

nowa Energia

Przyszłość zarządzania dostępem uprzywilejowanym: Wdrożenie PAM zgodne z NIS2 w 2024

70% naruszeń bezpieczeństwa IT w firmach wynika z niewłaściwego zarządzania dostępem uprzywilejowanym!

→ DOWIEDZ SIĘ WIĘCEJ POBIERAJĄC NASZ EBOOK

CYBERBEZPIECZEŃSTWO DLA OT

UTRZYMANIE CIĄGŁOŚCI DZIAŁANIA

Specjalizujemy się w optymalizacji jakości połączeń
w technologiach operacyjnych
i interfejsach IT/OT.

- Produkcja aktywnych urządzeń sieciowych, platform bezpieczeństwa, diod danych, sond danych i oprogramowania cyberbezpieczeństwa
- Wdrożenia komunikacji sieciowej, monitoring i rozwiązania z zakresu cyberbezpieczeństwa
- Security Operations Center dla OT



www.dynacon.pl

biuro@dynacon.pl

+48 71 307 51 73



Wydawnictwo „Nowa Energia” zaprasza do udziału w zbliżających się wydarzeniach:



NOWOCZESNE CIEPŁO

V Seminarium

**„Nowoczesne Ciepło
- sieci ciepłownicze, chłód,
ciepło odpadowe, magazyny ciepła”**

9-10 października 2024 r., Poznań



NOWY MODEL ENERGETYKI

XII Konferencja Techniczna

„Nowy Model Energetyki”

19-21 listopada 2024 r., Kazimierz Dolny

(stacjonarnie i on-line)



KOGENERACJA

XII Konferencja

„Nowe kierunki Kogeneracji”

4-6 lutego 2025, Ciechanów

Szczegóły na: www.nowa-energia.com.pl

UDZIAŁ

tel. 32 777 43 35/577 311 211
biuro@nowa-energia.com.pl

REKLAMA

tel. 32 777 43 36/603 220 011
reklama@nowa-energia.com.pl

MARKETING

tel. 32 777 43 37/730 223 440
marketing@nowa-energia.com.pl

Wydawca:

Nowa Energia - D. Kubek i M. Marchwiak s.c.

Adres Redakcji:

ul. Wesola 23, 47-400 Racibórz

Tel. (+48) 32 777 43 35-38

www.nowa-energia.com.pl

Redaktor naczelna:

Dorota Kubek, kom. (+48) 602 647 315

dorota.kubek@nowa-energia.com.pl

Prezes wydawnictwa:

Mariusz Marchwiak, kom. (+48) 509 433 476

mariusz.marchwiak@nowa-energia.com.pl

Redakcja:

tel. (+48) 32 666 00 10

redakcja@nowa-energia.com.pl

Dział organizacyjny:

Patrycja Kubicka

Specjalista ds. Biurowych

kom (+48) 577 311 211

tel. (+48) 32 777 43 35

biuro@nowa-energia.com.pl

Karina Kwapiak

Specjalista ds. Organizacyjnych

tel. (+48) 32 666 00 10

redakcja@nowa-energia.com.pl

Dział handlowy:

Renata Fischer

Specjalista ds. Sprzedaży i Marketingu

kom. (+48) 603 220 011

tel. (+48) 32 777 43 36

reklama@nowa-energia.com.pl

Monika Jureczko

Specjalista ds. Sprzedaży i Marketingu

kom. (+48) +48 730 223 440

tel. (+48) 32 777 43 38

marketing@nowa-energia.com.pl

Obsługa informatyczna:

IT PASJA, www.itpasja.pl

Redaktor Techniczny:

Maciej Rowiński

tel. (+48) 32 777 43 36

grafika@nowa-energia.com.pl

Korekta:

Dorota Kubek

Redakcja zastrzega sobie prawo do skracania i redagowania tekstów.

Redakcja nie odpowiada za treść reklam.

Wykorzystywanie materiałów i publikowanie reklam opracowanych przez Wydawcę wyłącznie za zgodą Redakcji.

Artykułów niezamówionych Redakcja nie zwraca.



Projekt okładki:
Fudo Security

POLECAMY:

KLASTRY ENERGII W POLSCE. DOŚWIADCZENIA
CIECHANOWSKIEGO KLASTRA ENERGII PIERWSZEGO
ZAREJESTROWANEGO PRZESZ PREZESA URE
Dr inż. Małgorzata Niestępska, ORCID: 0000-0001-9410-8618

BEZPIECZNE OT. CZY TO MOŻLIWE?
Marek Ujejski, Cybersecurity Expert,
Doradca Zarządu ds. Cyberbezpieczeństwa w COIG S.A.

POLSKA NIE ZARZĄDZA SWOJĄ TRANSFORMACJĄ
ENERGETYCZNĄ
Paweł Wiejski, Instytut Zielonej Gospodarki

ZARZĄDZANIE PROJEKTAMI W REMONTACH BŁOKÓW
ENERGETYCZNYCH. KLUCZ DO EFEKTYWNOŚCI
I BEZPIECZEŃSTWA
Wojciech Hepner, Starszy Specjalista Techniczny ds. Inwestycji, Departament
Inwestycji - Oddział Przygotowania Inwestycji, ZE PAK S.A.

O EKSPLOATACJI ZAKŁADÓW TPOK
W GDAŃSKU!
Wydawnictwo „Nowa Energia”

25 LAT DOŚWIADCZEŃ EKSPLOATACJI BGP
W NOWEJ SARZYNIE
Jan Skórski, Dyrektor ds. Produkcji,
Polenergia Elektrociepłownia Nowa Sarzyna sp. z o.o.

W STRONĘ ZIELONEJ TRANSFORMACJI. PRZEWODNIK
PO DOFINANSOWANIACH DLA FIRM ENERGETYCZNYCH
Martyna Hofman, Menedżer, CRIDO; Katarzyna Kaim-Mierzwicka,
Menedżer, CRIDO; Marta Kolimaga, Starszy Menedżer, CRIDO;
Magdalena Zawadzka, Partner, CRIDO

Str. **16**
CIEPŁOWNICTWO - KOGENERACJA

Str. **34**
CYBERBEZPIECZEŃSTWO

Str. **38**
ELEKTROENERGETYKA

Str. **60**
TECHNOLOGIE

Str. **68**
TPOK

Str. **92**
PALIWA

Str. **100**
OCHRONA ŚRODOWISKA

SPIS TREŚCI:

- 4** Doświadczenia z wdrożenia pierwszego niskotemperaturowego systemu ciepłowniczego LTDHS w Łomży
Mieczysław Dzierżgowski, Zakład Klimatyzacji i Ogrzewnictwa, Politechnika Warszawska; Instytut Maszyn Przepływowych, Gdańsk
- 14** Jak PFR wspiera projekty kogeneracyjne w sektorze ciepłowniczym?
Marcin Borek, Dyrektor Departamentu Inwestycji Samorządowych, Polski Fundusz Rozwoju S.A.
- 16** Klastry energii w Polsce. Doświadczenia Ciechanowskiego Klastra Energii pierwszego zarejestrowanego przez Prezesa URE
Dr inż. Małgorzata Niestępska, ORCID: 0000-0001-9410-8618
- 28** Zagospodarowanie ciepła odpadowego na potrzeby ogrzewania w sieci ciepłowniczej z wykorzystaniem amoniakalnej pompy ciepła
Dr hab. inż. Robert Matysko, GEA REFRIGERATION POLAND sp. z o.o.
- 32** Zarządzanie dostępem uprzywilejowanym do infrastruktury krytycznej zgodne z NIS2
Miroslaw Mycek, Presales Manager, Fudo Security
- 34** Bezpieczne OT. Czy to możliwe?
Marek Ujejski, Cybersecurity Expert, Doradca Zarządu ds. Cyberbezpieczeństwa w COIG S.A.
- 38** Polska nie zarządza swoją transformacją energetyczną
Paweł Wiejski, Instytut Zielonej Gospodarki
- 42** Radiacyjna modyfikacja materiałów barierowych dla wodoru. Perspektywy
Wojciech Gluszewski, Instytut Chemii i Techniki Jądrowej w Warszawie; Justyna Krzak, Katedra Mechaniki, Inżynierii Materiałowej i Biomedycznej, Wydział Mechaniczny Politechniki Wrocławskiej; hiPower Institute of Materials, Akademicki Inkubator Przedsiębiorczości Politechniki Wrocławskiej
- 46** Wdrożenie monitoringu stanu silników elektrycznych: konieczność współczesności
Oksana Krupka, Menedżer Produktów IRIS Power, Zakład Usług Technicznych Energoaudit sp. z o.o.
- 48** Efektywna i skalowalna - Ciepłownia Przyszłości kształtuje energetyczną przyszłość polskich miast
Veolia term S.A.
- 50** Big Data w Energetyce. Optymalizacja poprzez analizę danych
Kinga Skrzek, Fundacja Platforma Przemysłu Przyszłości
- 52** Energetyczna Transformacja Cyfrowa. Raport „Budowanie przyszłości centrów danych”
Kamila Pendyk, Adam Wnorowski; Instytut Spraw Cyfrowych
- 56** Przewaga Ciepłomierza Ultradźwiękowego nad Mechanicznym
Marek Domagała, Sekcja Inteligentnych Sieci - Smart Grids, Krajowa Izba Gospodarcza Elektroniki i Telekomunikacji
- 60** Zarządzanie projektami w remontach bloków energetycznych. Klucz do efektywności i bezpieczeństwa
Wojciech Hepner, Starszy Specjalista Techniczny ds. Inwestycji, Departament Inwestycji - Oddział Przygotowania Inwestycji, ZE PAK S.A.
- 64** Odczarowanie mitów o produktach starzenia w oleju
Mgr inż. Paweł Gula, Dyrektor Sprzedaży, C.C. JENSEN Polska Sp. z o.o.
- 68** O eksploatacji zakładów TPÖK w Gdańsku!
Wydawnictwo „Nowa Energia”
- 74** Jak zrobić mapę wodorową z wykorzystaniem AHP?
Dr inż. Andrzej Węgrzyn, Stowarzyszenie Dolnośląska Dolina Wodowra
- 80** Wymagania UE i krajowe dotyczące gazów odnawialnych
Robert Mikulski, Radca Prawny, Członek Zarządu Stowarzyszenia Polski Wodór, Partner Zarządzający w BRILLAW Kancelaria Radców Prawnych Mikulski & Partnerzy, Prezes Związku Firm Biotechnologicznych BIOFORUM, Wiceprzewodniczący Rady Nadzorczej Warszawskiej Izby Gospodarczej
- 82** Wprowadzenie do gospodarki wodorowej. Omówienie roli wodoru w transformacji
Robert E. Przekop, Agnieszka Martyła, Tomasz Grabarkiewicz, Adam Stolarz, Uniwersytet im. Adama Mickiewicza w Poznaniu
- 92** 25 lat doświadczeń eksploatacji BGP w Nowej Sarzynie
Jan Skórski, Dyrektor ds. Produkcji, Polenergia Elektrociepłownia Nowa Sarzyna sp. z o.o.
- 97** Paliwa z odpadów i biomasy. Kwalifikacja wytworzonego ciepła i energii elektrycznej jako pochodzących z OZE
Katarzyna Wolny-Tomczyk, Adwokat, Prezes Zarządu Związku Producentów Paliw z Odpadów i Biomasy; Dominika Dąbrowska, Adwokat, Związek Producentów Paliw z Odpadów i Biomasy
- 100** W stronę zielonej transformacji. Przewodnik po dofinansowaniach dla firm energetycznych
Martyna Hofman, Menedżer, CRIDO; Katarzyna Kaim-Mierzwicka, Menedżer, CRIDO; Marta Kolimaga, Starszy Menedżer, CRIDO; Magdalena Zawadzka, Partner, CRIDO
- 106** Energetyka jądrowa jest koniecznością! Przegląd dostępnych technologii jądrowych. A co z energetykami wodorową i amoniakalną?
Prof. dr hab. inż. Ryszard Bartnik, Wydział Inżynierii Produkcji i Logistyki, Politechnika Opolska
- 120** „Robić nic”. Pomysł na siebie co dziesiątego młodego Polaka
Dr Szymon Sikorski, Aleksander Sikorski

■ Mieczysław Dzierzgowski,

Zakład Klimatyzacji i Ogrzewnictwa, Politechnika Warszawska; Instytut Maszyn Przepływowych, Gdańsk

Doświadczenia z wdrożenia pierwszego niskotemperaturowego systemu ciepłowniczego LTDHS w Łomży

Celem niniejszego artykułu jest przedstawienie możliwości oraz rezultatów wynikających z przekształcania istniejącego systemu ciepłowniczego (DHS) w wysokosprawny NISKOTEMPERATUROWY system (LTDHS) oraz jego dekarbonizacji na przykładzie wdrożenia w Łomży.

Miejski system ciepłowniczy (DHS) w Łomży, podobnie jak większość systemów ciepłownicznych w kraju, został zaprojektowany w latach 70., biorąc pod uwagę planowany szybki rozwój miasta. Podobnie jak we wszystkich innych przypadkach, rozwój miasta był ZNACZNIE WOLNIEJSZY od założeń projektowych. Przeprowadzona także w ciągu ostatnich 30 lat w szerokim zakresie termomodernizacja większości budynków spowodowała, że obecnie występuje bardzo duży stopień przewymiarowania przewodów, wymienników ciepła, zaworów regulacyjnych oraz grzejników. To jest POTENCJAŁ, który teraz można i należy w sposób właściwy wykorzystać.

W 2016 r. sieć o długości 160 km i z 860 węzłami dostarczała do odbiorców ciepło pochodzące w 100% z kotłów węglowych typu WR-25. Nominalne zapotrzebowanie na moc cieplną wynosiło **98,52 MW**, a po weryfikacji zostało skorygowane do poziomu **73,71 MW**. Nominalna temperatura pracy sieci wynosiła: $T_z/T_p = 121^{\circ}\text{C}/65^{\circ}\text{C}$, a straty przesyłu ciepła w tych warunkach sięgały **16%**.

Obecnie priorytetowym działaniem w zakresie ciepłownictwa w Polsce powinna być stopniowa transformacja CAŁYCH istniejących systemów ciepłownicznych w zdekarbonizowane systemy *3-Generacji* o temperaturze zasilania poniżej 100°C . Jest to możliwe, ale wymaga indywidualnego uwzględnienia stopnia przewymiarowanych oraz stanu technicznego grzejników, wymienników ciepła i całej sieci ciepłowniczej, a także odpowiedniego uwzględnienia ogromnej już wykonanej pracy podczas procesu termomodernizacji budynków.

Taki zakres prac został podjęty w sezonie grzewczym 2017/2018 w systemie ciepłowniczym w Łomży w ramach projektu mającego na celu podwyższenie RZECZYWISTEJ efektywności energetycznej oraz dekarbonizacji i przekształcenia istniejącego systemu ciepłowniczego w nowoczesny system niskotemperaturowy (LTDHS).

W niniejszym artykule przedstawiono zakres wykonanych prac technicznych, wyniki badań, obliczeń symulacyjnych i pomiarów oraz uzyskane rzeczywiste rezultaty.

Budowa i weryfikacja modelu cieplno-hydraulicznego istniejącego systemu ciepłowniczego

Jeżeli stopień przewymiarowania wymienników ciepła i urządzeń regulacyjnych jest zbyt duży, a sposób eksploatacji miejskiego systemu ciepłowniczego nie odpowiada rzeczywistym potrzebom cieplnym oraz charakterystyce cieplnej odbiorców, występuje poważne zagrożenie szybkiego pogarszania się stanu technicznego znacznie przewymiarowanych wymienników ciepła oraz spadku efektywności przekazywania ciepła do odbiorców i spadku efektywności energetycznej całego systemu ciepłowniczego.

Jak wynika z przeprowadzonych szczegółowych analiz, obliczeń symulacyjnych potwierdzonych wynikami pomiarów rzeczywistych warunków pracy poszczególnych węzłów cieplnych, zarówno w sezonie ogrzewczym, jak i w okresie lata - stwierdzono, że to niekorzystne zjawisko występowało znacząco w miejskim systemie ciepłowniczym miasta Łomża.



Fot.1. Ciepłownia Południe - widok

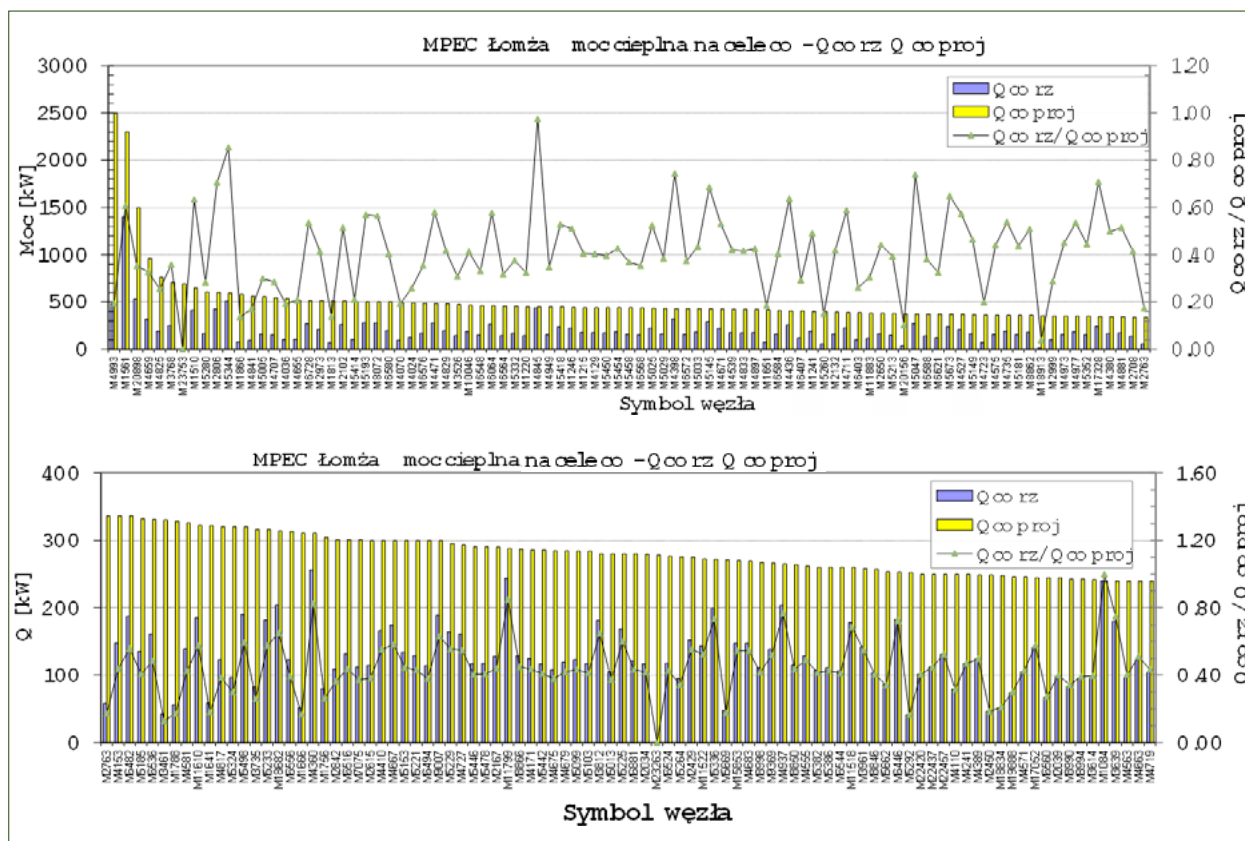
Stan wyjściowy, 2016 r.; $T_z / T_p = 121/65^{\circ}\text{C}$; 100% węgiel; kotły WR-25; straty przesyłu ok. 16%; 860 węzłów ciepłowniczych; 160 km długość sieci

Przeprowadzono szczegółowe analizy rzeczywistych parametrów eksploatacyjnych z trzech poprzednich sezonów ogrzewczych. Na podstawie przeprowadzonych obliczeń weryfikacyjnych stwierdzono, że średnie zawyżenie mocy cieplnej projektowej w węzłach ciepłych było ok. 2,3-krotne, a maksymalne zawyżenie mocy cieplnej projektowej 9,8-krotne.

W systemie ciepłowniczym miasta Łomża powierzchnia zastosowanych w węzłach wymienników ciepła w odniesieniu do rzeczywistych potrzeb ciepłych poszczególnych budynków jest o średnio ponad 2-krotnie za duża (maksymalnie, w niektórych węzłach ponad 7-krotnie).

Moc rzeczywista węzłów i systemu

Na rys. 1 oraz rys. 2 przedstawiono przykładowo rozbieżności pomiędzy mo-



Rys. 1. Porównanie nominalnej mocy cieplnej projektowej i rzeczywistej

$Q_{co proj} / Q_{co wer}$: max = 5.24, średnia = 0.53, $Q_{cw proj} / Q_{cw wer}$: max = 7.21, średnia = 0.39

całą cieplną projektową, a rzeczywistą dla poszczególnych węzłów ciepłowniczych.

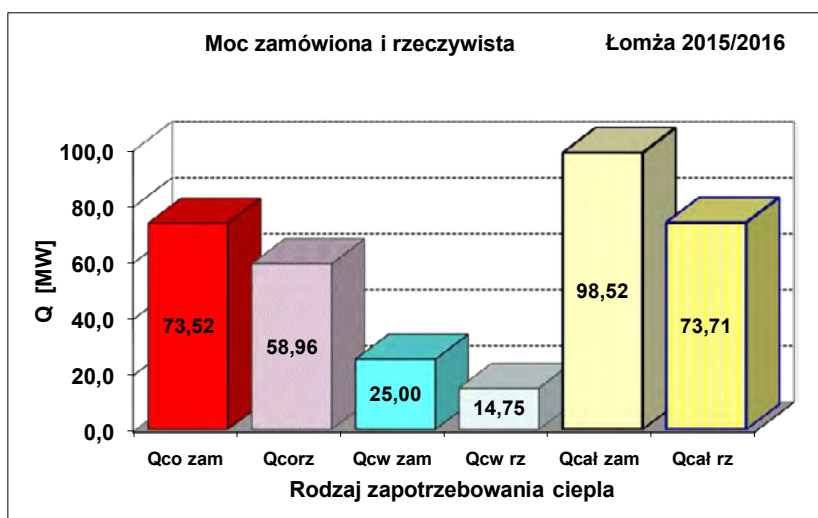
Przykładowe dane po weryfikacji mocy cieplnej w budynku przy ul. Kazańskiej 5 przedstawiono w tab. 1.

Na rys. 2 przedstawiono porównanie nominalnej mocy cieplnej zamówionej oraz rzeczywistej na cele co, cwu i całkowitej dla całego systemu ciepłowniczego w Łomży.

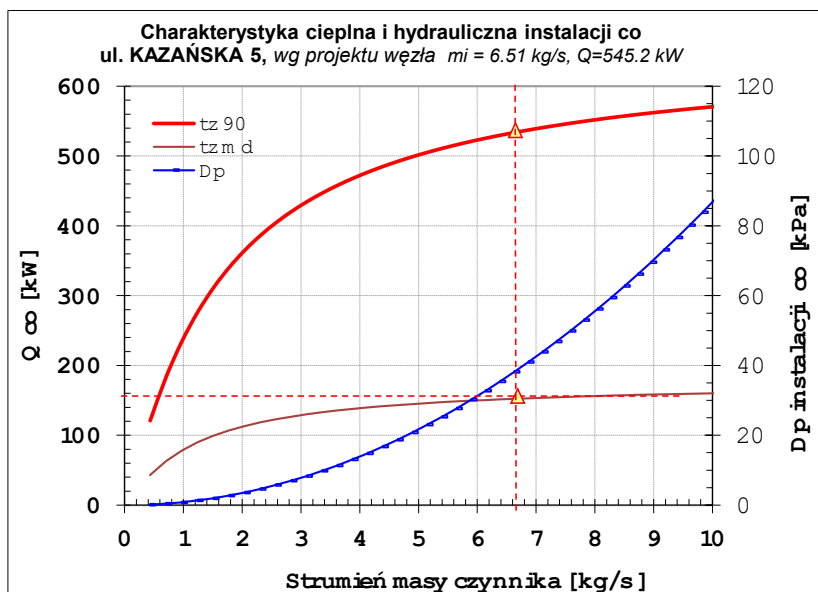
Jak wynika z przeprowadzonych obliczeń i analiz, potwierdzonych wynikami pomiarów rzeczywistych parametrów pracy wielkość zweryfikowanego, rzeczywistego zapotrzebowania na moc

| Adres | Q _{co} proj. | Q _{cw} max | Q _{cw} śr. | Q _{co} md | Q _{cw} md śr. | Q _{cw} md proj. | Q zam. | $\frac{Q_{co\ md}}{Q_{co\ proj.}}$ | $\frac{Q_{cw\ md}}{Q_{cw\ proj.}}$ |
|----------------|-----------------------|---------------------|---------------------|--------------------|------------------------|--------------------------|--------|------------------------------------|------------------------------------|
| - | kW | kW | kW | kW | kW | kW | kW | - | - |
| ul. Kazańska 5 | 545.0 | 178.2 | 76.0 | 155.4 | 48.9 | 132.8 | 215.0 | 0.285 | 0.745 |

Tab. 1. Weryfikacja mocy cieplnej w budynku przy ul. Kazańskiej 5



Rys. 2. Weryfikacja mocy cieplnej w MPEC Łomża



Rys. 3. Rzeczywista charakterystyka cieplno-hydrauliczna instalacji co w budynku przy ul. Kazańskiej 5

Dane wyjściowe: Grzejniki : $K_M = 1.15$, $m = 0.31$, $a = 0.0$, $\Sigma Ag = 1149\text{ m}^2$

cieplną miejskiego systemu ciepłowniczego w Łomży wynosiła $Q_{cał\ rz} = 73.71$ MW, nominalna moc cieplna zamówiona w źródle z istniejącymi kotłami WR-25 opalanymi węglem wynosiła 98.52 MW.

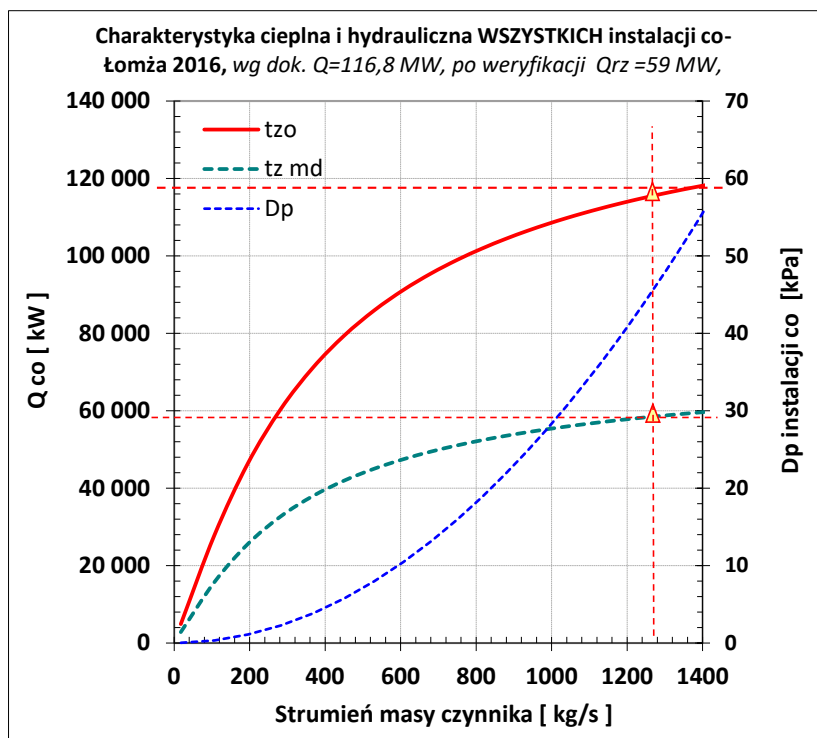
Model zastępczy instalacji ogrzewczych odbiorców

Podstawę modelu ODBIORU CIE-PŁA opracowano m. in. na bazie dokładnego modelu wymiany ciepła w grzejnikach konwekcyjnych [7] „Verification and Improving the Heat Transfer Model in Radiators in the Wide Change Operating Parameters”. Dzierzgowski, M., Energies 2021, 14, 6543, <https://doi.org/10.3390/en14206543>

Ponieważ grzejniki centralnego ogrzewania we wszystkich budynkach pracują w układzie równoległym, zatem na tej podstawie można DOKŁADNIE OKREŚLIĆ zastępczy opór cieplny wszystkich grzejników. Poniżej przedstawiono przykładowo charakterystykę pracy instalacji co w budynku przy ul. Kazańskiej 5.

Jak wynika z danych w tab. 1 po weryfikacji, rzeczywista moc cieplna na cele c.o. w budynku przy ul. Kazańskiej 5 jest 3,5-KROTNIE NIŻSZA i wynosi $Q_{corz} = 155,4$ kW.

Na podstawie opracowanej rzeczywistej charakterystyki cieplnej istniejącej instalacji c.o. można DOKŁADNIE, indywidualnie wyznaczyć nową racjonalną temperaturę zasilania $t_{z\ md}$, np. taką przy której strumień masy wody osiąga wartości projektowe, a wymienniki ciepła będą miały korzystne warunki pracy!



Rys. 4. Charakterystyka cieplna instalacji centralnego ogrzewania dla WSZYSTKICH BUDYNKÓW zasilanych z msc w Łomży

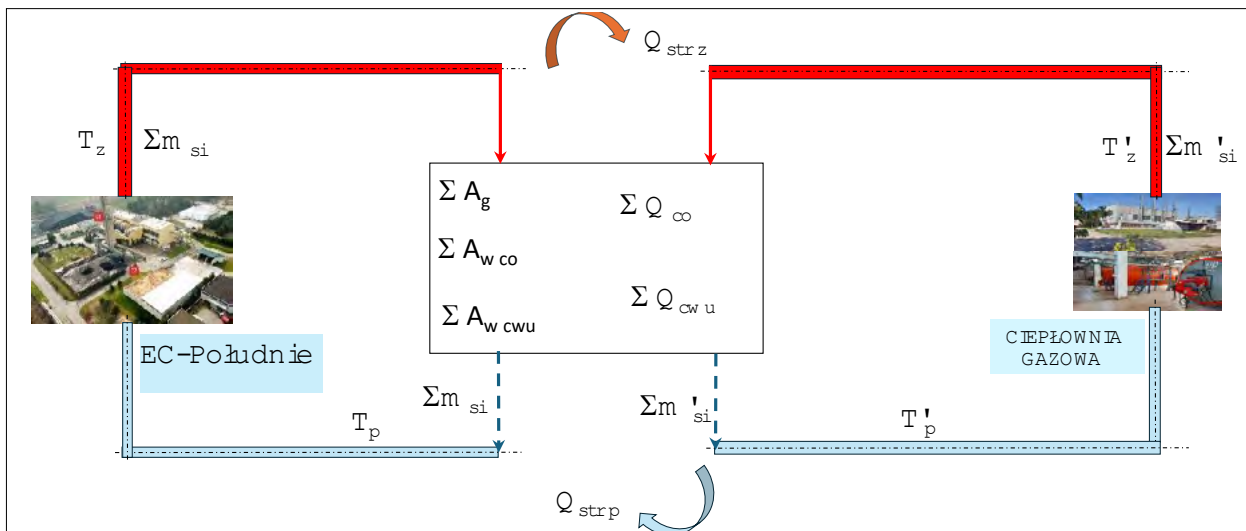
Na rys.4 przedstawiano charakterystykę cieplną instalacji centralnego ogrzewania dla WSZYSTKICH BUDYNKÓW zasilanych z miejskiego systemu ciepłowniczego w Łomży.

W podobny sposób można przeprowadzić indywidualną analizę wszystkich wymienników w węzłach ciepłowniczych i określić racjonalny zakres prac modernizacyjnych oraz nowe korzystne warunki ich pracy.

Postępując w ten sposób zbudowano „CAŁKOWITY KOMPLETNY MODEL ZASTĘPCZY” systemu ciepłowniczego w Łomży - zachowując jednocześnie wszystkie indywidualne informacje o każdym jego elemencie składowym.

Zastępczy schemat miejskiego systemu ciepłowniczego ŁOMŻY przedstawiono na rys. 5.

Przed taką metodą postępowania jest przyszłość. W ten sposób można budować złożone modele całych ISTNIEJĄCYCH MIEJSKICH SYSTEMÓW CIEPŁOWNICZYCH z uwzględnieniem stanu technicznego oraz RZECZYWI-

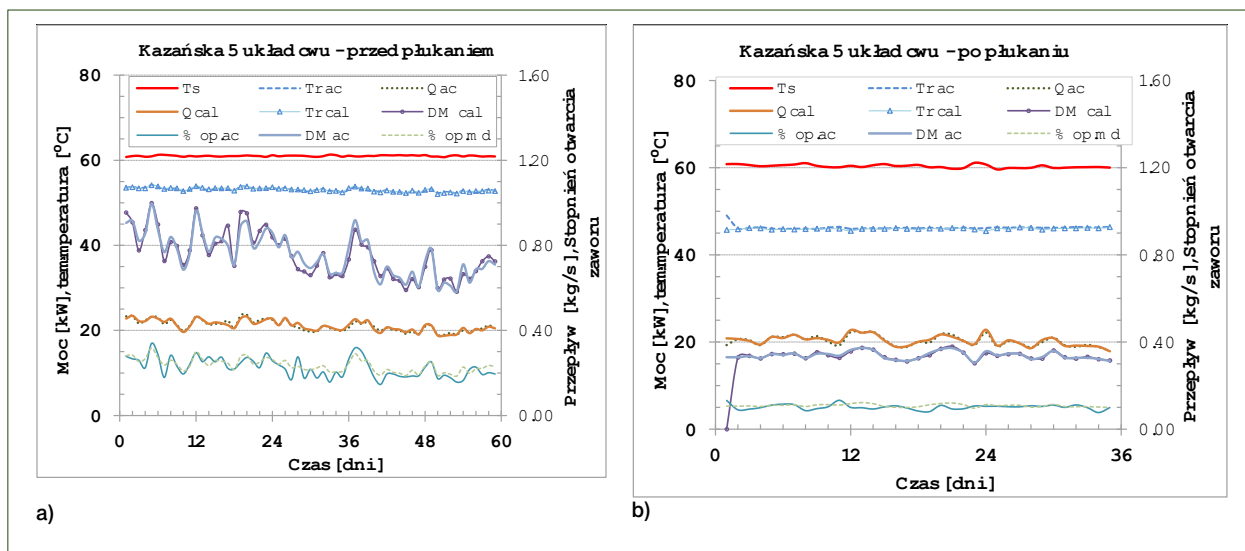


Rys. 5. Zastępczy model miejskiego systemu ciepłowniczego w ŁOMŻY

Oznaczenia:

- T_z - temperatura zasilania z EC-Południe
- T_p - temperatura powrotu do EC-Południe
- Σm_{si} - całkowity strumień masy wody z sytemu ciepłowniczego do EC-Południe
- m_{s-1} - całkowity strumień masy wody do węzła „1-szego”
- m_{s-i} - całkowity strumień masy wody do węzła „i-tego”
- m_{s-n} - całkowity strumień masy wody do węzła „n-tego”
- ΣQ_{co} - całkowita moc cieplna na cele c.o. w msc
- ΣQ_{cwu} - całkowita moc cieplna na cele cwu. w msc
- Q_{strz} - straty ciepła z przewodów zasilających w msc
- Q_{strp} - straty ciepła z przewodów powrotnych w msc

- T'_z - temperatura zasilania z Ciepłowni Gazowej
- T'_p - temperatura powrotu do Ciepłowni Gazowej
- $\Sigma m'_{si}$ - całkowity strumień masy wody z sytemu ciepłowniczego do Ciepłowni Gazowej
- ΣA_g - całkowita powierzchnia grzejników w budynkach zasilanych z msc
- ΣA_w - całkowita powierzchnia wymienników ciepła na cele c.o. w budynkach zasilanych z msc
- ΣA_{wcwu} - całkowita powierzchnia wymienników ciepła na cele cwu. w budynkach zasilanych z msc



Rys. 6a,b. Węzeł ciepłowniczy, ul. Kazańska 5 - porównanie zmierzonych i określonych na podstawie obliczeń symulacyjnych godzinowych zmian mocy cieplnej strumienia masy wody, temperatury zasilania i powrotu, % otwarcia zaworu regulacyjnego - a - przed i b - po oczyszczeniu wymienników ciepła

STYCH charakterystyk cieplno-hydraulicznych istniejących instalacji grzewczych oraz węzłów cieplnych.

