

Prof. dr hab. inż. Ryszard Bartnik,  
Wydział Inżynierii Produkcji i Logistyki,  
Prof. dr hab. inż. Zdzisław Kabza,  
Wydział Elektrotechniki, Automatyki i Informatyki, Politechnika Opolska,  
Prof. dr hab. inż. Janusz Badur, dr inż. Tomasz Kowalczyk,  
Instytut Maszyn Przepływowych im. Roberta Szewalskiego PAN w Gdańsku;

# Analiza porównawcza jednostkowych kosztów produkcji wodoru w elektrowniach z kosztami w odnawialnych źródłach energii

W artykule przedstawiono analizę porównawczą jednostkowych kosztów produkcji wodoru w procesie elektrolizy wody, tj. jej rozkładu na wodór i tlen pod wpływem przepływu prądu elektrycznego. Analizę przeprowadzono z wykorzystaniem energii elektrycznej z elektrowni i z odnawialnych źródeł energii (OZE).

W artykule przedstawiono analizę porównawczą jednostkowych kosztów produkcji wodoru w procesie elektrolizy wody w elektrowniach z kosztami w tzw. odnawialnych źródłach energii (OZE). Zagadnienie produkcji wodoru jest ważne z dwóch powodów. Pierwszy, fundamentalny, to ochrona i obrona konwencjonalnych bloków energetycznych i produkowanej w nich energii elektrycznej przed OZE. To bowiem OZE mają priorytet w dostępie do Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE), a więc gdy wieje wiatr i świeci słońce bloki energetyczne muszą być wyłączane z ruchu, bądź gwałtownie redukować swoją moc. Ma to miejsce setki razy w roku. W konsekwencji bloki, szczególnie kotły, są w dużym stopniu niszczone, ich techniczne życie

jest krótkie. Aby zatem nie dopuszczać do takiej ich pracy i gwarantować im stabilną, z równomiernym obciążeniem pracę - można produkować w nich wodór w czasie gdy OZE pracują. Drugi z powodów, to trend wzrostu produkcji wodoru do napędu samochodów (w Niemczech można go tankować za 9,5 €/kg<sub>H<sub>2</sub></sub>). Zużycie wodoru w zespole ogniwi paliwowych o mocy 113 kW w Toyocie Mirai wynosi ok. 1,1 kg<sub>H<sub>2</sub></sub>/100 km; ceny Mirai zaczynają się od 66 tys. €). Należy jednak zaznaczyć, że powstała para wodna ze spalania wodoru jest w wielokrotnie większym stopniu gazem cieplarnianym niż CO<sub>2</sub> (sic!). Innymi możliwościami ochrony i obrony elektrowni przed OZE, to magazynowanie elektryczności za pomocą sprężonego powietrza (istotnym proble-

mem może być nieszczelność podziemnych wyrobisk górniczych jako magazynów), pola magnetycznego, ciepłego powietrza, akumulatorów kwasowo-ołowiowych, niklowo-kadmowych, litowo-jonowych. Sposoby te nie mają jednak uzasadnienia technicznego i ekonomicznego, ich zdolności „magazynowe” są przy tym znikome. Najsensowniejszym, stosowanym od dawna, jest magazynowanie elektryczności za pomocą wody w górnych zbiornikach elektrowni szczytowo-pompowych.

Bez ochrony i obrony elektrowni na paliwa kopalne przed OZE nie będzie taniej energii elektrycznej w gniazdkach w sposób ciągły przez cały rok, a jedynie będzie dostępna energia z OZE średnio w roku przez sto kilkadziesiąt godzin w

miesiącu po horrendalnie przy tym wysokiej cenie (tab. 1) z całkowitą ponadto nieprzewidywalnością czasową tej dostępności. Czy możliwe będzie takie funkcjonowanie świata? Jest to oczywiście pytania retoryczne.

