

# Performance Analysis of a Hybrid Generation System of Wind Turbines, Photovoltaic Modules, and a Fuel Cell

## Authors

Bartosz Ceran  
Krzysztof Sroka

## Keywords

distributed generation, fuel cells, electrolysis, energy storage, hybrid generation systems

## Abstract

This paper presents the results of energy analysis of a generation system consisting of wind turbines, photovoltaic modules, a fuel cell with a polymer membrane, and an electrolyser. The analysis was carried out for three configurations of generating devices' connections with consumer: I – wind turbines and photovoltaic modules supply electrolyser, II – parallel co-operation of fuel cell with renewables, III – renewables supply electrolyser, with the option of direct supply of the consumer.

**DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2015204**

## 1. Introduction

Recent years have seen growing interest in photovoltaic and wind generation. In most cases wind turbines and photovoltaic systems, due to their relatively low unit powers, belong to the group of distributed sources of electricity. It is well known that sources of this type operate only under favourable weather conditions (wind strength or sunshine), which is their major drawback. This deficit of availability requires launching and efficient real-time controlling of reserve sources at peak demand, and the ability to control consumption in demand troughs [4].

In order to eliminate renewable source performance's strong reliance on weather conditions, hybrid generation systems may be used, which combine renewable and non-renewable energy sources (small gas turbines, engine driven generators, fuel cells, etc.) and/or electricity storage (flywheel, batteries, electrolyzers for hydrogen tanks, supercapacitors, etc.) [2]. Tab. 1 compares the characteristics of energy storage, which can be used in the power industry.

One of these energy storage technologies, the PEM fuel cell, shows great potential in cooperation with an electrolyser and

	Power range	Charging time	Discharge time	Life time or number of cycles	Accumulated energy decay	Efficiency
	(MW)			Years/No. of cycles	(%/day)	(%)
Pumped-storage hydropower plant	50–1000	4–12 h	3–10 h	30–90 years	0	60–85
CAES <sup>1</sup>	10–1000	2–30 h	3–24 h	20–40 years	0	40–85
Flywheel	0.01–10	sec. hour	sec.–min	20,000–100,000	1.3–100	70–95
Li-ion battery	0.1–20	1 min–8 h	15min–4h	1000–10000	0.1–0.3	85–98
NaS battery	3–100	1 min–8 h	30min–8h	2500–4500	0.05–20	70–90
Super-capacitor	0.01–1	ms–min	< 30 s	10,000–100,000	20–40	80–98
Hydrogen fuel cell	0.01–10	min–week	min–week	5–30 years	0–4	25–45
SMES <sup>2</sup>	0.1–10	ms–sec.	sec. –min	100,000	10–15	80–95

Tab. 1. Comparison of energy storage specifications [1]

<sup>1</sup> CAES compressed air energy storage.

<sup>2</sup> SMES superconducting magnetic energy storage.

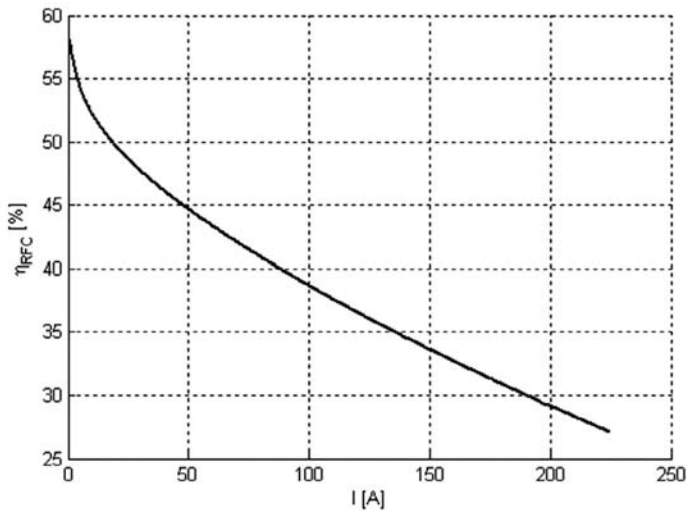


Fig. 1. RFC energy storage efficiency as a function of load current (own study)

hydrogen tank (EI-FC system). Technical solutions are available in which the fuel cell and the electrolyser were replaced by RFC reversible fuel cells. Compact RFC-type units require less installation space than an EI-FC, and feature high energy storage density over 500 Wh/kg. RFC unit’s charging and discharging cycle efficiency is 45–25%, depending on the load (Fig. 1), which is far less than other energy storage technologies (Tab. 1). Nevertheless, the high energy density makes RFC useful in applications with a limited storage system footprint [1].

## 2. Energy analysis of the hybrid generation system performance

For the performance analysis of the hybrid generation system consisting of wind turbines, photovoltaic modules, and fuel cell with a polymer membrane, and an electrolyser a profile of a municipal consumer was adopted with maximum power consumption of 12 kW and daily demand for 194 kWh of electricity, and wind and solar radiation variability waveforms (Fig. 3). Specifications of the devices in the generation system are listed in Tab. 2. The system performance was analysed in three configurations of generating devices’ connections with consumer:

- I – wind turbines and photovoltaic modules supply electrolyser
- II – parallel co-operation of fuel cell with renewable sources
- III – renewable sources supply electrolyser, with the option of direct supply of the consumer.

In order to determine the output of wind turbines the characteristic of wind speed as function of power  $v = f(P)$  given by the manufacturer was used, whereas the output of photovoltaic module was determined from the dependency of module efficiency as a function of solar radiation  $\eta_{PV} = f(E)$  (Fig. 2). The module’s electric power output was calculated by the formula:

$$P_{PV} = \frac{E \cdot S \cdot \eta_{PV}}{100} \quad (1)$$

<b>Wind power plant:</b> Nominal generator power Operating range of wind speeds Number of units	5 kW 3.5–5 m/s 3
<b>Photovoltaic modules:</b> Nominal power under STC Nominal efficiency under STC Active area Number of modules	110 W <sub>p</sub> 13% 0.84 m <sup>2</sup> 72
<b>Fuel cell:</b> Nominal stack power Maximum stack power Number of stacks	6 kW 8 kW 2
<b>Electrolyser:</b> Nominal power Number of stacks	25 kW 1

Tab. 2. Parameters of the hybrid generation system

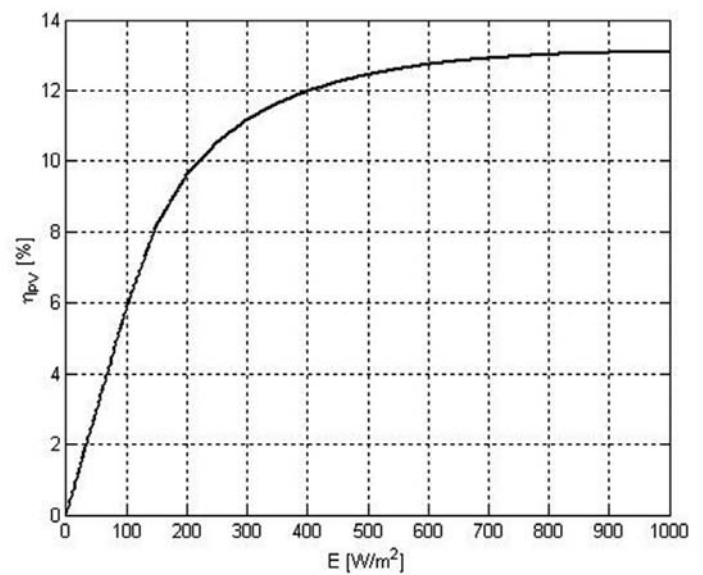


Fig. 2. PV module efficiency as a function of light intensity (own study)

where:

$P_{PV}$  [W] – electric power of photovoltaic module,  $E$  [W/m<sup>2</sup>] – solar irradiance,  $S$  [m<sup>2</sup>] – active area of module,  $\eta_{PV}$  [%] – module efficiency.

