienić na ciepło. Lepszym rozwiązaniem wydaje się być elektroliza wody. Polega ona na bezpośredniej konwersji energii elektrycznej na energię chemiczną zawartą wodorze. Energia elektryczna jest doprowadzana do elektrolizera, w którym na skutek przepływu prądu z wody jest produkowany wodór oraz tlen. Obecnie najczęściej wykorzystywane typy elektrolizerów to elektrolizery alkaliczne AEC (ang. *Al-*

kaline Electrolysis Cell), elektrolizery z membraną polimerową PEM (ang. *Proton Exchange Membrane*) oraz elektrolizery stałotlenkowe SOEC (ang. *Solid Oxide Electrolysis Cell*).

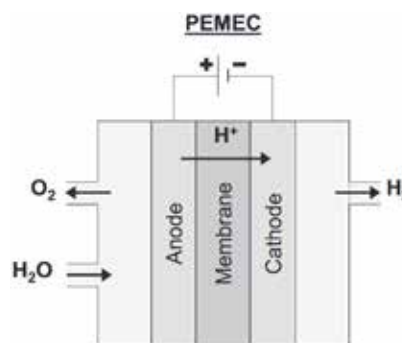
Najbardziej rozpowszechnione pozostają elektrolizery alkaliczne AEC. Elektrolitem w elektrolizerach alkalicznych jest np. wodny roztwór KOH lub NaOH. Mogą one pracować w zakresie temperatur od 25 do 100°C. W elektrolizerach alkalicznych elektrody pokryte są katalizatorem na bazie niklu, kobaltu lub żelaza. Elektrody pracują w wodnym roztworze elektrolitu o wysokiej przewodności, NaOH lub KOH. Oddzielone są membraną umożliwiającą selektywne odprowadzanie wytwarzanych gazów w celu zapobieżenia powstawaniu mieszaniny wybuchowej. Zasada działania elektrolizera alkalicznego została przedstawiona na rysunku 1.



Rys. 1. Zasada działania elektrolizera alkalicznego [12]

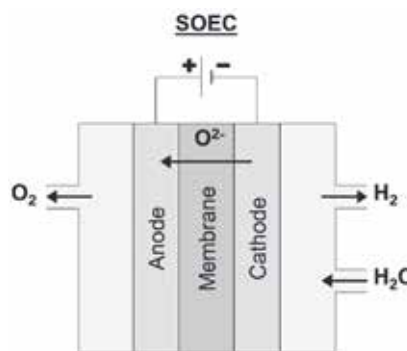
Drugim wymienionym typem elektrolizerów są elektrolizery z elektrolitem polimerowym PEM. Elektrolitem w tego typu elektrolizerach jest cienka membrana selektywnie przewodząca protony do katody, spełniająca zarazem rolę membrany separacyjnej. Membrana jest wykonana z materiału typu Nafion i jest ona w stałym stanie skupienia niezależnie od temperatury. Jest ona bezpośrednio połączona z elektrodami - anodą i katodą. Katalizatorem jest przeważnie platyna. Stosuje się również elektrody wykonane

ze stopów niklu. Temperatura pracy to około 80°C. Zasada działania elektrolizera typu PEM przedstawiono na rysunku 2.



Rys. 2. Zasada działania elektrolizera z membraną polimerową PEM [12]

Trzecim wymienionym typem elektrolizerów jest elektrolizer stałotlenkowy SOEC. Elektrolitem w tego typu urządzeniach jest ceramiczna membrana, która jest dobrym przewodnikiem jonów tlenu. Temperatura pracy tego typu elektrolizerów to nawet 1000°C. Wadą jest właśnie wysoka temperatura pracy, która powoduje krótszą żywotność. Ze względu na naprężenia nie występują również duże moce w tego typu urządzeniach. Zasada działania elektrolizera typu SOEC przedstawiona została na rysunku 3.



Rys. 3. Zasada działania elektrolizera stałotlenkowego SOEC [12]