Obliczenia symulacyjne, diagnoza oraz wytyczne do modernizacji węzłów eliminacja wad eksploatacyjnych i błędów PROJEKTOWYCH

- rzeczywiste rezultaty

Na rys. 6 a, b przedstawiono przykładowo wyniki pomiarów i obliczeń symulacyjnych warunków pracy wymienników ciepła oraz zaworów regulacyjnych na cele cwu w budynku przy ul. Kazańskiej 5 dla stanu przed i po oczyszczeniu i wymienników ciepła, zalecanym do wdrożenia w I Etapie prowadzonych prac dot. racjonalnej regulacji eksploatacyjnej ilościowo-jakościowej systemu ciepłowniczego w Łomży.

Uzyskane rzeczywiste rezultaty

Jak wynika z przeprowadzonych analiz i obliczeń uzyskano 2,3-krotne obniżenie wymaganego rzeczywistego strumienia masy wody sieciowej oraz zwiększenie stopnia schłodzenia wody sieciowej o 43,2%. Różnice



Fot. 2. Węzeł przy ul. Kazańskiej 5 - widok

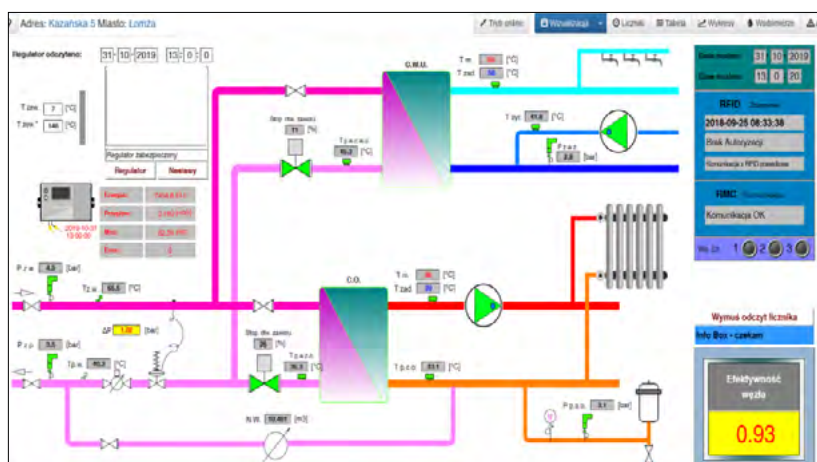
między wynikami pomiarów i obliczeń symulacyjnych podstawowych parametrów eksploatacyjnych węzłów nie przekraczają 3%.

Budynek przy ul. Kazańskiej 5 - dane wyjściowe:

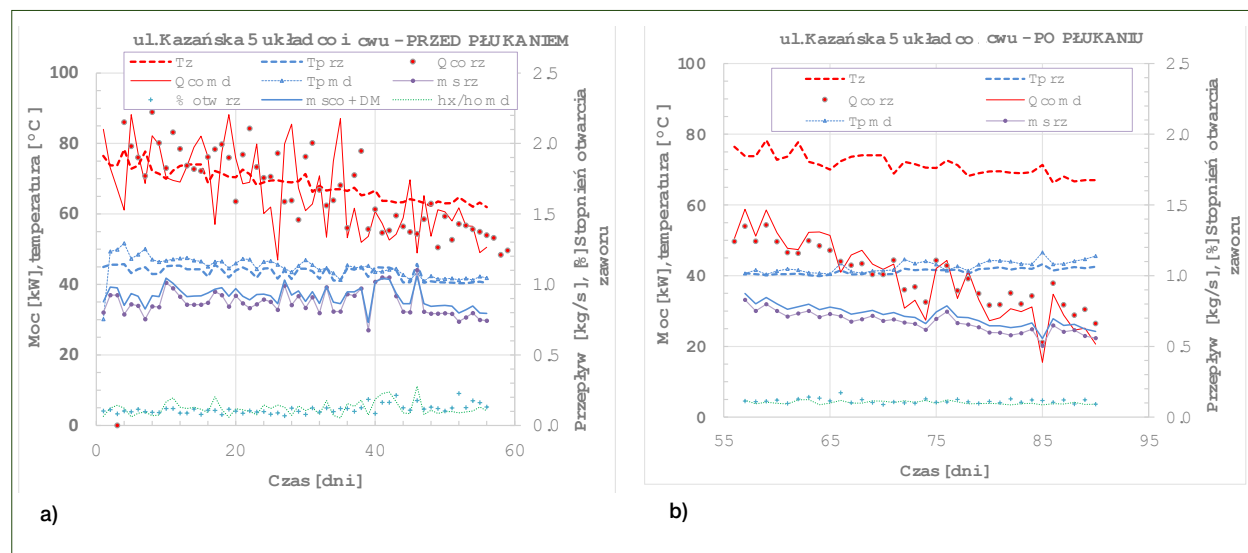
Grzejniki: $K_M = 1.15$, $m = 0.31$, $a = 0.0$, $\Sigma A_g = 1149 \text{ m}^2$

Wymiennik ciepła na cele c.o.:

$C_{hex} = 1.15$, $n = 0.20$, $a_1 = -0.941$, $a_2 = -0.627$, $\Sigma A_w = 1149 \text{ m}^2$



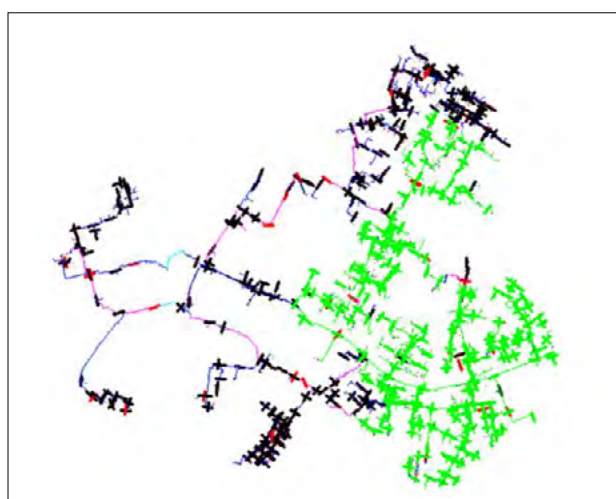
Rys. 7. Węzeł przy ul. Kazańskiej 5 - schemat



Rys. 8 a, b. Porównanie wyników pomiarów i obliczeń symulacyjnych sezonowych warunków pracy węzła przy ul. Kazańskiej 5, a - przed i b - po płukaniu wymienników w okresie od 2018-10-01 do 2019.01.12



Rys. 9. Obszar zasilania z Kotlewni Gazowej przy pracy na wspólną sieć oraz ciśnieniu dyspozycyjnym, $DP_{CM} = 150 \text{ kPa}$, $DP_{KG} = G = 200 \text{ kPa}$



Rys. 10. Obszar zasilania z Kotlewni Gazowej przy pracy na wspólną sieć oraz ciśnieniu dyspozycyjnym, $DP_{CM} = 150 \text{ kPa}$, $DP_{KG} = G = 400 \text{ kPa}$

Na rys. 8 a,b przedstawiono przykładowe porównanie wyników pomiarów i obliczeń symulacyjnych sezonowych warunków pracy całego węzła ciepłowniczego przy ul. Kazańskiej 5 dla stanu przed i po płukaniu wymienników w okresie od 2018-10-01 do 2019.01.12.

Jak wynika z przeprowadzonych analiz na podstawie danych z systemu monitoringu węzła przy ul. Kazańskiej 5 w zakresie t_{ex} od $-3,8^{\circ}\text{C}$ do $+7,4^{\circ}\text{C}$

rozbieżność pomiędzy wynikami pomiarów i obliczeń symulacyjnych wielkości mocy cieplnej, strumienia masy i temperatury powrotu wody sieciowej, stopnia otwarcia zaworu regulacyjnego nie przekroczyła 4%!

Symulacyjne obliczenia CAŁEGO systemu ciepłowniczego, określenie indywidualnych,

racjonalnych zasad „Nowej regulacji ilościowo-jakościowej” - rzeczywiste wyniki (2017/2018)

Opracowany dla wszystkich węzłów w systemie ciepłowniczym Model Ciepłno-Hydrauliczny z wymiennikami ciepła w różnym stanie technicznym oraz różnym stopniu przewymiarowania został w pełni zweryfikowany.

Na rys. 9 i 10 przedstawiono wyniki symulacyjnych obliczeń cieplno-hydraulicznych pracy nowej Ciepłowni Gazowej - ma wspólną sieć przy zmiennym ciśnieniu dyspozycyjnym w celu określenia racjonalnych warunków pracy w aspekcie osiągnięcia maksymalnej sprzedaży z kotłów na biomasę oraz minimalnej sprzedaży z kotłów WR w sezonie ogrzewczym 2020/2021.

Opracowane oraz zweryfikowane modele cieplno-hydrauliczne podsystemów ciepłowniczych zasilanych z nowej Kotlewni Gazowej i z Ciepłowni Miejskiej stanowiły podstawę przeprowadzonych obliczeń symulacyjnych pracy źródeł na „wspólną sieć”, których celem było opracowanie dla obecnego stanu takiego sposobu pracy oraz warunków eksploatacyjnych, aby udział w sprzedaży ciepła z Kotła na Biomasę oraz z Kotlewni Gazowej był możliwie największy.

Jak wynika z przeprowadzonych analiz uzyskana rzeczywista, maksymal-

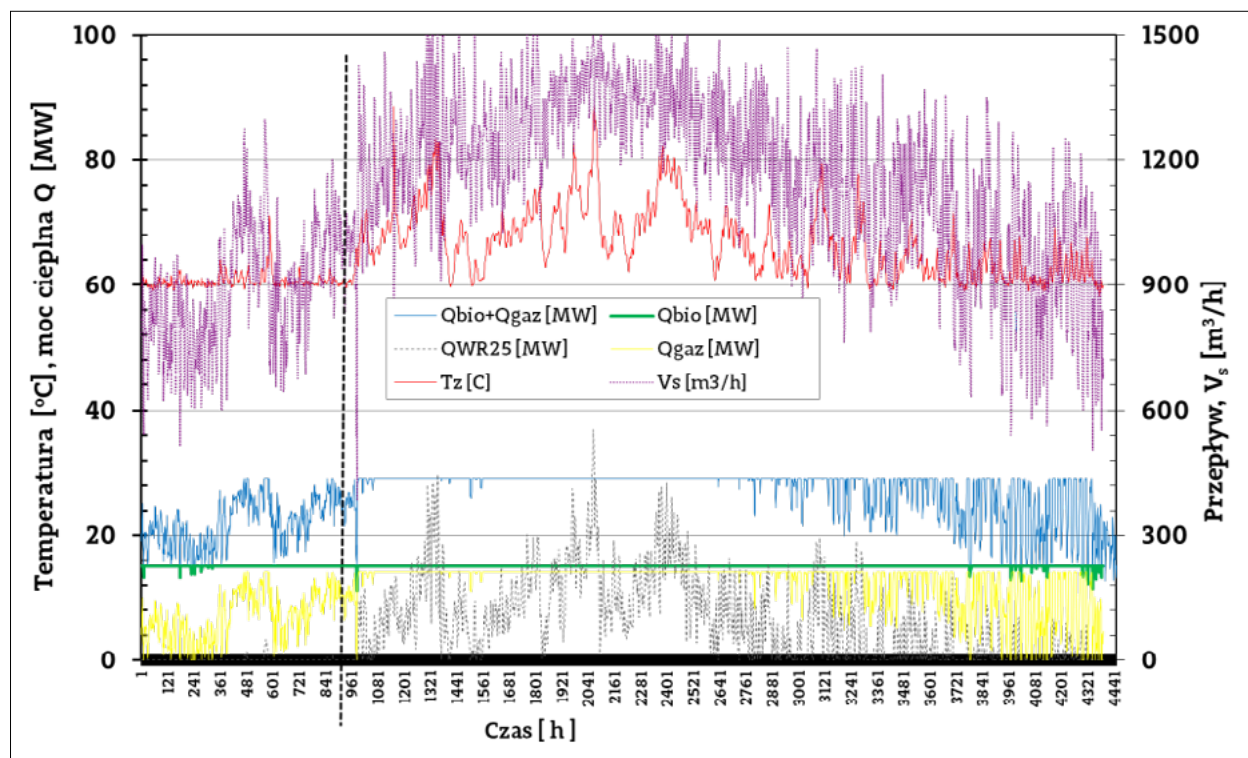
na średniodobowa moc cieplna układu Kotła na Biomasę z Ekonomizerem wyniosła **15,1 MW**.

Na rys. 11 przedstawiono wyniki obliczeń symulacyjnych przebiegu zmian mocy cieplnej Ciepłowni Miejskiej (kotłów na biomasę oraz kotłów węglowych), Kotlewni Gazowej, całkowitego przepływu i temperatury wody sieciowej w przypadku pracy źródeł na wspólną sieć w sezonie ogrzewczym 2020/2021 przy założeniu maksymalnej sprzedaży ciepła z Kotlewni na Biomasę.

Całkowita moc cieplna Kotlewni Gazowej wynosiła **17 MW**, z tego na potrzeby Szpitala potencjalne zapotrzebowanie na moc cieplną stanowiły ok. **3,0 MW**. W części wodnej Kotlewni Gazowej istniejące 2 kotły Viessman typu Turbomat RN o mocy nominalnej **4,1 MW** każdy, pracowały w układzie kaskadowym łącznie z parowo-wodnym wymiennikiem ciepła posiadają możliwość przestawienia ogranicznika temperatury z wartości $T_{z_{max}} = 100^{\circ}\text{C}$ do $T_{z'_{max}} = 110^{\circ}\text{C}$.

Jednak jak wykazały przeprowadzone analizy i obliczenia symulacyjne, w rejonie msc zasilanym z Kotlewni Gazowej - z uwagi na duży stopień PRZEWYMIAROWANIA wymienników ciepła, grzejników - już zaistniała techniczna możliwość OBNIŻENIA temperatury zasilania „PONIŻEJ 98°C ” (co umożliwiło podwyższenie rzeczywistej, sezonowej sprawności eksploatacyjnej kotłów gazowych oraz zmniejszenie strat przesyłu ciepła kosztów paliwa i emisji zanieczyszczeń).

W tych warunkach na podstawie przeprowadzonych obliczeń symulacyjnych dla temperatury powietrza zewnętrznego poniżej $t_{ex} < -16^{\circ}\text{C}$ określono nową, racjonalną, stałą maksymalną temperaturę zasilania w Kotlewni Gazowej $T_{z'_{max}} = 96,3^{\circ}\text{C}$ oraz określono wymaganą wartość odpowiedniego zwiększenia przepływu i ciśnienia dyspozycyjnego, aby zapewnić dostawę wymaganej mocy cieplnej do ODBIORCÓW zlokalizowanych w tym rejonie.



Rys. 11. Sezonowy prognozowany przebieg zmian mocy cieplnej Kotlewni na Biomasę, Kotlewni Gazowej, Ciepłowni Węglowej, temperatury zasilania i całkowitego przepływu wody sieciowej na sezon ogrzewczy 2020/2021

Na rys. 12 i 13 przedstawiono wyniki obliczeń symulacyjnych i pomiarów rzeczywistej mocy cieplnej, temperatury zasilania, powrotu, strumienia masy wody oraz ciśnienia dyspozycyjnego w Ciepłowni Miejskiej oraz Kotlewni Gazowej - w przypadku pracy obu źródeł w sezonie ogrzewczym zgodnie z opracowanymi „Nowymi Tabelami Regulacji”, przy założeniu **maksymalnego poziomu sprzedaży** z Kotła na Biomase i stałej wartości ciśnienia dyspozycyjnego w Ciepłowni Miejskiej $DP_{dCM} = 150,0$ kPa oraz w zmiennej wartości ciśnienia dyspozycyjnego Kotlewni Gazowej w zakresie od $DP_{dKG} = 270,8$ kPa do $DP_{dKG} = 39,5$ kPa.

Jak wynika z przeprowadzonych analiz i obliczeń symulacyjnych w prognozowanym sezonie ogrzewczym 2020/2021 przewidywano się, że:

Kocioł na Biomase będzie pracował cały sezon ogrzewczym **212 dni** z mocą od **8,8 MW** do **15,0 MW**. Średnia moc Kotła na Biomase wyniesie ok. **14,91 MW**.

Kotlewnia Gazowa będzie pracowała przez **186 dni** z mocą od **0,0 MW** do **14,0 MW**. Średnia moc cieplna Kotlewni Gazowej wyniesie ok. **10,44 MW**.

Kotły węglowe WR będą pracowały tylko przez 84 dni z mocą od **0,0 MW** do **36,9 MW**. Średnia moc cieplna Kotłów WR wyniesie ok. **3,32 MW**.

Udział w sezonowej Sprzedaży Ciepła wyniesie: z Kotła na Biomase - **52,0%**, z Kotlewni Gazowej - **36,4%**, z Kotłów WR tylko - **11,6%**.

Na rys. 14 i 15 przedstawiono porównanie rzeczywistej oraz projektowanej struktury zużycia paliw w produkcji ciepła dla warunków sezonu ogrzewczego 2020/2021.

Pod koniec 2020 r. z uwagi na gwałtowny wzrost cen gazu w miesiącu grudniu 2021 Ciepłownia Gazowa została WYŁĄCZONA z eksploatacji.

Jak wynika z przeprowadzonych pomiarów w miesiącach X, XI 2020 rzeczywista struktura zużycia paliwa w msc wyniosła:

Biomasa 58.9%, Gaz 30.6%

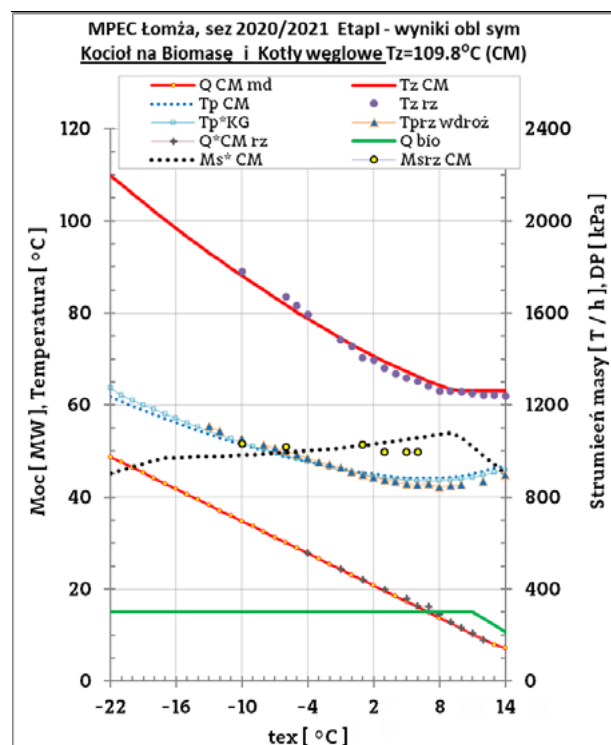
Natomiast wg obliczeń symulacyjnych w miesiącach X, XI 2020 przewidywana rzeczywista struktura zużycia paliwa w msc była następująca:

Węgiel 10.6%, Biomasa 52.0%, Gaz* 36.4%

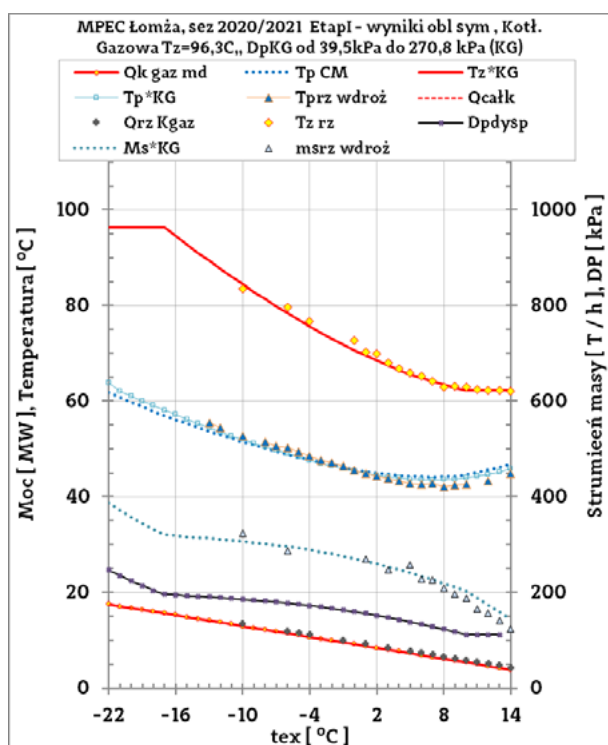
(*już pod koniec XI 2020 z uwagi na ceny gazu - rozpoczęto ograniczanie pracy kotlewni gazowej).

Podsumowanie i wnioski

- ZWERYFIKOWANY model ISTNIEJĄCEGO MIEJSKIEGO SYSTEMU CIEPŁOWNICZEGO w Łomży bazujący na rzeczywistej charakterystyce cieplno-hydraulicznej zastosowanych i PRZEWYMIAROWANYCH wymienników ciepła oraz grzejników, umożliwia racjonalne wdrożenie „Nowej Indywidualnie profilowanej sezonowej

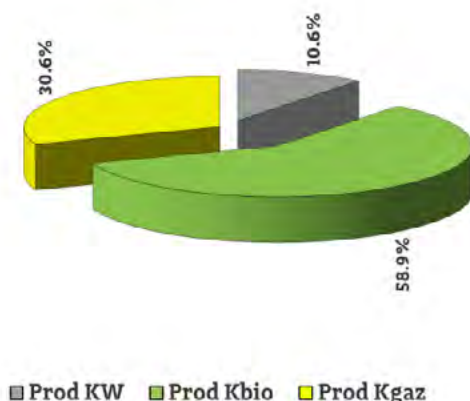


Rys. 12. Sezonowe warunki pracy Ciepłowni Miejskiej na wspólnej sieci przy zastosowaniu „Nowej Tabeli Regulacyjnej” i stałym ciśnieniu dyspozycyjnym 150 kPa



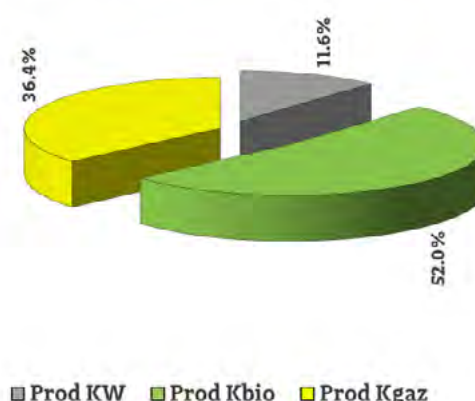
Rys. 13. Sezonowe warunki pracy Kotlewni Gazowej na wspólnej sieci przy zastosowaniu „Nowej Tabeli Regulacyjnej” - Tz = 96,3°C ciśnienie dyspozycyjne zmienne od DPd od 340,8 kPa do 39,5 kPa

**Rzeczywista Struktura produkcji ciepła MPEC
Łomża X-XI 2020**



Rys. 14. Rzeczywista struktura zużycia paliwa X, XI 2021
(* z uwagi na gwałtowny wzrost cen gazu w XII 2021 Ciepłownia Gazowa została WYŁĄCZONA z eksploatacji)

**Wariant 2. Struktura produkcji ciepła MPEC
Łomża - Prognoza na sezon 2020/2021**



Rys. 15. Prognozowana sezonowa struktura sprzedaży ciepła w CAŁYM sezonie ogrzewczym 2020/2021 wg obliczeń symulacyjnych

regulacji jakościowo-ilościowej” oraz PRZEKSZTAŁCENIE w ciągu 3 do 5 lat istniejących systemów ciepłowniczych w efektywne systemy niskotemperaturowe (LTDH) z nominalną temperaturą zasilania poniżej 98°C.

- W podsystemie zasilanym z Ciepłowni Gazowej o obliczeniowej mocy cieplnej $Q_0 = 14$ MW i udziale w sezonowej sprzedaży ciepła ponad 30% - wdrożono pierwszy w Polsce niskotemperaturowy, wysokosprawny system LTDHS z temperaturą nominalną zasilania $T_z = 96.3^\circ\text{C}$ przy obliczeniowej temperaturze powietrza zewnętrznego $t_{eo} = -22^\circ\text{C}$.
- W ciągu 2-3 lat możliwe jest ograniczenie zużycia węgla w istniejących miejskich systemach ciepłowniczych o wielkość od 70% do 90% (w msc w Łomży ograniczono zużycie węgla w ciągu 2 lat o 72%).
- PRZEKSZTAŁCENIE całych istniejących systemów ciepłowniczych w systemy niskotemperaturowe (LTDH) pozwoli na zmniejszenie od 15-25% OBECNYCH strat przesyłu ciepła oraz emisji zanieczyszczeń. W miejskim systemie ciepłowniczym w Łomży ograniczono straty przesyłu ciepła z poziomu 16.0% do poniżej 11.0%.
- Racjonalne wykorzystanie OBECNIE ZUŻYWANEJ ENERGII jest najwyższym OBOWIĄZKIEM i PRIORYTETEM (w innym przypadku będzie MARNOTRAWIONA także energia ODNAWIALNA!).
- Poprawiono także stateczność hydrauliczną miejskiego systemu ciepłowniczego w całym sezonie ogrzewczym. Przykładowo wcześniej całkowity przepływ wody sieciowej w sezonie ogrzewczym 2015/2016 zmieniał się od **250 m³/h** do **1322 m³/h**, przy średnim

poziomie **953 m³/h** (ponad 4-krotna różnica). Natomiast w sezonie ogrzewczym 2017/2018 po wdrożeniu Etapu I, całkowity przepływ wody sieciowej w systemie ciepłowniczym zmieniał się od **912 m³/h** do **1501 m³/h**, przy średnim poziomie **1229 m³/h** (różnica tylko ok. 64%).

- Projekty Pilotażowe i Wytyczne - w jaki sposób należy racjonalnie przekształcać istniejące miejskie systemy ciepłownicze w efektywne systemy niskotemperaturowe powinny być dostępne i dalej rozwijane.
- W dalszych działaniach modernizacyjnych rozważane jest zastosowanie odpowiedniej wielkości akumulatora ciepła, który m. in. umożliwi istotne ograniczenie dostawy ciepła z kotłów węglowych WR-25. □

Literatura:

1. Dzierzgowski, M. 2018. Wpływ procesów termomodernizacji obiektów na sezonowe warunki pracy instalacji ogrzewczych i zużycie ciepła w istniejących budynkach wielorodzinnych, II INT. CONFERENCE HEATING & VENTILATION IN INDUSTRY AND AGRICULTURE, Wyd. Wyższej Szkoły Zarządzania Środowiskiem, ISDN 978-83-924457-3-9.
2. Dzierzgowski M. 2017. Poprawa rzeczywistej efektywności energetycznej systemów ciepłowniczych - uwarunkowania techniczne. Konferencja Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie pt. „Efektywność energetyczna w ciepłownictwie po wejściu w życie nowej ustawy o efektywności energetycznej, Warszawa 7 marca 2017 r., materiały konferencyjne.
3. Dzierzgowski M. 2015. Podwyższenie rzeczywistej efektywności energetycznej zużycia ciepła u odbiorców - efekty z prac wdrożeniowych oraz wpływ na warunki pracy węzłów, Konferencja Ciepłownicza, Wierzbna Ośrodek PAN w Wierzbie, maj 2015 r., materiały konferencyjne.
4. Dzierzgowski M. 2008. Analysis of thermal behaviour of different substations in district heating systems. XII INT. CONFERENCE AIRCONDITIONING, AIRPROTECTION & DISTRICT HEATING, 26-29 June 2008 r. Szklarska Poręba, Politechnika Wrocławska, ISBN 978-83-921167-5-2, str.129-134.
5. Dzierzgowski M. 2017. Opracowanie programu racjonalnej regulacji ilościowo-jakościowej wraz ze wskazaniem przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej w systemie ciepłowniczym miasta Łomża, raport niepublikowany.
6. qCenian A., Dzierzgowski M., B. Pietrzykowski, On the road to low temperature district heating, Journal of Physics: Conference Series 1398 (2019) 012002, doi:10.1088/1742-6596/1398/1/012002.
7. Dzierzgowski, M.Verification and Improving the HeatTransfer Model in Radiators in theWide Change Operating Parameters. Energies 2021, 14, 6543. <https://doi.org/10.3390/en14206543>

KONCEPCJA » PROJEKT » BUDOWA » EKSPLOATACJA



ZAPROJEKTUJEMY I ZBUDUJEMY DLA TWOJEGO KOTŁA

Układ Odzysku Ciepła (UOC) z Kondensacji Spalin

DZIĘKI CZEMU ODZYSKA OD KILKU DO KILKUDZIESIĘCIU MEGAWATÓW CIEPŁA



OBEJRZYJ FILM NA



I POZNAJ NASZĄ NAJNOWSZĄ
REFERENCYJNĄ REALIZACJĘ



Z UZYSKIEM WODY
DEMINERALIZOWANEJ

Z DODATKOWYM
OCZYSZCZANIEM SPALIN

Z MOŻLIWOŚCIĄ ODZYSKANIA
CIEPŁA ODPADOWEGO,
KTÓRE DOTYCHCZAS BYŁO
UWALNIANE DO ATMOSFERY

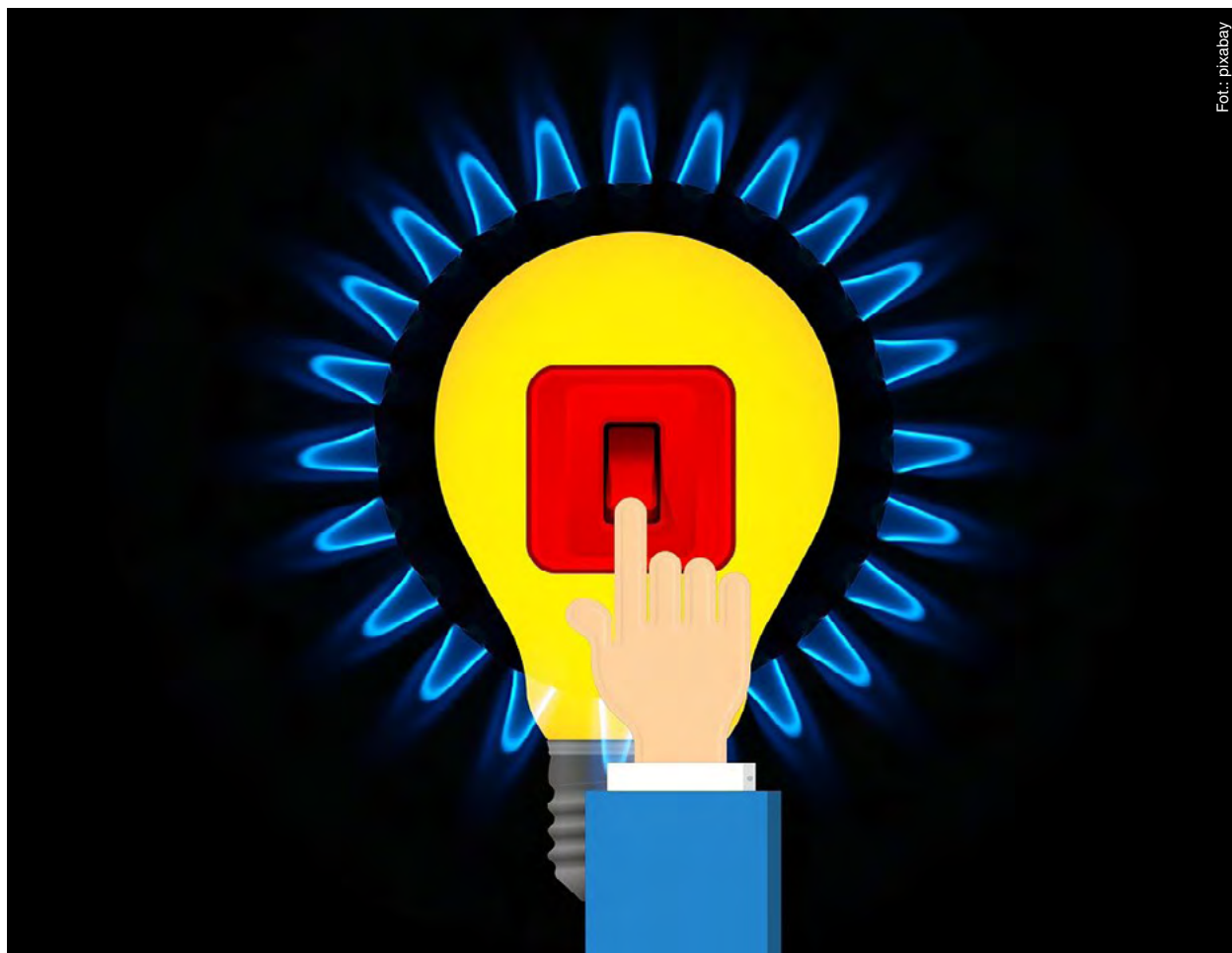
W REFERENCYJNEJ REALIZACJI DLA
KRAKOWSKIEGO HOLDINGU KOMUNALNEGO
ODZYSKUJEMY 14 MW CIEPŁA,
CO STANOWI WZROST MOCY O +25%

■ Marcin Borek,
Dyrektor Departamentu Inwestycji Samorządowych, Polski Fundusz Rozwoju S.A.



Jak PFR wspiera projekty kogeneracyjne w sektorze ciepłowniczym?

W Polsce blisko 2/3 z około 400 firm ciepłowniczych nadal wykorzystuje węgiel jako główne paliwo. W obliczu coraz bardziej restrykcyjnych przepisów Unii Europejskiej dotyczących emisji CO₂, pozyskiwanie energii z węgla staje się coraz droższe. Istnieje jednak wiele sposobów na transformację Przedsiębiorstw Energetyki Ciepłej (PEC). Jednym z nich jest kogeneracja gazowa, która zapewnia wysoką sprawność wytwarzania i umożliwia jednoczesną produkcję ciepła i energii elektrycznej.



Fot.: pixabay



Aktualna dostępność mechanizmów wsparcia, w tym oferowanych przez NFOŚiGW dotacji oraz premii kogeneracyjnych oferowanych w aukcjach przez URE, sprawia, że projekty kogeneracyjne są wyjątkowo atrakcyjne dla firm ciepłowniczych. Jednak PEC nie zawsze mogą liczyć na uzyskanie kredytu bankowego, aby pokryć wkład własny swoich projektów.

Rozwiązaniem dla tych potrzeb jest oferta PFR Funduszu Inwestycji Samorządowych FIZAN (PFR FIS), z której skorzystało już kilka przedsiębiorstw, np. Dobra Energia dla Olsztyna. Finansowanie PFR jest każdorazowo dostosowywane do kondycji finansowej klienta oraz jego indywidualnych potrzeb i uwarunkowań.

Dysponujemy kilkoma modelami finansowania inwestycji kogeneracyjnych, w zależności od tego, czy spółka ciepłownicza chce w pełni czerpać korzyści ekonomiczne ze zrealizowanego projektu, czy też preferuje model współpracy z zewnętrznym deweloperem, który bierze na siebie odpowiedzialność, ale i ryzyko, realizacji projektu, a PEC jedynie kupuje powstałe ciepło.

Istotnym czynnikiem dla przedsiębiorstw ciepłowniczych jest także potrzeba wykazania lub niewykazania inwestycji w bilansie spółki - w zależności od przyjętego modelu możliwe są różne wyniki.

Dla firm, które już wygrały aukcje URE lub planują w nich wkrótce wystar-

tować, kluczowy jest też możliwie krótki czas na zamknięcie finansowania, gdyż czas na pobieranie korzyści z premii kogeneracyjnej jest ograniczony do 15 lat. Im dłużej trwa zatem proces pozyskania finansowania i budowy, tym mniej czasu może pozostawać na pobieranie cennej premii kogeneracyjnej. Dzięki dużemu doświadczeniu w podobnych projektach, PFR FIS jest w stanie dostarczyć finansowanie dla projektu w bardzo konkurencyjnym czasie.