Fig. 4 compares the consumer energy profile with the output of wind turbines and photovoltaic modules.

Through much of the day (in this case) the weather conditions did not allow generating enough output to cover the consumer needs. In addition, the peak of RES generation occurred during the mid-day load trough. In this situation the power system must provide the missing electricity in 24–11 hours, absorb the excessive electricity generated in 11–17 hours, and again deliver electricity to the consumer in 17–24 hours.

In order to minimize the impact of sources with random operation on the power system the following three hybrid system configurations were proposed and compared: wind turbine – photovoltaic modules – energy storage electrolyser/PEM fuel cell.

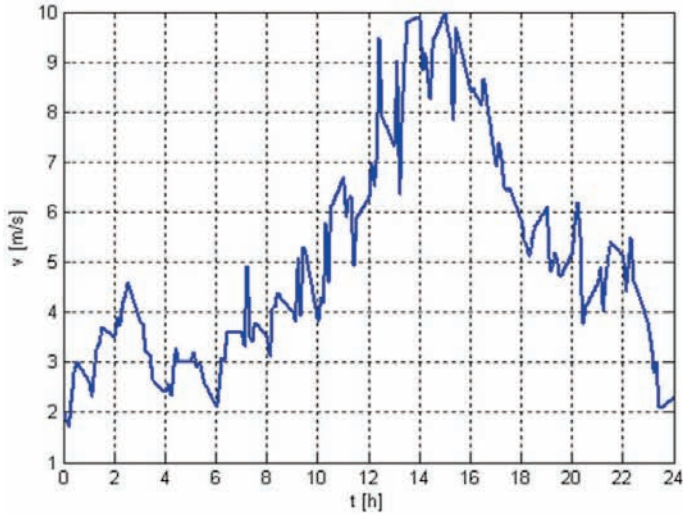


Fig. 3. Daily variability of wind speed (blue) and solar radiation (red)

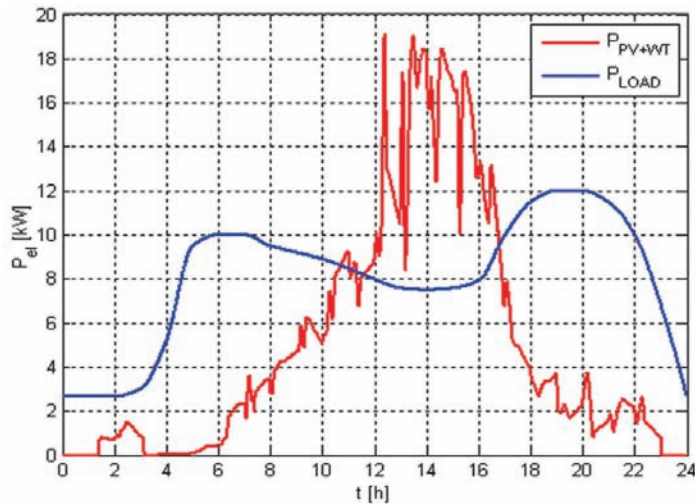


Fig. 4. Consumer energy profile (blue), output of wind turbines and photovoltaic modules (red)

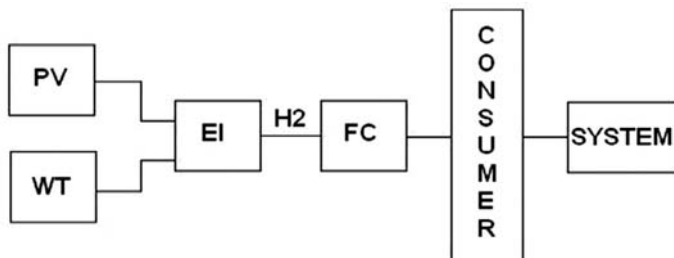
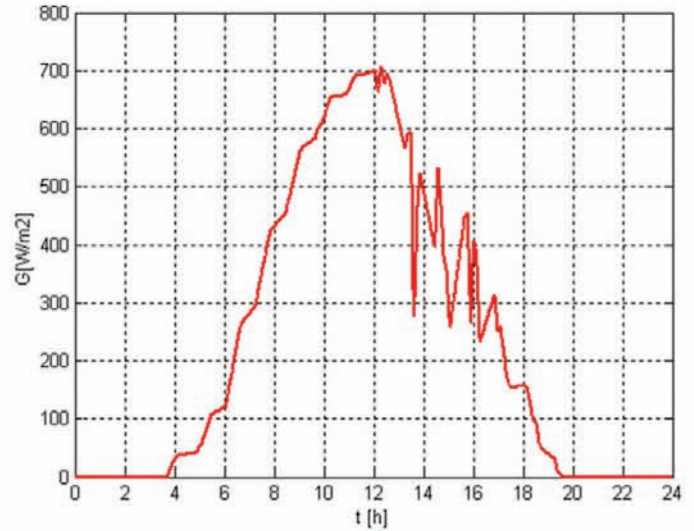


Fig. 5. Block diagram of system I: FC – fuel cell, PV – photovoltaic cell, WT – wind turbine, EI – electrolyser

### Configuration I. Renewables directly supply electrolyser

A block diagram of the system is shown in Fig. 5. The output of renewable sources is used for the electrolysis process (decomposition of water into hydrogen and oxygen).



The resulting hydrogen is stored in a tank under 20 MPa pressure. The balance of power in the system is described by the equation:

$$P_{PV} + P_{WT} = P_{elek} + P_{comp} \quad (2)$$

where:

$P_{pv}$  [W] – electric power of photovoltaic modules,  $P_{WT}$  [W] – wind turbine power,  $P_{elek}$  [W] – power intake of electrolyser,  $P_{comp}$  [W] – power intake of compressor.

An energy storage's main auxiliary device is a compressor. The power needed for its supply is described by the formula:

$$P_{comp} = m_{H_2} \frac{\kappa}{\kappa - 1} p_0 v_0 \left[ \left( \frac{p_1}{p_0} \right)^{\frac{\kappa - 1}{\kappa}} - 1 \right] \frac{1}{\eta_{i\text{comp}}} 10^{-3} [kW] \quad (3)$$

where:

$m_{H_2}$  [kg/s] – mass hydrogen flow,  $\kappa$  – adiabatic exponent ( $\kappa = 1,41$  for hydrogen),  $p_0$  [MPa] – hydrogen pressure prior to compression,  $v_0$  [Nm<sup>3</sup>/kg] specific volume of hydrogen,  $p_1$  [MPa] – hydrogen pressure after compression,  $\eta_{i\text{comp}}$  – internal efficiency of compressor.

Fig. 6 shows the dependence of hydrogen compression work on the final pressure designated in accordance with the above formula.

The consumer is supplied by the fuel cell, and power shortage is covered by the power system according to:

$$P_{Load} = P_{FC} + P_{sys} \quad (4)$$

where:

$P_{Load}$  [W] – consumer load power,  $P_{FC}$  [W] – fuel cell output,  $P_{sys}$  [W] – power system output.