Jak już zaznaczono, konieczną obroną i ochroną elektrowni przed OZE może być w nich produkcja wodoru w elektrolizerach. Należy zatem przeanalizować jej koszt. Ale nie tylko. Należy także przeanalizować koszt produkcji wodoru w OZE. Istotne jest bowiem znalezienie odpowiedzi na pytanie:

- który z jednostkowych kosztów produkcji wodoru jest mniejszy, koszt z wykorzystaniem energii elektrycznej z elektrowni, czy z OZE?

Aby na to pytanie odpowiedzieć konieczna jest znajomość jednostkowych kosztów produkcji energii elektrycznej w elektrowniach na paliwa kopalne i w OZE - tab. 1 [1]. Koszty te przekładają się bowiem na cenę wodoru, gdyż to energia elektryczna jest podstawowym „paliwem” w procesie elektrolizy wody.

### Metodyka i model matematyczny obliczenia jednostkowego kosztu produkcji wodoru z wykorzystaniem energii elektrycznej wytwarzanej w różnych

### technologiach energetycznych

W przypadku zainstalowania w bloku energetycznym elektrolizera pobierającego w czasie  $t_{OZE}$  moc elektryczną  $N_{el}^{OZE}$  w celu produkcji wodoru, to zysk z pracy bloku przedstawia się wzorem:

(koszty konserwacji, remontów urządzeń),

$\delta_{rem}$  - roczna stopa kosztów stałych zależnych od nakładów inwestycyjnych (koszty konserwacji, remontów urządzeń),

$\epsilon_{el}$  - wskaźnik elektrycznych potrzeb własnych elektrowni (jego wartość zależy od zastosowanej technologii wytwarzania

$$NPV_{blok}^{H_2} = \left\{ N_{el} t_R (1 - \epsilon_{el}) - N_{el}^{OZE} t_{OZE} \right\} \frac{e^{t=0}}{a_{el} - r} [e^{(a_{el}-r)T} - 1] + m_{H_2} \frac{e^{t=0}}{a_{H_2} - r} [e^{(a_{H_2}-r)T} - 1] +$$

$$- (1 + x_{wv,m,od}) \frac{N_{el} t_R}{\eta_{el}} \frac{e^{t=0}}{a_{pal} - r} [e^{(a_{pal}-r)T} - 1] +$$

$$- \frac{N_{el} t_R \rho_{CO_2} P_{CO_2}^{t=0}}{\eta_{el} a_{CO_2} - r} [e^{(a_{CO_2}-r)T} - 1] - \frac{N_{el} t_R \rho_{CO} P_{CO}^{t=0}}{\eta_{el} a_{CO} - r} [e^{(a_{CO}-r)T} - 1] +$$

$$- \frac{N_{el} t_R \rho_{NOX} P_{NOX}^{t=0}}{\eta_{el} a_{NOX} - r} [e^{(a_{NOX}-r)T} - 1] - \frac{N_{el} t_R \rho_{SO_2} P_{SO_2}^{t=0}}{\eta_{el} a_{SO_2} - r} [e^{(a_{SO_2}-r)T} - 1] +$$

$$- \frac{N_{el} t_R \rho_{pyl} P_{pyl}^{t=0}}{\eta_{el} a_{pyl} - r} [e^{(a_{pyl}-r)T} - 1] - \frac{N_{el} t_R (1-u)}{\eta_{el}} \frac{\rho_{CO_2} e^{t=0}}{b_{CO_2} - r} [e^{(b_{CO_2}-r)T} - 1] +$$

$$- (1 + x_{pt,p,ab}) (J + J_{SOE}) (1 - e^{-rT}) \frac{\delta_{rem}}{r} - (zJ + J_{SOE}) \left( \frac{1 - e^{-rT}}{T} + 1 \right) \} (1-p)$$

gdzie:

$a_{el}$ ,  $a_{pal}$ ,  $a_{CO_2}$ ,  $a_{CO}$ ,  $a_{H_2}$ ,  $a_{SO_2}$ ,  $a_{NOX}$ ,  $a_{pyl}$ ,  $b_{CO_2}$  - sterowania [1] (wykładniki eksponent),