Aktualna dostępność mechanizmów wsparcia, w tym oferowanych przez NFOŚiGW dotacji oraz premii kogeneracyjnych oferowanych w aukcjach przez URE, sprawia, że projekty kogeneracyjne są wyjątkowo atrakcyjne dla firm ciepłowniczych

Fundusz finansuje także inne przedsięwzięcia służące dekarbonizacji sektora ciepłowniczego. Obecnie pracujemy nad projektami budowy instalacji termicznego przekształcania odpadów (ITPO), które doskonale sprawdzają się jako źródło ciepła w podstawie i przynoszą znaczne oszczędności mieszkańcom w obszarze gospodarowania odpadami. Analizujemy również projekty związane z biomasą, budową instalacji fotowoltaicznych, wiatrowych, magazynów ciepła oraz budową wysp ciepłowniczych opartych na pompach ciepła, które świetnie sprawdzają się tam, gdzie

przyłączenie budynków do sieci ciepłowniczej jest nieekonomicznie drogie albo technicznie niewykonalne.

Aktualnie dostępne mechanizmy wsparcia dla kogeneracji gazowej zachęcają do realizacji tego typu projektów właśnie teraz, gdy przedsiębiorstwa mogą skorzystać z różnych źródeł finansowania dotacyjnego, które w dodatku można ze sobą łączyć. Poza środkami na realizację projektów, PFR w ramach współpracy z PEC oferuje wspar-

cie w pełnej analizie ekonomicznej danej inwestycji, co pozwala na zdefiniowanie struktury organizacyjnej i finansowej projektu i sprawne uruchomienie procesu inwestycyjnego.

Warto podkreślić, że finansowanie PFR nie wpływa na poziom zadłużenia samorządów, które są właścicielami ponad połowy przedsiębiorstw ciepłowniczych w Polsce. □

[Fundusz Inwestycji Samorządowych \(produkt PFR S.A.\) - Grupa Polskiego Funduszu Rozwoju](#)
dis@pfr.pl

■ Dr inż. Małgorzata Niestępska,
ORCID: 0000-0001-9410-8618

Klustry energii w Polsce

Doświadczenia Ciechanowskiego Klastra Energii pierwszego zarejestrowanego przez Prezesa URE

Energetyka rozproszona to nowy trend na rynku energetycznym dynamicznie zmieniający zasady gry. Jej rozwój wymaga oddolnych inicjatyw aktywności obywatelskiej w tworzeniu społeczności energetycznych. Bierny dotąd odbiorca końcowy energii elektrycznej staje się producentem i konsumentem jednocześnie dzięki upowszechnieniu się mikroinstalacji fotowoltaicznych. Farmy wiatrowe oraz farmy fotowoltaiczne stają się alternatywą lokaty kapitału dla inwestorów w działalność gospodarczą.

Ten kierunek zmian rynku energii jest nieodwracalny i niezbędny dla rozwoju odnawialnych źródeł energii i poprawy efektywności energetycznej. Może to bowiem nastąpić tylko poprzez zwiększenie świadomości odbiorców energii jak działa rynek i w efekcie ich świadomych wyborów. Możliwość tworzenia społeczności energetycznych wprowadziła ustawa o odnawialnych źródłach energii¹. Jedną z form tworzenia społeczności energetycznych jest klastery energii. Zapisy Ustawy do 2024 r. w obszarze klastra były bardzo skromne i nie motywowały do podjęcia tego typu inicjatyw. Szczegółowe rozwiązania i system wsparcia dotyczył spółdzielni energetycznych, których niestety nie można tworzyć w gminach miejskich. Nowelizacja Ustawy przyniosła zapisy o szczegółowych rozwiązaniach w zakresie praw obowiązków klastra energii, a w zasadzie jego członków oraz wprowadziła możliwość korzystania z upustów w rozlicze-

niach opłat za usługi dystrybucji energii elektrycznej. Jednak czy utworzenie klastra energii na nowych zasadach ma sens? Czy generuje ryzyko? A jeśli tak to jakie? Czy system upustów jest realnym wsparciem operacyjnym, czy tylko obietnicą?

Na te pytanie odpowiadam w artykule analizując przypadek Ciechanowskiego Klastra Energii utworzonego i zarejestrowanego w rejestrze URE pod numerem 1.

Istota rewolucji energetyki rozproszonej

Od czasów uruchomienia za sprawą Thomasa Edisona pierwszej elektrowni w Nowym Yorku w 1882 r. i przestania po raz pierwszy energii elektrycznej do odbiorców przez kolejne stulecie rynek energii funkcjonował w formule scentralizowanych systemów elektroenergetycznych złożonych przez duże przedsiębior-

stwa wytwórcze oraz przedsiębiorstwa sieciowe tworzące naturalny monopol. Barierą wejścia na rynek energii elektrycznej był kapitał niezbędny do zbudowania i utrzymania kosztownej infrastruktury. Rynek energii z uwagi na fakt, że jest niezbędnym elementem systemu bezpieczeństwa w wymiarze lokalnym, regionalnym i globalnym - był pod kontrolą państwa. Spółki energetyczne w znakomitej większości należały do Skarbu Państwa. Dlatego także w Polsce do niedawna stroną podażową tworzyły tylko elektrownie i elektrociepłownie wytwarzające energię elektryczną oraz spółki sieciowe przesyłu i dystrybucji świadczące usługi dostawy energii. Natomiast po stronie popytowej pozostawali bierni odbiorcy energii, którzy nie mieli żadnego wpływu na cenę energii, albo ich wpływ ograniczał się do możliwości wyboru oferty sprzedawcy innego niż zobowiązany do sprzedaży energii elektrycznej na podstawie umowy kompleksowej.

Usługi sieciowe jako naturalny monopol podlegają taryfowaniu przez regulatora rynku energii co ma chronić odbiorców przed nieuzasadnionym wzrostem kosztów energii. Aktywność odbiorcy ograniczona więc była przez ponad 100 lat do prawa do złożenia wniosku o przyłączenie obiektu do sieci elektroenergetycznej, podpisania umowy dostaw i sprzedaży energii oraz uiszczania terminowo opłaty za zużyta energię na podstawie wystawianych przez przedsiębiorstwa energetyczne faktur.

I nagle wszystko się zmieniło. Pojawiły się nowe technologie wytwarzania energii dające możliwość wykorzystania lokalnego potencjału odnawialnych źródeł energii. Kiedy zakup i montaż fotowoltaiki stał się przystępny cenowo dla przeciętnego gospodarstwa domowego, nastąpił dynamiczny rozwój produkcji energii elektrycznej na potrzeby własne i lawinowo przybywało aktyw-

nych odbiorców-producentów energii. Upowszechnienie instalacji fotowoltaicznych zmieniło zasady rynku wytwarzania energii ze scentralizowanego na rozproszony. Pojawiło się w obrocie prawnym nowe pojęcie „prosument” określające odbiorcę energii nie tylko zużywającego, ale także wytwarzającego energię. Pojęcie „prosument” stanowi bowiem naturalne połączenie słowa **pro**-ducent i **kon**-sument. Na rynku energii pojawiali się nowi gracze, a system w zakresie bilansowania energii oraz zasad funkcjonowania zmienił się bezpowrotnie. Produkcja energii weszła pod strzechy. Zgodnie z definicją zapisaną w polskiej ustawie prosument to odbiorca końcowy, który wytwarza energię elektryczną wyłącznie z odnawialnych źródeł energii na własne potrzeby w mikroinstalacji, czyli instalacji o mocy mniejszej niż 50 kW_e przyłączonej do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110

kV.² Z zastrzeżeniem, że jeżeli odbiorca końcowy reprezentuje podmiot inny niż gospodarstwo domowe, aby być prosumentem ilość produkowanej na potrzeby własne energii nie może stanowić dominującego udziału w przedmiocie działalności gospodarczej.

Rozwój energetyki prosumenckiej i rozproszonej jest wspierany na poziomie krajowym oraz unijnym jako jeden z priorytetów polityki klimatycznej przez mechanizmy i instrumenty finansowania w formie dotacji lub preferencyjnych pożyczek. Wsparcie finansowe oferowane jest na budowę lub zakup instalacji wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, biogazu rolniczego, biometanu. Energetyka rozproszona oparta o odnawialne źródła energii stała się jedną z nowych opcji lokowania kapitału przez osoby indywidualne oraz przedsiębiorców. Podmioty profesjonalne, działające na podstawie



Fot.: pixabay

koncesji, dysponujące kapitałem własnym lub kapitałem inwestorów budują źródła większych niż mikroinstalacje lub małe instalacje mocy. Głównie są to odnawialne źródła pogodowo zależne, tj. farmy fotowoltaiczne, czy siłownie wiatrowe. Natomiast ciepłownictwo uzupełnia rynek rozproszonej produkcji energii elektrycznej o źródła sterowalne, głównie kogenerację gazową lub wykorzystującą biomasę, biogaz, czy bioetan. Monopol elektrowni systemowych na wytwarzanie energii elektrycznej przeszedł do historii.

Istotą rozwijającej się energetyki rozproszonej i energetyki obywatelskiej jest budowa i eksploatacja źródeł energii w wielu lokalizacjach dla pokrycia lokalnych potrzeb odbiorców energii, przy współpracy z systemem elektroenergetycznym poprzez włączenie w sieć dystrybucji.

”

Rozwój energetyki prosumenckiej i rozproszonej jest wspierany na poziomie krajowym oraz unijnym jako jeden z priorytetów polityki klimatycznej przez mechanizmy i instrumenty finansowania w formie dotacji lub preferencyjnych pożyczek

Należy jednak podkreślić pewne ograniczenia rozwoju energetyki rozproszonej. Polityka krajowa zakłada, że „rozwój energetyki rozproszonej musi odbywać się z uwzględnieniem bezpieczeństwa dostaw i stabilności w krajowym systemie elektroenergetycznym (KSE).” Energetyka rozproszona ma więc służyć poprawie bezpieczeństwa systemu elektroenergetycznego i nie może powodować jego destabilizacji. Dlatego państwo powinno wprowadzić mechanizmy ochronne stabilizujące współpracę podmiotów na nowo tworzącym i ulegającym dynamicznym zmianom rynku energii. O ile bowiem celowe jest wykorzystanie lokalnie dostępnych surowców energetycznych, a w szczególności na obszarach mało zurbanizowanych, gdyż ogranicza to starły przesyłu i dystrybucji energii - to musi to uwzględniać ograniczenia systemu elektroenergetycznego i współpracę z nim.

Kluczem dla rozwoju energetyki rozproszonej było wprowadzenie zasady TPA, czyli dostępu podmiotu trzeciego do sieci elektroenergetycznej. W szczególności uprzywilejowane zostały w tym zakresie odnawialne źródła energii oraz prosumenci indywidualni lub tworzący społeczności energetyczne. Ideą tworzenia rynków rozproszonych z systemowego punktu widzenia jest lokalne bilansowanie popytu i podaży na energię elektryczną, co ma ograniczać straty na przesyłach i dystrybucji i istotnie poprawić systemową sprawność wykorzystania energii pierwotnej. Jednym z priorytetów polityki Zielonego Ładu Unii Europejskiej jest promowanie rozwoju energetyki obywatelskiej, tj. energetyki prosumenckiej i rozwoju rozproszonych odnawialnych źródeł energii. Wpływ na koszty energii ma na celu

łeczności energetycznych wprowadzono także możliwość agregowania wytwórców energii w celu zbilansowania popytu i podaży lokalnie w ramach społeczności energetycznych. Ustawa o odnawialnych źródłach energii⁵ wymienia społeczności energetyczne, tj. zbiorowy prosument energii odnawialnej, spółdzielnia energetyczna oraz klastr energetyczny. Nowymi podmiotami na rynku energii są też uprawnieni do reprezentowania prosumentów oraz społeczności energetycznych reprezentant prosumentów, agregator lub koordynator klastra. Wszystkie formy społeczności energetycznych mają zapisane w ustawie różne formy wsparcia dla zachęty do ich tworzenia i rozwoju. W tym także klastr energii. Czy jednak to wsparcie jest realne i warte poniesienia nakładów lub poświęcenia czasu i energii? Przyjrzyjmy się przypadkowi klastra w warunkach polskich.

Klastry energii

Klastr jest pierwszą formą inicjatywy lokalnej współpracy na rynku energii i powstał na długo przed wprowadzeniem w życie obowiązujących obecnie definicji innych społeczności energetycznych. Jednak obecne ramy funkcjonowania klastra energii wymusza inne niż dotychczasowe podejście do tworzenia i celów działalności tej formy społeczności energetycznej. Klastr energii mogą utworzyć podmioty, które wytwarzają energię elektryczną z odnawialnych źródeł energii, zużywają wytworzoną energię lub wprowadzają ją do sieci elektroenergetycznej, a także odbiorcy końcowi energii. Uczestnikami klastra mogą być więc zarówno prosumenci, jak i wytwórcy energii elektrycznej w małej lub instalacji innej niż mikroinstalacja lub mała instalacja. Nie ma ograniczeń co do rodzaju podmiotu, który może zostać członkiem klastra. W ostatnich latach powstało wiele klastrów energii, ale dopiero od stycznia 2024 ustawa o odnawialnych źródłach energii doprecyzowała zasady tworzenia i funkcjonowania

klastrów energii. Do końca 2023 zasady tworzenia i funkcjonowania klastrów energii były dość ogólne i utworzenie klastra nie dawało żadnych wymiernych bezpośrednich ekonomicznych korzyści. Były to inicjatywy marketingowe. Mogły liczyć ewentualnie na niewielkie preferencje w konkursach na dofinansowanie budowy odnawialnych źródeł energii lub edukacji i doradztwa. Od 2024 r. przewidziano konkretne korzyści ekonomiczne dla bilansujących potrzeby członków danego klastra energii z odnawialnych źródeł energii w postaci możliwości zwolnień z opłaty kogeneracyjnej, opłaty OZE oraz upustów od opłat zmiennych za dystrybucję energii elektrycznej. Jednak, aby uzyskać te korzyści, konieczne jest spełnienie określonych ustawą wymagań, w tym rejestracja w rejestrze prowadzonym przez Prezesa Regulacji Energetyki. Ustawa wskazuje m. in. jakie podmioty muszą tworzyć klastry, aby możliwa była jego rejestracja w rejestrze Prezesa Regulacji Energetyki. Aby klastery energii mógł być zarejestrowany jego członkiem w myśl Ustawy musi być podmiot reprezentujący samorząd, czyli „co najmniej:

- jednostka samorządu terytorialnego lub
- spółka kapitałowa utworzona na podstawie art. 9 ust. 1 Ustawy z dnia 20 grudnia 1996 r. o gospodarce komunalnej (Dz. U. z 2021 r. poz. 679) przez jednostkę samorządu terytorialnego z siedzibą na obszarze działania klastra energii, lub
- spółka kapitałowa, której udział w kapitale zakładowym spółki, o której mowa w lit. b, jest większy niż 50% lub przekracza 50% liczby udziałów lub akcji.”⁶

Ponadto Klastry pomimo, że nie posiada z założenia osobowości prawnej i ma charakter umowy cywilno-prawnej, niesie za sobą istotne zobowiązania, których brak wykonania może generować ryzyko poważanych kar administracyjnych. Należy wskazać, że nie ma w usta-

wie przeciwskażeń, aby Klastry zyskały status podmiotu prowadzącego działalność gospodarczą i zapewne tak się stanie w wielu przypadkach na pewnym etapie dojrzałości. Istotnym jest, aby rachunek ekonomiczny Klastra miał sens uwzględniając nakład pracy związanej z czynnościami administracyjnymi.

Rejestracja Klastra energii w URE

Prezes Urzędu Regulacji Energetyki prowadzi jawny rejestr klastrów energii⁷ w postaci elektronicznej i umieszcza w Biuletynie Informacji Publicznej URE. Wpis do rejestru jest możliwy na wniosek koordynatora klastra energii w terminie 14 dni od dnia złożenia kompletnego wniosku, który zawiera nazwę i adres siedziby/ zamieszkania koordynatora klastra energii oraz wykazanie spełnienia przesłanek uprawniających do rejestracji, tj.:

- wskazanie obszaru działalności klastra energii, który musi być zgodny w opisanym dalej ograniczeniem ustawowym,
- określenie zakresu przedmiotowego działalności klastra energii w porozumieniu,
- wskazanie członków klastra energii z ich danymi identyfikacyjnymi, tj. nazwą i adresem,
- wskazanie operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, na którego obszarze znajdują się punkty poboru energii członków klastra energii, wraz ze wskazaniem tych punktów i punktów wprowadzania energii do sieci przez członków klastra energii.

Obszarem działalności klastra energii może być maksymalnie obszar jednego powiatu lub 5 sąsiadujących ze sobą gmin i ustala się go na podstawie lokalizacji punktów poboru energii. Działalność w ramach klastra energii musi ograniczać się do terytorium Rzeczypospolitej. To kolejne istotne ograniczenie jakie należy przewidzieć w wykazie zgłaszanych źródeł wytwórczych człon-

ków klastra oraz punktów poboru energii. Kolejny warunek jaki muszą spełnić członkowie klastra, a w zasadzie zgłaszane w klastrze źródła wytwórcze i punkty poboru energii elektrycznej muszą być przyłączone do sieci dystrybucyjnej tego samego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV. Wniosek o wpis do rejestru musi zawierać także wykaz liczby, rodzajów, mocy zainstalowanej elektrycznej i lokalizacji instalacji odnawialnego źródła energii, jednostek wytwórczych energii oraz magazynów energii, służących do wykonywania działalności w ramach tego klastra energii. Ponadto do wniosku należy załączyć kopię porozumienia klastra i oświadczenie koordynatora klastra energii, złożone pod rygorem odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych oświadczeń o treści przewidzianej w ustawie. Jeżeli wniosek jest kompletny i zgodny z literą prawa klastry zostaje zapisany do rejestru, a koordynator klastra energii otrzymuje od Prezesa URE zaświadczenie o wpisie do rejestru.

Podmioty, które zdecydowały się na utworzenie klastra energii muszą więc przed złożeniem wniosku podpisać porozumienie⁸, w którym doprecyzują prawa i obowiązki członków klastra, wskażą koordynatora klastra i jego obowiązki oraz określa cel i zakres przedmiotu działalności klastra. Przedmiotem działalności klastra powinna być współpraca jego członków „w zakresie wytwarzania, magazynowania, równoważenia zapotrzebowania, dystrybucji energii elektrycznej lub paliw w rozumieniu art. 3 pkt 3 Ustawy - Prawo energetyczne lub obrotu nimi, lub w zakresie wytwarzania, magazynowania, równoważenia zapotrzebowania, przesyłania lub dystrybucji ciepła, lub obrotu ciepłem, w celu zapewnienia jego stronom korzyści gospodarczych, społecznych lub środowiskowych lub zwiększenia elastyczności systemu elektroenergetycznego”⁹. Zgodnie z przedmiotem działalności określonym w ustawowej definicji klastra energii zakres jego działalności nie musi ograniczać się do

rynku energii elektrycznej, ale może również obejmować rynek ciepła. Jednak Ustawa nie przewiduje w obszarze rynku ciepła żadnych korzyści dla uczestników klastra, ani nie doprecyzowuje zasad współpracy członków i przedsiębiorstw tworzących rynek ciepła w odróżnieniu od wymienionych wyżej korzyści lokalnego bilansowania potrzeb i wytwarzania energii elektrycznej. Ustawa doprecyzowuje obowiązki Prezesa URE, obowiązki koordynatora klastra, obowiązki operatora sieci dystrybucyjnej energii elektrycznej oraz sprzedawcy energii elektrycznej w zakresie ram funkcjonowania klastra, natomiast nie wspomina o spółkach wytwarzających, świadczących usługi dystrybucji, czy obrotu ciepłem. Wracając do zakresu obowiązkowej treści porozumienia, poza wskazaniem w nim koordynatora klastra i jego obowiązków -

przestał spełniać wymagania wynikające z Ustawy (np. przekroczył dopuszczalne terytorium lub wystąpił z niego podmiot reprezentujący jst) oraz w przypadku upływu okresu trwania porozumienia lub jego rozwiązania.

Jaka jest rola i obowiązki koordynatora klastra?

Wskazany w porozumieniu koordynator klastra energii reprezentuje wszystkich członków klastra energii. Dlatego chociaż Ustawa tego nie reguluje, powinien być powoływany i odwoływany przez Radę Założycielską Klastra lub podobny organ wyłoniony spośród członków klastra. Koordynator jako organ reprezentujący klaster składa wniosek o rejestrację do Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki oraz wniosek do operatora

prowadzenia bieżących spraw Klastra oraz zapewnienie obsługi biurowo-administracyjnej. Ustawa nie reguluje zasad wynagrodzenia koordynatora klastra za reprezentację członków klastra oraz świadczenie usług w zakresie obowiązkowego raportowania do URE i prowadzenia dokumentacji klastra. Na podstawie Ustawy koordynator klastra nie jest uprawniony do dokonywania jakichkolwiek czynności prawnych w imieniu członków klastra, o ile nie został do nich umocowany. Do podejmowania przez Koordynatora czynności prawnych w imieniu Członków Klastra wymagana jest odrębna umowa obejmująca w swoim zakresie szczegółowy zakres czynności oraz pełnomocnictwo do reprezentowania poszczególnych Członków Klastra. Dotyczyć to może na przykład zawierania umów sprzedaży energii lub zmiany umów dystrybucyjnych. Wspomniane wyżej sprawozdanie koordynatora klastra energii wpisanego do rejestru klastrów energii powinno zawierać informację o ilości energii wytworzonej łącznie przez członków klastra energii, w tym ilość energii wytworzonej z odnawialnych źródeł energii oraz o ilości energii, w stosunku do której zastosowano upusty w opłatach dystrybucyjnych.¹⁰ W sprawozdaniu koordynator klastra musi podać łączną moc zainstalowaną instalacji odnawialnych źródeł energii oraz innych jednostek wytwórczych, o ile zostały zgłoszone do klastra, i magazynów energii, należących do członków klastra energii. Ustawa zobowiązuje koordynatora klastra także do prowadzenia rejestru rozliczeń z OSD.

Historia pierwszego zarejestrowanego w rejestrze URE Klastra w Polsce

Inicjacja utworzenia Ciechanowskiego Klastra Energii

Ciechanowski Klaster Energii został utworzony z inicjatywy dwóch podmiotów: jednostki samorządu terytorial-

” Istotą rozwijającej się energetyki rozproszonej i energetyki obywatelskiej jest budowa i eksploatacja źródeł energii w wielu lokalizacjach dla pokrycia lokalnych potrzeb odbiorców energii, przy współpracy z systemem elektroenergetycznym poprzez włączenie w sieć dystrybucji

należy uwzględnić zapis upoważniający go do dostępu do informacji rynku energii i danych pomiarowych dotyczących każdego członka klastra energii. Ustawa wymaga, aby porozumienie klastra energii pomiędzy uczestnikami klastra było zawarte w formie pisemnej pod rygorem nieważności oraz zawierało poza wymienionymi wyżej wskazanie obszaru działalności klastra energii i wykaz punktów poboru energii i punktów jej wprowadzania do sieci przez członków klastra energii. W porozumieniu należy ponadto wskazać czas jego obowiązywania i zasady jego rozwiązywania. Porozumienie klastra powinno też z praktycznego punktu widzenia zawierać regulamin klastra, chociaż Ustawa tego nie wymaga.

Kiedy można zostać wykreślonym z rejestru? Może to nastąpić na wniosek koordynatora klastra energii, w przypadku powzięcia informacji, że klaster energii

systemu dystrybucyjnego lub sprzedawców energii. Ustawa zobowiązuje koordynatora klastra do sporządzania i przekazywania Prezesowi URE corocznego sprawozdania zawierającego m. in. dane o ilości energii wytworzonej przez strony porozumienia klastra energii, w tym ilości energii wytworzonej z odnawialnych źródeł energii, łącznej mocy zainstalowanej instalacji odnawialnego źródła energii, jednostek wytwórczych i magazynów energii należących do członków klastra energii. Sprawozdanie koordynatora klastra musi złożyć w terminie do dnia 30 czerwca r. następującego po roku, którego dotyczy to sprawozdanie przekazania rocznego sprawozdania. Jest to obowiązek, którego brak spełnienia skutkuje dotkliwą karą finansową.

Porozumienie klastra może przewidywać także inne obowiązki koordynatora nie wynikające z Ustawy - w tym

nego Gminy Miejskiej Ciechanów oraz Elektrociepłowni Ciechanów Sp. z o.o. i został zarejestrowany 7 marca 2024 jako pierwszy klastrowy w rejestrze Prezesa Urzędu regulacji Energetyki. Porozumienie Klastrowy podpisane zostało już w sierpniu 2023 r., tuż po noweli publikacji aktualnie obowiązującej ustawy o odnawialnych źródłach energii. Rejestrację Klastrowy poprzedziły analizy i uzgodnienia co do formy wniosku, ponieważ jako pionierzy uczyliśmy się wraz z URE stosowania jak zwykle niedoskonałego prawa w praktyce. Ponieważ przecieraliśmy szlaki, rejestrację poprzedziła konstruktywna i merytoryczna współpraca z URE. Efektem tej współpracy było m. in. utworzenie formularzy wniosków i doprecyzowanie wymagań co do zawartości wniosku udostępnionych na internetowych stronach URE¹¹. Założeniem utworzenia Klastrowy jest traktowanie go jak każdej inicjatywy związanej bezpośrednio lub pośrednio z inwestycjami kapitałowymi, realizacją obowiązków formalno-prawnych. Wymagający struktur organizacyjnych Klastrowy stanowi rodzaj inwestycji kapitałowej i tak należy go postrzegać. Dlatego w porozumieniu Klastrowy określono zakres i cel współpracy obejmujący lokalne wywarzenie i bilansowanie energii elektrycznej wytwarzanej z odnawialnych źródeł energii należących do członków klastrowy na potrzeby członków klastrowy oraz korzyści ekonomiczne, jakie można uzyskać w efekcie jego rejestracji. Mając na uwadze ekonomiczny wymiar sensu tworzenia Klastrowy po analizach zapisów prawa ograniczyliśmy zakres działalności Klastrowy tylko do wytwarzania i bilansowania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii oraz działań i czynności tylko z tym związanych. Pomimo, że Elektrociepłownia Ciechanów jest lokalnym dostawcą i wytwórcą ciepła, a obiekty Gminy Miejskiej Ciechanów są zasilane z sieci Elektrociepłowni włączenie w zakres działalności Klastrowy tej sfery okazało się nie mieć praktycznego sensu. Podobnie jak włączenie do Klastrowy innych niż zaliczane do OZE jednostek wytwórczych energii elektrycznej

lub mikroinstalacji rozliczanych w systemie net metering¹² należących do Gminy. Pierwsze korekty zakresu działalności Klastrowy przed jego rejestracją dotyczyły więc identyfikacji i wyłączenia nieistotnych aktywności oraz obszarów, które utrudniłyby lub uniemożliwiłyby korzystanie z upustów. To bowiem system upustów od cen dystrybucji okazał się główną, praktyczną korzyścią ekonomiczną jaką może przynieść utworzenie Klastrowy. Analizowaliśmy kolejne haczyki jakie kryje ustawa identyfikując bariery, na jakie natknęliśmy się na ścieżce rozwoju i osiągania celów Klastrowy zapisanych w porozumieniu, które uzasadnia ekonomicznie jego powołanie i istnienie.

Koordinator Ciechanowskiego Klastrowy Energii

Elektrociepłownia Ciechanów, która pełni w Klastrowy rolę koordynatora klastrowy, działa na podstawie koncesji na wytwarzania energii elektrycznej z kogeneracji na biomasę o mocy elektrycznej 1,1 MWe oraz dwóch kogeneracji gazowych o mocy niemal 3 MWe oddanych do użytkowania w 2023. Od 2018 r. spółka wytwarzała energię elektryczną na podstawie koncesji i sprzedawała jej nadmiar poprzez podmiot bilansujący z jednostki kogeneracji gazowej o mocy 0,53 MWe. Spółka posiada podpisaną z operatorem systemu dystrybucji umowę GUD, która umożliwia sprzedaż energii elektrycznej dla własnych punktów odbioru energii elektrycznej niezależnie od ich lokalizacji w stosunku do źródeł wytwórczych. Dane dotyczące możliwości sprzedaży energii elektrycznej wytwarzanej przez Elektrociepłownię Ciechanów z posiadanego źródła OZE - elektrociepłowni na biomasę - spółka jak profil ma dostępne z liczników własnych oraz danych udostępnianych przez podmiot bilansujący w ramach rozliczeń sprzedaży energii. Spółka sprzedaje energię elektryczną jako koncesjonowany wytwórca w ramach kontraktów terminowych poprzez podmiot bilansujący oraz na rynku spot, tj. rynku bilansowym - aktualnie CEN¹³. Spółka jest

podmiotem korzystającym z wyłączenia stosowania przepisów Ustawy w przypadku zamówień sektorowych związanych z m. in. dostawą energii lub paliw lub dystrybucją paliw gazowych na mocy prawa zamówień publicznych.¹⁴ Tworząc klastrowy i podejmując się roli koordynatora klastrowy Elektrociepłownia Ciechanów miała więc już wieloletnie doświadczenie funkcjonowania na rynku energii elektrycznej jako podmiot profesjonalny i wiedzę o zasadach działania rynku od strony formalno-prawnej, jak i handlowej. Mieliśmy świadomość ryzyk i szans jakie daje utworzenie klastrowy.

Porozumienie członków Ciechanowskiego Klastrowy Energii

Jak wspomniano wyżej *Ustawa* reguluje obowiązkowy skład członków klastrowy. Jednym z jego członków musi być jednostka samorządu terytorialnego lub spółka z dominującym udziałem jst. W przypadku Ciechanowskiego Klastrowy Energii ten warunek został niejako podwójnie spełniony, gdyż klastrowy stworzyły dwa podmioty reprezentujące jst. Dlaczego nie włączyliśmy do klastrowy innych podmiotów? Kluczem była analiza zbilansowania popytu i podaży energii elektrycznej w klastrowy w każdej godzinie doby w ciągu całego roku. Narzędziem jakie wykorzystaliśmy do analizy bilansu było udostępnione ówczesnie na stronach Ministerstwa Rozwoju i Technologii narzędzie wspomagające opracowanie bilansu energetycznego klastrowy energii lub innego podmiotu energetyki rozproszonej aktualnie dostępne na stronach Ministerstwa Klimatu i Środowiska w postaci arkusza bilansu¹⁵. Aby jednak wykonać tę analizę niezbędne było posiadanie danych wsadowych, czyli godzinowych profili zużycia energii elektrycznej punktów poboru energii elektrycznej zgłoszonych w klastrowy i odpowiednio godzinowego profilu wprowadzania energii elektrycznej do sieci dystrybucyjnej przez odnawialne źródła wytwórcze działające w klastrowy. Taka symulacja musi bowiem wykazać bilansowanie realizowane za

pośrednictwem sieci elektroenergetycznej. Zużycie na potrzeby własne wykazuje profil zużycia punktów poboru energii, które są także punktami wprowadzania wytwarzanej energii elektrycznej do sieci dystrybucji. Profile zużycia energii elektrycznej można pozyskać od operatora systemu dystrybucji o ile punktu poboru mają liczniki cyfrowe. W przypadku ich braku pozyskanie profilu godzinowego może stanowić problem i wówczas należy skorzystać z pomocy profesjonalnych podmiotów posiadających „typowe” profile zużycia energii elektrycznej wykonujące analizy bilansowania. W przypadku Ciechanowskiego Klastra Energii posiadaliśmy godzinowe profile zużycia wszystkich punktów poboru, ponieważ Elektrociepłownia Ciechanów jeszcze przed utworzeniem Klastra uczestniczyła pośrednio w przetargach na dostawy energii elektrycznej do obiektów Gminy Miejskiej Ciechanów i realizowała dostawy poprzez spółki świadczące usługi bilansowania i mające koncesje na obrót energią. Ten aspekt rozwiązania współpracy w zakresie sprzedaży wytworzonej w Elektrociepłowni Ciechanów energii elektrycznej pozostawię jednak jako nasz chroniony *now how*.

Jakie cele przyświecały członkom Ciechanowskiego Klastra Energii i czy faktycznie idea bilansowania wytwarzanej lokalnie energii elektrycznej jest możliwa w narzuconej ustawą strukturze podmiotowej klastra?

Przedmiotem działalności oraz celami do osiągnięcia przez Ciechanowski Klastr Energii zapisanymi w porozumieniu klastra są:

- „współpraca w zakresie wytwarzania oraz magazynowania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii (OZE),
- bilansowanie potrzeb lokalnych w zakresie energii elektrycznej i po-

tencjału wytwórczego energii elektrycznej z OZE w klastrze,

- budowa nowych jednostek wytwórczych OZE oraz magazynów energii przez członków klastra wspólnie lub indywidualnie dla zapewnienia pełnej, lokalnej samowystarczalności energetycznej z priorytetem wykorzystania zasobów lokalnych,
- współpraca w zakresie rozwoju możliwości lokalnej dystrybucji i obrotu energią elektryczną,
- wykorzystanie lokalnego potencjału zasobów energetycznych dla zapewnienia ograniczenia niskiej emisji i ochrony środowiska naturalnego w miejscach ich zamieszkania,
- optymalizacja kosztu zużycia energii elektrycznej poprzez racjonalizację jej produkcji i konsumpcji w oparciu o lokalne zasoby i korzystanie z programów wsparcia dla klastrów,
- zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego poprzez dywersyfikację źródeł energii elektrycznej,
- edukacja ekologiczna w zakresie OZE,
- ograniczenie emisji gazów cieplarnianych na obszarze działania członków Klastra poprzez inwestycje w OZE,
- wspieranie innowacyjnych technologii w zakresie efektywnego zarządzania energią.”

W praktyce priorytetowym celem, który wydawał nam się najbardziej realny do realizacji, mając na uwadze ograniczenia wynikające z prawa o zamówieniach publicznych, był punkt 6 porozumienia, czyli optymalizacja kosztów energii. Możliwości w tym zakresie wynikały oczywiście już z wytwarzania energii na własne potrzeby w dwóch mikroinstalacjach należących do Gminy Miejskiej Ciechanów oraz wytwarzania energii w elektrociepłowni na biomasę i pozostałych jednostkach kogeneracyjnych należących do Elektrociepłowni Ciechanów nawet bez tworzenia Klastra. Jednak

wartością dodaną wynikającą z Ustawy było prawo do rozliczania upustów od opłat za usługi dystrybucji. Ustawa bowiem w art. 184k. oraz art.184l. wskazuje na możliwości uzyskania upustów od opłat zmiennych za usługi dystrybucji oraz możliwość zwolnienia z opłaty OZE i kogeneracyjnej, ale wskazuje też szereg warunków jakie należy spełnić by z tych uprawnień skorzystać. Natomiast art. 184m zawiera zasady dokonywania rozliczeń pomiędzy operatorem systemu dystrybucyjnego, a klastrem. Pierwszym podstawowym warunkiem jest oczywiście wpis klastra do rejestru prowadzonego przez URE. Celowo wymieniałam artykuły, w których mowa o korzyściach ekonomicznych wynikających z utworzenia klastra jakich przed 4 lipca 2024 r. nie było ponieważ są one w zupełnie innym miejscu Ustawy niż art. od 38aa. do 38af. O możliwościach stosowania rozliczeń wspomniano zgodnie z art. 184k w art. 38ad. regulujące warunki rejestracji klastra oraz prawa i obowiązki organów i członków klastra. Jak się w toku procedowania okazało, to nie jedyna okoliczność utrudniająca zrozumienie praw i obowiązków członków klastra wynikających z prawa. Wrócimy jeszcze do tej kwestii.