This solution allows the consumer's independence of weather conditions. An advantage for the power system is that the



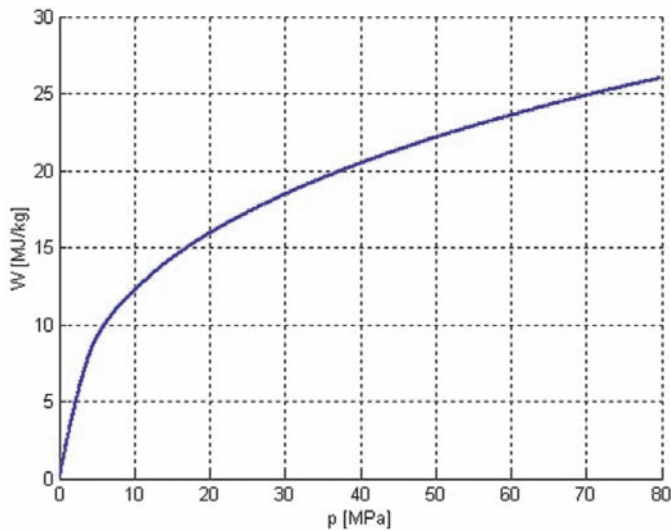


Fig. 6. Work needed to compress 1 kg of hydrogen as a function of the final pressure (own study)

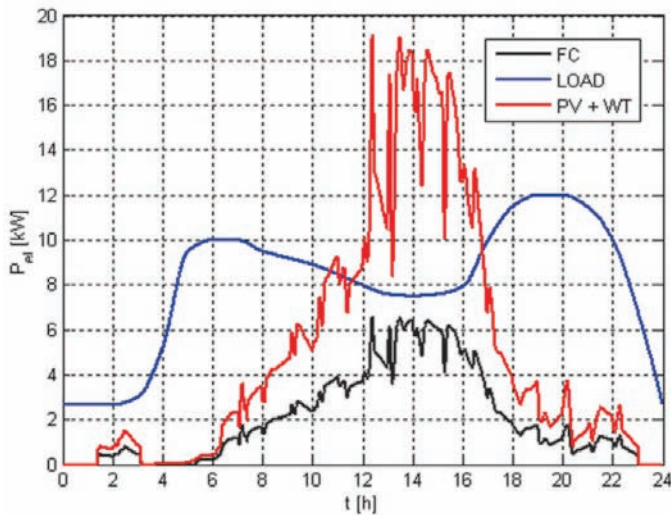


Fig. 7. Consumer energy profile (blue), renewable sources output (red), fuel cell output (black)

surplus energy output of renewable sources doesn't have to be absorbed. A disadvantage for the system is the inefficient use of primary energy due to the loss at energy storage. In this case the 119 kWh output of wind and PV sources supplied to the electrolyser and compressor produces 49 kWh at the fuel cell's output. The average efficiency of the energy storage system (EI-FC), defined as the ratio of the fuel cell output to the electrolyser input, is 41%.

By analyzing the waveforms in Fig. 7 it can be seen that the fuel cell is not able to cover the consumer's demand for electricity.

Perhaps beneficial for the power system would be to use the stored energy to cover the next day's peak load (assuming a similar consumer profile). With details of the amount of energy stored in a given day, the coverage of the consumer load the

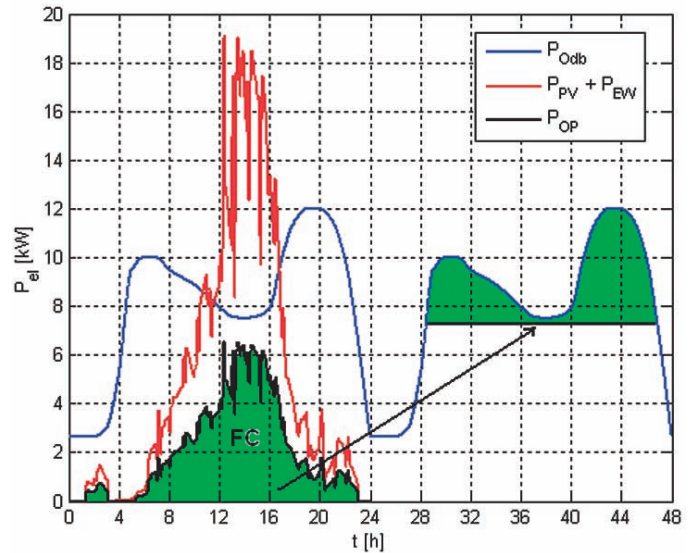


Fig. 9. Block diagram of system II

next day can be planned as shown in Fig. 8. Conventional sources would cover the basic and sub-peak loads, and the RES output would fill in the load peak.

### Configuration II. Fuel cell in parallel with renewable energy sources

Wind and solar energy can be used more efficiently by using the connection configuration shown in Fig. 9.

A fuel cell operated in parallel with RES compensates for the shortage of sources of electricity, where weather conditions are not favourable. This mode of operation is enabled by operating characteristics of fuel cells, which are perfectly suited for varying loads and show high efficiency in a wide power range. A very valuable feature of fuel cells is their high efficiency at low load [3]. The balance of power in the system depends on the ratio of RES output to consumer demand:

where the demand exceeds RES output (fuel cell operation), the consumer load is described by formula:

$$P_{Load} = P_{PV} + P_{WT} + P_{FC} \quad \text{when} \quad P_{Load} > P_{PV} + P_{WT} \quad (5)$$

where the demand equals RES output (special case):

$$P_{Load} = P_{PV} + P_{WT} \quad (6)$$

where RES output exceeds the demand (power is returned to the system)

$$P_{Load} = P_{PV} + P_{WT} - P_{sys} \quad \text{when} \quad P_{Load} < P_{PV} + P_{WT} \quad (7)$$

A feature of the system is the lack of an energy storage option and the need to supply hydrogen from outside to the fuel cell. Hydrogen can be produced by various methods. Besides the electrolysis process, solid fuels can be gasified. Also available are commercial systems of PEM fuel cells equipped with an internal fuel reforming, which are supplied with pure methane.

In the present case, in order to meet the consumer demand for electricity the fuel cell has to consume 450 Ndm<sup>3</sup> to generate 108 kWh of electricity. In addition, 32 kWh of the RES mid-day trough output must be returned to the system (Fig. 10). Thus, despite the more efficient primary energy use, the problem of the utilization of RES output remains.

### Configuration III. Renewable sources supply electrolyser, with the option of direct supply of the consumer

The connection configuration shown in Fig. 11 is a combination of the first two systems.