$e_{el}$ ,  $e_{pal}$ ,  $e_{CO_2}$ ,  $e_{H_2}$  - zmienne w czasie jednostkowe ceny energii elektrycznej, paliwa, zakupu pozwoleń na emisję  $CO_2$ , wodoru; zmiany w czasie tych cen założono za pomocą eksponent, przykładowo:

$$e_{el}(t) = e_{el}^{t=0} e^{a_{el}t}, e_{H_2}(t) = e_{H_2}^{t=0} e^{a_{H_2}t}, e_{pal}(t) = e_{pal}^{t=0} e^{a_{pal}t},$$

$\delta_{rem}$  - roczna stopa kosztów stałych zależnych od nakładów inwestycyjnych

energii elektrycznej),

$\eta_{el}$  - sprawność energetyczna brutto wytwarzania energii elektrycznej (jej wartość zależy od zastosowanej technologii),  $J, J_{SOE}$  - nakłady inwestycyjne kolejno na elektrownię i elektrolizer,

$N_{el}$  - elektryczna moc brutto elektrowni,  $u$  - udział energii chemicznej paliwa w całkowitym jej rocznym zużyciu, dla którego nie jest wymagany zakup pozwoleń na emisję  $CO_2$ ,

$\rho_{CO_2}$ ,  $\rho_{CO}$ ,  $\rho_{NOX}$ ,  $\rho_{SO_2}$ ,  $\rho_{pyl}$  - zmienne w

Elektrownia	atomowa	fotowoltaiczna	fotowoltaiczna prosumencka	wiatrowa	wiatrowa prosumencka	gazowo-parowa dwupaliwowa w układzie równoległym	gazowo-parowa jednopaliwowa	węglowa, spalanie powietrzne	węglowa, oxyfineł, $x_{CO_2} = 0,2$
Jednostkowy koszt wytwarzania energii elektrycznej $k_{el}$ , [PLN/MWh]	419	1217	2434	522	1043	296	276	279	463
Jednostkowy koszt wytwarzania energii elektrycznej po okresie amortyzacji $k_{el,amort}$ , [PLN/MWh]	115	318	636	136	273	214	234	160	232

Tab. 1. Zestawienie średnich jednostkowych kosztów produkcji energii elektrycznej w poszczególnych technologiach jej wytwarzania [1]

czasie jednostkowe stawki za emisję  $\text{CO}_2$ ,  $\text{CO}$ ,  $\text{NO}_x$ ,  $\text{SO}_2$ , pyłu, PLN/kg, na przykład

$$P_{\text{CO}_2}(t) = P_{\text{CO}_2}^{t=0} e^{a_{\text{CO}_2} t},$$

$P_{\text{CO}_2}$ ,  $P_{\text{CO}}$ ,  $P_{\text{NO}_x}$ ,  $P_{\text{SO}_2}$ ,  $P_{\text{pył}}$  - emisję  $\text{CO}_2$ ,  $\text{CO}$ ,  $\text{NO}_x$ ,  $\text{SO}_2$ , pyłu z jednostki energii chemicznej paliwa, kg/GJ (zależą od rodzaju paliwa),

$r$  - stopa dyskonta,

$t_R$  - roczny czas pracy elektrowni,

$t$  - czas,

$T$  - wyrażony w latach kalkulatoryjny okres eksploatacji elektrowni,

$x_{\text{wu,m,od}}$  - współczynnik uwzględniający koszty wody uzupełniającej, materiałów pomocniczych, odpadów,

$x_{\text{pl,p,ub}}$  - współczynnik uwzględniający koszty płac, podatków, ubezpieczeń, itd.,