Bariery w praktycznym, a nie wirtualnym bilansowaniu się lokalnie członków klastra na zasadach kupno-sprzedaż energii

Główną ideą tworzenia klastra jest wytwarzanie energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii i bilansowanie się lokalnie członków klastra podażowo i popytowo. W powszechnym rozumieniu ma to oznaczać możliwość sprzedawania sobie wzajemnie energii dla punktów poboru przez członków klastra i prowadzenie rozliczenia kosztów energii wewnątrz klastra bez udziału podmiotów trzecich. W praktyce niestety jest zupełnie inaczej i tu idea zderza się z rzeczywistością regulacyjną. W zakresie ogra-

niczeń związanych z koncesjonowaną działalnością oraz ograniczeniami wynikającymi z prawa zamówień publicznych. Ponieważ Ustawa wskazuje, że aby klastr został zarejestrowany jednym z jego uczestników musi być podmiot publiczny objęty prawem zamówień publicznych w zakresie obowiązku przeprowadzania przetargów na zakup energii. W przypadku Ciechanowskiego Klastra Energii Gmina Miejska Ciechanów nie może kupić energii elektrycznej od Elektrociepłowni Ciechanów powołując się na porozumienie klastra i ideę bilansowania się lokalnie. Musi ogłosić przetarg zgodnie z prawem zamówień publicznych. Elektrociepłownia Ciechanów nawet mając koncesję na obrót energią elektryczną, aby sprzedać energię członkowi klastra gminie miejskiej musiałaby każdorazowo wziąć udział w przetargu na takich samych zasadach, jak inni oferenci. Ustawa o zamówieniach publicznych nie przewiduje tu bowiem żadnych preferencji. Nie ma więc nigdy gwarancji na mocy obowiązującego prawa, że członek klastra, będący wytwórcą energii elektrycznej z OZE, będzie dostawcą członka klastra objętego ustawą o zamówieniach publicznych. Nie ma więc w praktyce gwarancji lokalnego zużycia wytworzonej energii w ramach rozliczeń bilansu klastra. Aczkolwiek technicznie rzecz biorąc, energia wytworzona lokalnie i wprowadzona do sieci dystrybucji prawdopodobnie zostanie zużyta w pierwszej kolejności na potrzeby obiektów podłączonych do tej samej lokalnej sieci dystrybucji, a nie przesłana w świat. I to jest wartość dodana rozwoju energetyki rozproszonej związana z ograniczeniem strat przesyłowych. Elektrociepłownia Ciechanów jako posiadająca koncesję obejmującą tylko wytwarzanie - korzysta z usług bilansowania i raportowania obrotu energią przez podmiot zewnętrzny i tylko sprzedaje wytworzoną energię wprowadzoną do sieci elektroenergetycznej na warunkach stworzonych przez rynek konkurencyjny oparty o notowania cen na Towarowej Giełdzie Energii (TGE) lub rynku bilansującym. Nie ma więc tu



możliwości faktycznych dwustronnych bezpośrednich relacji pomiędzy uczestnikami klastra w zakresie wzajemnych dostaw lub odbioru energii w ramach bilansowania. Byłoby to możliwe tylko jeśli w klastrze byłby podmioty nie objęte ustawą o zamówieniach publicznych, ale wówczas nie byłby to klastr, który można zarejestrować.

Jeśli więc chcemy stworzyć klastr energii nie dla niespełnialnej idei, ale zgodnie z obowiązującym prawem i następnie go zarejestrować, aby docelowo uzyskać oszczędności na kosztach dystrybucji energii elektrycznej - to w praktyce należy skoncentrować się na praktycznym bilansowaniu energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, ale tylko wirtualnie.

Co warto włączyć do klastra, a czego nie warto?

Jak już wspomniano wyżej, najbardziej istotnym elementem wniosku o re-

jestację oraz następnie wniosku o do OSD składanymi przez koordynatora Klastra o rozliczenie upustów dla klastra energii jest wykaz punktów poboru energii oraz źródeł wytwarzania zgłaszanych do klastra. Decyzję w tej sprawie podejmują członkowie klastra, mając na uwadze cele jakie chcą osiągnąć. Decyzja o wyborze punktów poboru energii zgłoszonych do klastra podyktowania była osiągnięciem maksymalnego bilansowania się. Jeśli chodzi o zgłoszone jednostki wytwórcze w klastrze zgłoszono tylko odnawialne źródła energii, czyli elektrociepłownię na biomasę oraz mikroinstalacje fotowoltaiczne zainstalowane na obiektach Gminy Miejskiej Ciechanów rozliczane w systemie net billing. Nie włączono do klastra mikroinstalacji, które mają prawo do korzystania z systemu rozliczeń net metering, czyli z rozliczania energii z „sieciowego magazynu energii”. Dlaczego? Ponieważ zgłoszenie mikroinstalacji do klastra pozbawia możliwości rozliczania

w ramach prawa nabytego do „sieciowego magazynu energii” i mikroinstalacji przechodzi bezpowrotnie do rozliczeń w systemie net billing.¹⁶ Kolejny haczyk w zapisach prawa, na które należy zwrócić uwagę - jeśli naszym celem jest uzyskanie upustów od opłat dystrybucyjnych - to obowiązek zapewnienia magazynów energii o mocy zależnej od mocy instalacji i jednostek wytwórczych zgłoszonych w klastrze.¹⁷

Istotnym z punktu widzenia planowania zasad funkcjonowania klastra zapisanych we wniosku o wpis do rejestru klastrów jest pkt. 4. Jeśli bowiem uwzględnimy w zgłoszeniu jednostki inne niż źródła odnawialne - zostaną one zsumowane do łącznej mocy zainstalowanej w klastrze zwiększając zobowiązania do zapewnienia w klastrze adekwatnie wyższej mocy magazynów energii. Może się to wiązać z koniecznością poniesienia wyższych nakładów. Zgłoszenie jednostek innych niż odnawialne źródła energii pozostaje bez wpływu na spełnienie warunków bilansowania klastra. Ustawa nie zobowiązuje członków klastra do ujęcia w porozumieniu klastra wszystkich źródeł wytwórczych i wszystkich punktów odbioru energii należących do członków klastra. To członkowie klastra decydują o zakresie ich działalności jaki zgłaszają do klastra - i warto dobrze ten zakres dobrze przemyśleć. Adekwatnie w odniesieniu do celów jakie chcemy osiągnąć. W tym celów ekonomicznych. I tu należy zauważyć, że zgłoszenie tylko odnawialnych źródeł energii umożliwia spełnienie warunku pierwszego i drugiego warunku na poziomie 100% i ogranicza ryzyko przekroczenia dopuszczalnej mocy zainstalowanej. Jest to o tyle istotne, że od dnia 1 stycznia 2027 r. do dnia 31 grudnia 2029 r. warunek 30% udziału OZE wzrasta do poziomu co najmniej 50% energii elektrycznej wytwarzanej i wprowadzanej do sieci dystrybucyjnej w ramach tego klastra energii. Poza tym łączna moc zainstalowana elektryczna instalacji odnawialnego źródła energii i jednostek wytwór-

czych nie może przekraczać 150 MW i musi umożliwiać pokrycie w ciągu każdej godziny nie mniej niż 50% łącznych dostaw energii elektrycznej do członków tego klastra energii. Od stycznia 2030 zwiększa się także wymóg zapewnienia łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej magazynów energii wskazanych we wniosku do 5% łącznej mocy zainstalowanej instalacji odnawialnego źródła energii i jednostek wytwórczych. Należy więc mieć na uwadze ten progres wymagań wynikający z łącznej mocy jednostek wytwarzania, które zgłaszamy we wniosku o wpis do rejestru. Konsekwencją braku przemyślenia zakresu działalności związanej z wytwarzaniem energii elektrycznej przez członków klastra, która daje faktyczne prawa i korzyści ekonomiczne, ujmowanej w zgłoszeniu do rejestru może być konieczność poniesienia dodatkowych nakładów na magazyny energii elektrycznej lub utrata praw do upustów od opłat za dystrybucję. Nie warto więc zgłaszać w klastrze źródeł innych niż odnawialne źródła energii. W tym miejscu należy też wyjaśnić, że bilansowanie ilości wytworzonej i zużytej przez członków klastra energii odbywa się w interwale godziny. Rynek energii od lipca 2024 jest bilansowany w interwale 15 minut. Posiadanie więc tylko pogodozależnych źródeł odnawialnych typu fotowoltaika lub siłownia wiatrowa nie pozwoli na spełnienie tego wymagania. Konieczne jest posiadanie w klastrze sterowalnego, całodobowego źródła odnawialnej energii, by ten wymóg uprawniający do upustów spełnić. Tym bardziej, że od 2030 już 50% zapotrzebowania na energię elektryczną członków klastra musi być pokryte energią wytwarzaną w jednostkach stanowiących odnawialne źródła energii zgłoszone w ramach klastra. Dlatego tak ważna jest analiza symulacji bilansowania się energii w klastrze przed podjęciem działań w celu rejestracji klastra w rejestrze URE.

W Ciechanowskim Klastrze Energii źródłem całodobowym i sterowalnym jest elektrociepłownia na biomasę, a za-

sadniczo turbina parowa. Wykorzystanie mocy elektrociepłowni zależne jest jednak od zapotrzebowania na ciepło w systemie ciepłowniczym, które latem spada 10-krotnie. W celu uzupełnienia mocy odnawialnych źródeł i maksymalizacji możliwości pozyskania upustów latem, kiedy spada zapotrzebowanie na ciepło, w szczególności w ciągu dnia latem, planowana jest budowa farmy fotowoltaicznej o mocy ok. 1 MWp. Instalacja powinna być uruchomiona do połowy 2025 r. Jej budowa jest uzasadniona potrzebą minimalizacji kosztów wytwarzania energii elektrycznej na potrzeby bilansowania klastra oraz realizacji kontraktów poprzez uniknięcie lub minimalizację zużycia paliw w godzinach z ujemnymi cenami energii elektrycznej, które dominują w godzinach pracy instalacji fotowoltaicznej.

Od 4 lipca 2024 weszły w życie zapisy Ustawy określające obowiązki operatora systemu dystrybucyjnego wobec członków klastra energii związane uprawnieniami członków klastra do upustów, nabywanymi na wniosek złożony przez koordynatora klastra. Ustawa bowiem określa szczegółowo obowiązki operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego wobec członków klastra energii, jednak inicjatywa rozpoczęcia procesu wdrożenia systemu rozliczeń uwzględniających upusty od opłat za usługi dystrybucji należy do koordynatora klastra. Procedowanie tych uprawnień związane jest z obowiązkiem przeprowadzenia przez operatora systemu dystrybucyjnego stosownej zmiany umów dystrybucji, wymiany liczników, o ile jest to konieczne i uzasadnione w przypadkach wymienionych w ustawie, w celu realizacji rozliczeń upustów od opłat za usługi dystrybucji z członkami klastra. Do tych kwestii wrócę jeszcze szczegółowo przy omawianiu barier na jakie natrafiliśmy przy realizacji jak nam się wydawało oczywistych, nabytych uprawnień wynikających z rejestracji klastra energii i zmian umów dystrybucji.

| Nr warunku | Warunki wynikające z Ustawy uprawniające do rozliczenia upustów od opłat dystrybucyjnych | Rodzaj i poziom upustu |
|---|--|---|
| Warunki obowiązujące według Ustawy od dnia 4 lipca 2024 r. do dnia 31 grudnia 2029 r., a w praktyce od wejścia w życie przepisów o stosowaniu upustów po notyfikacji przez Komisję Europejską. | | |
| W1 w okresie 1 | W okresie od wejścia w życie zapisów stosowaniu upustów do dnia 31 grudnia 2026 r. należy spełniać łącznie 3 warunki: 1) co najmniej 30% energii elektrycznej wytwarzanej i wprowadzanej do sieci dystrybucyjnej w ramach tego klastra energii jest wytwarzana z odnawialnych źródeł energii oraz 2) łączna moc zainstalowana elektryczna instalacji odnawialnego źródła energii i jednostek wytwórczych w rozumieniu art. 3 pkt 43 Ustawy - Prawo energetyczne wskazanych we wniosku, o którym mowa w art. 38ac ust. 5, nie przekracza 150 MW energii elektrycznej i umożliwia pokrycie w ciągu roku nie mniej niż 40% łącznego rocznego zapotrzebowania członków klastra energii w zakresie energii elektrycznej, oraz 3) łączna moc zainstalowana elektryczna magazynów energii wskazanych we wniosku, o którym mowa w art. 38ac ust. 5, wynosi co najmniej 2% łącznej mocy zainstalowanej instalacji odnawialnego źródła energii i jednostek wytwórczych w rozumieniu art. 3 pkt 43 Ustawy - Prawo energetyczne wskazanych w tym wniosku. | Nie nalicza się i nie pobiera się od członków klastra energii opłaty OZE oraz opłaty kogeneracyjnej (w rozumieniu art. 60 Ustawy z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji). Do sprzedawcy nie stosuje się obowiązków, o których mowa w art. 52 ust. 1 oraz art. 10 Ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (Dz. U. z 2021 r. poz. 2166 oraz z 2023 r. poz. 1681). |
| W1 w okresie 2 | W okresie od dnia 1 stycznia 2027 r. do dnia 31 grudnia 2029 r. należy spełniać łącznie 3 warunki: 1) co najmniej 50% energii elektrycznej wytwarzanej i wprowadzanej do sieci dystrybucyjnej w ramach tego klastra energii jest wytwarzana z odnawialnych źródeł energii oraz 2) łączna moc zainstalowana elektryczna instalacji odnawialnego źródła energii i jednostek wytwórczych w rozumieniu art. 3 pkt 43 Ustawy - Prawo energetyczne wskazanych we wniosku, o którym mowa w art. 38ac ust. 5, nie przekracza 150 MW i umożliwia pokrycie w ciągu każdej godziny nie mniej niż 50% łącznych dostaw energii elektrycznej do członków tego klastra energii, oraz 3) łączna moc zainstalowana elektryczna magazynów energii wskazanych we wniosku, o którym mowa w art. 38ac ust. 5, wynosi co najmniej 5% łącznej mocy zainstalowanej instalacji odnawialnego źródła energii i jednostek wytwórczych w rozumieniu art. 3 pkt 43 Ustawy - Prawo energetyczne wskazanych w tym wniosku. | Nie nalicza się i nie pobiera się od członków klastra energii opłaty OZE oraz opłaty kogeneracyjnej (w rozumieniu art. 60 Ustawy z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji). Do sprzedawcy nie stosuje się obowiązków, o których mowa w art. 52 ust. 1 oraz art. 10 Ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (Dz. U. z 2021 r. poz. 2166 oraz z 2023 r. poz. 1681). |
| W2 a | Wymaga spełnienia warunku W1 oraz warunku bilansowania. Ilość energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii przez członków klastra energii i wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej musi przekroczyć 60% zużycia energii elektrycznej przez członków tego klastra energii w danej godzinie doby. | Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego uwzględni upusty wynikające ze spełnienia warunku W1 oraz nalicza 95% wysokości opłat za świadczenie usługi dystrybucji, których wysokość zależy od ilości energii elektrycznej pobranej przez członków klastra energii, tj. składnika zmiennego stawki sieciowej i stawki jakościowej. |
| W2 b | Wymaga spełnienia warunku W1 oraz warunku bilansowania. Ilość energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii przez członków klastra energii i wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej musi przekroczyć 70% zużycia energii elektrycznej przez członków tego klastra energii w danej godzinie doby. | Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego uwzględni upusty wynikające ze spełnienia warunku W1 oraz nalicza 90% wysokości opłat za świadczenie usługi dystrybucji, których wysokość zależy od ilości energii elektrycznej pobranej przez członków klastra energii, tj. składnika zmiennego stawki sieciowej i stawki jakościowej. |
| W2 c | Wymaga spełnienia warunku W1 oraz warunku bilansowania. Ilość energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii przez członków klastra energii i wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej musi przekroczyć 80% zużycia energii elektrycznej przez członków tego klastra energii w danej godzinie doby. | Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego uwzględni upusty wynikające ze spełnienia warunku W1 oraz nalicza 85% wysokości opłat za świadczenie usługi dystrybucji, których wysokość zależy od ilości energii elektrycznej pobranej przez członków klastra energii, tj. składnika zmiennego stawki sieciowej i stawki jakościowej. |
| W2 d | Wymaga spełnienia warunku W1 oraz warunku bilansowania. Ilość energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii przez członków klastra energii i wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej musi przekroczyć 90% zużycia energii elektrycznej przez członków tego klastra energii oraz przekroczyć 90% zużycia energii elektrycznej w danej godzinie doby. | Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego uwzględni upusty wynikające ze spełnienia warunku W1 oraz nalicza 80% wysokości opłat za świadczenie usługi dystrybucji, których wysokość zależy od ilości energii elektrycznej pobranej przez członków klastra energii, tj. składnika zmiennego stawki sieciowej i stawki jakościowej. |
| W2 e | Wymaga spełnienia warunku W1 oraz warunku bilansowania. Ilość energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii przez członków klastra energii i wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej wyniesie 100% lub więcej zużycia energii elektrycznej przez członków tego klastra energii w danej godzinie doby. | Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego uwzględni upusty wynikające ze spełnienia warunku W1 oraz nalicza 75% wysokości opłat za świadczenie usługi dystrybucji, których wysokość zależy od ilości energii elektrycznej pobranej przez członków klastra energii, tj. składnika zmiennego stawki sieciowej i stawki jakościowej. |

Tab. 1. Zestawienie upustów jakie mogą być zastosowane wobec członków klastra w rozliczeniach z operatora systemu dystrybucyjnego oraz warunków określonych ustawą jakie należy spełnić, by nabyć do nich prawo

Źródło: Opracowanie własne na podstawie Art. 184k. i Art. 184l „Ustawy o odnawialnych źródłach energii”

Korzyści z utworzenia klastra energii, czyli wsparcie operacyjne członków klastra

Tabela 1 prezentuje zestawienie wszystkich rodzajów upustów jakie mogą być zastosowane wobec członków klastra w rozliczeniach z operatora systemu dystrybucyjnego w zależności od spełnienia warunków określonych ustawą.

Zgodnie z zapisami Ustawy, operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego uwzględni w rozliczeniach upustów od opłat za świadczenie usług dystrybucji przysługujących członkom klastra z zachowaniem proporcjonalnych udziałów poszczególnych członków tego klastra w łącznej sumie godzinowej po-

z rejestru, co może nastąpić jeśli przestaną być spełniane warunki uprawniające do wpisu do rejestru klastrów prowadzonego przez URE.

Współpraca klastra z operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego - i co z tym systemem upustów?

Chcąc realizować cel Klastra w zakresie optymalizacji kosztów energii elektrycznej dla członków Klastra Elektrociepłownia Ciechanów, jako koordynator klastra energii - złożyła zgodnie zapisami Ustawy stosowany wniosek do operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego o zmianę umów

wej współpracy oraz kwestii kompletności wniosku uzgadniane były na merytorycznych roboczych spotkaniach z przedstawicielami OSD. W tym obszarze współpraca we wdrożeniu nowych rozwiązań, które obie strony się uczyły była bardzo konstruktywna. Jak się bowiem w praktyce okazało, naliczanie upustów wymaga nie tylko wymiany liczników i zmiany zapisów umów, ale także stworzenia dość skomplikowanego mechanizmu rozliczenia Klastra i dostosowanie do niego systemu informatycznego lokalnego OSD, którym jest Energa Operator S.A. Uwzględnione bowiem muszą być analizy spełnienia poszczególnych progów bilansowania się uprawniających do określonego poziomu upustów. Uwzględnić także należy także zróżnicowanie stawek opłat dystrybucyjnych w zależności od kwalifikacji poszczególnych punktów poboru do danej taryfy.

Co prawda zgodnie z Ustawą jeśli wniosek złożony przez koordynatora klastra jest kompletny, sprzedawca ma 60 dni liczone od dnia złożenia tego wniosku na zawarcie nowych lub zmianę dotychczasowych umów z członkami klastra energii i 90 dni na wprowadzenie nowych rozliczeń. Jednak nasz przypadek był przecieraniem szlaków i wymagał nieco więcej czasu. Poza tym jak się okazało, okoliczności niezależne od OSD i Ciechanowskiego Klastra Energii uniemożliwiły wprowadzenie nowych zasad rozliczeń mimo spełnienia wszystkich warunków formalno-prawnych i technicznych przez strony umów, więc obie strony nie czuły presji, by zakończyć procedury zmian jak najszybciej.

Okazało się bowiem, że w wprowadzenie zapisów Ustawy dotyczących mechanizmu wsparcia dla klastrów energii, o którym mowa w art. 184k ust. 1 Ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz.U. z 2023 r. poz. 1436 z późn. zm.) jest uwarunkowane od notyfikacji tego instrumentu wsparcia i wydania stosownej decyzji przez Komisję Europejską. Wynika to z zapisów art. 48 pkt 2 Ustawy z dnia 17 sierpnia 2023 r. o zmianie Ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. 1762).



Klaster jest pierwszą formą inicjatywy lokalnej współpracy na rynku energii i powstał na długo przed wprowadzeniem w życie obowiązujących obecnie definicji innych społeczności energetycznych. Jednak obecne ramy funkcjonowania klastra energii wymusza inne niż dotychczasowe podejście do tworzenia i celów działalności tej formy społeczności energetycznej

boru energii elektrycznej z sieci dystrybucyjnej. Analogicznie czyni Sprzedawca. Okresem rozliczeniowym w przypadku klastra jest miesiąc kalendarzowy. Istotny jest też fakt, że nie wiadomo co będzie po 2029 r. i czy upusty będą kontynuowane.

Zwracam w tym momencie uwagę na zapisy art. 184k dotyczącego warunkowań uzyskania upustów od opłat dystrybucyjnych dla członków klastra zawarte w punktach 4 i 5 Ustawy. Pierwszy z nich mówi o bezpowrotnej utracie prawa do rozliczenia mikroinstalacji w ramach systemu rozliczeń dokowanego na podstawie art. 4 ust. 1 Ustawy, czyli w systemie net metering (wirtualnego magazynu w sieci dystrybucji), w konsekwencji zgłoszenia takiej mikroinstalacji do klastra i nabycia prawa do korzystania z rozliczeń upustów. Punkt 5 mówi o utracie prawa do rozliczenia upustów na skutek wykreślenia klastra

dystrybucji dla punktów poboru energii należących do członków klastra energii zgłoszonych do rejestru w celu uwzględnienia w nich nowych zasad rozliczeń. Byliśmy przy tym przekonani, że teoretycznie rozliczenie upustów mogłoby być możliwe wraz z wejściem w życie przepisów art. 184 k. i 184l. Ustawy, tj. od 4 lipca 2024 r. Wniosek Ciechanowskiego Klastra Energii ulegał w toku procedowania OSD Energa Operator S.A. uzupełnianiu. W ostatecznej wersji zawierał wymagane oświadczenie o rocznym zapotrzebowaniu członków klastra energii na energię elektryczną, określonym na podstawie danych pomiarowych z roku poprzedzającego rok złożenia tego oświadczenia, a w przypadku braku takich danych - o rocznym szacunkowym zapotrzebowaniu na energię elektryczną oraz potwierdzenie spełnienia wyżej opisanych warunków. Zasady no-

Dlatego stosowanie zapisów o upustach zostało odroczone i według informacji udzielonej przez Ministerstwa Klimatu i Środowiska, które złożyło do Komisji Europejskiej zgłoszenie prenotyfikacyjne w dniu 6 czerwca 2024 r. postępowanie prenotyfikacyjne i następnie notyfikacyjne mogą trwać od kilku do kilkunastu miesięcy. Okazało się więc, że wsparcie klastrow energii jest kwestią czysto teoretyczną i z rejestracji Klastra według nowych zasad nadal nic nie wynika. Na szczęście nie ponieśliśmy w Ciechanowskim Klastrze Energii dodatkowych nakładów z tytułu tworzenia Klastra poza opłatami skarbowymi i czasem na przygotowanie dokumentów. Jednak jest to ważna informacja dla kolejnych Klastrow „w budowie”, by wstrzymały się z decyzjami o ewentualnych nakładach, np. na magazyny licząc na wsparcie operacyjne w formie upustów, bo aktualnie go brak i nie ma konkretnego terminu kiedy i 100% pewności, że będzie. W szczególności, że Ustawa wskazuje aktualnie, że upusty w obecnym kształcie będą możliwe do uzyskania do końca roku 2029, a kto wie co będzie dalej. Prze-

pisy o wsparciu rozwoju Klastrow jako formy społeczności energetycznych są więc „martwe z powodu spóźnionego zgłoszenia i aktualnego braku notyfikacji, a z drugiej strony w aspekcie możliwości bilansowania się popytu i podaży lokalnie w praktyce są sparaliżowane prawem o zamówieniach publicznych.

Tak więc pierwszy zarejestrowany w Polsce Ciechanowski Klaster Energii pomimo skutecznego zawarcia z OSD Energa Operator S.A. nowych umów o świadczenie usług dystrybucji, w których uwzględnione zostaną nowe zasady rozliczeń świadczonych usług dystrybucji - nie będzie mógł jeszcze długo korzystać z upustów.

Podsumowanie

Podsumowując, analiza studium przypadku wykazała, że szumne zapewnienia wspierania rozwoju inicjatyw obywatelskich do tworzenia społeczności energetycznych zapisane ustawą okazują się teorią, a praktyka to zdarzenie z barierami wynikającymi z niuansów opieszałego działania trybów administra-

cyjnych. Niby Ustawa tworzy zachęty, ale okazuje się to tylko haczykiem dla naiwnych i polem minowym zapisów rozproszonych na ponad 170 stronach Ustawy, które niedoczytane lub źle zinterpretowane mogą przynieść więcej szkód niż korzyści. Zwłaszcza jeśli inicjatywa tworzenia społeczności energetycznej będzie dotyczyła podmiotów nie będących profesjonalistami na rynku energetycznym. Ciechanowski Klaster Energii nie poniósł nakładów na kosztowne doradztwo, tworzenie strategii i analizy finansowe, bo robiliśmy je samodzielnie. Jednak w przeciwnym wypadku nasze rozczarowanie co do zaawansowania notyfikacji zapisów Ustawy byłoby ogromne. Wnioski z analizy naszego studium przypadku są więc dość smutne, co do kondycji wdrażania rozwiązań innowacyjnych organizacyjnie i efektywnościowo w obszarze energetyki rozproszonej, prosumenckiej. Natomiast bardzo pozytywne co do współpracy z Urzędem Regulacji Energetyki i Energa Operator S.A., mającej na celu wypracowanie najlepszej ścieżki wdrożenia Ustawy dla umożliwienia działania klastra. □

Przypisy:

- 1 Ustawa o odnawialnych źródłach energii z dnia 20.02.2015r. (Dz.U.2023.1436 t.j. 2023.07.27).
- 2 Ibidem, art. 184I ust.1-2
- 3 Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/2413 z dnia 18 października 2023 r. zmieniająca dyrektywę (UE) 2018/2001, rozporządzenie (UE) 2018/1999 i dyrektywę 98/70/WE w odniesieniu do promowania energii ze źródeł odnawialnych oraz uchylająca dyrektywę Rady (UE) 2015/652.
- 4 Ustawa, op.cit.
- 5 Ibidem, art. 2
- 6 Ibidem, 38ab.
- 7 Ibidem, art.38ac.
- 8 Ibidem, art. 38aa.
- 9 Ibidem, art. 2 pkt.15.a
- 10 Dotyczy ilości energii, dla której zastosowano zasady rozliczeń, o których mowa w art. 184k ust. 1 ustawy, w podziale na członków klastra energii.
- 11 https://bip.ure.gov.pl/bip/rejestry-i-bazy/klastry/4569_Rejestr-Klastrow-Energii-wzory-dokumentow.html, data dostępu 29.08.2024.
- 12 System rozliczeń net metering dotyczy prosumentów, którzy zainstalowali mikroinstalację, wytworzyli wprowadzili do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej po raz pierwszy energię elektryczną przed dniem 1 kwietnia 2022 r. i mogą korzystać z rozliczeń w ramach 12 miesięcznego wykorzystania energii elektrycznej wytworzonej i wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej w ramach „wirtualnego magazynu” zgodnie z art. 4 ust.1 ustawy.
- 13 CEN to cena energii niezbilansowanej na rynku bilansującym prowadzonym przez PSE.
- 14 Ustawa prawo zamówień publicznych z dnia 11 września 2019 r (Dz.U.2023.1605 t.j. z dnia 2023.08.14), art. 364.
- 15 <https://www.gov.pl/web/klimat/narzedzie-it-wspomagajace-opracowanie-bilansu-energetycznego-klastra-energii>, data dostępu 29.08.2024 r.
- 16 Ustawa, op.cit., art.184k ust. 4
- 17 Ibidem, art.184I.

Bibliografia:

1. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/2413 z dnia 18 października 2023 r. zmieniająca dyrektywę (UE) 2018/2001, rozporządzenie (UE) 2018/1999 i dyrektywę 98/70/WE w odniesieniu do promowania energii ze źródeł odnawialnych oraz uchylająca dyrektywę Rady (UE) 2015/652.
2. https://bip.ure.gov.pl/bip/rejestry-i-bazy/klastry/4569_Rejestr-Klastrow-Energii-wzory-dokumentow.html.
3. <https://www.gov.pl/web/klimat/narzedzie-it-wspomagajace-opracowanie-bilansu-energetycznego-klastra-energii>.
4. Ustawa o odnawialnych źródłach energii z dnia 20.02.2015r. (Dz.U.2023.1436 t.j. 2023.07.27).
5. Ustawa prawo zamówień publicznych z dnia 11 września 2019 r (Dz.U.2023.1605 t.j. z dnia 2023.08.14).

■ Dr hab. inż. Robert Matysko,
GEA REFRIGERATION POLAND sp. z o.o.

GEA Engineering
for a better
world.

Zagospodarowanie ciepła odpadowego na potrzeby ogrzewania w sieci ciepłowniczej z wykorzystaniem amoniakalnej pompy ciepła

Pompy ciepła jako systemy grzewcze stają się coraz bardziej popularne. Ich efektywność energetyczna warunkuje możliwości szybkiego zwrotu poniesionych kosztów inwestycyjnych i eksploatacyjnych.

Amoniakalne tłokowe pompy ciepła

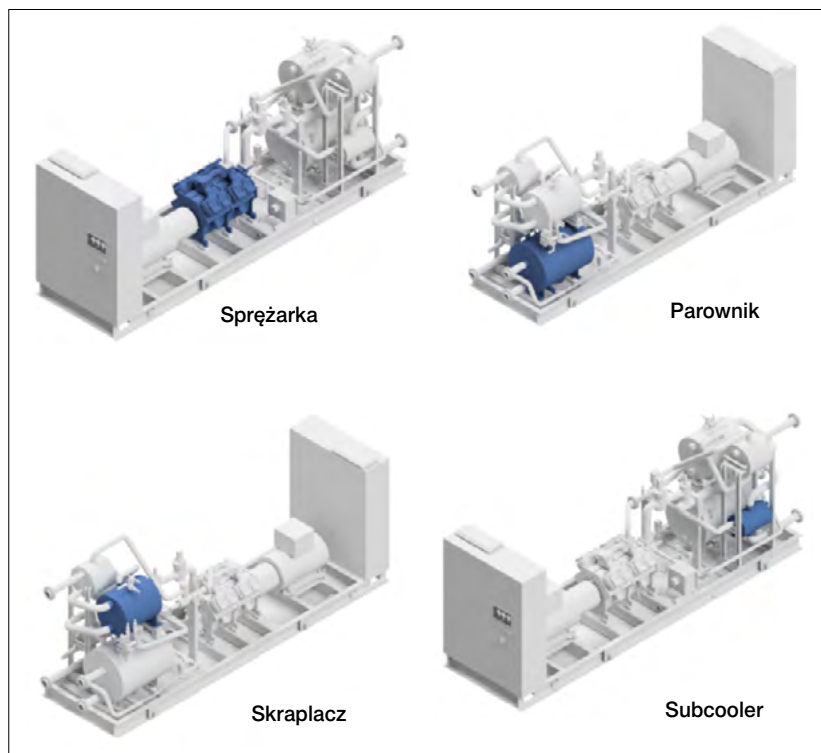
Efektywność energetyczna i co za tym idzie opłacalność stosowania pomp ciepła opartych na nowych czynnikach syntetycznych jest dyskusyjna. W przypadku pomp ciepła opartych na amoniaku takiej dyskusji się nie prowadzi, gdyż bez żadnych wątpliwości można powiedzieć, że charakteryzują się one najwyższą efektywnością energetyczną. Wynika to z własności termodynamicznych amoniaku, który zarówno w przypadku pomp ciepła, jak i instalacji chłodniczych - ma najbardziej korzystne własności termodynamiczne w obszarze przemian fazowych wrzenia (parownik) i skraplania (skraplacz). Podczas sprężania fazy gazowej amoniaku ten w sprężarce podgrzewa się powyżej temperatury skraplania, co w efekcie pozwala na dodatkowy uzysk ciepła z obszaru pary przegrzanej. W zależności od temperatury dołotowej, np. wody podgrzewanej - możliwe jest również dochłodzenie cieczy amoniaku, co poprawia efektywność energetyczną obiegu pompy ciepła.

GEA jako firma z wieloletnim doświadczeniem w branży chłodniczej może zaoferować pompy ciepła działające w oparciu o sprężarki tłokowe do mocy cieplnej 14 MW oraz śrubowe powyżej 12 MW. Sprężarki produkowane przez GEA i stosowane w pompach ciepła mogą być również wykorzystywane w układach

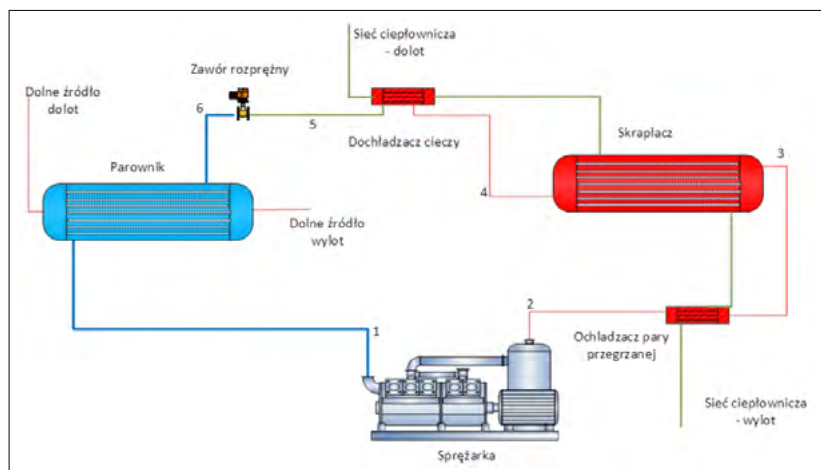
chłodniczych wielostopniowych - zarówno w konfiguracjach szeregowych, jak i równoległych. Na rys. 1 zaprezentowana pompa ciepła opiera się na sprężarkach tłokowych, gdzie czynnikiem roboczym jest amoniak. Rodzina pomp ciepła GEA RedGenium ma kilka kluczowych komponentów, które przedstawiono na rys. 2.



Rys. 1. Amoniakalna pompa ciepła GEA RedGenium



Rys. 2. Kluczowe komponenty sprężarki tłokowej RedGenium



Rys. 3. Kluczowe elementy układu pompy ciepła RedGenium

Pompa ciepła GEA RedGenium może być w zależności od konfiguracji wyposażona w dodatkowe elementy takie jak subcooler (doładzacz cieczy) i desuperheater (ochładzacz pary przegrzanej), co w zależności od parametrów wody podgrzewanej umożliwia jej dodatkowe podgrzanie. Obieg amoniakalny pompy ciepła RedGenium przedstawiono na rys. 3, gdzie zaznaczono główne komponenty pompy ciepła. Na

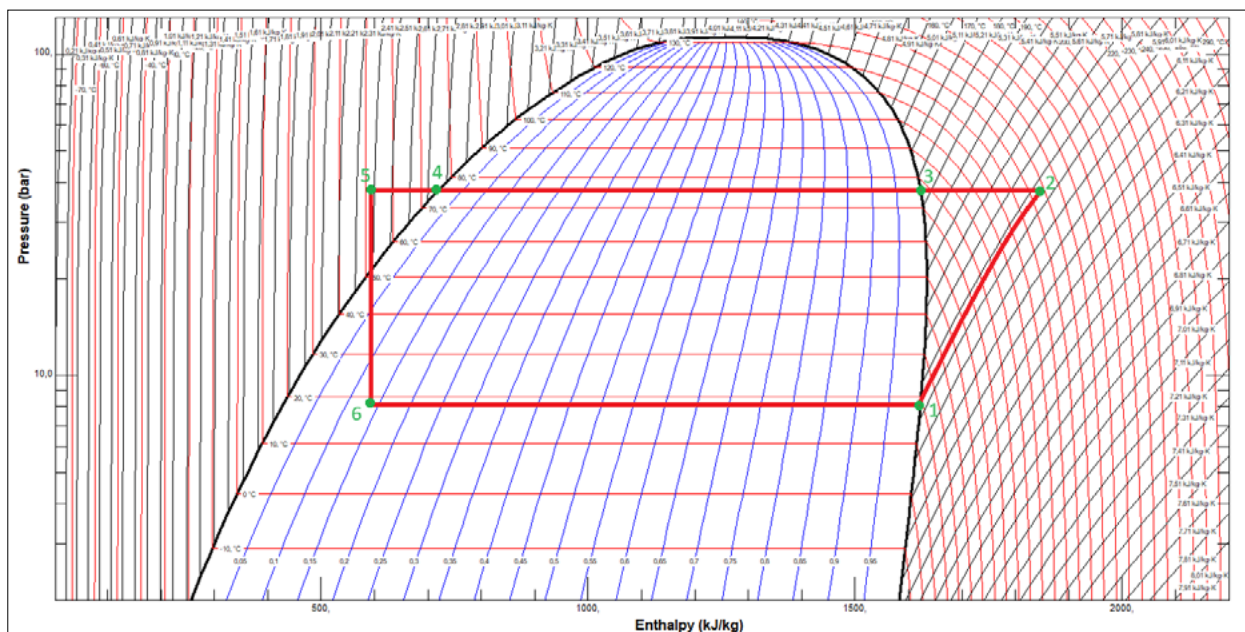
rys. 4 przedstawiono interpretację tego obiegu pompy ciepła na wykresie p-h. Na wykresie tym zaznaczono punkty charakterystyczne obiegu.