Power balance in the system is described by system II equations, except when the demand is below RES output, because such excess energy can be stored (electrolyser operation):

$$P_{Load} = P_{PV} + P_{WT} - P_{elek} - P_{comp} \text{ when } P_{Load} < P_{PV} + P_{WT} \quad (8)$$

Fig. 12 shows the timing of electrolyser and fuel cell operations in the present day

Energy stored in the mid-day trough, 29.8 kWh, was used to cover part of the evening peak demand. The fuel cell generated 13.96 kWh from the hydrogen produced during the mid-day

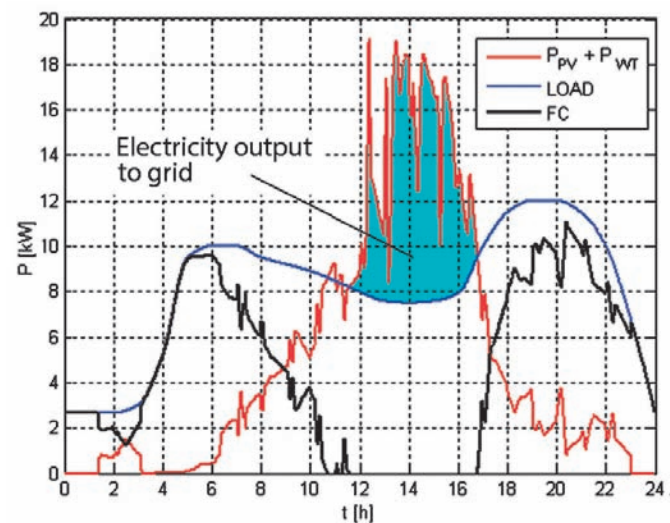


Fig. 10. Fuel cell operation and RES output during the absence of demand

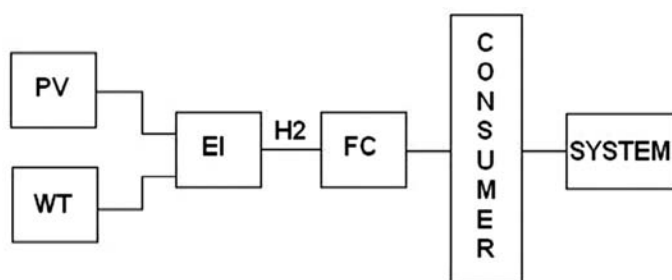


Fig. 11. Block diagram of system III

trough. The average efficiency of the energy storage system (EI-FC) is 43%. This allowed reducing the hydrogen consumption by 123 Ndm<sup>3</sup>, compared to system II. The combination of systems I and II solved the problem of absorbing the output during the absence of consumer demand. The power system does not need to receive the electricity generated in the mid-day trough.

### 3. Comparison of the analysed connection options of generating sources

Tab. 3 presents the results of the energy analysis of the generation system consisting of wind turbines, photovoltaic modules, a fuel cell with a polymer membrane, and the characteristics of the selected connection of sources.

### 4. Conclusions

This energy performance analysis of the generation system consisting of wind turbines, photovoltaic modules, a fuel cell with a polymer membrane for the assumed consumer profile and the selected case of weather conditions can be concluded as follows:

- development of hybrid generation systems allows for minimizing the adverse effects of the operation of sources with a random operating nature (wind, solar) on the power system
  - operation of a hybrid system including wind turbines and photovoltaic arrays is dependent on weather conditions, and planning this system's operation is dependent on both weather conditions and consumer energy profile (the power flows in the system will differ when they supply a public facility or industrial plant)
  - an important part of planning the selection of generation units in this hybrid system is the selection of the capacities of the generating units and the energy storage (Fig. 1).
- Based on the analysis it can be seen that the most favourable combination is configuration III, which makes full use of the output of wind turbines and photovoltaic arrays without negative impact on the power system performance

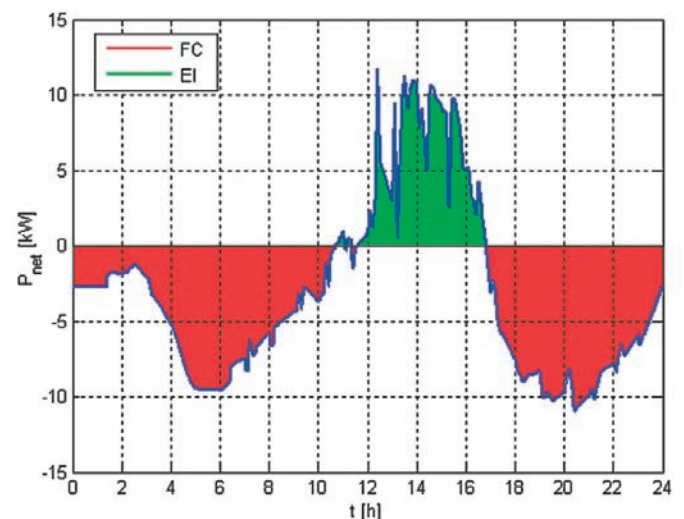


Fig. 12. Timing of fuel cell and electrolyser operation in system III

Configuration of sources connection	System I	System II	System III
Energy storage option	yes	no	yes
System efficiency	low	higher than in system I.	depends on power flow distribution
Electricity output of PV + WT [kWh]	119.19	119.19	119.19
Consumer load coverage directly by PV + Wind sources [kWh]	0	86.82	86.82
Consumer load coverage by FC [kWh]	48.88	107.71	93.75 + 13.96
Electricity intake from the grid [kWh]	145.65	0	0
Electricity output to the grid [kWh]	0	32.37	0
Electricity used to compress hydrogen [kWh]	9.4	0	2.59
Stored PV + WT output [kWh]	48.88	0	13.96
Hydrogen output [Ndm <sup>3</sup> ]	447	0	123.2
Hydrogen consumption [Ndm <sup>3</sup> ]	447	449.5	326.3
Average efficiency of the energy storage system (EI-OP) – gross <sup>3</sup> [%]	44.52	–	46.88
Average efficiency of the energy storage system (EI-OP) – net <sup>4</sup> [%]	41.01	–	43.13
Notes	Power generation equipment needs to be oversized; The maximum electrolyser power must be equal to the maximum RES output at the best conditions	It may be necessary to sell electricity to the grid	Option to optimise the system performance

Tab. 3. Comparison of the analysis results and the characteristics of the considered options of generating sources connection

## REFERENCES

1. Nehrir. M.H., Wang C., Modeling and Control of Fuel Cells: Distributed Generation Applications, Wiley 2009.
2. Paska J., Generacja rozproszona z wykorzystaniem hybrydowych układów wytórczych [Distributed generation with hybrid generation systems], *Energetyka* 2013, No. 6, pp. 457–462.
3. Sroka K., Kogeneracja w małych i średnich systemach ciepłowniczych [Cogeneration in small and medium heating systems], Installation Trade Fair 2010, Heating Seminar on Technological solutions proposed to improve the efficiency of heat generation and transmission, and of air protection in light of the climate and energy package, Poznań 2010.
4. Szczerbowski R., Ceran B., Możliwości i perspektywy magazynowania energii w generacji rozproszonej [Opportunities and prospects for energy storage in distributed generation], *Logistyka* 2014, No. 4, pp. 4953–4960.

<sup>3</sup> Efficiency of the electrolyser - fuel cell system without taking into account the hydrogen compressor.

<sup>4</sup> Efficiency of the electrolyser - fuel cell system taking into account the hydrogen compressor.

---

### **Bartosz Ceran**

Poznań University of Technology

e-mail: bartosz.ceran@put.poznan.pl

Graduated in electrical/power engineering from the Electrical Faculty at Poznań University of Technology. Since 2009 a research assistant in the Institute of Electrical Power Engineering at the Faculty of Electrical Engineering of Poznań University of Technology. His research interests include issues of distributed electricity and heat generation, with special emphasis on fuel cell technology.

### **Krzysztof Sroka**

Poznań University of Technology

e-mail: krzysztof.sroka@put.poznan.pl

Graduated from the Faculty of Electrical Engineering at Poznań University of Technology (1976). He received his PhD in engineering at the same faculty (1986). Now an assistant professor in the Institute of Electrical Power Engineering at the Faculty of Electrical Engineering of Poznań University of Technology. His research interests include issues related to power plant operation in a power system, issues of defence and recovery of a power plant's or co-generation plant's generating capability in the states of catastrophic failure, and combined generation of electricity and heat.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 36–42. When referring to the article please refer to the original text.