$z$  - współczynnik zamrożenia [1],

przy czym ilość kilogramów wodoru uzyskanego w procesie elektrolizy wody wyraża się równaniem:

$$m_{\text{H}_2} = \frac{N_{\text{el}}^{\text{OZE}} t_{\text{OZE}}}{E_{\text{el}}^{\text{H}_2}} \quad (2)$$

gdzie  $E_{\text{el}}^{\text{H}_2}$  oznacza energię elektryczną potrzebną do jego wytworzenia. Podstawiając w (1) za  $N_{\text{el}}^{\text{OZE}}$  i  $J_{\text{SOE}}$  wartości zero otrzymuje się wzór na zysk NPV osiągany z pracy elektrowni produkującej wyłącznie energię elektryczną. Warunek konieczny zatem opłacalności produkcji wodoru w blokach energetycznych przedstawia się zależnością:

$$\begin{aligned} NPV_{\text{blok}}^{\text{H}_2} - NPV = & -N_{\text{el}}^{\text{OZE}} t_{\text{OZE}} \frac{e^{i=0}}{a_{\text{el}} - r} [e^{(a_{\text{el}} - r)T} - 1] + m_{\text{H}_2} \frac{e^{i=0}}{a_{\text{H}_2} - r} [e^{(a_{\text{H}_2} - r)T} - 1] + \\ & - (1 + x_{\text{pl,p,ub}}) J_{\text{SOE}} (1 - e^{-rT}) \frac{\delta_{\text{rem}}}{r} - J_{\text{SOE}} \left( \frac{1 - e^{-rT}}{T} + 1 \right) \geq 0 \end{aligned} \quad (3)$$

Do analizy przyjęto wysokotemperaturowy elektrolizer stałotlenkowy (ang. SOE - Solid Oxide Electrolyzer), w którym elektrolizie podlega para wodna pobierana na przykład z upustu turbiny. Elektrolizery SOE pracują przy temperaturze pary w zakresie 650-900°C. Należy zaznaczyć, że produktem ubocznym procesu elektrolizy jest oczywiście tlen, który również może stanowić przychód z jego sprzedaży. Podniosłoby to efektywność ekonomiczną procesu produkcji wodoru w bloku energetycznym. Sprawność energetyczna elektrolizera wynosi ok. 74%,

a zatem energia elektryczna potrzebna do wyprodukowania kilograma wodoru równa się:

$$E_{\text{el}}^{\text{H}_2} = \frac{121 \text{ MJ}}{0,74 \text{ kg}_{\text{H}_2}} = 0,045 \frac{\text{MWh}}{\text{kg}_{\text{H}_2}} \quad (4)$$

Jak wynika z (1) im większa jest strata przychodu ze sprzedaży energii elektrycznej, tym większa musi być cena sprzedaży wodoru  $e_{\text{H}_2}^{\text{sr}}$ . Przychód bowiem z jego produkcji musi co najmniej pokryć straty z mniejszej produkcji energii elektrycznej oraz koszty kapitałowe i remontów elektrolizera, a także koszt płac pracowników go obsługujących, koszt ubezpieczeń, itd. Z (3) przy założeniu, że  $NPV_{\text{blok}}^{\text{H}_2} - NPV = 0$  oraz dla  $a_{\text{H}_2} = 0$  wykorzystując przy tym wzór (4) otrzymuje się zależność na średni jednostkowy koszt  $k_{\text{H}_2, \text{blok}}^{\text{sr}}$  produkcji wodoru w bloku:

$$k_{\text{H}_2, \text{blok}}^{\text{sr}} = \frac{E_{\text{el}}^{\text{H}_2}}{t_{\text{OZE}}} \left\{ (1 + x_{\text{pl,p,ub}}) i_{\text{SOE}} \delta_{\text{rem}} + i_{\text{SOE}} \left( \frac{r}{T} + \frac{r}{1 - e^{-rT}} \right) + t_{\text{OZE}} \frac{r}{1 - e^{-rT}} \frac{e^{i=0}}{a_{\text{el}} - r} [e^{(a_{\text{el}} - r)T} - 1] \right\} \quad (5)$$

gdzie:

$i_{\text{SOE}}$  - jednostkowe nakłady inwestycyjne na elektrolizer SOE (w obliczeniach przyjęto:

$$i_{\text{SOE}} = J_{\text{SOE}} / N_{\text{el}}^{\text{OZE}} = 8,5 \text{ mln PLN/MW} .$$