Układ pompy ciepła przedstawiony na rys. 3 (i jego interpretacja graficzna na rys. 4) opisany jest kluczowymi punktami, między którymi zachodzą przemiany termodynamiczne. Między punktem 1, a 2 zachodzi proces sprężania, gdzie zasysana para przez sprężarkę chłodni-

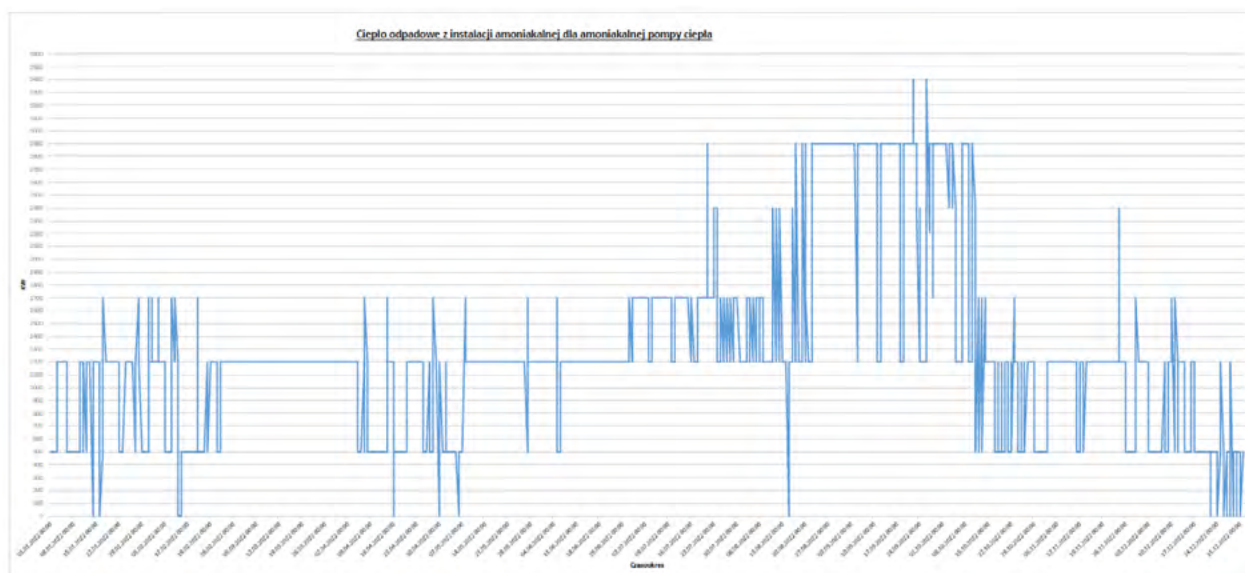
czą z parownika tłoczona jest do wysokiego ciśnienia, które nazywane jest ciśnieniem skraplania. Ciśnienie skraplania związane jest z temperaturą skraplania, która musi być wyższa od temperatury górnego źródła ciepła. Od punktu 2 do 3 zachodzi proces ochładzania pary przegrzanej. Między punktem 3, a 4 zachodzi proces skraplania i między punktem 4, a 5 zachodzi proces dochłodzenia cieczy skroplonej. Proces rozprężania pary przegrzanej zachodzi między punktem 5, a 6 do niskiego ciśnienia, które nazywane jest ciśnieniem parowania. Ciśnienie parowania związane jest z temperaturą odparowania, która musi być niższa niż temperatura dolnego źródła ciepła. Między punktem 6, a 1 zachodzi proces odparowania czynnika chłodniczego w parowniku. Podczas procesu odparowania odbierane jest ciepło od dolnego źródła ciepła, w efekcie czego jego temperatura ulega obniżeniu. W przypadku procesu skraplania ciepło skraplania jest oddawane górnemu źródłu ciepła, w związku z czym ulega ono podgrzaniu.

Wykorzystanie ciepła odpadowego w sieci ciepłowniczej SM „Zazamcze” we Włocławku

W poprzednim rozdziale opisano ogólne podstawy termodynamiczne działania pompy ciepła GEA RedGenium. W niniejszym rozdziale przedstawiono wstępną analizę termo-ekonomiczną inwestycji SM „Zazamcze” we Włocławku, gdzie zastosowano pompę ciepła RedGenium. W analizie wstępnej w celu doboru stosownego rozwiązania pompy ciepła uśredniono parametry ciepła dostępne na dolnym źródle pompy ciepła. Ciepło odpadowe pochodzące z instalacji amoniakalnej „RUN Chłodnia” wykorzystano jako ciepło dolnego źródła pompy ciepła GEA RedGenium. Rys. 5 przedstawia dostępność ciepła odpadowego w skali roku. Założono, że dostępne ciepło waha się w zakresie 1 MW. W celu doboru poprawnego rozwiązania pompy ciepła wykonano obliczenia doborowe, które zestawiono w tab. 1. Uzyskano z analizy termodynamicznej teoretyczną wartość COP = 5,25.



Rys. 4. Ilustracja obiegu chłodniczego amoniakalnego na wykresie p-h



Rys. 5. Dostępność ciepła dla dolnego źródła pompy ciepła GEA RedGenium

W przypadku zastosowania rozwiązania amoniakalnej pompy ciepła GEA RedGenium rzeczywiste COP mierzone na wale sprężarki wynosi $COP_{sp} = 4,92$, natomiast na zaciskach elektrycznych przed falownikiem silnika sprężarki $COP_{line} = 4,52$.

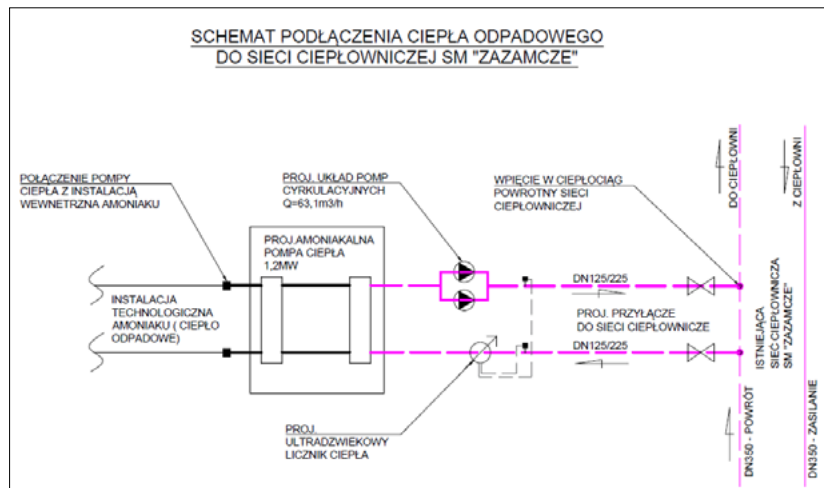
Tytułem komentarza - z reguły producenci pomp ciepła opartych na syntetycznych czynnikach roboczych lub CO_2 podają tylko wartość COP teoretycznego - by choć trochę być konkurencyjni w stosunku do amoniakalnych pomp ciepła.

Na rys. 6 przedstawiono schemat włączenia pompy ciepła GEA RedGenium w sieć ciepłowniczą SM „Zazamcze” i instalację amoniakalną znajdującą się w przedsiębiorstwie „RUN Chłodnia”.

W tab. 1 zestawiono kluczowe parametry pompy ciepła. Parametry te mogą być osiągane w pompie ciepła w stabilnych i nominalnych warunkach eksploatacji. Parametry te wyznaczono na drodze analizy teoretycznej. Pompę ciepła RedGenium dobrano na podsta-

wie wykonanych obliczeń w dedykowanym oprogramowaniu, z którego uzyskano dla wybranego modelu wartości $COP_{sp} = 4,92$, oraz $COP_{line} = 4,52$.

W celu wykonania przybliżonej analizy opłacalności inwestycji przedstawiono poniżej w tab. 2 obliczenia ekonomiczne dla dobranej pompy ciepła GEA RedGenium oraz założonym zapotrzebowaniu na ciepło. Do obliczeń opłacalności inwestycji założono wartość $COP_{line} = 4,52$. Przy założeniu, że zwrot z inwestycji ma



Rys. 6. Schemat podłączenia pompy ciepła RedGenium w instalację odzysku ciepła i sieć ciepłowniczą

rozwiązanie techniczne w postaci pompy ciepła RedGenium.

Dokonując szerszego podsumowania to inwestycje w odzysk ciepła należy prowadzić dokonując analiz termodynamicznych i ekonomicznych, co pozwoli na zwiększenie szansy na szybki zwrot finansowy. Dokonując poprawnej analizy ekonomicznej oraz termodynamicznej można zoptymalizować produkcję ciepła pod względem zarówno efektywności energetycznej, jak i ekonomicznej. W chwili obecnej rynek pomp ciepła rozwija się również w obszarze ogrzewania z wykorzystaniem sieci ciepłowniczych.

Ciepło może być pozyskiwane za pomocą pompy ciepła, bez spalania paliw kopalnych. Energia elektryczna,

| | | |
|--|---------|------|
| Wymagane obciążenie cieplne | 1,20 | MW |
| T woda in górne źródło | 52,00 | °C |
| T woda out górne źródło | 70,00 | °C |
| T amoniak in dolne źródło | 20,00 | °C |
| T amoniak out dolne źródło | 20,00 | °C |
| Temperatura odparowania | 15,00 | °C |
| Temperatura skraplania | 71,27 | °C |
| Temperatura amoniaku na wylocie z subcoolera | 57,27 | °C |
| Przegrzanie na ssaniu dolny stopień | 6,00 | K |
| Ciśnienie skraplania | 3411,2 | kPa |
| Ciśnienie odparowania | 728,5 | kPa |
| Temperatura ssania na dolocie sprężarki | 19,00 | °C |
| Temperatura na tłoczeniu sprężarki | 141,49 | °C |
| Moc teoretyczna sprężania | 228,63 | kW |
| Strumień ciepła desuperheater | 233,40 | kW |
| Strumień ciepła skraplanie obiegu chłodniczego | 895,12 | kW |
| Strumień subcooler | 71,48 | kW |
| Strumień ciepła parownik | 971,37 | kW |
| masowe | 3461,14 | kg/h |
| COP teoretyczne | 5,25 | |
| COP (shaft power) | 4,92 | |
| COP (line power) | 4,52 | |

Tab. 1. Zestawienie kluczowych parametrów pompy ciepła GEA RedGenium wyznaczonych na drodze obliczeń teoretycznych i doborów z wykorzystaniem dedykowanego oprogramowania

odbyć się w okresie 5 lat, cena sprzedaży przy założeniu stopy procentowej na poziomie 10% nie może być niższa niż 68zł/GJ. Przy założeniu, że zwrot z inwestycji ma być zrealizowany w okresie 10 lat przy tej samej stopie procentowej można obniżyć cenę sprzedaży do 60zł/GJ. Analiza jest przybliżona i uwzględnia tylko koszty eksploatacji przy stałej cenie energii elektrycznej na poziomie 0,6 zł/

przy wartościach 5,75%).

Podsumowanie

W artykule dokonano analizy termodynamicznej i ekonomicznej proponowanego rozwiązania dla odzysku ciepła dla SM „Zazamcze” we Wrocławku. Po wykonaniu analizy termodynamicznej i ekonomicznej wskazano optymalne

| | | |
|--|-------------|---------|
| Zakładany czas eksploatacji (dni) w skali roku | 260 | dni |
| Cena energii elektrycznej | 0,6 | zł/kWh |
| Koszt całkowity eksploatacji w czasie | 993,9823009 | (tys)zł |
| Cena za GJ | 68 | zł/GJ |
| Ilość sprzedanego ciepła kWh | 7488 | MWh |
| Zysk sprzedaży ciepła pomniejszony o koszty (roczny) | 837,6148214 | (tys)zł |
| Koszty Inwestycji | 3080,1582 | (tys)zł |
| 10 lat - stopa procentowa dla NPV | 10,00% | % |
| NPV | 2066,622279 | (tys)zł |
| IRR | 24,04% | % |
| 5 lat - stopa procentowa dla NPV | 10,00% | % |
| NPV | 95,06098289 | (tys)zł |
| IRR | 11,20% | % |

Tab. 2. Analiza ekonomiczna inwestycji w pompę ciepła Red Genium

kWh. Wartość współczynników NPV w okresie 5 lat oraz 10 lat przy podanych cenach sprzedaży ciepła jest dodatnia. Świadczy to o wysokiej opłacalności inwestycji nawet przy założonej wysokiej stopie procentowej 10% (obecnie referencyjne stopy procentowe wahają się

wykorzystywana w pompach ciepła, w dłuższej perspektywie czasowej również będzie pozyskiwana z pominięciem paliw kopalnych, które są coraz bardziej trudno dostępne. Źródła paliw kopalnych takich jak węgiel, gaz i ropa naftowa nie są źródłami odnawialnymi - dysponujemy tylko ograniczonym zasobem tych paliw. Produkcja ciepła w najbliższej perspektywie czasowej będzie zależna od energii elektrycznej. Energia elektryczna będzie ściśle związana z odnawialnymi źródłami energii oraz energią jądrową.

Pompy ciepła są przyszłością z uwagi na dłuższą perspektywę czasową, natomiast amoniakalne pompy ciepła są najlepszym wyborem z punktu widzenia analizy termodynamicznej i ekonomicznej. GEA dostarcza najlepsze rozwiązania w obszarze amoniakalnych pomp ciepła na potrzeby ogrzewania sieciowego. □

■ **Mirostaw Mycek,**
Presales Manager, Fudo Security



Zarządzanie dostępem uprzywilejowanym do infrastruktury krytycznej zgodne z NIS2

Fudo Enterprise to zaawansowane rozwiązanie do zarządzania dostępem uprzywilejowanym (PAM), które pomaga organizacjom spełnić wymogi dyrektywy NIS2, nakładającej obowiązek ochrony infrastruktury krytycznej. Dzięki innowacyjnym funkcjom, takim jak centralny sejf na poświadczenia, analiza biometryczna i behawioralna wspierana przez AI oraz segmentacja sieci, Fudo Enterprise zapewnia bezpieczne zarządzanie dostępem zdalnym, monitorowanie i audyt działań użytkowników. System umożliwia szybkie wdrożenie i minimalizuje ryzyko nieautoryzowanego dostępu, zwiększając poziom ochrony przed cyberzagrożeniami.

Z danych raportu Gartner wynika, że ponad **70% incydentów związanych z bezpieczeństwem IT** jest wynikiem nadużycia lub niewłaściwego zarządzania dostępem uprzywilejowanym. Takie incydenty mogą skutkować nie tylko ogromnymi stratami finansowymi, ale również poważnym uszczerbkiem na reputacji firm, a w najgorszym przypadku - przerwami w dostarczaniu krytycznych usług.

Dostęp uprzywilejowany to specjalne uprawnienia przyznawane wybranym użytkownikom, które umożliwiają dostęp do kluczowych systemów, wrażliwych danych oraz wykonywanie zaawansowanych zadań administracyjnych w infrastrukturze IT organizacji. Obejmuje on konta pracowników z wyższymi uprawnieniami oraz konta administracyjne firm zewnętrznych, takich jak podwykonawcy i dostawcy usług IT.

W przypadku usług krytycznych, takich jak infrastruktura energetyczna, bezpieczeństwo tych dostępu jest ściśle regulowane przez przepisy prawne, zarówno na poziomie krajowym, jak i unijnym. Do najważniejszych regulacji należą m. in. RODO, dyrektywa NIS2 oraz ustawa o krajowym systemie cyberbezpieczeństwa. Te przepisy nakładają na

Dyrektywa NIS2 i Next-Gen PAM: Innowacyjne rozwiązanie dla infrastruktury krytycznej

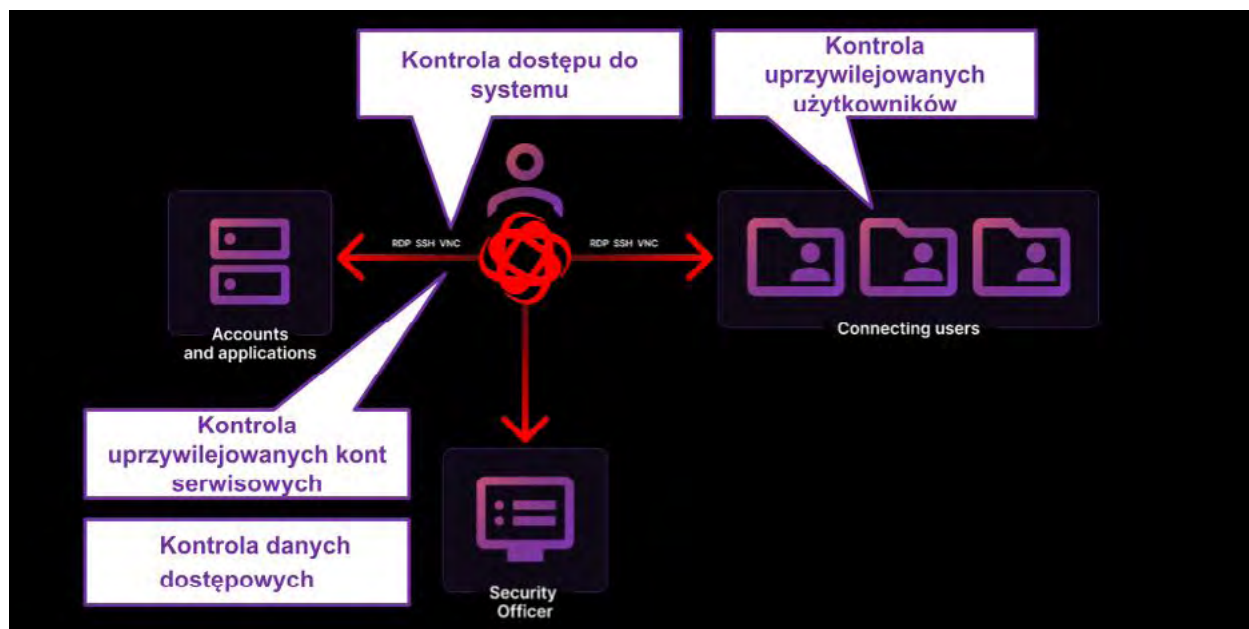
Dyrektywa NIS2 wprowadza nowe wymagania dla organizacji, nakładając obowiązek wdrożenia zaawansowanych mechanizmów zarządzania bezpieczeń-

”

Zarządzanie dostępem uprzywilejowanym to jeden z kluczowych elementów, na które kładzie nacisk dyrektywa NIS2

organizacje obowiązek zapewnienia wysokiego poziomu ochrony przed nieautoryzowanym dostępem, co ma na celu minimalizowanie ryzyka cyberataków oraz zabezpieczenie kluczowych zasobów i usług.

stwem, w tym zarządzania ryzykiem cybernetycznym i zabezpieczania dostępu do krytycznych zasobów. Organizacje muszą stosować odpowiednie środki techniczne i organizacyjne zgodnie z poziomem ryzyka, a kluczowym elementem jest zarzą-



Rys. 1. Architektura Fudo Enterprise

dzanie dostępem uprzywilejowanym, co jest istotne dla zgodności z regulacjami.

W tym kontekście Fudo Enterprise, jako inteligentny system PAM, zapewnia bezpieczne zarządzanie dostępem zdalnym oraz kompleksowe monitorowanie działań użytkowników uprzywilejowanych. Dzięki analizie biometrycznej i behawioralnej wspieranej przez sztuczną inteligencję (AI), system umożliwia wykrywanie i reagowanie na podejrzane zachowania w czasie rzeczywistym, co zwiększa ochronę infrastruktury krytycznej. Szybkie wdrożenie w ciągu jednego dnia oraz brak potrzeby instalacji dodatkowych agentów sprawiają, że Fudo Enterprise jest efektywnym rozwiązaniem pod względem czasu i kosztów.

Jak Fudo Enterprise PAM pomaga spełnić wymagania NIS2?

Zarządzanie dostępem uprzywilejowanym to jeden z kluczowych elementów, na które kładzie nacisk dyrektywa NIS2. Dzięki Fudo Enterprise, organizacje mogą skutecznie spełniać jej techniczne wymagania, minimalizując ryzyko związane z nieuprawnionym dostępem do krytycznych zasobów.

Przede wszystkim, centralny sejf na poświadczenia umożliwia scentralizowane zarządzanie hasłami i kluczami dostępu, co zapewnia pełną kontrolę nad tym, kto i kiedy ma dostęp do określonych systemów. Implementacja strategii „Just-in-Time” pozwala na przyznawanie uprawnień tylko na krótki, określony czas, co znacząco ogranicza ryzyko związane z długotrwałym posiadaniem uprzywilejowanego dostępu.

Fudo Enterprise oferuje również zaawansowane narzędzia do segmentacji sieci, co pozwala na precyzyjne definiowanie polityk dostępu i ograniczanie dostępu użytkowników tylko do zasobów, które są im rzeczywiście niezbędne do wykonywania obowiązków. To podejście jest zgodne z zasadą minimalnych uprawnień, która jest kluczowa w kontekście NIS2.

Dodatkowo, nagrywanie sesji oraz analiza zachowań użytkowników pozwalają na tworzenie szczegółowych logów i raportów audytowych, które są nieocenione podczas dochodzeń w przypadku incydentów bezpieczeństwa. Fudo Enterprise umożliwia nie tylko zapis sesji, ale również ich dokładną analizę, co ułatwia identyfikację potencjalnych nadużyć i szybką reakcję na incydenty. Zgodnie z wymogami NIS2 dotyczącymi

raportowania incydentów, takie funkcje są niezbędne do zapewnienia zgodności i skutecznej ochrony infrastruktury.

Fudo Enterprise, jako zaawansowane rozwiązanie PAM, nie tylko umożliwia spełnienie wymogów dyrektywy NIS2, ale również znacząco podnosi poziom ochrony przed potencjalnymi zagrożeniami. Inwestując w Fudo Enterprise, organizacje mogą być pewne, że ich krytyczne zasoby są chronione zgodnie z najwyższymi standardami, a ryzyko związane z nieautoryzowanym dostępem jest zminimalizowane.

Umów się na bezpłatną konsultację, pomożemy Ci zabezpieczyć Twoje konta uprzywilejowane.

Lub napisz na sales@fudosecurity.com, tel. (+48) 22 100 67 00.



Więcej wartościowych materiałów, w tym bezpłatne e-booki o NIS2, krajowym systemie cyberbezpieczeństwa oraz zarządzaniu stronami trzecimi, znajdziesz na stronie <https://fudosecurity.com/pl/ebooki/>.



■ Marek Ujejski,
Cybersecurity Expert,
Doradca Zarządu ds. Cyberbezpieczeństwa w COIG S.A.



Bezpieczne OT

Czy to możliwe?

W przedstawionych poniżej rozważaniach dotyczących bezpieczeństwa systemów klasy OT autor nie koncentruje się wyłącznie na zapewnieniu bezpieczeństwa przed celowymi atakami na infrastrukturę, lecz traktuje bezpieczeństwo jak pożądany stan systemu realizującego zaplanowaną dla niego funkcję. Nie ma bowiem znaczenia jaka jest przyczyna nieprawidłowego działania systemu. Istotny jest skutek, który ona powoduje.

Przez długie lata rozwoju automatyki przemysłowej termin „bezpieczne” odnosił się prawie wyłącznie do braku fizycznego zagrożenia realizacji procesu, w tym bezpieczeństwa ludzi, którzy go obsługiwali. Urządzenia automatyki przemysłowej takie jak nastawialne zawory, silniki wykonawcze, czy analogowe regulatory (np. typu PID), wymagały ręcznego ustawienia parametrów. W związku z tym zapewnienie bezpieczeństwa sprowadzało się do redundancji tych urządzeń i ochrony fizycznego dostępu do nich. Urządzenia projektowano w taki sposób, aby w stanie awaryjnym znalazło się ono w ustawieniu najbardziej bezpiecznym dla realizowanego procesu. Dobrym przykładem tego podejścia jest znany świetlny sygnalizator używany od lat w kolejnictwie. Działa on tak, aby w wypadku awaryjnym zapalało się światło czerwone (nawet element świetlny jest w tym wypadku zdublowany na wypadek przepalenia się elementu

głównego), czyli sygnał „STÓJ” uznanym za najbardziej bezpieczne ustawienie w realizowanym procesie. Z kolei w systemach produkcyjnych korzystających z robotów przemysłowych bezpieczeństwo ludzi zapewniano przez elektronicznie nadzorowaną strefą obejmującą wszystkie potencjalne ruchy robota, w wypadku naruszenia której - robot był natychmiast zatrzymywany.

Jednak żaden fizycznie działający system nie jest całkowicie wolny od błędów i możliwości przejścia w stan awaryjny, szczególnie w sytuacjach nie przewidzianych przez projektanta systemu. Często zdarza się tak, że zabezpieczając się przed jakimś scenariuszem otwieramy furtkę do zajścia innego, równie niebezpiecznego zdarzenia. Bardzo wiele przykładów takich zdarzeń można było zaobserwować w historii rozwoju techniki lotniczej i katastrof, które w tej dziedzinie transportu się zdarzają. Transport lotniczy, szczególnie w obszarze

transportu pasażerów - jest niewątpliwie najbardziej uregulowaną pod kątem zapewnienia bezpieczeństwa branżą (pomijamy tu w naszych rozważaniach urządzenia techniki jądrowej, a także obszaru techniki wojskowej), a rozwiązania techniczne są stale udoskonalane. Mimo to wypadki się zdarzają i zapewne zdarzać się będą - niezależnie od stopnia rozwoju automatyki i wspomagającej jej sztucznej inteligencji. Doskonałym przykładem obrazującym problemy automatyki przemysłowej jest rozwój tzw. autopilota, który ewoluował od stosunkowo prostego regulatora (z korektorem w torze sprzężenia zwrotnego) zapewniającego jedynie lot poziomy na zadanej wysokości, do obecnej formy tego urządzenia zdolnego przeprowadzić cały proces lądowania bez widoczności, opierając się na sygnałach pochodzących z czujników zamontowanych na samolocie (kąt natarcia i prędkość pozioma i opadania) oraz na sygnale radiowym

generowanym przez urządzenia ILS (*Invisible Landing System*). Jednak w sytuacji awarii niektórych z tych elementów i braku możliwości wypracowania przez autopilota decyzji (na założonym przez konstruktorów poziomie ufności), system się wyłącza i przekazuje sterowanie w ręce pilotów. Ponieważ systemy lotnicze projektowane są na najwyższym do osiągnięcia poziomie bezpieczeństwa, można przyjąć że długo jeszcze człowiek będzie „ostatecznym arbitrem” decydującym w krytycznych momentach jakie decyzje podjąć. Z drugiej strony, analiza wypadków lotniczych (ale kolejowych także) pokazuje, że znacząca ich część spowodowana jest błędami ludzkimi. Zarówno wynikającymi z braku odpowiednich umiejętności, jak i naturalnymi cechami człowieka jako systemu podejmowania decyzji, w tym utraty orientacji wynikającej z błędnego działania receptorów sygnałów zewnętrznych jakim jest wzrok, słuch, czy poczucie równowagi. Powyższe rozważania warto przenieść na obszar cyberbezpieczeństwa automatyki przemysłowej, mając na względzie, że nawet najlepsze osiągalne obecnie rozwiązania tzw. sztucznej inteligencji nie są w stanie w pewnych sytuacjach zastąpić człowieka w procesach wyciągania wniosków z obserwowanej sytuacji i podejmowania decyzji. W szczególności dotyczy to szeroko reklamowanych przez producentów systemów klasy **SOAR**. Są one pomocne w szybkim zbieraniu i przetwarzaniu danych pochodzących z różnych źródeł, ale pozostawienie w ich gestii decyzji co do np. zablokowania ruchu sieciowego poszczególnych komponentów jest ciągle zbyt ryzykowne. Jednak nie do przecenienia jest zdolność systemów wykrywania zdarzeń i syntetycznej prezentacji w sposób pozwalający operatorowi systemu na właściwą reakcję.

Stan obecny bezpieczeństwa OT

Wszystkie dostępne raporty dotyczące bezpieczeństwa systemów OT wska-

zują jednoznacznie na zwiększającą się skalę i częstotliwość ataków na obiekty przemysłowe i infrastrukturalne. Szczególnie ciekawy jest najbardziej aktualny raport znanej firmy FORTINET produkującej urządzenia bezpieczeństwa (która sama nie ustrzegła się przed wystąpieniem poważnej podatności w swoich urządzeniach), sporządzony w oparciu o, jak określono, wyniki zebrane przez poważną firmę badawczą (nie ujawniono jej nazwy). Raport ten, co ciekawe, dotyczy danych zebranych w pierwszej połowie 2024 r., wskazuje jednoznacznie, że wzrasta liczba wielokrotnych ataków na te same firmy. Szczególnie niepokojąca jest informacja, że 31% badanych firm zgłosiło sześć i więcej ataków w minionym okresie 2024 r., podczas gdy w 2023 r. taką informację zgłosiło 11% ankietowanych. Nie jest również zaskoczeniem, że wzrasta negatywny wpływ tych ataków na działania firm i organizacji, poczynając od utraty reputa-

” Wszystkie dostępne raporty dotyczące bezpieczeństwa systemów OT wskazują jednoznacznie na zwiększającą się skalę i częstotliwość ataków na obiekty przemysłowe i infrastrukturalne

cji, poprzez niedotrzymanie wymagań prawnych, na bezpośrednich stratach finansowych wywołanych skutkami tych ataków kończąc. Ciekawym wnioskiem jest również pogarszająca się samoocena badanych podmiotów w zakresie osiągniętego poziomu dojrzałości odporności na cyberataki. Jak słusznie komentują to autorzy raportu, jest to skutkiem odkrywania luk we własnej infrastrukturze, której istnienia wcześniej nie byli świadomi. I tak przy niezmiennym procencie (30%) podmiotów deklarujących osiągnięcie poziomu 2 (**zapewniona kontrola dostępu i profilowanie**) w latach 2023 i 2024, to już przy ocenie poziomu 3 (**zapewniona predykcja zachowań**) następuje drastyczny spadek deklaracji zgodności z 44% do

27%. Wiarygodna jest deklaracja osiągnięcia poziomu 1 przez 20% badanych (**zapewniona segmentacja i widoczność**), w odróżnieniu od zaskakującej deklaracji wzrostu procentowego z 13% do 23% podmiotów deklarujących zgodność z poziomem 4 (**wdrożona orkiestracja i automatyzacja**). Zdaniem autora niniejszego artykułu wynika to raczej z przecenienia skuteczności niedawno zakupionych przez nich narzędzi, nazywanych przez producentów „rozwiązaniem klasy SOAR”, niestety często „na wyrost”.

Jak zapewnić bezpieczeństwo systemów OT?

To pytanie nurtuje wszystkie podmioty, które będą zobowiązane w Europie przez właściwe akty prawa krajowego implementującego dyrektywę UE, znaną pod skróconą nazwą NIS 2,

do podjęcia określonych w tych aktach prawnych działań mających podnieść poziom cyberbezpieczeństwa. Oczywiście nie jest tak, że nikt do tej pory tym się nie zajmował. Niewątpliwie pionierami w tym zakresie były Stany Zjednoczone, a szczególnie dorobek w zakresie standaryzacji podejścia procesowego do zapewnienia bezpieczeństwa systemom o znaczeniu krytycznym dla społeczeństwa ma organizacja standaryzacyjna NIST. Z kolei bardzo obszernym standardem i głęboko wchodzącym w cały cykl życia systemów automatyki przemysłowej jest wieloczęściowy standard ISA/IEC 62433, który został utworzony przez *International Society of Automation* (ISA) i następnie wspólnie rozwijany z *International Electrotechnical Commis-*

sion (IEC). Omówienie tego standardu, ze względu na jego obszerność, wymagałoby odrębnego artykułu.

Poniżej przedstawiono krótki zarys standardu NIST, który ukazał się pierwotnie w 2012 r. pod nazwą **Framework for Improving Critical Infrastructure Cybersecurity** z uwzględnieniem jego historycznej ewolucji. W kwietniu 2018 r. wydana została jego zmodyfikowana wersja oznaczona 1.1, aby w lutym 2024 zostać zastąpioną przez znacząco zmodyfikowany dokument pod nazwą **Cybersecurity Framework 2.0**. Jednak główna koncepcja samego podejścia nie uległa istotnej zmianie. Dokument ten jest dostępny bez konieczności ponoszenia opłat pod adresem: <https://doi.org/10.6028/NIST.CSWP.29>

Do chwili obecnej dostępna jest jedynie angielskojęzyczna wersja tego dokumentu, w odróżnieniu od pierwotnej, gdzie dostępna jest wersja polskojęzyczna. Nowa wersja dokumentu adresowana jest do szerszego kręgu odbiorców, nie tylko operatorów infrastruktury krytycznej. Ze względu na swoją uniwersalność może być stosowana w każdym typie podmiotu, niezależnie od jego wielkości, typu własności, a także do organizacji klasy non-profit. Istotną zmianą jest również wprowadzenie obszaru Łańcucha Dostaw (*Supply Chains*), co warto zauważyć, również ma miejsce w nowym wydaniu standardu ISO/IEC 27001:2022. Jest to niejako pokłosiem wniosków z globalnej pandemii COVID, gdzie wiele łańcuchów dostaw zostało przerwanych, jak i obecnych doświadczeń wynikających z toczącej się wojny Rosji z Ukrainą. Oprócz ewidentnie negatywnych przykładów mających wpływ na gospodarkę światową, wojna ta dostarczyła także przykładów pozytywnych. Zachowano (choć z dużymi problemami) łańcuch dostaw broni i dóbr materialnych do Ukrainy. Pozwoliło to przetrwać i toczyć walkę z najeźdźcą, mimo ponoszenia ogromnych kosztów jej prowadzenia. Wprowadzono również w podstawowej klasyfikacji tzw. funkcji pojęcie Ładu (oryg.

| Niepowtarzalny Identyfikator Funkcji | Funkcja | Niepowtarzalny Identyfikator Kategorii | Kategoria |
|--------------------------------------|---------------|--|--|
| ID | Identyfikacja | ID AM | Zarządzanie aktywami |
| | | ID BE | Otoczenie biznesu |
| | | ID GV | Zarządzanie |
| | | ID RA | Ocena ryzyka |
| | | ID RM | Strategia zarządzania ryzykiem |
| PR | Ochrona | PR AC | Kontrola dostępu |
| | | PR AT | Wiedza i szkolenie |
| | | PR DS | Bezpieczeństwo danych |
| | | PR IP | Procesy i procedury ochrony informacji |
| | | PR MA | Konserwacja |
| | | PR PT | Technologia zabezpieczająca |
| DE | Detekcja | DE AE | Anomalie i zdarzenia |
| | | DE CM | Ciągłe monitorowanie bezpieczeństwa |
| | | DE DP | Procesy detekcji |
| RS | Reakcja | RS RP | Planowanie reakcji |
| | | RS CO | Komunikacja |
| | | RS AN | Analiza |
| | | RS MI | Minimalizowanie |
| | | RS IM | Usprawnienia |
| RC | Przywrócenie | RC RP | Planowanie przywrócenia |
| | | RC IM | Usprawnienia |
| | | RC CO | Komunikacja |

Tab. 1.