PL

## Analiza pracy hybrydowego systemu wytwórczego składającego się z turbin wiatrowych, modułów fotowoltaicznych oraz ogniwa paliwowego

### Autorzy

Bartosz Ceran  
Krzysztof Sroka

### Słowa kluczowe

generacja rozproszona, ogniwa paliwowe, elektroliza, magazynowanie energii, hybrydowe systemy wytwórcze

### Streszczenie

W artykule zaprezentowano wyniki analizy energetycznej układu wytwórczego, składającego się z turbin wiatrowych, modułów fotowoltaicznych, ogniwa paliwowego z membraną polimerową oraz elektrolizera. Analizę przeprowadzono dla trzech konfiguracji połączeń urządzeń wytwórczych z odbiorcą: I – turbiny wiatrowe i moduły fotowoltaiczne zasilają elektrolizer, II – współpraca równoległa ogniwa paliwowego ze źródłami odnawialnymi, III – źródła odnawialne zasilające elektrolizer, z możliwością bezpośrodkowego zasilania odbiorcy.

### 1. Wprowadzenie

W ostatnich latach można zaobserwować coraz większe zainteresowanie fotowoltaiką oraz generacją wiatrową. W większości przypadków elektrownie wiatrowe oraz systemy fotowoltaiczne, ze względu na swoją niewielką moc jednostkową, należą do grupy rozproszonych źródeł energii elektrycznej. Powszechnie wiadomo, że źródła tego typu pracują jedynie w sprzyjających warunkach atmosferycznych (odpowiednia siła wiatru, nasłonecznienie), co stanowi ich istotną wadę. Brak pełnej dyspozycyjności wymaga uruchamiania i efektywnego sterowania w czasie rzeczywistym źródeł rezerwujących w szczytach zapotrzebowania oraz możliwości sterowania poborem w dolinach zapotrzebowania na energię elektryczną [4]. W celu eliminacji silnego uzależnienia pracy źródeł odnawialnych od warunków pogodowych można zastosować hybrydowy system

wytwórczy, czyli kombinację połączenia źródeł odnawialnych ze źródłami nieodnawialnymi (małe turbiny gazowe, generatory napędzane silnikami, ogniwa paliwowe itp.) i/lub zasobnikami energii elektrycznej (koła zamachowe, akumulatory, elektrolizery ze zbiornikami na wodór, superkondensatory itp.) [2]. W tab. 1 porównano właściwości zasobników energii, które mogą być stosowane w elektroenergetyce.

Z wymienionych technologii magazynowania energii duży potencjał wykazuje ogniwo paliwowe typu PEM, współpracujące z elektrolizerem i zbiornikiem wodoru (układ EI-OP). Dostępne są rozwiązania techniczne, w których ogniwo paliwowe i elektrolizer zastąpiono ogniwem paliwowym z możliwością realizacji pracy odwracalnej tzw. RFC (ang. *reversible fuel cell*). Kompaktowe jednostki typu RFC wymagają mniejszej powierzchni

instalacyjnej w stosunku do układu EI-OP oraz charakteryzują się wysoką gęstością magazynowanej energii, większą niż 500 Wh/kg. Sprawność cyklu ładowania i rozładowania jednostki RFC osiąga wartość na poziomie 45–25% w zależności od obciążenia (rys. 1), czyli zdecydowanie mniej niż pozostałe technologie magazynowania energii (tab. 1). Niemniej jednak wysoka wartość gęstości energetycznej powoduje, że RFC może znaleźć zastosowanie dla aplikacji, gdzie powierzchnia systemu magazynującego jest ograniczona [1].

### 2. Analiza energetyczna pracy hybrydowego układu wytwórczego

Do analizy pracy hybrydowego układu wytwórczego składającego się z turbin wiatrowych, modułów fotowoltaicznych, ogniwa paliwowego z membraną polimerową oraz elektrolizera przyjęto profil

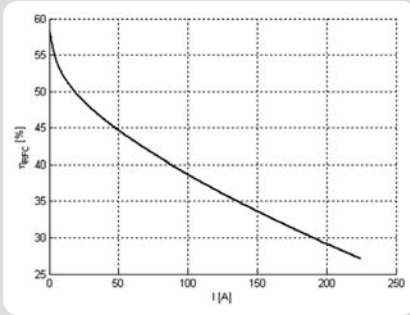
	Zakres mocy	Czas ładowania	Czas rozładowania	Czas życia lub liczba cykli pracy	Spadek nagromadzonej energii	Sprawność
	(MW)			Lata/liczba cykli	(%/dzień)	(%)
Elektrownia wodna szczytowo-pompowa	50–1000	4–12 h	3–10 h	30–90 lat	~0	60–85
CAES <sup>1</sup>	10–1000	2–30 h	3–24 h	20–40 lat	~0	40–85
Koło zamachowe	0,01–10	sek.–godz.	sek.–min	20 000–100 000	1,3–100	70–95
Bateria Li-ion	0,1–20	1 min – 8 h	15 min – 4 h	1000–10 000	0,1–0,3	85–98
Bateria NaS	3–100	1 min – 8 h	30 min – 8 h	2500–4500	0,05–20	70–90
Superkondensator	0,01–1	ms–min	< 30 s	10 000–100 000	20–40	80–98
Ogniwo paliwowe wodorowe	0,01–10	min–tydz.	min–tydz.	5–30 lat	0–4	25–45
SMES <sup>2</sup>	0,1–10	ms–sek.	s–min	100 000	10–15	80–95

Tab. 1. Porównanie cech zasobników energii [1]

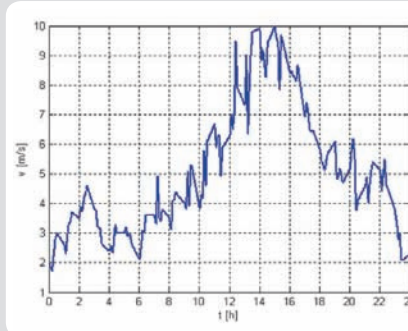
<sup>1</sup> CAES (ang. *compressed air energy storage*) – magazynowanie energii za pomocą sprężonego powietrza.

<sup>2</sup> SMES (ang. *superconducting magnetic energy storage*) – nadprzewodnikowy zasobnik energii.

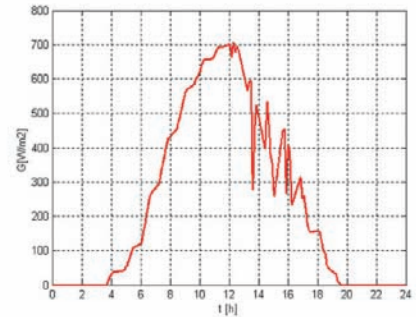




Rys. 1. Zależność sprawności magazynu energii RFC w funkcji obciążenia prądowego (opracowanie własne)



Rys. 3. Dobowa zmienność prędkości wiatru (niebieski) i natężenia promieniowania słonecznego (czerwony)



odbiorcy komunalnego o maksymalnym poborze mocy 12 kW i dobowym zapotrzebowaniu na 194 kWh energii elektrycznej oraz przebiegi zmienności wiatru i natężenia promieniowania słonecznego (rys. 3). Dane techniczne urządzeń tworzących układ wytwórczy zestawiono w tab. 2.