Cena sprzedaży wodoru  $e_{\text{H}_2}^{\text{sr}}$  produkowanego w bloku musi oczywiście spełniać relację:

$$e_{\text{H}_2}^{\text{sr}} \geq k_{\text{H}_2, \text{blok}}^{\text{sr}} \quad (6)$$

W przypadku produkcji wodoru z wykorzystaniem energii elektrycznej produkowanej w OZE całkowity zdyskontowany zysk osiągany z jego produkcji przedstawia się zależnością:

$$\begin{aligned} NPV_{\text{OZE}}^{\text{H}_2} = & \left\{ m_{\text{H}_2} \frac{e^{i=0}}{a_{\text{H}_2} - r} [e^{(a_{\text{H}_2} - r)T} - 1] - (1 + x_{\text{pl,p,ub}}) (J + J_{\text{SOE}}) (1 - e^{-rT}) \frac{\delta_{\text{rem}}}{r} + \right. \\ & \left. - (zJ + J_{\text{SOE}}) \left( \frac{1 - e^{-rT}}{T} + 1 \right) \right\} (1 - p) \end{aligned} \quad (7)$$

z której przy założeniach, że  $NPV_{\text{OZE}}^{\text{H}_2} = 0$  oraz  $a_{\text{H}_2} = 0$  otrzymuje się wzór na średni jednostkowy koszt produkcji kilograma wodoru:

$$k_{\text{H}_2, \text{OZE}}^{\text{sr}} = \frac{E_{\text{el}}^{\text{H}_2}}{t_{\text{OZE}}} \left[ (1 + x_{\text{pl,p,ub}}) (i_{\text{OZE}} + i_{\text{SOE}}) \delta_{\text{rem}} + (z i_{\text{OZE}} + i_{\text{SOE}}) \left( \frac{r}{T} + \frac{r}{1 - e^{-rT}} \right) \right] \quad (8)$$

Jak wynika z (8) wartość kosztu  $k_{\text{H}_2, \text{OZE}}^{\text{sr}}$  z wykorzystaniem energii elektrycznej wytwarzanej w turbozespolu wiatrowym jest istotnie mniejszy od kosztu w instalacji fotowoltaicznej. Czas działania bowiem turbozespołu wiatrowego jest istotnie większy od czasu instalacji fotowoltaicznej. W warunkach polskich

$$t_{\text{OZE}}^{\text{turb}} \cong 1750 \text{ h/rok}, \quad t_{\text{OZE}}^{\text{foto}} \cong 750 \text{ h/rok}$$

$$(i_{\text{OZE}} = 6,5 \text{ mln PLN/MW [1]).$$

### ■ Jednostkowy koszt wytwarzania wodoru w elektrowni jądrowej, gazowo-parowej jedno- i dwupaliwowej, parowej na parametry nadkrytyczne ze spalaniem węgla w atmosferze powietrza oraz czystego tlenu



Na rys. 1 przedstawiono wyniki obliczeń jednostkowego kosztu  $k_{H_2, blok}^{sr}$  produkcji wodoru w bloku, (wzór (5), w funkcji średniej całkowitej ceny  $e_{el}^{sr}$  sprzedaży produkowanej w nim energii elektrycznej. Zmiennym parametrem w obliczeniach jest czas działania OZE, w którym to czasie w bloku oprócz elektryczności produkowany jest również w elektrolizerze wodór.

Przerwane linie pionowe A, B, C, D, E na rys. 1 odpowiadają zamieszczonym w tab. 1 jednostkowym kosztom  $k_{el, sr}$  produkcji energii elektrycznej w bloku dla różnych technologii energetycznych jej wytwarzania. Odpowiadające im wartości  $k_{H_2, blok}^{sr}$  są zatem wartościami minimalnymi dla danej technologii. Odpowiadają bowiem sytuacji, gdy cena sprzedaży  $e_{el}^{sr}$  równa się  $k_{el, sr}$ .