Govern), obejmującego wszelkiego rodzaju zewnętrzne i wewnętrzne regulacje, którymi powinien kierować się dany podmiot. Kolejnym ważnym aspektem tego standardu jest położenie nacisku na konieczność ciągłego doskonalenia procesu zapewnienia cyberbezpieczeństwa, tak jak również ewaluację jego zagrożenia. Tym samym omawiany Framework jest doskonałym punktem wyjścia dla zbudowania kompleksowej strategii cyberbezpieczeństwa, niezależnie od aktualnego poziomu dojrzałości tego procesu, na którym znajduje się organizacja. Co ważne, dla podmiotów, które wcześniej dokonały implementacji Framework-u w wersji 1.0 lub 1.1 określono ścieżkę migracji do wersji 2.0, ale ze względu na zasadnicze podobieństwo konstrukcji nie jest ona trudna do przeprowadzenia.

Mając na uwadze ograniczony rozmiar artykułu i łatwość percepcji omawia-

nych idei przedstawiono główną tab. 1 prezentującą funkcje, kategorie i podkategorie w wersji pochodzącej z wcześniejszego wydania w języku polskim, pamiętając jednocześnie, że w wersji 2.0 funkcje zostały rozszerzone o jeden blok, a mianowicie funkcję **GOVERNANCE**, w skład której wchodzi wspomniana wcześniej kategoria **Supply Chains**.

Dla znakomitej większości podmiotów wymienione tu funkcje są w jakimś stopniu realizowane, dla nich tabela ta w odniesieniu do szczegółowo wymienionych kategorii pozwala na zidentyfikowanie luk dotyczących poszczególnych funkcji. Dla tych podmiotów, które są na absolutnie początkowym stanie (a wykonywane audyty przez autora wskazują, że takie również istnieją), tabela ta jest doskonałą mapą drogową do zbudowania zrębów cyberbezpieczeństwa i jego dalszego, ciągłego doskonalenia. □

CRIDO



Jeśli tak, dobrze trafiłeś. Eksperti CRIDO doradzą Twojej firmie przy projektach energetycznych we wszelkich kwestiach prawnych, podatkowych, inwestycyjnych i transakcyjnych.

Potrzebujesz wsparcia
w transformacji energetycznej?

Szukasz finansowania na nowe
inwestycje?

Szukasz finansowania
na nowe inwestycje?



Specjalizujemy się w takich obszarach,
jak efektywność energetyczna,
pozyskiwanie finansowania, zarządzanie
inwestycjami i project finance.

Czekamy na Ciebie! Odwiedź naszą stronę: **www.crido.pl**

CRIDO



■ Paweł Wiejski,
Instytut Zielonej Gospodarki

Polska nie zarządza swoją transformacją energetyczną

Polityka klimatyczna Unii Europejskiej i zobowiązania wypływające z Porozumienia Paryskiego, to ogromne wyzwania dla zdominowanej przez węgiel polskiej energetyki. Redukcja emisji wymaga złożonego planowania, koordynacji i współpracy między sektorami, stabilności regulacyjnej oraz konsultacji z interesariuszami.

Niestety, jak pokazuje raport fundacji Ecologic „Raising the bar on national climate governance in the EU”¹, Polska pod względem zarządzania polityką klimatyczną drastycznie odstaje od większości krajów UE. Opierając się na tym raporcie, w poniższej analizie przedstawiamy stan zarządzania klimatycznego w Polsce na tle UE, biorąc pod uwagę mechanizmy wynikające z legislacji unijnej, jak i dodatkowe mechanizmy stosowane przez pozostałe państwa członkowskie.

Czym jest zarządzanie klimatyczne

Transformacja energetyczna to złożony proces, który wymaga działań na wielu poziomach (lokalnym, regionalnym, krajowym) we wszystkich sektorach, przy zaangażowaniu zarówno firm prywatnych, jak i instytucji publicznych

oraz społeczeństwa obywatelskiego. Zarządzanie klimatyczne (ang. *climate governance*), to zestaw praktyk i polityk publicznych, które mają na celu koordynację tego procesu. W praktyce sprowadza się to do określenia celów redukcji emisji oraz planu działań pozwalającego na osiągnięcie tych celów w sposób racjonalny ekonomicznie i korzystny społecznie.

Główną funkcją zarządzania klimatycznego jest osiągnięcie celów redukcji emisji, ale ma ono również szereg innych potencjalnych korzyści. Jedną z nich jest **stabilność**: odpowiednio zaprojektowany system planów, celów i mechanizmów weryfikacji pozwala firmom na planowanie inwestycji, które w sektorze energetycznym często trwają lata, czy nawet dekady. Przy często zmieniających się przepisach prawa, długofalowe planowanie pozwala na osiągnięcie przynajmniej pewnej dozy regulacyjnej

stabilności. Kolejną jest **konsekwentność**: zarządzanie biorące pod uwagę wszystkie sektory gospodarki pozwala uniknąć sytuacji, w której np. transformacja przemysłu nie jest dostosowana do zmian w energetyce. Inną korzyść zarządzania klimatycznego to **budowa konsensusu**: zaangażowanie interesariuszy (firm, organizacji, obywateli) w proces planowania pozwala na uniknięcie sytuacji, w której transformacja energetyczna jest odbierana jako coś narzucanego z góry.

Państwa, w tym również państwa członkowskie UE, stosują rozmaite polityki publiczne w ramach zarządzania klimatycznego. Do ich kategoryzacji pomocną jest metafora podróży. Pierwszym krokiem jest wyznaczenie **celu** podróży (w UE - neutralność klimatyczna do 2050 r.) oraz **celów pośrednich**, czy przystanków na trasie (np. obniżenie emisji o 55% do 2030 r.). Wyznaczenie trasy

to **planowanie i strategię**, np. Polityka Energetyczna Polski do 2040 r., czy inne dokumenty strategiczne. Nawigacja pomaga monitorować postępy na trasie i dostosowywać ją do warunków. W polityce klimatycznej taką rolę odgrywają **monitoring i weryfikacja** spełnienia celów. Wyznaczenie kierowcy to **koordynacja** i określenie odpowiedzialności za podejmowanie decyzji. W podróży trzeba też dogadać się ze współpasażerami - w transformacji jest to **dialog społeczny z interesariuszami**.

Jak do zarządzania klimatycznego podchodzi UE

W Unii Europejskiej zarządzanie klimatyczne w dużej mierze determinowane jest przez legislację unijną. Ogólne ramy wyznacza europejskie prawo o klimacie², które zobowiązuje Unię Europejską jako całość do redukcji emisji o 55% do 2030 r. i do osiągnięcia neutralności klimatycznej w 2050 r. Prawo o klimacie zobowiązuje Komisję Europejską do monitorowania postępów w zakresie redukcji emisji, w tym również w państwach

członkowskich. Rozporządzenie to jest ogólne i nie nakazuje konkretnych działań państwom członkowskim, ale rekomenduje m. in. powołanie naukowych ciał doradczych ds. zmian klimatu, na wzór Europejskiego Naukowego Komitetu Doradczego ds. Zmiany Klimatu (ESABCC).

Krajowe cele redukcji emisji wyznacza rozporządzenie o wspólnym wysiłku redukcyjnym³. Dotyczą one sektorów nieobjętych systemem handlu emisjami (EU ETS), czyli głównie transportu, budynków, małych instalacji przemysłowych, czy rolnictwa. Polska w tych sektorach w porównaniu z poziomem z 2005 r. ma zmniejszyć emisje o 17,7% do 2030 r. Rozporządzenie pozostawia jednak wolną rękę co do narzędzi, które państwa wykorzystują w celu redukcji emisji.

Najwięcej szczegółowych wymagań co do zarządzania klimatycznego stawia przed państwami członkowskimi rozporządzenie o zarządzaniu unią energetyczną⁴. Tym razem obowiązki państw członkowskich są określone w sposób wiążący i szczegółowy. Rozporządzenie nakazuje państwom przygotowanie kra-

jowego planu na rzecz energii i klimatu (KPEIK) oraz strategii długoterminowej (LTS - *Long-Term Strategy*). W pierwszym dokumencie państwa mają przedstawić swój wkład w osiągnięcie celów klimatycznych UE do 2030 r. KPEIK ma też zawierać plany dotyczące rozwoju odnawialnych źródeł energii (OZE), poprawy efektywności energetycznej, dywersyfikacji źródeł energii, poprawy funkcjonowania rynku energii, czy badań i innowacji. Strategia długoterminowa to podobny dokument, ale obejmujący perspektywę 30-letnią. Z realizacji obu tych dokumentów państwa członkowskie muszą regularnie składać sprawozdania do Komisji Europejskiej. KE ocenia realizację planów, może wydawać rekomendacje, a w razie niewystarczających starań państwa członkowskiego, może wszczynać procedurę naruszeniową.

Poza planami, strategiami i sprawozdaniami rozporządzenie o zarządzaniu Unią Energetyczną nakazuje państwom członkowskim organizację wielopoziomowego dialogu w dziedzinie energii i klimatu. To konsultacje publiczne na sterydach, obejmujące interesariuszy, ekspertów, obywateli, organizacje, firmy



prywatne i samorządy. Wielopoziomowy dialog ma być stałą strukturą, której zadaniem jest omawianie scenariuszy rozwoju polityki energetyczno-klimatycznej, jak również monitoring postępów i współtworzenie planów oraz strategii.

Zadania na szóstkę, czyli jak klimatem zarządzają państwa UE

Polityka klimatyczna UE z perspektywy Polski może wydawać się sztywna i nakazowa, ale w rzeczywistości pozostawia wiele pola do popisu poszczególnym państwom członkowskim. W obszarach takich jak OZE, redukcja emisji w sektorach non-ETS, czy efektywność energetyczna - Bruksela głównie wyznacza cele, ale sposób ich osiągnięcia zależy już w większości od działań na poziomie krajowym. Dlatego większość państw UE w swoim zarządzaniu klimatem idzie dalej, niż tylko to, co nakazują przepisy rozporządzenia o zarządzaniu unią energetyczną.

Popularnym rozwiązaniem jest krajowe ramowe prawo klimatyczne, które określa krajowe podejście do redukcji emisji, wyznacza odpowiedzialne instytucje i określa koordynację między poszczególnymi organami władzy. Może również tworzyć instytucje i mechanizmy, które pomagają osiągnąć redukcje emisji, np. ciała doradcze, systemy monitoringu emisji, czy procesy konsultacyjne. Jak dotąd 19 państw UE przyjęło jakąś formę ramowego prawa klimatycznego, które oczywiście różni się znacząco zakresem i jakością.

Podstawowym elementem prawa klimatycznego jest najczęściej cel osiągnięcia neutralności klimatycznej. Taki cel może być też wyznaczony deklaracją rządu, ale wtedy nie jest prawnie wiążący. „Wyzerowanie” emisji zadeklarowało jak dotąd 21 państw UE, z czego 14 uczyniło to właśnie w ramach prawa klimatycznego. Większość państw planuje osiągnąć neutralność klimatyczną w 2050 r., tak jak cała Unia. Wcześniej planują osiągnąć ten cel jedynie Niemcy,

Szwecja (2045), Austria (2040) i Finlandia (2035), ale w kilku państwach omawiane jest przyspieszenie (Dania, Portugalia). 17 państw wyznaczyło również cele pośrednie (np. na 2030 r.), a niektóre wyznaczają również cele dla poszczególnych sektorów (m. in. Francja i Niemcy).

Monitoring i raportowanie postępów redukcji emisji jest obowiązkiem państw członkowskich UE, jak również państw-sygnatariuszy Porozumienia Paryskiego. Większość państw UE (17) wychodzi jednak poza te wymagania, co pozwala im lepiej planować swoje działania w zakresie polityki klimatyczno-energetycznej. Najbardziej ambitne w tym obszarze jest pięć państw (Dania, Francja, Niemcy, Irlandia i Holandia), które wprowadziło automatyczny mechanizm korekcyjny.



Transformacja energetyczna to złożony proces, który wymaga działań na wielu poziomach (lokalnym, regionalnym, krajowym) we wszystkich sektorach, przy zaangażowaniu zarówno firm prywatnych, jak i instytucji publicznych oraz społeczeństwa obywatelskiego

W tych krajach, jeżeli coroczny monitoring wykaże, że postępy w redukcji emisji nie są wystarczające, rząd jest prawnie zobligowany wprowadzić dodatkowe działania, które mają poprawić sytuację.

Polityka klimatyczna obejmuje obecnie wszystkie sektory gospodarki, dlatego kolejnym elementem zarządzania klimatycznego jest koordynacja między organami administracji w sprawie klimatu. W tym obszarze wszystkie państwa UE wprowadziły mechanizmy koordynacji, ale na ustanowienie stałego komitetu koordynującego zdecydowało się 19 z nich.

Polska nie zdaje egzaminu z zarządzania klimatycznego

Autorzy raportu Ecologic przeanalizowali mechanizmy zarządzania klima-

tycznego we wszystkich państwach UE. Mechanizmy te podzielił na 21 kategorii, według których ocenili działania poszczególnych państw. Wśród 21 kategorii Polska została oceniona pozytywnie w jednej (podział i delegacja odpowiedzialności w obszarze transformacji) oraz częściowo pozytywnie w kolejnych pięciu (pozytywny dyskurs na poziomie politycznym, poparcie opinii publicznej dla działań proklimatycznych, stały mechanizm konsultacyjny, zorganizowanie panelu obywatelskiego⁵ i mechanizm koordynacji działań w polityce klimatycznej).

To najgorszy wynik wśród wszystkich państw Unii. Co prawda raport Ecologic nie jest rankingiem i nie ma na celu porównywania poszczególnych państw, jednak widać od razu, że do reszty Europy sporo nam brakuje. Naj-

ślabszy „wynik” poza nami osiągnęły Czechy, z dwoma kategoriami z pozytywną oceną i sześcioma z częściowo pozytywną. Prymką okazała się Francja, którą autorzy ocenili pozytywnie lub częściowo pozytywnie w 20 z 21 kategorii.

Dlaczego oceniono nas tak surowo? Zaczniemy od mechanizmów niewynikających wprost z legislacji unijnej. Polska nie doczekała się jeszcze ramowego prawa klimatycznego. W 2023 r. taki projekt opublikował think tank Client Earth⁶, ale nie został on podjęty przez żadną z głównych sił politycznych. Nie mamy krajowego celu neutralności klimatycznej - wiążącego lub nie - ani żadnych celów sektorowych. Brak umocowanych praw nie ciał doradczych ws. polityki klimatycznej. W kwestii raportowania wykonujemy jedynie minimum wymagane przez przepisy unijne i zobowiązania w ramach

Porozumienia Paryskiego. O żadnym automatycznym mechanizmie korekcyjnym nie ma mowy. Rząd nie widzi również potrzeby rozmawiania o transformacji z interesariuszami, czy obywatelami - konsultacje nie wykraczają poza wymagania unijne, a bardzo często nawet tych wymagań nie spełniają. Jako jedyne państwo nie przedstawiliśmy również daty odejścia od spalania węgla - zapisana w tzw. umowie społecznej data 2049 jest nie tylko nierealistyczna, ale też nie obejmuje m. in. węgla brunatnego.

Polska długo pracowała na reputację hamulcowego unijnej transformacji energetycznej, więc braki w „dodatkowych” mechanizmach zarządzania klimatycznego nie powinien dziwić. Jednak to, co może budzić zdziwienie, to stopień, w którym nie spełniamy nawet wiążących, unijnych wymogów co do zarządzania klimatycznego. Polska jako jedyne państwo członkowskie UE nie przedstawiła jak dotąd długoterminowej strategii klimatycznej. Dokument ten mieliśmy wystąpić do 1 stycznia... 2020 r. W 2022 r. Komisja Europejska wszczęła wobec Polski procedurę naruszeniową w tej sprawie⁷.

W kwestii strategii do 2030 r., czyli KPEIK, również mamy opóźnienia. Wstępną wersję zaktualizowanego KPEIK mieliśmy przedstawić już w czerwcu ub. r. Tymczasem wstępną i niekompletną⁸ wersję dokumentu wystaliśmy dopiero w marcu tego roku. Termin przestania ostatecznej wersji upłynął w czerwcu 2024, chociaż trzeba przyznać, że tej akurat daty nie dotrzymała większość państw UE.

Jak dotychczas Polska nie ustanowiła również wielopoziomowego dialogu w dziedzinie energii i klimatu. Z kolei konsultacje KPEIK, które powinny być trwać od opublikowania wstępnej wersji w czerwcu 2023 r., wciąż się oficjalnie nie rozpoczęły.

Jak dotychczas Polska nie ustanowiła również wielopoziomowego dialogu w dziedzinie energii i klimatu. Z kolei konsultacje KPEIK, które powinny być trwać od opublikowania wstępnej wersji w czerwcu 2023 r., wciąż się oficjalnie nie rozpoczęły.

Potrzebujemy zarządzania klimatycznego bardziej niż inni

Polska ma przed sobą długą drogę, jeśli chodzi o transformację energetycz-

ną. Mięks energetyczny wciąż zdominowany przez węgiel to zagrożenie nie tylko dla osiągnięcia unijnych celów redukcyjnych, ale również dla utrzymania konkurencyjności polskiej gospodarki. Jednocześnie ład instytucjonalny, który ma tę transformację przeprowadzić, jest kompletnie nieprzystosowany do skali wyzwania. Rządzącym brakuje informacji, narzędzi i organizacji, aby podejmować właściwe decyzje. Z kolei uczestnikom rynku i inwestorom brakuje pewności co do obranej ścieżki transformacji i jasnego planu osiągnięcia przez Polskę celów redukcyjnych.

Nowy raport Instytutu Zielonej Gospodarki „[Transformacja we mgle. Polska 2040](#)” przedstawia skalę wyzwania w kontekście nowych celów na 2040 r., nad którymi obecnie toczy się dyskusja w Brukseli. Przedstawiamy w nim rekomendacje co do zmiany sposobu planowania i finansowania transformacji w Polsce. Raport znajdziecie Państwo na stronie internetowej Instytutu: www.izg.org.pl. □

Bibliografia:

1. Client Earth Polska (2023), Projekt ustawy o ochronie klimatu, 13 kwietnia 2023 r., <https://www.clientearth.pl/najnowsze-dzialania/materialy-do-pobrania/projekt-ustawy-o-ochronie-klimatu/>
2. ECNO. (2024). Net zero risk in European climate planning: A snapshot of the transparency and internal consistency of Member States' NECPs (Y. Deng, S. Lallieu, J. Pestiaux, M. Hagemann, S. Jackson, A. Lefebvre, A. Śniegocki, A. Stefańczyk, Y. Deng, & E. K. Velten, Eds.). European Climate Neutrality Observatory (ECNO).
3. Evans, N., Schöberlein, P., Duwe, M., (2024). Raising the bar on national climate governance in the EU: How EU policy can help Member States deliver certainty, accountability, consensus, and consistency on the road to net zero. Ecologic Institute: Berlin.
4. Dubash, N. K. (2021). Varieties of climate governance: the emergence and functioning of climate institutions. Environmental Politics, 30(sup1), 1-25. <https://doi.org/10.1080/09644016.2021.1979775>
5. Rozporządzenie (UE) 2021/1119 ustanawiające ramy na potrzeby osiągnięcia neutralności klimatycznej i zmieniające rozporządzenia (WE) nr 401/2009 i (UE) 2018/1999 (Europejskie prawo o klimacie)
6. Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/842 z dnia 30 maja 2018 r. w sprawie wiążących rocznych redukcji emisji gazów cieplarnianych przez państwa członkowskie od 2021 r. do 2030 r. przyczyniających się do działań na rzecz klimatu w celu wywiązania się z zobowiązań wynikających z Porozumienia paryskiego oraz zmieniające rozporządzenie (UE) nr 525/2013, z późn. zm.
7. Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/1999 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie zarządzania unią energetyczną i działaniami w dziedzinie klimatu.
8. Wiejski, P. (2024). Transformacja we mgle. Polska 2040, <https://www.izg.org.pl/raport-transformacja-we-mgle-polska-2040/>

Przypisy:

1. Evans, N., Schöberlein, P., Duwe, M., (2024). Raising the bar on national climate governance in the EU: How EU policy can help Member States deliver certainty, accountability, consensus, and consistency on the road to net zero. Ecologic Institute: Berlin.
2. Rozporządzenie (UE) 2021/1119 ustanawiające ramy na potrzeby osiągnięcia neutralności klimatycznej i zmieniające rozporządzenia (WE) nr 401/2009 i (UE) 2018/1999 (Europejskie prawo o klimacie).
3. Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/842 z dnia 30 maja 2018 r. w sprawie wiążących rocznych redukcji emisji gazów cieplarnianych przez państwa członkowskie od 2021 r. do 2030 r. przyczyniających się do działań na rzecz klimatu w celu wywiązania się z zobowiązań wynikających z Porozumienia paryskiego oraz zmieniające rozporządzenie (UE) nr 525/2013, z późn. zm.
4. Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/1999 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie zarządzania unią energetyczną i działaniami w dziedzinie klimatu.
5. Client Earth Polska (2023), Projekt ustawy o ochronie klimatu, 13 kwietnia 2023 r., <https://www.clientearth.pl/najnowsze-dzialania/materialy-do-pobrania/projekt-ustawy-o-ochronie-klimatu/>
6. W przypadku Polski panel obywatelski był inicjatywą społeczeństwa obywatelskiego i dotyczył walki z ubóstwem energetycznym, które jest jedynie jednym z elementów polityki klimatycznej. Więcej informacji: <https://naradaoenergii.pl/>.
7. INFR(2022)2089.
8. Tylko scenariusz WEM - with existing measures. Trwają prace nad drugim, bardziej ambitnym scenariuszem WAM - with additional measures.

- **Wojciech Głuszewski,**
Instytut Chemii i Techniki Jądrowej w Warszawie
- **Justyna Krzak,**
Katedra Mechaniki, Inżynierii Materiałowej i Biomedycznej, Wydział Mechaniczny Politechniki Wrocławskiej;
hiPower Institute of Materials, Akademicki Inkubator Przedsiębiorczości Politechniki Wrocławskiej

Radiacyjna modyfikacja materiałów barierowych dla wodoru

Perspektywy



Fot.: pxbabay

Wodór (H_2) jest jednym z istotnych elementów transformacji energetycznej mającej na celu osiągnięcie neutralności pod względem emisji dwutlenku węgla (CO_2). Jest pierwiastkiem lekkim i gęstym energetycznie. Może być stosowany, jako paliwo w transporcie, przetwarzaniu energii w prąd elektryczny i ciepło. Jednym z największych wyzwań jest jego przechowywanie. Pierwsze prace nad zastosowaniem do tych celów polimerowych kompozytów (wzmacnianymi włóknem węglowym) wykonano w latach 70. ub. w.

Współcześnie poszukuje się materiałów wytrzymalszych i bardziej opłacalnych ekonomicznie [1]. Między innymi prowadzi się badania nad radiacyjnym sieciowaniem polimerów w celu wzmocnienia tzw. zbrojenia kompozytu. Unikatowość technologii polega na tym, że modyfikacji poddaje się wyrób (zbiornik) w temperaturze otoczenia już po jego uformowaniu. Zjawisko sieciowania łatwo kontrolować dawką promieniowania (czasem napromieniowania). Nowym kierunkiem badań jest ocena wpływu obróbki radiacyjnej na właściwości materiałów tlenkowych syntezowanych metodą zol-żel [2]. Innowacyjne powłoki barierowe na bazie SiO_2 ze względu na nieosiągalną dotąd barierowość dla wodoru [3], mogą w skojarzeniu z radiacyjną modyfikacją kompozytów ułatwić rozwiązanie problemu ubytków wodoru podczas jego magazynowania, transportowania oraz przesyłania.

Radioliza polimerów

Termin radioliza wprowadziła do nauki Maria Skłodowska-Curie i oznacza on obecnie ogół procesów chemicznych wywołanych działaniem promieniowań jonizujących na materię [4]. Gęstość gniazd jonizacji w dowolnym stanie skupienia materiału jest stosunkowo niewielka i zależy od dawki pochłoniętej energii. Dla ustalenia uwagi można przyjąć, że w polimerze jest to jedno tzw. centrum energetyczne na 3000 merów o liczbie masowej 1000. Z tego wynika unikatowa cecha radiolizy polegająca na tym, że efekty uzyskiwane w tradycyjnej chemii przy skrajnych parametrach technologicznych osiąga się w praktycznie dowolnej średniej temperaturze, np. w warunkach kriogenicznych.

Głównym produktem gazowym radiolizy naturalnych i syntetycznych polimerów jest wodór, który w formie cząsteczkowej bezpowrotnie opuszcza materiał [5]. Oderwanie atomów wodoru od łańcuchów polimerowych powoduje powstanie wolnych rodników, które w wyniku rekombinacji mo-

gą tworzyć wiązania poprzeczne. Ten efekt, uzyskany, co warto jeszcze raz podkreślić w temperaturze otoczenia, jest najbardziej interesujący z punktu widzenia poprawy właściwości użytkowych tworzywa polimerowego. Mimo olbrzymiego postępu w dziedzinie praktycznych zastosowań technik radiacyjnych, jaki nastąpił w ostatnich 60. latach, nadal nie do końca poznano mechanizmy pierwotnych procesów towarzyszących oddziaływaniu promieniowania jonizującego na polimery. Ciągłe aktualnym pozostaje więc

zagadnienie poszukiwania sposobów ograniczenia destrukcyjnego utleniania w procesach postradiacyjnych. Dużo uwagi poświęca się opisowi procesów ochronnych na etapie jonowych produktów radiolizy polimerów. Główną rolę odgrywa w tych zjawiskach aromatyczny charakter stabilizatorów. Zdolność aromatycznych struktur do rozpraszania energii pozwala zapobiegać tworzeniu się makrorodników. W ten sposób można już na pierwotnym etapie jonizacji polimeru zapobiegać jego dalszej oksydegradacji.



Fot. 1. Widok skanera elektronów akceleratora Elektronika 10/10 nad transporterem służącym do przenoszenia wyrobów przeznaczonych do obróbki radiacyjnej

Przemysłowe źródła promieniowania jonizującego

Dla celów przemysłowych źródła promieniowania jonizującego zaczęto powszechnie budować, gdy powstało zapotrzebowanie na tzw. zimną sterylizację wykonanych z tworzyw polimerowych wyrobów medycznych jednorazowego użytku (fot. 1). Radiacyjne instalacje dużej mocy szybko znalazły wiele nowych zastosowań, np. do modyfikacji kabli i przewodów elektrycznych. Obecnie na świecie na skalę technologiczną stosuje się tradycyjnie wiązki elektronów (EB) i promieniowanie gamma (γ). Stosunkowo niedawno wdrożono przemysłowe instalacje konwertujące wiązkę elektronów w elektromagnetyczne promieniowanie hamowania. Warto przypomnieć, że w każdym z wymienionych przypadków praktycznie cała energia przekazywana jest przez wybite w wyniku jonizacji elektrony wtórne. Zjawiska chemiczne w gniazdach jonizacji zachodzą podobnie dla wiązki elektronów i promieniowania gamma. Istnieją natomiast zasadnicze różnice technologiczne. Szybkie elektrony pozwalają uzyskać dużą moc dawki, ale mają ograniczony (proporcjonalny do gęstości materiału) zasięg promieniowania w materiale. Przy maksymalnie dopuszczalnej obecnie energii elektronów 10 MeV jest to ekwiwalent 5 cm wody. Promieniowaniem gamma można radiacyjnie obrabiać wyroby o dużych wymiarach, jednak moc dawki w porównaniu z EB jest o kilka rzędów mniejsza. Wzrasta, więc czas napromieniowania, co ma znaczenie z punktu widzenia postradiacyjnych procesów oksydegradacji. Dzięki postępowi w dziedzinie technologii akceleratorowych opłacalne stało się obecnie wykorzystanie do obróbki radiacyjnej tzw. promieniowania hamowania. Otrzymuje się je w wyniku działania wiązki elektronów na tarczę wykonaną z ciężkich metali. Jest ono podobne do promieniowania γ , jednak charakteryzuje się

większą energią w porównaniu z tzw. źródłami kobaltowymi.

Składowanie odpadów promieniotwórczych

Materiały barierowe dla wodoru można potencjalnie wykorzystać w konstrukcji zbiorników na odpady promieniotwórcze

10 000 lat) próbki materiałów organicznych i nieorganicznych zawierających wodę napromieniowywano wiązką prostą i przemiataną akceleratorów o energii 13 MeV i mocy 9 kW. Jak ważna jest znajomość chemii radiacyjnej, w kontekście odpadów promieniotwórczych, świadczy incydent, który miał miejsce 14 lutego 2014 r. w składowisku w Carlsba-

| Polimer | [$\mu\text{mol/J}$] |
|-------------------------|-----------------------|
| PP (bez stabilizatorów) | 0,40 |
| PP izotaktyczny | 0,26 |
| PP syndiotaktyczny | 0,33 |
| Parafilm | 0,34 |
| PE | 0,42 |
| PS | 0,001 |
| Alanina L | 0,019 |
| DNA | 0,027 |
| Gips S | 0,0056 |
| Beton | 0,0057 |
| Ksylen | 0,0057 |
| Toluen | 0,0059 |
| Chlorobenzen | 0,0061 |
| Chorek metylenu | 0,0061 |
| Etylobenzen | 0,0063 |

Tab. 1. Chemoradiacyjne wydajności H_2 niektórych polimerów i związków chemicznych, mogących znaleźć się w składowisku odpadów promieniotwórczych lub stosowanych, jako izolacje kabli elektrycznych

cze [6]. Sztuczne i naturalne tworzywa polimerowe trafiają do składowisk, jako np. zużyte ubrania ochronne, materiały i sprzęt laboratoryjny, wyroby medyczne jednorazowego użytku, pojemniki, opakowania, dokumenty, itd. Jak było wspomniane, głównym gazowym produktem radiolizy węglowodorów jest wodor, którego ilość w składowisku będzie wzrastać. Problem ten był badany w Instytucie Chemii i Techniki Jądrowej na zlecenie Los Alamos National Laboratory. Wyniki prac zostały wykorzystane przy planowaniu i budowie wydrążonego w soli kamiennej (NaCl) podziemnego składowiska odpadów promieniotwórczych w Carlsbadzie w Nowym Meksyku. W celu symulacji dużych dawek promieniowania (okres składowania do

dzie. W wyniku wzrostu ciśnienia spowodowanego egzotermiczną reakcją oderwana została pokrywa od jednej z beczek i uwolniona stosunkowo niewielka (7 uncji, około 200 g) ilość plutonu i ameryku. W efekcie składowisko przerwało prace na okres blisko trzech lat. Koszty prac dekontaminacyjnych szacowane były na 1,5 mld dolarów.

W tabeli 1 przedstawiono chemoradiacyjne wydajności H_2 niektórych polimerów i związków chemicznych, mogących potencjalnie znaleźć się w składowisku odpadów promieniotwórczych. Obecnie taką wydajność podaje się w liczbie efektów (w tym przypadku oderwanych atomów wodoru) wyrażonej np. w μmol na 1 J pochłoniętej energii promieniowania.

Wzmocnienie barierowości układu warstwowego polimer - tlenkowa powłoka zol-żelowa

Metoda zol-żel pozwala na otrzymywanie materiałów o strukturze mezoporowatej, w tym aerożelowej, w różnych formach, tj. warstw, proszków oraz monolitów. Bazuje ona na dwóch biegnących niemalże równocześnie reakcjach: hydrolizy i kondensacji. W wyniku syntezy otrzymujemy zol, który upraszczając, jest ciekłą postacią warstw. Uważny dobór substratów i parametrów syntezy pozwala uzyskać produkty o czystości na poziomie molekularnym [7].

Celem badań naukowych nad nowymi materiałami otrzymywanymi przy

riałów zol-żelowych poprzez tworzenia wakatów lub przestrzeni międzywęzłowych. Prawdopodobne jest również w szczególności w przypadku organosilanów radiacyjne sieciowanie. Działając wiązką elektronów lub promieniowaniem elektromagnetycznym zmieniamy parametry fizykochemiczne takie jak: masa cząsteczkowa, wielkość cząstek, czy lepkość. Możemy również modyfikować właściwości powierzchni warstw kierując funkcjonalizację na konkretne zastosowanie (np. powierzchnie samoczyszczące pod wpływem określonego typu promieniowania). Inny wpływ, o którym już wspomniano to zmiana właściwości optycznych. Ponadto, zgodnie z danymi literaturowymi możliwy jest

Autorzy, w pierwszym etapie badań biorą pod uwagę dwa warianty radiacyjnej modyfikacji materiałów polimerowych w skojarzeniu z zol-żelową warstwą tlenkową, np. bazującą na matrycy SiO_2 . Radiacyjne sieciowanie tworzywa przed naniesieniem powłoki uzyskanej metodą zol-żel. W tym przypadku należy się liczyć ze zmianą właściwości powierzchniowych polimeru spowodowaną jego sieciowaniem i postradiacyjnym utlenianiem. Pod uwagę należy brać również możliwość tworzenia w wyniku napromieniowania trwałych wolnych rodników. Taka aktywacja powierzchni polimerowych może mieć pozytywny wpływ na adhezję nakładanych warstw. Dodatkowo, odpowiednio dobrany skład molekularny warstwy, na co znakomicie pozwala metoda zol-żel, może zapobiec niekontrolowanemu postradiacyjnemu utlenianiu.

W drugim wariancie napromieniowywany będzie wyrób - zbiornik ze zmodyfikowaną zol-żelowo powierzchnią wewnętrzną (typ IV/typ V). Obróbka radiacyjna zmieni kolor powłok SiO_2 , co w tym przypadku nie ma praktycznego znaczenia. Modyfikacja barwy może być natomiast wykorzystana przy innych zastosowaniach zol-żelowych materiałów tlenkowych, np. tych o strukturze aerożelowej. Interesujący jest aspekt możliwości zwiększania adhezji powłoki do podłoża, już po jej nałożeniu, w wyniku tworzenia wiązań poprzecznych w polimerze.

Wpływ tych zjawisk na proces nakładania warstw zol-żelowych, m. in. SiO_2 będzie przedmiotem dalszych badań. □

” Ogólnie końcowe efekty działania promieniowania jonizującego na materiał złożony z polimeru i stowarzyszonej z nim warstwy zol-żel zależą od składu chemicznego materiałów, sposobu obróbki radiacyjnej oraz konkretnych warunków prowadzenia eksperymentu/procesu

udziale metody zol-żel jest takie opanowanie procesów technologicznych (syntezy i nanoszenia w przypadku warstw), które pozwoliłoby na uzyskiwanie materiałów o kontrolowanych parametrach struktury oraz właściwościach mechanicznych. Inne parametry np. optyczne, barierowe, ochronne, bioaktywne nadawane są każdorazowo w zależności od zapotrzebowania [8].

Promieniowanie jonizujące może modyfikować właściwości fizycznych mate-

wpływ promieniowania na: właściwości elektryczne, przemiany fazowe, czy zmiany wielkości i morfologii cząstek uzyskiwanych w procesie zol-żel.

Ogólnie końcowe efekty działania promieniowania jonizującego na materiał złożony z polimeru i stowarzyszonej z nim warstwy zol-żel zależą od składu chemicznego materiałów, sposobu obróbki radiacyjnej oraz konkretnych warunków prowadzenia eksperymentu/procesu.

Bibliografia:

1. Zbigniew Zimek, Grażyna Przybytniak, Marta Walo, Wojciech Głuszewski, Zaawansowane materiały polimerowe dla energetyki, Tworzywa Sztuczne w Przemśle, 6, 2018, 38-39.
2. Brinker C.J., Scherer G.W. „Sol-Gel Science. The Physics and Chemistry of Sol-Gel Processing” Academic Press, Inc., San Diego, 1990.
3. W. Głuszewski, The use of gas chromatography for the determination of radiolytic molecular hydrogen, the detachment of which initiates secondary phenomena in the radiation modification of polymers, Polimery, 64, 10, 2019, 44-49.
4. Pierre Curie, Marie Curie, Effets chimiques produits par les rayons de Becquerel, Comptes rendus des séances de l'académie des sciences, t.129, p.823-825 (Nov. 1899).
5. Anna Szczurek, Bartosz Babiarczuk, Jerzy Kubacki, Philippe Papin, Philippe Renault, Andrzej Żak, Jerzy Kaleta, Justyna Krzak, Sol-gel multilayered coatings for reduction of H2 permeation, Applied Surface Science, vol. 497, 2019, 143691, <https://doi.org/10.1016/j.apsusc.2019.143691>.
6. W. Głuszewski, Radioliza w składowiskach odpadów promieniotwórczych, Bezpieczeństwo Jądrowe i Ochrona Radiologiczna, Biuletyn Informacyjny Państwowej Agencji Atomistyki, 2018, 109, 1, 9-15.
7. Maruszewski K. „Fizykochemia molekuł zamkniętych w zeolitach i zol-żelach” Wydawnictwo Uniwersytetu Wrocławskiego, Wrocław 2000.
8. Anna Szczurek, Lam Thi Ngoc Tran, Stefano Varas, Daniel Lewandowski, Anna Gąsiorek, Bartosz Babiarczuk, Alice Carlotto, Alessandro Chiasera, Maurizio Ferrari, Anna Łukowiak, and Justyna Krzak, SiO_2 - TiO_2 hybrid coatings applied on polymeric materials for flexible photonics applications, Proc. SPIE 12142, Fiber Lasers and Glass Photonics: Materials through Applications III, 1214208 (25 May 2022), <https://doi.org/10.1117/12.2621465>.