Przeanalizowano pracę układu dla trzech konfiguracji połączeń urządzeń wytwórczych z odbiorcą:

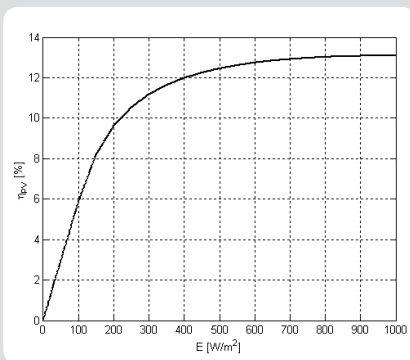
- I – turbiny wiatrowe i moduły fotowoltaiczne zasilają elektrolizer
- II – współpraca równoległa ogniwa paliwowego ze źródłami odnawialnymi
- III – źródła odnawialne zasilające elektrolizer, z możliwością bezpośredniego zasilania odbiorcy.

W celu określenia ilości energii wytworzonej przez elektrownie wiatrowe posłużono się charakterystyką prędkości wiatru w funkcji mocy  $v = f(P)$  podaną przez producenta, natomiast do określenia energii wytworzonej przez moduły fotowoltaiczne wykorzystano zależność sprawności modułu w funkcji natężenia promieniowania słonecznego  $\eta_{PV} = f(E)$  (rys. 2). Moc elektryczną oddawaną przez moduł obliczono ze wzoru:

$$P_{PV} = \frac{E \cdot S \cdot \eta_{PV}}{100} \quad (1)$$

gdzie:

$P_{PV}$  [W] – moc elektryczna modułu fotowoltaicznego,  $E$  [W/m<sup>2</sup>] – natężenie promieniowania słonecznego,  $S$  [m<sup>2</sup>] – powierzchnia czynna modułu,  $\eta_{PV}$  [%] – sprawność modułu.



Rys. 2. Sprawność modułu fotowoltaicznego w funkcji natężenia oświetlenia (opracowanie własne)

Na rys. 4 porównano profil energetyczny odbiorcy z mocą wytwarzaną przez elektrownie wiatrowe i moduły fotowoltaiczne. W znacznej części doby (w rozpatrywanym przypadku) warunki atmosferyczne nie pozwalają na wytworzenie takiej ilości energii, która pokrywałaby zapotrzebowanie odbiorcy. Ponadto szczyt generacji przez źródła OZE przypada w okresie doliny południowej. W takiej sytuacji system elektroenergetyczny musi dostarczyć brakującą energię w godz. 24–11, odebrać nadmiar wytwarzanej energii w godz. 11–17 i ponownie dostarczyć braki energii do odbiorcy w godz. 17–24.

W celu minimalizacji oddziaływania na system elektroenergetyczny źródeł o losowym charakterze pracy zaproponowano i porównano trzy konfiguracje systemu hybrydowego: elektrownia wiatrowa – moduły fotowoltaiczne – magazyn energii elektrolizer/ogniwo paliwowe typu PEM.

#### Konfiguracja I Źródła odnawialne zasilające bezpośrednio elektrolizer

Schemat blokowy układu przedstawiono na rys. 5. Energia wytworzona w źródłach odnawialnych jest wykorzystywana do procesu elektrolizy (rozkładu wody na wodór i tlen).

Wytworzony wodór magazynuje się w zbiorniku pod ciśnieniem 20 MPa. Bilans mocy w układzie opisuje równanie:

$$P_{PV} + P_{EW} = P_{elek} + P_{komp} \quad (2)$$

gdzie:

$P_{PV}$  [W] – moc elektryczna modułów fotowoltaicznych,  $P_{EW}$  [W] – moc elektrowni wiatrowych,  $P_{elek}$  [W] – moc pobierana przez elektrolizer,  $P_{komp}$  [W] – moc pobierana przez kompresor.

Głównym urządzeniem potrzeb własnych magazynu energii jest kompresor. Moc potrzebną do jego zasilania opisuje wzór:

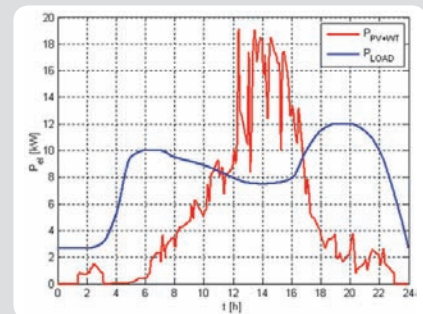
$$P_{komp} = m_{H_2} \frac{\kappa}{\kappa - 1} p_0 v_0 \left[ \left( \frac{p_1}{p_0} \right)^{\frac{\kappa - 1}{\kappa}} - 1 \right] \frac{1}{\eta_{ikomp}} 10^{-3} [kW] \quad (3)$$

gdzie:

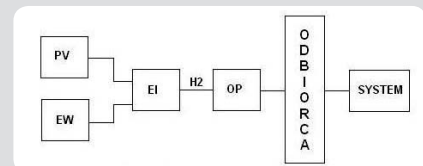
$m_{H_2}$  [kg/s] – masowy przepływ wodoru,  $\kappa$  – wykładnik adiabaty ( $\kappa = 1,41$  dla wodoru),  $p_0$  [MPa] – ciśnienie wodoru przed sprężeniem,  $v_0$  [Nm<sup>3</sup>/kg] objętość właściwa wodoru,  $p_1$  [MPa] – ciśnienie wodoru po sprężeniu,  $\eta_{ikomp}$  – sprawność wewnętrzna kompresora.

Elektrownia wiatrowa: Moc nominalna generatora Roboczy zakres prędkości wiatru Liczba jednostek	5 kW 3,5–5 m/s 3
Moduły fotowoltaiczne: Moc nominalna w warunkach STC Sprawność nominalna w warunkach STC Powierzchnia czynna Liczba modułów	110 W <sub>p</sub> 13% 0,84 m <sup>2</sup> 72
Ogniwo paliwowe: Moc nominalna stosu Moc maksymalna stosu Liczba stosów	6 kW 8 kW 2
Elektrolizer: Moc nominalna Liczba stosów	25 kW 1

Tab. 2. Parametry urządzeń hybrydowego układu wytwórczego

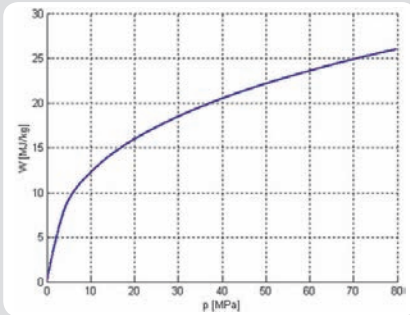


Rys. 4. Profil energetyczny odbiorcy (niebieski), moc wytwarzana przez elektrownie wiatrowe i fotowoltaiczne (czerwony)

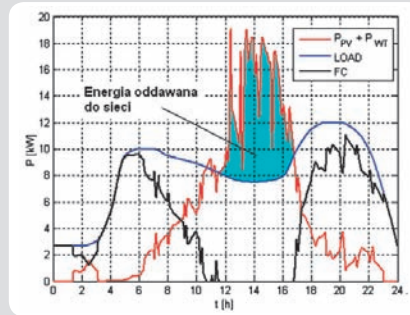


Rys. 5. Schemat blokowy układu I: OP – ogniwo paliwowe, PV – ogniwo fotowoltaiczne, EW – elektrownia wiatrowa, EI – elektrolizer

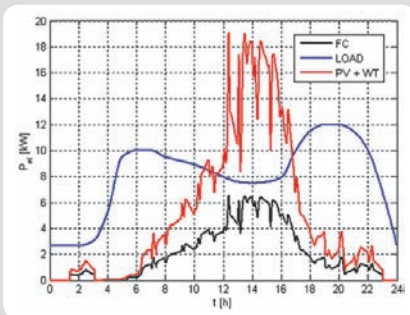
Na rys. 6 przedstawiono zależność pracy sprężania wodoru w zależności od osiąganego ciśnienia końcowego wyznaczoną zgodnie ze wzorem (3).