Na przykład dla  $t_{OZE} = 750$  h/rok i  $k_{el, sr} = 276$  PLN/MWh jednostkowy koszt produkcji wodoru w technologii gazowo-parowej jednopaliwowej wynosi  $k_{H_2, blok}^{sr} = 635$  PLN/GJ (77 PLN/kgH<sub>2</sub>). Koszt ten jest wielokrotnie wyższy od ceny bardzo drogiego rosyjskiego gazu ziemnego wynoszącego w Polsce 32 PLN/GJ. W praktyce elektrownie muszą generować zysk, a więc cena  $e_{el}^{sr}$  musi być większa od  $k_{el, sr}$ .

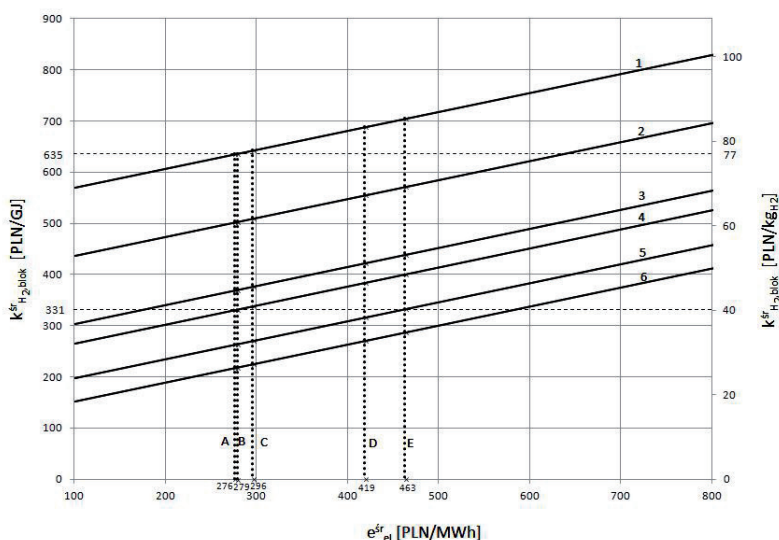
### Jednostkowy koszt wytwarzania wodoru z wykorzystaniem energii elektrycznej produkowanej w OZE

Na rys. 2 przedstawiono wyniki obliczeń jednostkowego kosztu wytwarzania wodoru z wykorzystaniem energii elektrycznej produkowanej w OZE w funkcji czasu ich działania.

Na przykład dla  $t_{OZE} = 750$  h/rok, a więc dla średniego czasu pracy w Polsce instalacji fotowoltaicznej jednostkowy koszt wodoru z wykorzystaniem do jego produkcji energii elektrycznej w niej produkowanej wynosi aż  $k_{H_2, blok}^{sr} = 957$  PLN/GJ (116 PLN/kgH<sub>2</sub>). Tańsza o kilkadziesiąt procent jest zatem produkcja

wodoru z wykorzystaniem energii elektrycznej z elektrowni (rys. 1). Należało tego oczekiwać, gdyż im mniejsze są koszty produkcji elektryczności, tym mniejsze są koszty produkcji wodoru. Nie zmienia to jednak faktu, że za-

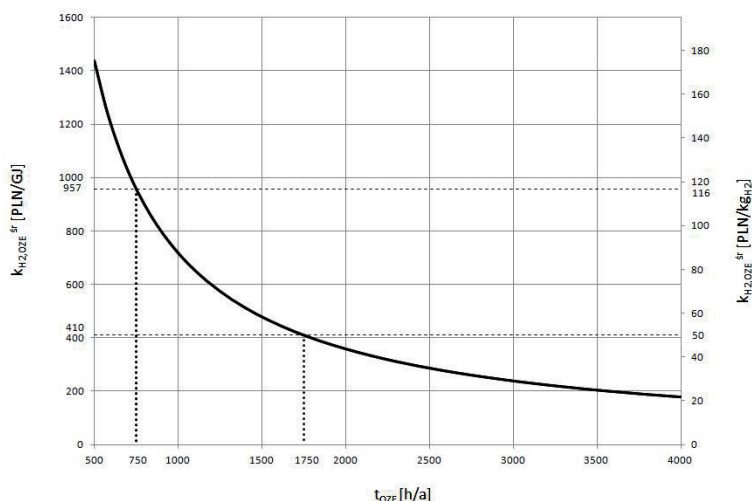
równo koszty wodoru z wykorzystaniem energii elektrycznej wytworzonej w elektrowni, jak i w OZE są wysokie. Wielokrotnie przekraczają ceny paliw węglowodorowych.