■ Oksana Krupka,

Menedżer Produktów IRIS Power, Zakład Usług Technicznych Energoaudyt sp. z o.o.



Wdrożenie monitoringu stanu silników elektrycznych: konieczność współczesności

Współczesny świat nieuchronnie zmierza w kierunku optymalizacji pracy wysoko wykwalifikowanych specjalistów, zapewnienia efektywności i bezpieczeństwa pracy przedsiębiorstw oraz świadomego wykorzystania rozwiązań technologicznych. W związku z tym zapotrzebowanie na stały monitoring stanu technicznego wysokonapięciowych maszyn wirujących, ze strony specjalistów technicznych w dużych przedsiębiorstwach i elektrowniach, pojawia się coraz częściej.

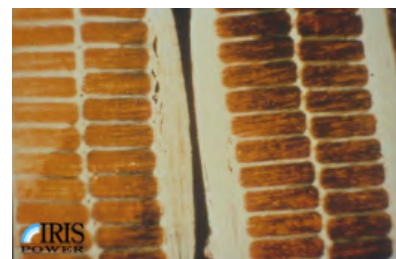
Z danych Electric Power Research Institute wynika, że problemy z izolacją uzwojeń stojana występują w 37% wszystkich silników elektrycznych i generatorów WN i są najczęstszą przyczyną awarii (57%), powodując największe straty i wymagając najwięcej uwagi.

Najczęstszemu problemowi, występującemu w uzwojeniach stojana silnika elektrycznego są wyładowania niezupełne. To niewielkie iskry elektryczne, które występują w uzwojeniach stojana, pracujących przy częstotliwości 50/60 Hz i napięciu znamionowym 3,3 kV lub wyższym.

Przyczyny wyładowań niezupełnych można podzielić na kilka kategorii. Defekty izolacji powstające w miejscach połączeń lub na zgięciach przewodów, tworzą mikroskopijne puste przestrzenie w materiale izolacyjnym, co prowadzi do powstania lokalnych wyładowań elektrycznych. Zanieczyszczenia takie jak kurz, wilgoć pary oleju - również odgrywają ważną rolę, tworząc przewodzące ścieżki dla wyładowań i zmniejszając wytrzymałość elektryczną izolacji. Wilgoć

sprzyja jonizacji powietrza, co zwiększa prawdopodobieństwo wyładowań przy niższych napięciach. Z czasem materiały izolacyjne tracą swoje właściwości z powodu starzenia cieplnego i naprężeń mechanicznych, co prowadzi do mikropęknięć i zwiększa prawdopodobieństwo wyładowań. Uszkodzenia mechaniczne, spowodowane m. in. wibracjami, mogą również uszkodzić izolację i powodować występowanie wyładowań niezupełnych.

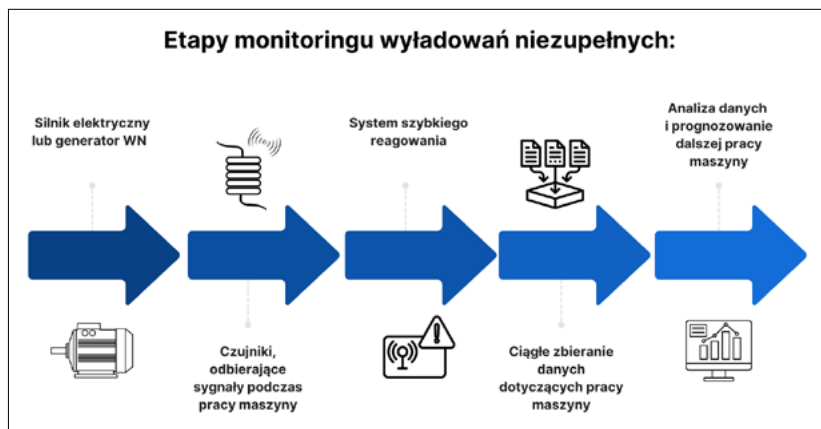
Pomiary wyładowań niezupełnych wymaga zastosowania specjalistycznego sprzętu, który najczęściej składa się z trzech elementów: czujników wykrywających wyładowania niezupełne, systemu szybkiego reagowania na zmiany stanu maszyny oraz prognozowania jej dalszej pracy. Wysokoczułe czujniki, zainstalowane w kluczowych punktach silnika, diagnozują wyładowania niezupełne na zasadzie rejestracji fal elektromagnetycznych, co pozwala wykrywać wyładowania na wczesnym etapie. Systemy monitoringu on-line zbierają dane w trybie rzeczywistym i przekazują je do centrum przetwarzania danych w celu



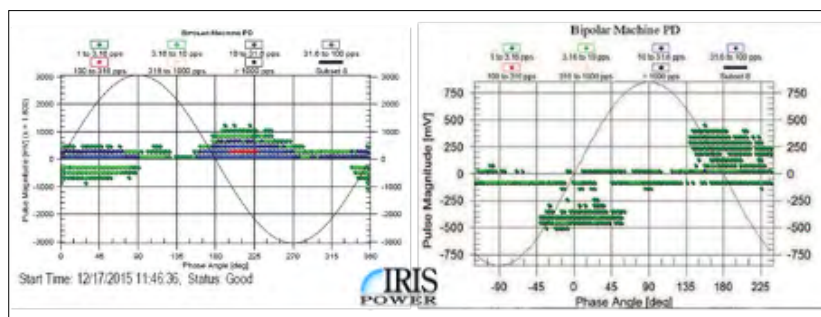
Rys. 1. Uszkodzenie izolacji uzwojeń stojana

analizy i diagnostyki. Oprogramowanie wykorzystuje algorytmy uczenia maszynowego i modelowania do przewidywania przyszłych awarii i optymalizacji planów konserwacji.

Monitoring w czasie rzeczywistym można porównać do pracy mózgu gadziego, układu limbicznego i neokorteksu u człowieka. Mózg gadzi odpowiada za instynkty przetrwania i natychmiastowe reakcje, analogicznie do tego, jak czujniki monitoringu rejestrują anomalie. Układ limbiczny zarządza emocjami i pamięcią długotrwałą, co można porównać do systemów analizy danych, które przetwarzają i przechowują informacje o stanie



Rys. 2. Etapy monitoringu wyładowań niepełnych



Rys. 3. Dane, uzyskane za pomocą monitoringu IRIS Power

sprzętu. Neokorteks, pełniący funkcje wyższego myślenia i prognozowania, jest podobny do oprogramowania systemu monitoringu, które używa algorytmów uczenia maszynowego do modelowania planu pracy i grafik wyłączeń maszyny w prognozowanej przyszłości.

Monitoring wyładowań niepełnych jest ważny z kilku powodów. Wczesne wykrycie problemów i zapobieganie poważnym awariom pozwala planować prace naprawcze, co zmniejsza koszty nieplanowanych napraw i wymiany drogich komponentów. Zmniejszenie ryzyka sytuacji awaryjnych zwiększa bezpieczeństwo personelu. Niezaplanowane awarie mogą prowadzić do wypadków, zagrażających życiu i zdrowiu pracowników, dlatego terminowy monitoring zmniejsza te ryzyka. Niezawodna praca sprzętu gwarantuje nieprzerwaną produkcję i realizację planów produkcyjnych, co jest szczególnie ważne dla dużych przedsiębiorstw przemysłowych i elektrowni.

Jednym ze światowych liderów w dziedzinie monitoringu stanu układów izolacyjnych wysokonapięciowych maszyn wirujących jest kanadyjska firma IRIS Power - A Qualitrol Company, założona w 1990 r. Obecnie sprzęt IRIS Power jest zainstalowany na ponad 19 tysiącach generatorów i silników elektrycznych na całym świecie, również w Polsce. Przez ostatnie 32 lata firma sprzedawała jeden przyrząd do monitoringu częściowych wyładowań i 12 zestawów czujników każdego dnia roboczego.

Technologia stosowana przez firmę IRIS Power pozwala skutecznie oddzielać szumy i zakłócenia od rzeczywistych sygnałów wyładowań niepełnych. Zgodnie z zaleceniami międzynarodowego standardu IEEE 1434-2000 (IEEE Guide to the Measurement of Partial Discharges in Rotating Machinery), czujniki zaprojektowane przez firmę IRIS Power mierzą maksymalną amplitudę dodatnich i ujemnych impulsów wyładowań niepełnych na poziomie częstotliwości po-

wtarzania 10 imp/sek (parametr $\pm Q_{max}$) i obliczają całkowitą aktywność wyładowań (parametr $\pm NQN$ - Normalized Quantity Number). Ponadto, urządzenia analizują położenie impulsów wyładowań względem fazy napięcia 50/60 Hz. Wyniki pomiarów są przetwarzane za pomocą oprogramowania PDView i prezentowane w postaci wykresów i tabel w dwóch- i trójwymiarowych wizualizacjach.

Baza danych IRIS jest największą bazą danych tego typu na świecie i zawiera ponad 750 tysięcy wyników pomiarów wyładowań niepełnych. Wyniki uzyskano przy użyciu sprzętu firmy IRIS podczas testowania generatorów i silników elektrycznych różnej klasy napięcia i mocy, różnych producentów w różnych regionach świata. Baza danych zawiera pełne informacje o parametrach każdej maszyny elektrycznej, na której przeprowadzono pomiary wyładowań niepełnych, firmie-producenta, metodzie chłodzenia, klasie napięcia, użytych czujnikach (EMC lub SSC) oraz wynikach testów.

Wczesne wykrycie wyładowań pozwala uniknąć poważnych uszkodzeń i przeprowadzać minimalnie inwazyjne prace naprawcze, co wydłuża żywotność sprzętu i obniża koszty kapitałowe remontów. Ciągły monitoring poprawia ogólną niezawodność i bezpieczeństwo pracy sprzętu, a kontrola on-line stanu izolacji i innych krytycznych parametrów pozwala utrzymywać sprzęt w optymalnym stanie, co minimalizuje ryzyko awarii.

Podsumowując, możemy powiedzieć, że teraz łatwiej jest optymalizować i prognozować pracę wysokowoltowych maszyn wirujących. Wczesne wykrycie najczęściej występującego problemu - wyładowań niepełnych - pozwala uniknąć poważnych uszkodzeń i przeprowadzać minimalnie inwazyjne prace naprawcze. Ciągły monitoring poprawia ogólną niezawodność i bezpieczeństwo pracy sprzętu, a kontrola online stanu izolacji i innych krytycznych parametrów pozwala utrzymywać sprzęt w optymalnym stanie, co minimalizuje ryzyko awarii. □

■ Veolia term S.A.



Efektywna i skalowalna - Ciepłownia Przyszłości

kształtuje energetyczną przyszłość polskich miast

Nie słabnie zainteresowanie Ciepłownią Przyszłości w Lidzbarku Warmińskim. Od momentu oficjalnego otwarcia, pod koniec maja 2024 r., zlokalizowana na terenie ciepłowni Veolii Północ z Grupy Veolia term instalacja cieszy się popularnością u przedstawicieli branży energetycznej i ciepłowniczej, administracji rządowej i mediów z całej Polski. Każda z wizyt studyjnych jest okazją do zaprezentowania innowacyjnej technologii instalacji, zapewniającej prawie 100% energii z OZE w oparciu o lokalnie dostępne źródła. Ten w pełni skalowalny projekt jest szansą na realną transformację polskiego ciepłownictwa.

Zielone Ciepło dla mieszkańców Lidzbarka Warmińskiego

Nowa ciepłownia, zwana Demonstratorem Technologii, opiera się o wysokosprawne układy pomp ciepła, instalacje fotowoltaiczne oraz system magazynów ciepła wysoko- i niskoparametrowego, w tym największy w Polsce magazyn ciepła w formie zbiornika zagłębionego w gruncie. Dzięki tym rozwiązaniom system ciepłowniczy na osiedlu Astronomów w Lidzbarku Warmińskim będzie zasilany energią prawie w 100% pochodzącą z odnawialnych źródeł energii. A dodajmy, że całkowita powierzchnia użytkowa wszystkich tamtejszych lokali mieszkalnych wynosi ponad 28 tys. m².

Sercem technologii Ciepłowni Przyszłości są pompy ciepła z systemem trójstopniowego magazynowania ciepła. Maksymalizują one wykorzystanie energii elektrycznej wyprodukowanej z zależnych od pogody źródeł OZE. Sezonowe magazynowanie ciepła, jednocześnie w niskotemperaturowym magazynie gruntowym oraz wysokotemperaturowym magazynie wodnym, zapewnia efektywną pracę pomp ciepła zasilających sieć ciepłowniczą. W opracowanej technologii pompy ciepła zintegrowano z trzema dolnymi źródłami: powietrznymi wymiennikami ciepła, niskotemperaturowym magazynem gruntowym oraz wysokotemperaturowym magazynem wodnym. System zasilany jest energią elektryczną produkowaną bezpośrednio na miejscu z instalacji PVT, kolektorów słonecznych oraz farmy fotowoltaicznej.



Ciepłownia Przyszłości w strategii Veolii w Polsce

Grupa Veolia w Polsce pewnym krokiem zmierza w kierunku dekarbonizacji. W ramach tego procesu od 2019 r. Veolia term realizuje wiele projektów oraz inwestycji, których celem jest ograniczenie wykorzystanie węgla, a w konsekwencji zmniejszenie emisji CO₂ związa-



nej z produkcją energii w należących do spółki zakładach.

- Grupa Veolia w Polsce realizuje ambitną strategię dekarbonizacji swoich aktywów i osiągnięcia neutralności klimatycznej do 2050 r. Zwiększanie efektywności lokalnych systemów ciepłowniczych, przy jednoczesnym konsekwentnym odchodzeniu od spalania węgla, to odpowiedź Veolii na obecne wyzwania klimatyczne. Projekt w Lidzbarku Warmińskim doskonale wpisał się w realizację globalnej strategii GreenUp, w ramach której przyspieszamy wdrażanie konkretnych rozwiązań przy jednoczesnym stymulowaniu innowacji - mówi **Luiz Hanania**, prezes zarządu i dyrektor generalny Grupy Veolia w Polsce.

Skalowalny projekt szansą na realną transformację ciepłownictwa

Technologia Ciepłowni Przyszłości opiera się na maksymalnym wykorzystaniu lokalnie dostępnych odnawialnych źródeł energii. Zrealizowanie tego założenia zapewniło niemal pełną dekarbonizację instalacji ciepłowniczej. Poprzez tego typu projekty oraz innowacyjne podejście do produkcji ciepła Veolia zmniejsza wpływ systemów ciepłowniczych na środowisko naturalne, a jednocześnie zwiększa bezpieczeństwo dostaw zielonego ciepła dla samorządów i mieszkańców. Technologia Ciepłowni Przyszłości jest skalowalna - może zostać wykorzystana w innych systemach ciepłowniczych. To oznacza, że rozwiązanie można dostosować na potrzeby modernizacji ciepłownictwa powiatowego w całej Polsce. Zmiana

skali nie powoduje zmiany w technologii, a tylko zmiany w wielkości lub liczbie stosowanych urządzeń.

- Doświadczenia zdobyte w Lidzbarku Warmińskim wykorzystamy w innych naszych zakładach - podkreśla **Magdalena Bezulska**, prezes zarządu Veolii term, spółki zarządzającej grupą, w skład której wchodzi m. in. dostarczająca ciepło w Lidzbarku Warmińskim Veolia Północ. - Dostarczamy ciepło w prawie 60 miastach. Konsekwentnie dywersyfikujemy miks paliwowy, zwiększając w nim udział m. in. OZE. W ramach strategii dekarbonizacji zrealizowaliśmy wiele inwestycji, m. in. w Tarnowskich Górach, Wrześni, Kraśniku, Krotoszynie, Chrzanowie, Świeciu, Bytowie. Lidzbark Warmiński jest doskonałym przykładem partnerskiej kooperacji władz miasta i biznesu, której efektem jest dostarczenie szytych na miarę rozwiązań uwzględniających lokalne potrzeby - dodaje **Magdalena Bezulska**.

W ramach Ciepłowni Przyszłości zmodernizowana zostanie również sieć ciepłownicza zbudowana jeszcze w latach 80. XX w. Nowa infrastruktura wykonana w technologii preizolowanej będzie mogła funkcjonować w temperaturze do 80°C. Dodatkowo, zgodnie z wnioskami zgłaszanymi przez władze samorządowe i mieszkańców spółdzielni, w każdym budynku zostanie zamontowany indywidualny węzeł cieplny pozwalający na precyzyjny pomiar zużycia ciepła w budynku. Stare węzły grupowe zostaną zlikwidowane.

Innowacje sfinansowane ze środków europejskich

Wiosną 2021 r. Narodowe Centrum Badań i Rozwoju (NCBiR) ogłosiło przedsięwzięcie „Ciepłownia Przyszłości, czyli system ciepłowniczy z OZE”, współfinansowane z Funduszy Europejskich w ramach Programu Operacyjnego Inteligentny Rozwój. Jego celem było wypracowanie skutecznego sposobu modernizacji ciepłowni konwencjonalnej: węglowej, gazowej lub biomasowej - tak,

aby udział OZE przekroczył 80% i to bez spalania biomasy. Założenia konkursu były efektem dialogu technicznego z rynkiem, w tym przedsiębiorstwami energetyki ciepłowniczej i firmami wykonawczymi, które już działają w sektorze energetycznym.



W przedsięwzięciu poprzeczkę ustawiono bardzo wysoko, wyraźnie określając kierunek transformacji. Jak pokazuje oddana instalacja, która w 100% wykorzystuje OZE, były to założenia ambitne, ale realne.



Projekt w Lidzbarku Warmińskim zrealizował Euros Energy, firma będąca autorem najwyżej ocenionej koncepcji przedstawionej w konkursie NCBiR. W ramach prac w ciągu 18 miesięcy, na terenie należącym do Veolii Północ, został wybudowany Demonstrator Technologii. Instalację oficjalnie oddano do użytku 29 maja 2024 r.

Przedsięwzięcie „Ciepłownia Przyszłości, czyli system ciepłowniczy z OZE” jest realizowane z Funduszy Europejskich w ramach projektu pozakonkursowego pn. Podniesienie poziomu innowacyjności gospodarki poprzez wdrożenie nowego modelu finansowania przełomowych projektów badawczych. Poddziałanie 4.1.3 Innowacyjne metody zarządzania badaniami Programu Inteligentny Rozwój (POIR) 2014-2020. □

987 874 2908 0987 47288 841 028 27498 3658 8920898 060218BN 98868 180
 92809874188 80898 32830828 897 8039788 89218 2398 49384 2982345525119
 8898341M98208138478384 K92809281 065656788572116085678085372
 83663672818542837 20987429284 0387M65838065876837701827468872
 46M638828648230438612 06562876288 0640 P0287818 6437834768 2284
 47M93908374837466 65876768787878 2838 27064827034821 0088768 8640487
 09888887478874119284700868 8064808086740283708287080684687
 2418742978748378 268 237088214287488846887868783212188468786
 52065278387846786 2876847864 287868 88748 28880910827647307104836
 9878742908 098747288841028 274983658 8920898 060218BN 98868 180
 92809874188 80898 32830828 897 8039788 89218 2398 49384 2982345525119
 8898341M98208138478384 K92809281 065656788572116085678085372
 83663672818542837 20987429284 0387M65838065876837701827468872
 46M638828648230438612 06562876288 0640 P0287818 6437834768 2284



Fot.: pixabay

■ Kinga Skrzek,
 Fundacja Platforma Przemysłu Przyszłości

Big Data w Energetyce

Optymalizacja poprzez analizę danych

Artykuł omawia ich zastosowania w monitorowaniu zużycia energii, zarządzaniu siecią, integracji odnawialnych źródeł energii i predykcji awarii. Przedstawia technologie i narzędzia, takie jak platformy analityczne, algorytmy predykcyjne, IoT, chmura obliczeniowa, bazy NoSQL, narzędzia wizualizacyjne i sztuczna inteligencja. Analizuje wyzwania wdrożenia Big Data, jak integracja danych, bezpieczeństwo, inwestycje w IT i brak wykwalifikowanej kadry. Korzyści przewyższają bariery, prowadząc do efektywniejszego i zrównoważonego zarządzania energią.

W ostatnich latach technologie Big Data zyskały ogromne znaczenie w Energetyce. Rosnące zapotrzebowanie na energię, zróżnicowane źródła jej pozyskiwania oraz konieczność optymalizacji kosztów sprawiają, że sektor energetyczny stoi przed wieloma wyzwaniami. Big Data oferuje nowe podejście do zarządzania energią, pozwalając

na zwiększenie efektywności, redukcję kosztów oraz poprawę niezawodności systemów energetycznych.

Zastosowania Big Data w Energetyce

Wykorzystanie Big Data w Energetyce umożliwia optymalizację procesów,

poprawę efektywności i redukcję kosztów. Big Data znajduje zastosowanie w monitorowaniu zużycia, zarządzaniu siecią, integracji odnawialnych źródeł energii i predykcji awarii.

Jednym z kluczowych zastosowań Big Data jest monitorowanie i prognozowanie zużycia energii. Dzięki zaawansowanym algorytmom możliwe

jest śledzenie zużycia energii w czasie rzeczywistym oraz przewidywanie przyszłych potrzeb. Analiza danych historycznych i bieżących pozwala na tworzenie precyzyjnych prognoz, co umożliwia lepsze zarządzanie produkcją i dystrybucją energii, unikając nadprodukcji i niedoborów [1][5].

Przechodząc do zarządzania siecią energetyczną, Big Data odgrywa również kluczową rolę. Analiza danych w czasie rzeczywistym pozwala na wykrywanie anomalii i problemów w sieci, takich jak przeciążenia, czy awarie. Dzięki temu operatorzy mogą szybko reagować na incydenty, minimalizując ryzyko przerw w dostawach energii [1][6].

Integracja odnawialnych źródeł energii, takich jak energia słoneczna i wiatrowa, to kolejny obszar zastosowania Big Data. Analiza danych pogodowych i produkcji energii pozwala na efektywne zarządzanie tymi źródłami, wspierając zrównoważony rozwój energetyczny. Dzięki temu możliwe jest lepsze wykorzystanie energii odnawialnej oraz zmniejszenie zależności od paliw kopalnych [2][4].

Nie można również pominąć znaczenia predykcji i diagnostyki awarii w kontekście Big Data. Analiza danych z różnych źródeł, takich jak czujniki i systemy monitoringu, umożliwia wczesne wykrywanie potencjalnych awarii. Dzięki temu można przeprowadzać działania prewencyjne, minimalizując ryzyko nieplanowanych przestojów i obniżając koszty związane z naprawami [3].

Wszystkie te zastosowania Big Data w Energetyce są ze sobą ściśle powiązane, tworząc kompleksowy system zarządzania, który wspiera efektywność operacyjną oraz zrównoważony rozwój. Dzięki temu sektor energetyczny może

lepiej odpowiadać na wyzwania współczesnego świata, zapewniając stabilne i niezawodne dostawy energii przy jednoczesnym ograniczaniu wpływu na środowisko.

Technologie i narzędzia Big Data w Energetyce

Wykorzystanie Big Data w Energetyce wymaga zaawansowanych technologii i narzędzi do gromadzenia, przechowywania, analizy i interpretacji danych. Podstawą przetwarzania i analizy danych są platformy analityczne, takie jak Apache Hadoop, Apache Spark i Microsoft Azure. Hadoop umożliwia przetwarzanie danych na wielu serwerach jednocześnie, podczas gdy Spark oferuje szybkie analizy danych w czasie rzeczywistym [7]. Algorytmy predykcyjne, oparte na technikach uczenia maszynowego, pozwalają na przewidywanie przyszłych trendów zużycia energii, wykrywanie anomalii i optymalizację procesów [3].

Kolejnym kluczowym elementem jest Internet Rzeczy (IoT), który odgrywa istotną rolę w gromadzeniu danych. Urządzenia IoT, takie jak inteligentne liczniki i czujniki, generują ogromne ilości danych w czasie rzeczywistym, umożliwiając bieżące monitorowanie i zarządzanie siecią energetyczną [2][4]. Przechowywanie i przetwarzanie tych danych możliwe jest dzięki chmurze obliczeniowej, oferowanej przez usługi takie jak: Amazon Web Services, Google Cloud Platform i Microsoft Azure. Chmura obliczeniowa zapewnia elastyczne i skalowalne rozwiązania, umożliwiając firmom energetycznym dostęp do dużej mocy obliczeniowej bez konieczności inwestowania w kosztowną infrastrukturę [7].

W kontekście Big Data, tradycyjne bazy danych relacyjnych często nie są wystarczające do zarządzania ogromnymi ilościami danych. Bazy danych NoSQL, takie jak MongoDB i Cassandra, oferują elastyczność i skalowalność potrzebną do zarządzania danymi Big Data, umożliwiając przechowywanie danych w różnych formatach. Analiza tych danych staje się bardziej intuicyjna dzięki narzędziom do wizualizacji danych, takim jak Tableau i Power BI. Narzędzia te umożliwiają lepsze zrozumienie i interpretację danych, ułatwiając podejmowanie świadomych decyzji.

Ostatecznie, sztuczna inteligencja (AI) i uczenie maszynowe (ML) automatyzują procesy analizy danych, co pozwala na szybsze i bardziej precyzyjne wyniki. Jest to szczególnie przydatne w predykcji zużycia energii i optymalizacji produkcji, umożliwiając bardziej efektywne zarządzanie zasobami energetycznymi [3].

Podsumowanie

Technologie Big Data przynoszą znaczące korzyści dla sektora energetycznego, umożliwiając optymalizację procesów, poprawę efektywności i redukcję kosztów. Kluczowe technologie i narzędzia, takie jak platformy analityczne, algorytmy predykcyjne, IoT, chmura obliczeniowa, bazy NoSQL, narzędzia wizualizacyjne i sztuczna inteligencja, odgrywają kluczową rolę w transformacji sektora energetycznego. Wdrożenie Big Data wiąże się z wyzwaniami, ale korzyści przewyższają bariery, prowadząc do bardziej efektywnego i zrównoważonego zarządzania energią. □

Literatura:

1. Ahmed, M. I., & Smith, J. R. Big Data in Energy Sector: Opportunities and Challenges. *Energy Systems*, Vol. 12, No. 4, 2020, pp. 123-145.
2. Jones, L. M., & Brown, K. J. Integrating Renewable Energy Sources Using Big Data Analytics. *Journal of Renewable Energy*, Vol. 9, No. 2, 2019, pp. 67-89.
3. Patel, R., & Kumar, A. *Predictive Maintenance in Energy Sector Using Machine Learning*. Springer, Berlin, 2021.
4. Ivanov, S. N., & Petrov, A. L. *Vvedenie v analiz bol'shikh dannykh v energetike*. Moscow: Nauchnaya Literatura, 2020.
5. Liu, H., & Wang, Y. Real-Time Energy Monitoring and Forecasting with Big Data Technologies. *IEEE Transactions on Smart Grid*, Vol. 11, No. 1, 2020, pp. 456-467.
6. Thompson, G., & Jackson, R. Cybersecurity Challenges in Energy Sector Big Data. *International Journal of Cybersecurity*, Vol. 8, No. 3, 2018, pp. 201-219.
7. Zhang, X., & Chen, Y. *Big Data and Cloud Computing in Energy Systems*. Wiley, New York, 2019.



■ Kamila Pendyk,
Instytut Spraw Cyfrowych

■ Adam Wnorowski,
Instytut Spraw Cyfrowych

Energetyczna Transformacja Cyfrowa

Raport „Budowanie przyszłości centrów danych”

Transformacja cyfrowa jest nieodłącznym elementem wielu sektorów gospodarki. Energetyka, jako jedna z kluczowych gałęzi przemysłu, również nie pozostaje w tyle. Transformacja cyfrowa w energetyce obiecuje zrewolucjonizować sposób, w jaki zarządzamy energią, przyczyniając się do zwiększenia efektywności, niezawodności i zrównoważonego rozwoju. Jak zawsze jednak, istnieje druga strona medalu, czyli to, jak transformacja cyfrowa oddziałuje na branżę energetyczną.

Transformacja cyfrowa to dane. Dane potrzebują miejsca. Wszystko więc kończy się i zarazem zaczyna w data center. A data center potrzebuje coraz więcej energii.

„Budowanie przyszłości centrów danych” to raport podsumowujący pierwszą edycję konferencji Forum Data Center. Dokument przybliża tę tematykę. Koncentruje się na megatrendach w obszarze efektywności energetycznej i ekologii w centrach danych, przedstawiając strategie i rozwiązania, które pomagają budować bardziej zrównoważoną przyszłość.

Megatrendy w obszarze efektywności energetycznej data center

Zrównoważony rozwój poprzez design (Sustainability by Design)

Zrównoważone centra danych muszą być projektowane z myślą o efektywności energetycznej. Współpraca między sektorem publicznym, naukowym i biznesowym jest kluczowa dla osiągnięcia tego celu. Konieczne jest zapewnienie odpowiedniej infrastruktury, w tym dostaw energii i łączności danych, a także wykorzystanie wtórne ciepła i wody, które są produktami ubocznymi działania data center.

Chłodzenie adiabatyczne i zwiększenie mocy IT

Ze względu na rosnące zapotrzebowanie na moc obliczeniową, centra danych muszą zwiększać swoje moce IT. Jednocześnie, aby wspierać wyższą gęstość mocy przetwarzania i pamięci masowych na metr kwadratowy, coraz częściej stosuje się chłodzenie adiabatyczne. To rozwiązanie pomaga obniżyć zużycie energii, co jest kluczowe w kontekście rosnących cen energii. Dodatkowo możliwości chłodzenia i ograniczania zużycia energii szerzej opisane zostaną w kolejnych artykułach.

Efektywność energetyczna i wskaźnik PUE

Efektywność energetyczna centrów danych jest mierzona współczynnikiem PUE (*Power Usage Effectiveness*). Liderzy na rynku, tacy jak firmy w Polsce,

osiągają wskaźniki PUE na poziomie 1,4, co oznacza, że z każdego 1,4 MW energii, 1 MW jest wykorzystywany bezpośrednio na potrzeby serwerów, pozostała moc zaś na obsługę urządzeń utrzymujących odpowiednie parametry obiektu.

„ (...) aby wspierać wyższą gęstość mocy przetwarzania i pamięci masowych na metr kwadratowy, coraz częściej stosuje się chłodzenie adiabatyczne. To rozwiązanie pomaga obniżyć zużycie energii, co jest kluczowe w kontekście rosnących cen energii

Osiągnięcie niskiego wskaźnika PUE jest kluczowe dla zrównoważonego rozwoju centrów danych przy jednoczesnym obniżeniu emisji CO₂. Nowe technologie chłodzenia pomagają obniżyć ten współczynnik nawet do poziomu 1.1.

Nowa dyrektywa EED (*Energy Efficiency Directive*) nakłada także obowiązki w zakresie raportowania monitorowania zużycia energii przez centra danych. O tym również szerzej napiszemy w kolejnych artykułach.

Zielone centra przetwarzania danych

W miarę jak zapotrzebowanie na usługi cyfrowe rośnie, przemysł centrów danych staje przed wyzwaniem zapewnienia zrównoważonego rozwoju przy jednoczesnym zmniejszeniu negatywnego wpływu na środowisko. Zielone centra przetwarzania danych odgrywają kluczową rolę w realizacji tego celu, wprowadzając szereg innowacyjnych praktyk i technologii, które minimalizują zużycie energii i emisję dwutlenku węgla.

Źródła energii odnawialnej

Zielone centra danych są zasilane energią odnawialną, np. energią słoneczną, wiatrową, wodną, a nawet energią jądrową. Firmy takie jak Microsoft, Google i Meta kupują energię z tego typu farm, aby zasilать swoje centra przetwarzania danych. Na przykład Meta finansuje farmy słoneczne w Danii, a Google

bankrutuje farmy wiatrowe w Norwegii. Coraz więcej dostawców usług IT preferuje zakup energii zielonej, co jest odpowiedzią na rosnące wymagania klientów dotyczące ekologii. W chwili, gdy piszemy te słowa, przeprowadzamy w Insty-

tucie Spraw Cyfrowych badanie ankietowe, które ma wyłonić główne trendy w wyborach dostawców usług centrów danych. Wyniki będą opisane szeroko w raporcie: „Mapa trendów data center w Polsce” i przedstawione podczas II edycji konferencji Forum Data Center w dniu 8 października w Centralnym Domu Technologii.

Zrównoważone wykorzystanie wody

Woda w centrach danych nie służy jedynie do chłodzenia. Systemy adiabatyczne, choć coraz rzadziej stosowane z uwagi na ograniczenia zasobów wody i potrzebę jej oszczędnego użycia, mogą wspomagać nie tylko chłodzenie, ale także inne procesy, co pomaga w zrównoważonym zarządzaniu zasobami wodnymi. Nowością na rynku jest np. chłodzenie cieczą doprowadzoną bezpośrednio do procesorów (tzw. *Direct-to-chip cooling*). Ku takiemu rozwiązaniu kieruje nas trend sztucznej inteligencji, w którym moc znacznie wpłynęła na zapotrzebowanie zarówno w zakresie dostępnej mocy, jak też właśnie chłodzenia układów.

Zapewne wielu z Was oglądało zawody olimpijskie w Paryżu, podczas których jeden z dostawców centrów danych dostarczał ciepło cząstkowe do ogrzewania olimpijskiego basenu.

Innowacyjne Technologie

Oprócz odnawialnych źródeł energii i zaawansowanych technologii chłodze-



nia, zielone centra danych korzystają również z technologii takich jak: wirtualizacja i zaawansowane systemy zarządzania infrastrukturą (DCIM). Wirtualizacja pozwala na uruchomienie wielu wirtualnych serwerów na jednym fizycznym serwerze, co zmniejsza liczbę potrzebnych urządzeń i zużycie energii.

Recykling i Ponowne Wykorzystanie

Zielone centra danych kładą duży nacisk na recykling i optymalizację sprzętu IT. Zamiast wymieniać sprzęt na nowy, centra te przedłużają żywotność istniejącego sprzętu poprzez modernizację i konserwację. Dodatkowo, odpowiedzialny recykling pozwala na właściwe usuwanie materiałów niebezpiecznych oraz odzysk użytecznych komponentów.

Wyzwania i Przyszłość

Pomimo licznych postępów, przemysł centrów danych stoi przed wyzwaniem rosnącego zapotrzebowania na energię. Zwiększona konsumpcja energii, zwłaszcza w kontekście rozwoju sztucznej inteligencji, wymaga dalszych innowacji w zakresie zarządzania energią i integracji

odnawialnych źródeł energii z istniejącymi sieciami elektrycznymi. Między innymi Microsoft i Google już teraz pracują nad nowymi technologiami, takimi jak energia jądrowa i wodorowa, aby zaspokoić przyszłe potrzeby energetyczne.

” Woda w centrach danych nie służy jedynie do chłodzenia. Systemy adiabatyczne, choć coraz rzadziej stosowane z uwagi na ograniczenia zasobów wody i potrzebę jej oszczędnego użycia, mogą wspomagać nie tylko chłodzenie, ale także inne procesy, co pomaga w zrównoważonym zarządzaniu zasobami wodnymi

Zielone centra danych to przyszłość przetwarzania danych, łącząca zaawansowane technologie z odpowiedzialnym zarządzaniem zasobami, aby zapewnić zrównoważony rozwój w erze cyfrowej, która nas otacza i której jesteśmy nieodłączną częścią.