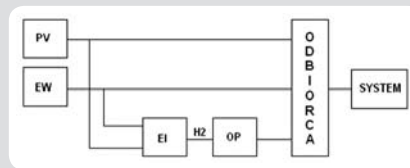
Rys. 6. Zależność pracy, jaką trzeba wykonać, aby sprężyć 1 kg wodoru w funkcji ciśnienia końcowego (opracowanie własne)



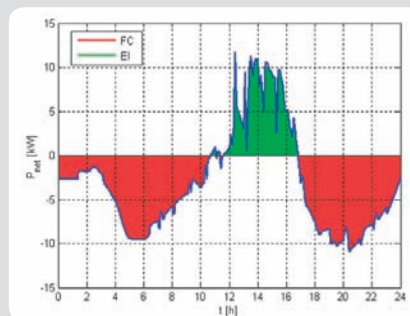
Rys. 10. Praca ogniwa paliwowego oraz energia wytworzona przez OZE w okresie braku na jej zapotrzebowanie



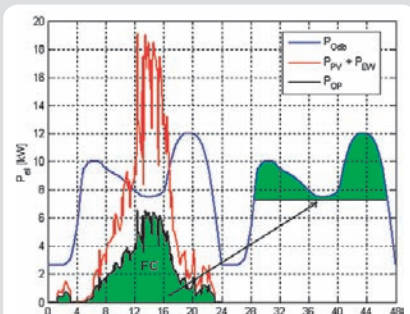
Rys. 7. Profil energetyczny odbiorcy (niebieski), moc wytwarzana przez źródła odnawialne (czerwony), moc oddawana przez ogniwo paliwowe (czarny)



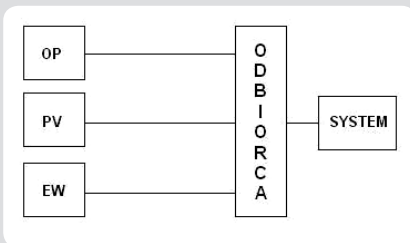
Rys. 11. Schemat blokowy układu III



Rys. 12. Okres pracy ogniwa paliwowego oraz elektrolizera w układzie III



Rys. 8. Koncepcja wykorzystania zmagazynowanej energii do pokrycia obciążenia szczytowego w kolejnym dniu



Rys. 9. Schemat blokowy układu II

Odbiorcę zasila ogniwo paliwowe, a niedobór mocy pokrywa system elektroenergetyczny zgodnie z zależnością:

$$P_{Odb} = P_{OP} + P_{sys} \quad (4)$$

założeniu podobnego profilu odbiorcy). Dysponując informacją na temat ilości zmagazynowanej energii w danej dobie, można by zaplanować pokrycie obciążenia odbiorcy w dobie kolejnej w sposób przedstawiony na rys. 8. Źródła konwencjonalne pokrywałyby obciążenie podstawowe i podszczytowe, natomiast energia wytworzona w źródłach odnawialnych wypełniałaby szczyt obciążenia.

### Konfiguracja II Ogniwo paliwowe pracujące równolegle ze źródłami odnawialnymi

Energię wiatru i słońca można wykorzystać efektywniej dzięki zastosowaniu konfiguracji połączeń przedstawionej na rys. 9.

Równolegle pracujące ogniwo paliwowe ze źródłami odnawialnymi kompensuje niedobór wytworzonej energii w sytuacji, gdy brak jest sprzyjających warunków atmosferycznych. Taki tryb pracy umożliwia cechy eksploatacyjne ogniwi paliwowych, które doskonale nadają się do pracy przy zmiennych obciążeniach oraz prezentują wysoką wydajność w szerokim zakresie mocy. Bardzo cenną cechą ogniwi paliwowych jest ich wysoka wydajność przy niewielkim obciążeniu [3].

Bilans mocy w układzie zależy od stosunku mocy wytwarzanej przez źródła OZE do zapotrzebowania odbiorcy:

- w przypadku, gdy zapotrzebowanie przewyższa moc produkowaną przez źródła (praca ogniwa paliwowego), moc odbiornika opisuje wzór:

$$P_{Odb} = P_{PV} + P_{EW} + P_{OP} \quad (5)$$

$$P_{Odb} > P_{PV} + P_{EW}$$

- w przypadku, gdy zapotrzebowanie i moc generowana przez OZE są sobie równe (przypadek szczególny):

$$P_{Odb} = P_{PV} + P_{EW} \quad (6)$$

- w przypadku, gdy zapotrzebowanie jest mniejsze od generowanej mocy (moc oddawana do systemu):

$$P_{Odb} = P_{PV} + P_{EW} - P_{sys} \quad (7)$$

$$P_{Odb} < P_{PV} + P_{EW}$$

Cechą układu jest brak możliwości magazynowania energii oraz konieczność dostarczania wodoru z zewnątrz do zasilania ogniwa paliwowego. Wodór można wyprodukować różnymi metodami. Oprócz elektrolizy można stosować proces gazyfikacji paliw stałych. Istnieją także komercyjne systemy ogniwi paliwowych typu PEM, wyposażone w wewnętrzny reforming paliwa, które są zasilane czystym metanem. W rozpatrywanym przypadku, aby pokryć zapotrzebowanie odbiorcy na energię, ogniwo musi zużyć 450 Ndm<sup>3</sup> wodoru, generując 108 kWh energii elektrycznej. Ponadto 32 kWh generowane przez źródła odnawialne w okresie doliny południowej należy oddać do systemu (rys. 10). Zatem mimo efektywniejszego wykorzystania energii pierwotnej pozostaje problem zużycia mocy wygenerowanej przez źródła odnawialne.

gdzie:  
 $P_{Odb}$  [W] – zapotrzebowanie na moc przez odbiorcę,  $P_{OP}$  [W] – moc generowana przez ogniwo paliwowe,  $P_{sys}$  [W] – moc z systemu elektroenergetycznego.

Takie rozwiązanie pozwala na uniezależnienie się odbiorcy od warunków pogodowych. Korzyścią, z punktu systemu elektroenergetycznego, jest brak konieczności odbierania nadwyżki energii wytworzonej przez źródła odnawialne. Wadą układu jest nieefektywne wykorzystanie energii pierwotnej, ze względu na straty w magazynie energii. W rozpatrywanym przypadku ze 119 kWh energii wytworzonej przez elektrownie wiatrowe i fotowoltaiczne, doprowadzonej do elektrolizera i kompresora, otrzymujemy 49 kWh energii, które odda ogniwo paliwowe. Średnia sprawność układu magazynowania energii (EI-OP), zdefiniowana jako stosunek energii elektrycznej wygenerowanej przez ogniwo paliwowe do energii dostarczanej do elektrolizera, wynosi 41%.

Analizując przebiegi na rys. 7 można zauważyć, że ogniwo paliwowe nie jest w stanie pokryć zapotrzebowania na energię przez odbiorcę. Być może korzyścią dla systemu elektroenergetycznego byłoby wykorzystanie energii zmagazynowanej do pokrycia obciążenia szczytowego w dniu kolejnym (przy

### Konfiguracja III. Źródła odnawialne zasilające elektrolizer, z możliwością bezpośredniego zasilania odbiorcy

Konfiguracja połączeń przedstawiona na rys. 11 stanowi kombinację dwóch pierwszych układów.