Rys. 1. Średni jednostkowy koszt produkcji wodoru w bloku w funkcji ceny energii elektrycznej dla różnych czasów działania OZE, gdzie:

- 1 -  $t_{OZE} = 750$  h/rok, 2 -  $t_{OZE} = 1000$  h/rok, 3 -  $t_{OZE} = 1500$  h/rok, 4 -  $t_{OZE} = 1750$  h/rok, 5 -  $t_{OZE} = 2500$  h/rok, 6 -  $t_{OZE} = 3500$  h/rok

(A - jednostkowy koszt wytwarzania energii elektrycznej w technologii gazowo-parowej jednopaliwowej, B - w technologii parowej na parametry nadkrytyczne ze spalaniem węgla w atmosferze powietrza, C - w technologii gazowo-parowej dwupaliwowej w układzie równoległym, D - w technologii atomowej, E - w technologii parowej na parametry nadkrytyczne ze spalaniem węgla w atmosferze tlenu).



Rys. 2. Średni jednostkowy koszt produkcji wodoru z wykorzystaniem energii elektrycznej produkowanej w OZE (instalacji fotowoltaicznej i turbospole wiatrowym) w funkcji czasu ich działania



## ■ Wnioski

Przedstawione w pracy wyniki analiz pokazują, że koszt produkcji wodoru z wykorzystaniem energii elektrycznej, szczególnie z OZE, jest wysoki. Mało tego, z ilości ok. 180 MJ elektryczności uzyskuje się tylko kilogram wodoru (wartość opałowa wodoru wynosi

$W_d = 121 \text{ MJ/kg}_{\text{H}_2}$ ), z którego na powrót można otrzymać zaledwie ok. 60 MJ energii elektrycznej. Produkcja taka jest zatem „termodynamicznym barbarzyństwem”. Obecnie wodór pozyskiwany jest głównie w procesie reformingu gazu ziemnego parą wodną zgodnie z reakcją endotermiczną:  $\text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{CO} + 3\text{H}_2$

(w Polsce produkuje się tak ok. 1 mln ton wodoru rocznie). Potrzeby energetyczne na ciepło (ciepło charakteryzuje się, w przeciwieństwie do energii elektrycznej niską jakością, tj. niską egzergią) dla tej reakcji wynoszą 207 MJ/kmol  $\text{CH}_4$ . Są więc prawie 6 razy mniejsze na kilogram otrzymanego wodoru od potrzeb energetycznych w procesie elektrolizy wody, w którym są one ponadto zaspokajane nie ciepłem, a energią elektryczną. Energią tożsamą z egzergią, a więc energią o najwyższej termodynamicznej jakości, a więc drogiej, gdy tymczasem ciepło charakteryzuje się niską jakością, tj. niską egzergią, a więc jest relatywnie tanie. Ponadto nakłady inwestycyjne na instalacje reformingu są małe w porównaniu z nakładami na elektrolizery i źródła energii elektrycznej. Tym samym jednostkowy koszt pozyskanego w ten sposób wodoru jest zdecydowanie niższy. Według szacunkowych obliczeń nie przekracza 13 PLN/kg $_{\text{H}_2}$ . Jeszcze tańszym źródłem produkcji wodoru powinien być gaz koksowniczy (trwają nad tym prace) i gaz z odmetanowania kopalń (cena tych gazów to ok. 200 PLN za 1000 Nm<sup>3</sup>; w przeliczeniu na jednostkę energii to ok. 8 PLN/GJ; gazy te są zatem 4 razy tańsze od rosyjskiego

gazu ziemnego). Roczna sumaryczna ilość tych gazów w Polsce dostępna dla reformingu wynosi ok. 2,5 mld Nm<sup>3</sup>, w tym ok. 1,5 mld to gaz koksowniczy. Jest to gaz sprzedawany przez koksownie odbiorcom zewnętrznym po zaspokojeniu potrzeb własnych wynikających z produkcji koksu.