■ Wtłaczanie wodoru do system gazowniczego

Otrzymany w procesie elektrolizy wodór może zostać bezpośrednio wtłoczony do sieci gazowniczego, gdzie zostanie wymieszany z gazem ziemnym. Tego typu rozwiązania zapewniają istotne możliwości składowania wodoru, ze względu na bardzo dużą pojemność sieci gazowniczego. Na korzyść tej technologii przemawia również odzyskanie energii z wykorzystaniem istniejącej infrastruktury. Gaz bowiem można wykorzystać do zasilenia układów z turbiną gazową. Technologia, która oprócz konwersji energii w wodór przewiduje jej odzyskanie nosi nazwę Power-to-gas-to-power. Oczywiście ilość wodoru w sieci nie jest nieograniczona. Źródła nie są co do górnej granicy zgodne, natomiast według [3] zawartość wodoru w sieci, w zależności od kraju powinna zawierać się w przedziale od 0 do 12%. Jak podaje [2], w niemieckiej sieci gazowniczego ilość wodoru jest ograniczona do 5%. Podawane wartości procentowe odnoszą się do zawartości objętościowej wodoru. Istotne w przypadku tego rozwiązania jest również ciśnienie, ponieważ wtłaczany wodór powinien mieć jego odpowiednią wartość w zależności od sieci. Możliwe są dwa rozwiązania. Pierwsze z nich zakłada wykorzystanie elektrolizera ciśnieniowego, który produkuje wodór o podwyższonym ciśnieniu. Drugie rozwiązanie zakłada zwiększanie ciśnienia wodoru za elektrolizem z wykorzystaniem sprężarki. Drugie rozwiązanie jest mniej sprawne o ok. 5% od pierwszego, jednak jest bardziej zalecane z powodu mniejszych kosztów oraz większego bezpieczeństwa [4]. Według [2] obecne turbiny gazowe są ograniczone ze względu na ilość wodoru w paliwie do 2-4% objętościowych, natomiast przypuszcza się, że przyszłe rozwią-

zania będą mogły wykorzystywać paliwo z domieszką wodoru w wysokości ok. 10-15%.

■ Technologie Power-to-gas oraz Power-to-gas-to-power

Obecnie technologia Power-to-gas zaczyna pojawiać się w kręgu zainteresowań różnych państw. Rząd Australii zapowiedział przeprowadzenie projektu mającego na celu produkcję wodoru z wykorzystaniem energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii. Będzie to pierwszy tego typu projekt w tym kraju. Wodór produkowany przez elektrolizy PEM o mocy 1,25 MW ma być mieszany z gazem w sieci gazowniczego. Uruchomienie obiektu jest planowane na 2020 r. [5]. Kolejnym projektem jest realizowany w Wielkiej Brytanii przez Keele University - projekt badawczy dotyczący mieszania wodoru z gazem. Zapoczątkowany w kwietniu 2017 r. projekt ma za zadanie zbadanie możliwości mieszania wodoru z gazem, gdzie planowana górna granica wodoru w prywatnej sieci gazowniczego ma wynosić 20% [6] [7]. Projekt jest dość istotny, ponieważ technologia Power-to-gas w Wielkiej Brytanii jest jeszcze nierozwinięta. Świadczy o tym również obecne ograniczenie na ilość objętościową wodoru w sieci w tym kraju wynoszące 0,1% [8]. Główną motywacją jest jednak przede wszystkim ograniczenie emisji dwutlenku węgla, gdyż do 2050 r. Wielka Brytania musi ograniczyć emisję gazów cieplarnianych o 80% w stosunku do 1990 r. [9]. W Polsce obecnie technologie dotyczące wodoru są ograniczone do tematu elektromobilności i wykorzystania tego surowca w transporcie. Jednakże w 2015 r. PGE Polska Grupa Energetyczna i Gaz-System podpisały list intencyjny w sprawie przygotowania „Studium Wykonalności budowy in-

stalacji Power-to-gas” [10]. Brakuje jednak informacji odnośnie decyzji na temat dalszych działań w kierunku rozwijania tej technologii. Do chwili obecnej na świecie powstało kilkadziesiąt instalacji Power-to-gas wykorzystujących procesy metanizacji lub mieszania wodoru w sieci gazowniczego [11].

■ Model matematyczny

Do oszacowania efektywności energetycznej technologii Power-to-gas-to-power wykorzystano model matematyczny zbudowany w oprogramowaniu Epsilon Professional. Model uwzględnia najważniejsze przemiany energetyczne zachodzące w całym procesie. Zamodelowano pracę elektrolizera zasilanego energią elektryczną z odnawialnego źródła energii, pracę sprężarki i chłodnicy wodoru, przepływ mieszaniny gazu ziemnego i wodoru przez gazociąg, stację sprężania gazu (z uwzględnieniem domieszki wodoru) oraz pracę elektrowni gazowo-parowej. Schematycznie model matematyczny został przedstawiony na rysunku 4. Najważniejsze parametry zadawane w modelu zestawiono w tabeli 1.

■ Wyniki

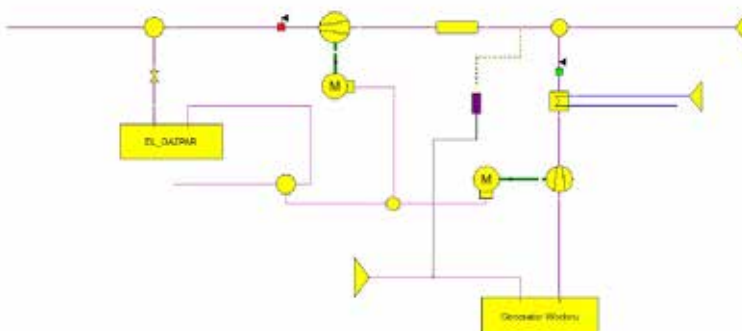
Na drodze przeprowadzonych symulacji, uwzględniając wszystkie przemiany zachodzące w technologii Power-to-gas-to-power, określono stopień konwersji energii elektrycznej pochodzącej z odnawialnego źródła energii na jednostkę energii elektrycznej generowanej przez konwencjonalną siłownię gazową. Uwzględnienie wszystkich przemian oraz sprawności poszczególnych urządzeń składa się na ostateczny wynik, który w analizowanym przykładzie wyniósł około 30%. Dokładana wartość uzależniona jest ostatecznie od odległości

pomiędzy źródłem wodoru, a elektrownią gazowo-parową, która go wykorzystuje. Jednak najważniejszy wpływ na sprawność konwersji mają elektrolizer oraz sama elektrownia.