Bilans mocy w układzie opisują równania układu II z wyjątkiem sytuacji, gdy zapotrzebowanie jest mniejsze od generowanej mocy, ponieważ nadwyżkę energii z tego tytułu można zmagazynować (praca elektrolizera):

$$P_{Odb} = P_{PV} + P_{EW} - P_{elek} - P_{komp} \quad \text{gdy} \quad (8)$$

$$P_{Odb} < P_{PV} + P_{EW}$$

Na rys. 12 przedstawiono czas pracy elektrolizera i ogniwa paliwowego w rozpatrywanej dobie

Energię zmagazynowaną w okresie doliny południowej, w ilości 29,8 kWh, wykorzystano do pokrycia części zapotrzebowania w szczycie wieczornym. Ogniwo paliwowe wytworzyło 13,96 kWh energii z wyprodukowanego w czasie doliny południowej wodoru. Średnia sprawność układu magazynowania energii (EI-OP) wynosi 43%. Pozwoliło to w stosunku do układu II ograniczyć zużycie wodoru o 123 Ndm<sup>3</sup>. Kombinacja układów I i II rozwiązała problem użytkowania mocy wytworzonej w okresie braku zapotrzebowania przez odbiorcę. System elektroenergetyczny nie musi odbierać energii wytworzonej w okresie doliny południowej.

### 3. Porównanie analizowanych wariantów układów połączeń źródeł wytwórczych

W tab. 3 przedstawiono wyniki analizy energetycznej układu wytwórczego składającego się z turbin wiatrowych, modułów fotowoltaicznych, ogniwa paliwowego z membraną polimerową i cechy charakterystyczne dla wybranego połączenia źródeł.

#### Wnioski

W wyniku przeprowadzonej analizy energetycznej pracy układu wytwórczego składającego się z turbin wiatrowych, modułów fotowoltaicznych, ogniwa paliwowego z membraną polimerową dla założonego profilu odbiorcy i wybranego przypadku warunków pogodowych sformułowano następujące wnioski:

- budowa hybrydowych systemów wytwórczych pozwala na minimalizowanie niekorzystnego wpływu pracy źródeł o losowym charakterze pracy (elektrownie wiatrowe, słoneczne) na system elektroenergetyczny
- praca systemu hybrydowego wykorzystującego elektrownie wiatrowe i fotowoltaiczne jest uzależniona od warunków atmosferycznych, a planowanie pracy tego systemu jest zależne zarówno od warunków atmosferycznych, jak i profilu energetycznego odbiorcy (inne będą rozprawy mocy w układzie przy zasilaniu obiektu użyteczności publicznej lub zakładu przemysłowego)

Konfiguracja połączeń źródeł	Układ I	Układ II	Układ III
Możliwość magazynowania energii	tak	nie	tak
Sprawność układu	niska	większa niż w układzie I	zależy od rozkładu przepływu energii
Energia wytworzona w PV + EW [kWh]	119,19	119,19	119,19
Pokrycie obciążenia odbiorcy bezpośrednio przez źródła PV + EW [kWh]	0	86,82	86,82
Pokrycie obciążenia przez OP [kWh]	48,88	107,71	93,75 + 13,96
Energia pobrana z sieci [kWh]	145,65	0	0
Energia oddana do sieci [kWh]	0	32,37	0
Energia zużyta do kompresji wodoru [kWh]	9,4	0	2,59
Energia z PV + EW zmagazynowana [kWh]	48,88	0	13,96
Produkcja wodoru [Ndm <sup>3</sup> ]	447	0	123,2
Zużycie wodoru [Ndm <sup>3</sup> ]	447	449,5	326,3
Średnia sprawność układu magazynowania energii (EI-OP) – brutto <sup>3</sup> [%]	44,52	–	46,88
Średnia sprawność układu magazynowania energii (EI-OP) – netto <sup>4</sup> [%]	41,01	–	43,13
Uwagi:	konieczność przewymiarowania urządzeń wytwórczych; maksymalna moc elektrolizera musi być równa mocy maksymalnej wytworzonej przez źródła OZE dla najlepszych warunków	występuje konieczność sprzedaży energii do sieci	możliwość optymalizacji pracy układu

Tab. 3. Porównanie wyników analizy i cech rozważanych układów połączeń źródeł wytwórczych

- istotnym elementem planowania doboru jednostek wytwórczych omawianego układu hybrydowego jest dobór mocy jednostek wytwórczych oraz dobór mocy magazynów energii (rys. 1).  
Na podstawie analizy można zauważyć, że najbardziej korzystnym połączeniem jest konfiguracja III, która pozwala na pełne wykorzystanie energii wytworzonej przez elektrownie wiatrowe i fotowoltaiczne, nie powodując negatywnego wpływu na pracę systemu elektroenergetycznego.
1. Nehrir M.H., Wang C., Modeling and Control of Fuel Cells: Distributed Generation Applications, Wiley 2009.
  2. Paska J., Generacja rozproszona z wykorzystaniem hybrydowych układów wytwórczych, *Energetyka* 2013, nr 6, s. 457–462.
  3. Sroka K., Kogeneracja w małych i średnich systemach ciepłowniczych, Targi Instalacyjne 2010, Seminarium Ciepłownicze nt. Propozycja rozwiązań technologicznych dla poprawy efektywności wytwarzania i przesyłania ciepła oraz ochrony powietrza w świetle pakietu klimatyczno-energetycznego, Poznań 2010.
  4. Szczerbowski R., Ceran B., Możliwości i perspektywy magazynowania energii w generacji rozproszonej, *Logistyka* 2014, nr 4, s. 4953–4960.

#### Bibliografia

<sup>3</sup> Sprawność układu elektrolizer – ogniwo paliwowe bez uwzględnienia pracy kompresora sprężającego wodor.  
<sup>4</sup> Sprawność układu elektrolizer – ogniwo paliwowe z uwzględnieniem pracy kompresora sprężającego wodor.



---

**Bartosz Ceran**

mgr inż.

Politechnika Poznańska

e-mail: bartosz.ceran@put.poznan.pl

Ukończył studia na Wydziale Elektrycznym Politechniki Poznańskiej na kierunku elektrotechnika, specjalność elektroenergetyka. Od 2009 roku pracuje w Instytucie Elektroenergetyki Wydziału Elektrycznego Politechniki Poznańskiej na stanowisku asystenta. Jego zainteresowania naukowe dotyczą: zagadnień rozproszonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła, ze szczególnym uwzględnieniem technologii ogniw paliwowych.

**Krzysztof Sroka**

dr inż.

Politechnika Poznańska

e-mail: krzysztof.sroka@put.poznan.pl

Ukończył studia na Wydziale Elektrycznym Politechniki Poznańskiej (1976). Stopień naukowy doktora nauk technicznych uzyskał na swoim macierzystym wydziale (1986). Obecnie pracuje w Instytucie Elektroenergetyki Wydziału Elektrycznego Politechniki Poznańskiej na stanowisku adiunkta. Jego zainteresowania naukowe obejmują: zagadnienia związane z pracą elektrowni w systemie elektroenergetycznym, problematyką obrony i odbudowy zdolności wytwórczych elektrowni oraz elektrociepłowni w stanach awarii katastrofalnych, skojarzonym wytwarzaniem energii elektrycznej i ciepła.