Kolejnym, równie wielkim „barbarzyństwem” jest produkcja z otrzymanego wodoru metanu zgodnie z reakcją egzotermiczną  $\text{CO}_2 + 4\text{H}_2 \rightarrow \text{CH}_4 + 2\text{H}_2\text{O}$  + ciepło (bardzo duża ilość wydzielonego ciepła równa jest różnicy wartości opałowych wodoru i metanu; wartość opałowa metanu równa się

$W_d = 50 \text{ MJ/kg}_{\text{CH}_4}$ ). Twierdzenie niektórych autorów, że dzięki niej wiązany jest dwutlenek węgla powstały ze spalania węgla, a więc że automatycznie znika jego problem, świadczy o całkowitym braku pojmowania zachodzących reakcji i zjawisk termodynamicznych. By „pozbyć się CO<sub>2</sub> niszczy” się bowiem energią elektryczną wyprodukowaną w elektrowni z poziomu 180 MJ do poziomu 25 MJ (z kilograma metanu można otrzymać ok. 25 MJ energii elektrycznej), a więc niemalże w 100% (sic!). Na to samo przecież wyszłoby, gdyby jej nie produkować w ogóle. Co więcej, nie trzeba by wówczas budować elektrowni. Takie rozumowanie dokonuje zatem „ekwilibrystyki technicznej” z zaangażowaniem dużych środków finansowych. Nie widzimy więc powodu, aby rozwijać instalacje „niszczące” energię elektryczną w służbie „prawdy o nieuchronnym globalnym ociepleniu w wyniku emisji CO<sub>2</sub> i wynikającej z niego konieczności budowy OZE. Z naszych symulacji wynika iż energetyka oparta na OZE nie jest w stanie wyprodukować wystarczającej ilości energii elektrycznej, by zniwelować skutki jej „niszczenia” w elektrowniach. Z naszych obliczeń wynika, że aby pokryć straty spowodowane przez źródła OZE, aby otrzymać na powrót te 155 MJ energii elektrycznej trzeba w dwójnasób

spalać węgiel w okresie bezwietrznym i bezsłonecznym. Należy do tego dodać dodatkowe emisje powstające podczas setek uruchomień bloków po ich wyłączeniach z ruchu w wyniku elastycznej współpracy z OZE. Podczas rozruchów bloków energia elektryczna nie jest przy tym oddawana do sieci.

Z uwagi na powyższe, należy *express verbis* powiedzieć, że wykorzystanie źródeł OZE winno być ponownie przeanalizowane w szerszym kontekście. Może się bowiem okazać, iż obok widocznych zysków, istnieją ukryte przed nami straty, zarówno środowiskowe, jak i finansowe. Należy brać pod uwagę również „zadziwiająco” wysokie ceny jednostkowe inwestycji OZE oraz stosunkowo krótkie roczne czasy ich pracy, co prowadzi do bardzo wysokich jednostkowych kosztów wytwarzania w nich elektryczności [1].

Praktyka OZE pokazuje, że konieczne są subwencje. W Niemczech, trzy lata temu, gdy moc zainstalowanych turbozespołów wiatrowych wynosiła 36 000 MW, a fotowoltaiki 38 000 MW, subwencje wynosiły rocznie 30 mld € (obecnie w Niemczech moc turbozespołów to już 56 000 MW). W Polsce od 2006 do 2020 r. subwencje wyniosły 78 mld PLN. Można więc przypuszczać, że OZE są zatem wyłącznie źródłem nieuzasadnionych corocznych korzyści finansowych dla ich właścicieli kosztem podatników. □

### Bibliografia

1. Bartnik R., Buryń Z., Hnydiuk-Stefan A.: *Ekonomika Energetyki w modelach matematycznych z czasem ciągłym*. Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa 2017.