Opłacalność stosowania takiego typu rozwiązań uzależniona jest od kilku czynników. Do najważniejszych należy zaliczyć różnicę ceny energii elektrycznej w ciągu doby (pomiędzy doliną nocną, a szczytem zapotrzebowania) oraz koszt jednostkowy akumulatorów energii elektrycznej.

Przeanalizowane rozwiązanie stanowi pewną alternatywę dla innych koncepcji zagospodarowywania nadwyżek energii elektrycznej. I chociaż z czysto energetycznego (termodynamicznego) punktu widzenia jest ono co najmniej zastanawiające (w ostatecznym rozrachunku sprowadza się do zamiany 1 MWh na 0,3 MWh), to w świetle uruchamianych ostatnimi czasy w krajach zachodnich „kocioł” elektrycznych (technologia Power-to-heat), w których energia elektryczna jest całkowicie zamieniana na ciepło, technologia Power-to-gas może okazać się bardziej konkurencyjna.

□



Rys. 4. Schemat modelu matematycznego

Parametr	Wartość
Temp. wodoru za elektrolizerem	50°C
Ciśnienie wodoru za elektrolizerem	10 bar
Temp. wodoru na wejściu do systemu	30°C
Temp. gazu ziemnego przed zmieszaniem	5°C
Ciśnienie gazu ziemnego przed zmieszaniem	20 bar
Sprawność elektryczna bloku gazowo-parowego	52,98%
Sprawność elektrolizera	60%
Sprawność izentropowa kompresorów	85%
Sprawność mechaniczna kompresorów	99%
Sprawność elektryczna silników	85%
Sprawność mechaniczna silników elektrycznych	99,8%

Tab. 1. Najważniejsze parametry wykorzystywane w modelu matematycznym

[1] Bajczuk R., *Odnawialne źródła energii w Niemczech, Obecny stan rozwoju, grupy interesu i wyzwania*, Warszawa, Ośrodek Studiów Wschodnich im. Marka Karpia, 2014, ISBN 978-83-62936-46-5.

[2] Schiebahn S., Grube T., Robinius M., Tietze V., Kumar B., Stolten D., *Power to gas: Technological overview, systems analysis and economic assessment for a case study in Germany* [online], *International Journal of Hydrogen Energy*, 2015, Vol. 40(12), pp. 4285-4294.

[3] Gotz M., Lefebvre J., Mors F., McDaniel Koch A., Graf F., Bajohr S., Reimert R., Kolb T., *Renewable Power-to-Gas: A technological and economic review* [online], *Renewable Energy*, 2016, Vol. 85, pp. 1371-1390.

[4] Gahleitner G., *Hydrogen from renewable electricity: An international review of power-to-gas pilot plants for stationary applications*, *International Journal of Hydrogen Energy*, 2013, Vol. 38(5), pp. 2039-2061.

[5] Tisheva P., *AGIG to build power-to-gas project in Adelaide*, 2018, Dostępny w Internecie: <https://renewablesnow.com/news/agig-to-build-power-to-gas-project-in-adelaide-602683/>.

[6] Gas NIC year four screening submission for HyDeploy (National Grid Gas Distribution), 2016 https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2016/04/ng_ngn_hydeploy_isp.pdf.

[7] Ambrose J., *Energy networks prepare to blend hydrogen into the gas grid for the first time*, 2018 Dostępny w Internecie: <https://www.telegraph.co.uk/business/2018/01/06/hydrogen/>.

[8] <https://www.nationalgrid.com/uk/gas/market-operations-and-data/quality>.

[9] Wielka Brytania: Emisja gazów cieplarnianych spada piąty rok z rzędu, biznesalert.pl, 2018.

[10] *Power-to-Gas: rusza wspólny projekt Grupy PGE i GAZ-SYSTEM S.A.*, 2015, Gaz-System, gaz-system.pl.

[11] Vartiainen V., *Screening of Power to Gas Projects*, Master's Thesis, Lappeenranta University of Technology, LUT School of Energy Systems, 2016.

[12] O. Schmidt, A. Gambhir, I. Staffell, A. Hawkes, J. Nelson, S. Few, *Future cost and performance of water electrolysis: An expert elicitation study*, *International Journal of Hydrogen Energy*, Volume 42, Issue 52, 2017, Pages 30470-30492.