Energetyczna transformacja cyfrowa

Energetyczna transformacja cyfrowa centrów danych jest niezbędna dla

budowania przyszłości opartej na zrównoważonym rozwoju. Efektywność energetyczna, wykorzystanie odnawialnych źródeł energii oraz strategiczne zarządzanie zasobami są kluczowymi elementami tej transformacji. Współpraca

różnych sektorów oraz wdrażanie innowacyjnych rozwiązań technologicznych są niezbędne do osiągnięcia sukcesu w tym obszarze. Raport „Budowanie przyszłości centrów danych” pokazuje, że przyszłość centrów danych zależy od ich zdolności do adaptacji i zarządzania ryzykiem w dynamicznie zmieniającym się środowisku cyfrowym, a efektywność energetyczna, wykorzystanie odnawialnych źródeł energii oraz innowacje technologiczne są kluczowe dla zrównoważonego rozwoju centrów danych. □

Źródła:

<https://digitalaffairs.institute/produkt/raport-pokonferencyjny-budowanie-przyszlosci-centrow-danych/>

<https://cleantechnica.com/2024/06/04/data-centers-ai-are-sucking-up-huge-amounts-of-renewable-energy/>

<https://www.itpro.com/infrastructure/data-centres/what-is-a-green-data-center-and-why-are-they-attracting-big-investment>

<https://www.ibm.com/topics/green-data-center>

<https://www.databank.com/resources/blogs/green-data-centers-sustainable-practices-in-the-usa/>

AUTORYZOWANY PARTNER GE W POLSCE



EKE

Europejska Kompania Energetyczna

Więcej informacji na naszej stronie internetowej

WWW.EKE.COM.PL

Przemysłowe systemy
monitoringu
parametrów olejów
w transformatorach mocy



MONTAŻ, SERWIS, ELEKTRYCZNEJ APARATURY ROZDZIELCZEJ I STEROWNICZEJ ORAZ TRANSFORMATORÓW.

Oferujemy sprzęt do diagnostyki transformatorów online, umożliwiający regularną analizę stanu izolacji olejowej.

Nasze usługi obejmują analizę gazów rozpuszczalnych, monitorowanie stanu transformatorów oraz wykrywanie wyładowań niezupełnych.



+48 507 137 448



jakub.zajac@eke.com.pl



Napędowa 5, 26-652 Milejowice

■ Marek Domagała,

Sekcja Inteligentnych Sieci - Smart Grids, Krajowa Izba Gospodarcza Elektroniki i Telekomunikacji

Przewaga Ciepłomierza Ultradźwiękowego nad Mechanicznym

Ciepłomierz, to urządzenie pomiarowe używane do rejestrowania ilości ciepła zużywanego w procesie grzewczym lub chłodniczym. Jest to narzędzie istotne w sektorze energetycznym i ma na celu dokładne monitorowanie zużycia ciepła w celu naliczenia opłat za usługi dostarczania ciepła, jak również może służyć jako źródło informacji dla systemów sterowania komfortem w pomieszczeniach użytkowych. Urządzenie jest stosowane w systemach ogrzewania i chłodzenia - zarówno w przemyśle, jak i w prywatnych domach i mieszkaniach.

Co do zasady działania, rozróżnia się ciepłomierze mechaniczne i ultradźwiękowe.

W latach 70 XX w. wprowadzono na rynek pierwsze ultradźwiękowe liczniki ciepła do monitorowania i rozliczeń energii cieplnej. Aktualnie w Polsce są dostępne ciepłomierze ok. 10 firm.

Ze względu na dokładność, trwałość, niskie koszty utrzymania i jakość wykonania, ciepłomierze stały się przyszłością pomiarów ciepła i chłodu. Obecnie to technologia ultradźwiękowa stanowi podstawę dla inteligentnych liczników ciepła, chłodu i wody. Jak sama nazwa wskazuje - ciepło-

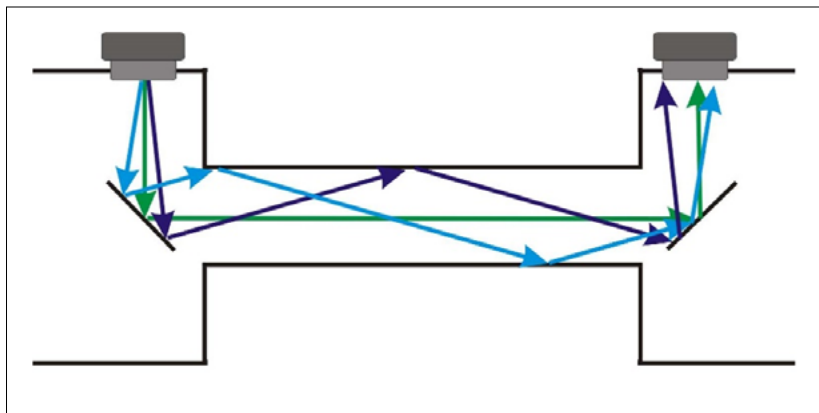
miierz ultradźwiękowy wykorzystuje fale ultradźwiękowe do pomiaru wielkości przepływu. Technologia ultradźwiękowa jest obecnie naturalnym wyborem do systemów ogrzewania i chłodzenia. Ciepłomierz składa się z trzech podstawowych elementów: przepływomierza i przelicznika pary czujników temperatury.

Przepływomierz mierzy ilość przepływającego czynnika, czujniki mierzą różnicę temperatury czynnika.

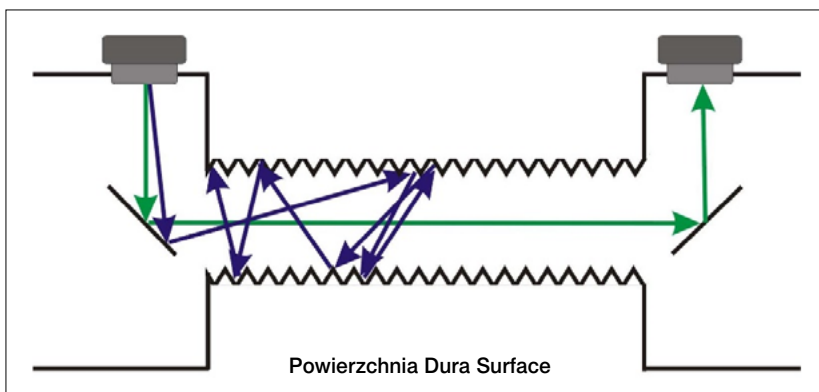
Na podstawie tych pomiarów, przelicznik oblicza ilość dostarczonego lub odebranego ciepła (chłodu). Dodatkowe moduły komunikacyjne umożliwiają przesłanie danych do systemu telemetrycznego. W ostatnich latach coraz częściej wybierane są ciepłomierze ultradźwiękowe, które stopniowo wypierają tradycyjne ciepłomierze mechaniczne.

Co sprawia, że te nowoczesne urządzenia są tak atrakcyjne i niezawodne?





Rys. 1. Sygnał ultradźwiękowy nadawany sondą nadającą poprzez dwa zwierciadła trafia do sondy odbierającej. Sygnał jest nadawany wraz z kierunkiem przepływu medium



Rys. 2. Nieregularna powierzchnia absorbuje rozproszony sygnał, w efekcie pomiar jest dokonywany najbardziej niezaburzoną ścieżką sygnałową. Przekłada się to bezpośrednio na dokładność i jakość pomiaru

Prędkość dźwięku w wodzie: 1480 m/s (@20°C)
Długość odcinka pomiarowego: 60 mm

Przykład:

DN15 qp 1.5 m³/h
Qi = 15 l/h
(qi = przepływ min. wg. MID)

Prędkość wody dla Qi: 0.0510 m/s
Różnica czasu przejścia sygnału pomiarowego $\leftarrow \rightarrow$: ~ 2.79 ns
Interwał pomiaru przepływu = 2 sek.
Adaptacyjny tryb pomiaru temp = 4 / 32 sek.

W niniejszym artykule przyjrzymy się głównym zaletom ciepłomierzy ultradźwiękowych w porównaniu do ich mechanicznych odpowiedników.

Precyzja i dokładność pomiaru

Jedną z najbardziej znaczących przewag ciepłomierzy ultradźwiękowych jest

ich wyjątkowa precyzja. Mechaniczne ciepłomierze są bardziej podatne na zużycie mechaniczne, co może prowadzić do zaniżonych lub zawyżonych wyników pomiarów. Liczniki mechaniczne błęd nominalny osiągają przy nominalnym przepływie, przy skrajnych przepływach błędy pomiarowe są znacznie



wyższe od nominalnych. Znaczenie ma również sposób montażu liczników mechanicznych. Ich błąd pomiarowy różni się przy zamontowaniu poziomym i pionowym.

Dla liczników ultradźwiękowych pozycja montażu nie ma znaczenia dla wartości błędu.

Minimalny przepływ startowy (ten przy którym licznik zaczyna mierzyć) też jest znacznie wyższy niż w przypadku liczników ultradźwiękowych. W przypadku ciepłomierzy ultradźwiękowych, brak ruchomych części sprawia, że są one mniej podatne na błędy pomiarowe. Technologia ultradźwiękowa pozwala na dokładne monitorowanie przepływu wody (nawet dla małych przepływów) i temperatury, co przekłada się na bardziej wiarygodne wyniki.

Niska wrażliwość na zanieczyszczenia

Ciepłomierze mechaniczne często wymagają czyszczenia i konserwacji, ponieważ ich ruchome części mogą ulec uszkodzeniu lub zatkaniu przez zanieczyszczenia obecne w wodzie.

W przeciwieństwie do nich, ciepłomierze ultradźwiękowe nie posiadają ruchomych elementów, co sprawia, że są mniej wrażliwe na zanieczyszczenia i osady. Dzięki temu, urządzenia te mogą działać bezawaryjnie przez dłuższy czas, co obniża koszty konserwacji i eksploatacji.

Dłuższa żywotność i niskie koszty utrzymania

Ze względu na brak ruchomych części, ciepłomierze ultradźwiękowe charakteryzują się dłuższą żywotnością w porównaniu do ciepłomierzy mechanicznych. Mechaniczne ciepłomierze mogą wymagać regularnej wymiany elementów takich jak wirniki, czy zębatki, co generuje dodatkowe koszty. W przypadku ciepłomierzy ultradźwiękowych, wymiana takich części nie jest konieczna, co znacząco obniża koszty utrzymania i zwiększa opłacalność inwestycji w dłuższej perspektywie.

Szeroki zakres pomiarowy

Ciepłomierze ultradźwiękowe oferują szeroki zakres pomiarowy, co pozwala na ich zastosowanie w różnych systemach grzewczych i chłodniczych. Mechaniczne ciepłomierze mogą mieć ograniczenia związane z minimalnym i maksymalnym przepływem, co może wpłynąć na ich uniwersalność. Ultradźwiękowe urządzenia są w stanie dokładnie mierzyć zarówno bardzo małe, jak i bardzo duże przepływy, co czyni je bardziej wszechstronnymi i odpowiednimi do różnych aplikacji.

Łatwość montażu i integracji

Z uwagi na niższą masę instalacja ciepłomierzy ultradźwiękowych jest zazwyczaj prostsza i mniej czasochłonna w porównaniu do ciepłomierzy mechanicznych. Dzięki niewielkim rozmiarom i brakowi ruchomych części, ciepłomierze ultradźwiękowe można łatwo zintegrować z istniejącymi systemami. Ponadto, wiele modeli ultradźwiękowych oferuje funkcje zdalnego odczytu danych, co umożliwia monitorowanie zużycia energii bez konieczności fizycznej obecności przy urządzeniu.

Ekologia i efektywność energetyczna

Ciepłomierze ultradźwiękowe są bardziej ekologiczne, ponieważ nie wymagają regularnej wymiany części, ani intensywnej konserwacji. Dłuższa żywotność i mniejsze zapotrzebowanie na konserwację oznaczają mniejsze zużycie materiałów i energii na produkcję i serwisowanie tych urządzeń. Ponadto, precyzyjne pomiary pozwalają na lepsze zarządzanie zużyciem energii, co przyczynia się do bardziej efektywnego gospodarowania zasobami i redukcji emisji CO₂.

Funkcje inteligentne i integracja z IoT

Nowoczesne ciepłomierze ultradźwiękowe często wyposażone są w zaawansowane funkcje inteligentne, takie jak zdalne odczyty, alarmy awaryjne, czy analizy zużycia w czasie rzeczywistym. Możliwość integracji z systemami IoT (Internet of Things) pozwala na jeszcze bardziej efektywne zarządzanie zużyciem energii i szybkie reagowanie na wszelkie anomalie. Dzięki tym funkcjom, użytkownicy mogą uzyskać lepszy wgląd w swoje zużycie energii i podejmować bardziej świadome decyzje dotyczące oszczędzania.

Wpływ na rachunki za ogrzewanie

Dokładne pomiary ciepła mają bezpośredni wpływ na rachunki za ogrzewanie. Dzięki ciepłomierzom ultradźwiękowym, użytkownicy mogą być pewni, że płacą dokładnie za tyle energii, ile faktycznie zużyli. W przypadku ciepłomierzy mechanicznych, błędy pomiarowe mogą prowadzić do niesprawiedliwych obciążeń finansowych. Dlatego też, ciepłomierze ultradźwiękowe przyczyniają się do bardziej sprawiedliwego rozliczania kosztów ogrzewania.

Przykłady zastosowań

Ciepłomierze ultradźwiękowe znajdują szerokie zastosowanie zarówno w budynkach mieszkalnych, jak i komer-

cyjnych. W budownictwie mieszkaniowym, umożliwiają precyzyjne rozliczanie kosztów ogrzewania, co jest szczególnie istotne w przypadku budynków wielorodzinnych. W sektorze komercyjnym, ciepłomierze te są wykorzystywane do monitorowania zużycia energii w biurach, centrach handlowych, czy zakładach przemysłowych, co pozwala na optymalizację kosztów operacyjnych.



Podsumowanie

Przewaga ciepłomierzy ultradźwiękowych nad mechanicznymi jest wyraźna i wynika z wielu czynników, takich jak precyzja pomiaru, dłuższa żywotność, niski koszt utrzymania, odporność na zanieczyszczenia, szeroki zakres pomiarowy, łatwość montażu, ekologia, funkcje inteligentne oraz wpływ na sprawiedliwe rozliczanie kosztów ogrzewania. □

Fot. archiwum Landis+Gyr

- **ENERGETYKA I SERWIS**
- **NAFTA CHEMIA I GAZ**
- **INFRASTRUKTURA**
- **BUDOWNICTWO PRZEMYSŁOWE**
- **PRODUKCJA**



SCAN ME



WWW.POLIMEX-MOSTOSTAL.PL/KARIERA
LIDER BUDOWNICTWA ENERGETYCZNEGO

■ Wojciech Hepner,

Starszy Specjalista Techniczny ds. Inwestycji, Departament Inwestycji - Oddział Przygotowania Inwestycji, ZE PAK S.A.

Zarządzanie projektami w remontach bloków energetycznych

Klucz do efektywności i bezpieczeństwa

Bloki energetyczne odgrywają kluczową rolę w dostarczaniu energii elektrycznej i ciepłej do naszych miast i miasteczek. Aby utrzymać ich sprawność i bezpieczeństwo na najwyższym poziomie wymagają przeprowadzenia remontów, a czasami modernizacji. Zarządzanie projektami w remontach bloków energetycznych staje się niezbędne, aby zapewnić efektywność, przewidywalność kosztów oraz minimalizację ryzyka.

Wyzwania w remontach bloków energetycznych:

Remonty bloków energetycznych to przedsięwzięcia złożone i kosztowne. Wymagają one współpracy wielu specjalistów, dostawców i innych pracowników. Kluczowymi wyzwaniami w takich projektach są:

- **Bezpieczeństwo i Zgodność:** bloki energetyczne są miejscem, gdzie zachodzi produkcja energii elektrycznej i ciepłej. Z tego powodu bezpieczeństwo jest absolutnym priorytetem. Podczas produkcji trzeba również spełniać rygorystyczne przepisy i standardy.
- **Zarządzanie kosztami:** remonty mogą generować znaczne koszty. Konieczne jest monitorowanie i kontrolowanie budżetu, aby uniknąć nadmiernego przekroczenia kosztów.
- **Czas:** to kluczowy czynnik w remontach bloków energetycznych. Opóźnienia mogą prowadzić do

strat ekonomicznych i niebezpieczeństwa dla dostaw energii.

- **Zarządzanie ryzykiem:** złożoność projektów i obecność wielu dostawców oznacza, że zarządzanie ryzykiem jest kluczowe.

Jak zarządzać projektami w remontach bloków energetycznych?

Prawidłowo realizowane projekty, jakimi są remonty bloków energetycznych wymagają:

- Odpowiedniego planowania.
- Skupienia na bezpieczeństwie.
- Zarządzania zespołem.
- Monitorowania postępów.
- Zarządzania ryzykiem.
- Oceny końcowej projektu.

Planowanie

W pierwszym etapie planowania remontu bloku energetycznego konieczne jest dokładne określenie celów projek-

tu. Obejmuje to sprecyzowanie zakresu prac, oczekiwanego efektu końcowego oraz dostarczonych usług i produktów. Określenie jasnych celów jest kluczowe, aby wszystkie zaangażowane strony miały wspólny cel i kierunek.

Kolejnym kluczowym elementem planowania jest opracowanie szczegółowego harmonogramu projektu (harmonogramu realizowanych prac remontowych). W przypadku remontu bloków energetycznych, harmonogram musi uwzględniać różne etapy prac, rozpoczęcie i zakończenie każdego z nich, a także przewidywane okresy przestoju i testów. Terminy są szczególnie ważne, ponieważ opóźnienia mogą prowadzić do znacznych kosztów i zakłóceń w dostawie energii.

Opracowanie budżetu projektu to kluczowy krok. Musi uwzględniać koszty materiałów, robocizny, dostaw oraz wszelkie nieprzewidziane wydatki. Zarządzanie budżetem jest istotne, aby uniknąć przekroczenia kosztów i monitorować, czy środki finansowe

są wykorzystywane w sposób efektywny.

Skompletowanie odpowiedniego zespołu projektowego jest niezwykle ważne. Każda osoba w zespole musi mieć odpowiednie umiejętności i doświadczenie w dziedzinie remontów bloków energetycznych. Koordynacja działań między różnymi członkami zespołu jest kluczowa dla efektywnego postępu projektu.

Skupienie na bezpieczeństwie

W sektorze energetycznym bezpieczeństwo jest absolutnym priorytetem. Konieczne jest opracowanie rygorystycznych procedur bezpieczeństwa, które są respektowane przez wszystkich zaangażowanych w projekcie. Obejmuje to regulacje dotyczące odzieży roboczej, bezpiecznego przechodzenia przez teren prowadzonych prac, postępowanie w przypadku wypadków, a także przepisy dotyczące obszarów ryzyka.

Wszyscy pracownicy zaangażowani w projekty remontowe bloków energetycznych muszą być odpowiednio prze-

szkoleni w zakresie bezpieczeństwa. Dbłość o odpowiednie przeszkolenie pracowników ma na celu minimalizowanie ryzyka wypadków i urazów.

Regularne kontrole bezpieczeństwa są kluczowe, aby monitorować i zapewnić przestrzeganie procedur bezpieczeństwa. Inspekcje powinny być przeprowadzone przez ekspertów od bezpieczeństwa oraz niezależne osoby, które mogą dostarczyć obiektywne oceny.

Zarządzanie Zespołem

W zarządzaniu projektem remontu bloku energetycznego kluczową rolę odgrywa lider projektu (kierownik projektu, kierownik remontów). Osoba ta odpowiedzialna jest za nadzór nad całym projektem, komunikację między zaangażowanymi stronami i koordynację działań zespołu. Lider projektu musi posiadać zarówno wiedzę techniczną, jak i umiejętności zarządzania.

Skuteczna komunikacja jest kluczowa w zarządzaniu projektem. To nie tylko komunikacja wewnątrz zespołu, ale

także z dostawcami innymi zaangażowanymi stronami. Regularne spotkania, raporty postępu i otwarta komunikacja są niezbędne.

Konflikty i problemy w zespole mogą wpłynąć na postęp projektu. Lider projektu powinien być przygotowany do rozwiązywania konfliktów i podejmowania działań sprzyjających harmonijnemu funkcjonowaniu zespołu.

Monitorowanie postępu projektu

Regularne śledzenie harmonogramu projektu i budżetu jest konieczne, aby upewnić się, że projekt przebiega zgodnie z planem. W przypadku opóźnień lub przekroczeń budżetu konieczne są działania korygujące.

Przygotowanie raportów postępu projektu jest kluczowe, aby informować zaangażowane strony o aktualnym stanie projektu. Raporty powinny zawierać informacje o osiągnięciach, problemach i zmianach w harmonogramie oraz budżecie.

W trakcie projektu mogą pojawić się zmiany w zakresie prac, harmonogramie



lub kosztach. Zarządzanie tymi zmianami jest istotne, aby uniknąć zakłóceń i utraty kontroli nad projektem.

Zarządzanie ryzykiem

Identyfikacja ryzyka

W kontekście remontów bloków energetycznych, identyfikacja ryzyka może obejmować bardziej szczegółowe aspekty:

- Zmiany w przepisach i regulacjach - oprócz ścisłego monitorowania przepisów ważne jest utrzymanie ścisłej współpracy z agencjami regulacyjnymi i dostosowywanie projektu do ewentualnych zmian w przepisach. Konieczne jest śledzenie aktualnych wymagań i dostosowywanie projektu, jeśli to konieczne.
- Opóźnienia w dostawach - zarządzanie tym ryzykiem wymaga planowania dostaw z dużym wyprzedzeniem oraz rozwijania planów awaryjnych na wypadek opóźnień. Można rozważyć różnych dostawców, aby zminimalizować ryzyko spowodowania opóźnień przez jednego dostawcę.
- Niesprzyjające warunki atmosferyczne - to główny czynnik ryzyka wpływający na prace prowadzone na zewnątrz bloków.
- Problemy ze zdrowiem i bezpieczeństwem pracowników - konieczne jest stosowanie rygorystycznych procedur bezpieczeństwa oraz ciągłe szkolenie pracowników. Planowanie awaryjnych procedur i szybkiego reagowania w przypadku wypadków może uratować życie i zdrowie pracowników.

Ocena ryzyka

Ocena ryzyka to proces, w którym każdemu ryzyku przypisywane są współczynniki prawdopodobieństwa wystąpienia i wpływu na projekt. Przykładowo, ryzyko zmiany przepisów może mieć wysokie prawdopodobieństwo wystąpienia, ale umiarkowany wpływ na projekt,

podczas gdy ryzyko niesprzyjających warunków atmosferycznych może mieć niskie prawdopodobieństwo, ale duży wpływ na projekt.

Planowanie reakcji na ryzyko

Opracowanie planów reakcji na ryzyko jest kluczowe. Dla każdego ryzyka należy określić konkretne kroki reakcji, takie jak:

- Unikanie ryzyka - w przypadku zmian w przepisach, można zatrudnić specjalistów do śledzenia zmian i dostosowywania projektu.
- Akceptowanie ryzyka - w przypadku opóźnień w dostawach, można zarezerwować dodatkowy czas w harmonogramie, aby uwzględnić opóźnienia bez kosztów i problemów.
- Transfer ryzyka - w przypadku ryzyka związanego z dostawami materiałów, można zabezpieczyć się poprzez umowy z dostawcami, które nakładają na nich odpowiedzialność za opóźnienia.
- Zmniejszenie ryzyka - dla ryzyka związanego z warunkami atmosferycznymi, można stosować technologie umożliwiające pracę w trudnych warunkach, np. podgrzewane namioty w przypadku prac prowadzonych na wolnym powietrzu.

Monitorowanie i korygowanie

Monitoring ryzyka musi być ciągły i obejmuje:

- Regularne raportowanie - przygotowywanie raportów dotyczących ryzyka, w których uwzględniane są aktualne informacje i zmiany w ryzyku.
- Szybkie reagowanie - jeżeli ryzyko się realizuje, konieczne jest szybkie działanie, aby zmniejszyć jego wpływ na projekt.
- Aktualizacja planów reakcji - w miarę postępu projektu, plany reakcji na ryzyko mogą wymagać aktualizacji, aby uwzględnić zmiany sytuacji.

Skuteczne zarządzanie ryzykiem w remontach bloków energetycznych pomaga minimalizować nieoczekiwane trudności, dotrzymywać terminów realizacji projektu i osiągnąć sukces w zapewnieniu energii elektrycznej i ciepłej dla społeczeństwa.

Ocena końcowa projektu

Ocena końcowa to zakończenie projektu, jakim jest w naszym przypadku remont bloku energetycznego. W ocenie tej dokonuje się podsumowania wszystkich działań, analizy osiągniętych rezultatów oraz wyciąga wnioski na przyszłość. Proces oceny końcowej ma na celu zapewnienie, że projekt został zakończony zgodnie z założeniami i spełnił oczekiwania. Obejmuje to poniższe aspekty.

Weryfikacja celów

Pierwszym krokiem w ocenie końcowej jest zweryfikowanie, czy cele projektu zostały osiągnięte. Oznacza to, że należy sprawdzić, czy remont bloku energetycznego został ukończony zgodnie z zakresem prac, terminem i budżetem. Jeśli cele nie zostały osiągnięte, konieczne jest zrozumienie przyczyn i podejmowanie odpowiednich działań korygujących.

Raportowanie i dokumentacja

Ważnym elementem oceny końcowej jest sporządzenie kompleksowej dokumentacji projektu. Obejmuje to raporty końcowe, które zawierają podsumowanie postępu prac, zmiany w harmonogramie, kosztach i wszelkie znaczące zdarzenia. Dokumentacja ta ma znaczenie z punktu widzenia audytów, analizy ryzyka oraz ewentualnych przyszłych remontów (projektów).

Ocena jakości i bezpieczeństwa

Podczas oceny końcowej należy przeprowadzić ocenę jakości prac oraz bezpieczeństwa. Sprawdzenie, czy wszystkie przepisy i standardy zostały przestrzegane, jest istotne, aby zapewnić



Fot.: pixabay

”

Skuteczne zarządzanie ryzykiem w remontach bloków energetycznych pomaga minimalizować nieoczekiwane trudności, dotrzymywać terminów realizacji projektu i osiągnąć sukces w zapewnieniu energii elektrycznej i ciepłej dla społeczeństwa

bezpieczne funkcjonowanie bloku energetycznego po remoncie. Ocena jakości dotyczy również przeglądu jakości wykonanych prac, aby upewnić się, że są zgodne z oczekiwaniami.

Wypracowanie wniosków i rekomendacji

Na podstawie analizy całego projektu, należy wypracować wnioski i rekomendacje. Oznacza to zrozumienie, co poszło dobrze i co można poprawić w przyszłych projektach-remontach. Wnioski i rekomendacje mogą dotyczyć

zarówno procesów zarządzania projektem, jak i aspektów, takich jak wybór dostawców, czy strategię bezpieczeństwa.

Zakończenie dokumentów projektowych

Po zakończeniu oceny końcowej, dokumentacja projektowa - w tym wszystkie umowy, harmonogramy i raporty, powinna zostać zakończona i przechowywana zgodnie z wymogami. Pozwala to na łatwy dostęp do informacji potrzebnych w przyszłości, np. podczas audytu.

Podsumowanie

Zarządzanie projektami w remontach bloków energetycznych jest niezbędne, aby zapewnić efektywność, bezpieczeństwo i kontrolę kosztów w tej krytycznej dziedzinie. Obejmuje to dokładne planowanie, skoncentrowanie na bezpieczeństwie, zarządzanie zespołem, monitorowanie postępu, zarządzanie ryzykiem i ocenę końcową. Warto inwestować w narzędzia i ekspertów, aby zagwarantować sukces tych ważnych projektów remontowych. □

Literatura:

1. M. Pawlak „Zarządzanie projektami”. Warszawa 2006 rok.
2. M. Trocki „Nowoczesne zarządzanie projektami”. Warszawa 2012 rok.
3. P. Pietras, M. Szmit „Zarządzanie projektami. Wybrane metody i techniki”. Łódź 2003 rok.
4. Praca Zbiorowa „Współczesne trendy w zarządzaniu projektami” N. Śliwa rozdział 18 „Podstawowe uwarunkowania zarządzania ryzykiem w projekcie”. Kraków 2016 rok.

■ **Mgr inż. Paweł Gula,**
Dyrektor Sprzedaży, C.C. JENSEN Polska Sp. z o.o.



C.C.JENSEN Polska
Clean Oil - Bright Ideas

Odczarowanie mitów o produktach starzenia w oleju

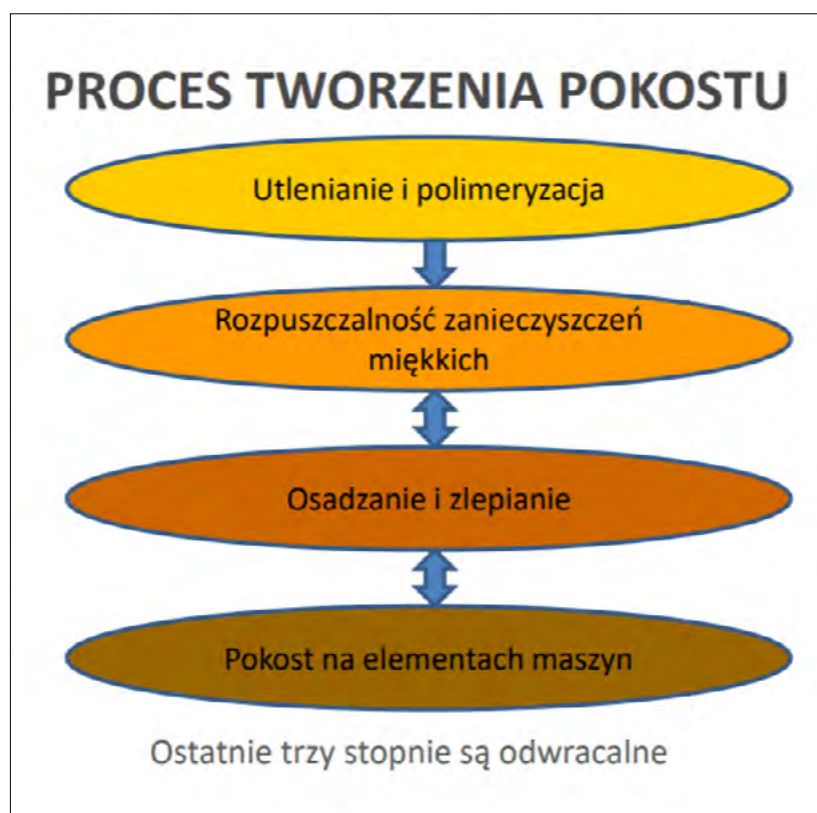
Starzenie oleju i produkty jego utleniania są trudnym wyzwaniem dla utrzymania maszyn w pełnej dyspozycyjności w wielu branżach przemysłowych, włącznie z energetyką. Te miękkie zanieczyszczenia w postaci tzw. „varnishu”, pomimo potencjalnie czystego oleju grożą kosztownymi wyłączeniami, utratą przychodów i potencjalnymi karami za brak produkcji energii elektrycznej, pary lub innych mediów energetycznych.

POKOSTY, skąd się biorą?

Pokosty nadal owiane są tajemniczością o tyle, że podejmowane niekiedy nie właściwe próby ich neutralizacji narażają użytkowników na niepowodzenia lub w najlepszym wypadku - na nieadekwatne do efektu koszty. Tym bardziej, że problemy związane z pokostami wydają się nasilać w ciągu ostatnich lat, a coraz to nowe osoby identyfikują to, że miękkie zanieczyszczenia są głównym sprawcą problemu. Najnowsze badania opisują, jak bardzo temperatura oleju wpływa na wytrącanie się pokostu, a tym samym - jak trudno jest usunąć produkty degradacji.

Dla uproszczenia degradację oleju można opisać jak zaprezentowano to na rys. 1.

W miarę narastania utleniania, polimeryzacja powoduje powstawanie miękkich zanieczyszczeń, które zmieniają kolor i poziom kwasowości oleju. Te miękkie zanieczyszczenia są prekursorami pokostu i są rozpuszczalne w ciepłym oleju. Ciągłe zmiany temperatury oleju w różnych miejscach układu wpływają na ich równowagę w masie oleju.



Rys. 1. Degradacja oleju

Spadek temperatury oleju prowadzi do wyższego stężenia nierozpuszczalnych substancji, które wytrącają się, tworząc pokost. Wzrost temperatury natomiast powoduje, że aglomeraty znów rozpuszczą się w oleju. Stąd, ciepły olej rozpuści miękkie zanieczyszczenia, a zimny olej pozwoli im „wypaść” w postaci pokostu. W większości olejów miękkie zanieczyszczenia wytrącają się w temperaturze od 10 do 35°C.



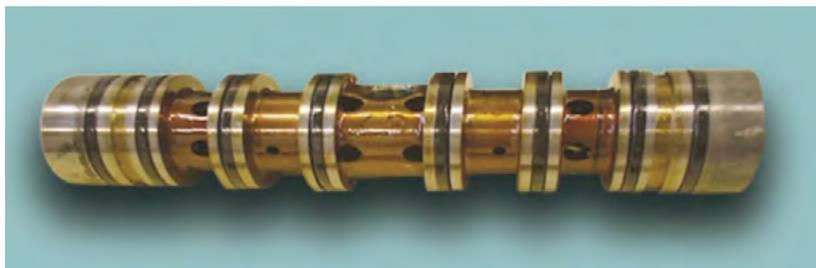
Fot. 1. W butelce z lewej strony - rozpuszczony pokost, z prawej - nierozpuszczalny. Ten sam olej turbinowy, ciepły (60°C), kontra zimny (5°C)

Jak więc zapobiec ciągłemu tworzeniu się pokostów?

- Można często wymieniać olej lub „upuszczać go i dodawać świeży”, aby zawsze utrzymywać się poniżej krytycznego poziomu nasycenia pokostu - przy każdej, możliwej temperaturze w układzie, nawet w „zimnych węzłach”.
- Można utrzymywać wysoki poziom dodatku antyoksydacyjnego i zapobiec „tworzeniu” pokostu.
- Można użyć dowolnego systemu filtrów do usuwania pokostu.
- Można skorzystać z technologii C.C.JENSEN.

KONSEKWENCJE tworzenia się miękkich zanieczyszczeń w maszynach

Gdy miękkie zanieczyszczenia są rozpuszczone w pracującym oleju turbi-



Fot. 2. Suwak zaworu pokryty pokostem (lakierem)

nowym, typowo powyżej 40°C, nie da się ich usunąć za pomocą standardowych filtrów mechanicznych, ani elektrostatycznych. Miękkie zanieczyszczenia są polarne z natury i przywierają do dipolarnych zimniejszych powierzchni metalicznych - „zimnych węzłów” oraz podczas przestojów, gdy turbina staje, a temperatura oleju spada. Miękkie zanieczyszczenia mają niższą stabilność termiczną niż sam olej i mają tendencję do zapiekania się na gorących powierzchniach, np. czopach łożysk. Pokost twardnieje tworząc w gniazdach i tulejach zaworów, w łożyskach, wymiennikach ciepła i innych wewnętrznych powierzchniach układu olejowego powłokę podobną do lakieru. Nawet cienka warstwa lakieru jest w stanie wyłączyć całą elektrownię, gdyż zacinanie się i nieprawidłowe działanie serwowaworów powoduje problemy z regulacją i ruchem turbiny. Lepka natura pokostu przyciąga twarde zanieczyszczenia podczas ich przepływu w układzie, tworząc ma metalu powierzchnię ścierną, podobną do papieru ściernego, która przyspiesza zużycie komponentów.

Co więcej, pokost może utrudniać przepływ oleju w wąskich przestrzeniach i być skutecznym izolatorem, przez co powierzchnie łożysk bardziej się grzeją, a wymienniki ciepła tracą wydajność.

W wielu turbinach gazowych temperatura oleju w zbiorniku wynosi około 60°C, podczas gdy na spływie z łożysk jest powyżej 80°C. W tych temperaturach miękkie zanieczyszczenia są całkowicie rozpuszczone w oleju.

Wykrywanie miękkich zanieczyszczeń

Test kolorymetryczny Membrane Patch Colorimetry (MPC) i test Ultra Centrifuge (UC) są bardzo przydatnymi wskazaniem do uruchamiania działań, np. wymiany filtra lub oleju. Należy jednak pamiętać, że zaktualizowana norma ASTM D 7843-12 może przekłamywać wyniki przy małych wartościach, z powodu koniczności podgrzewania oleju w procedurze testu.

Typowe wartości MPC:

Normalne: 0-15,

Niebezpieczne: 16-30,

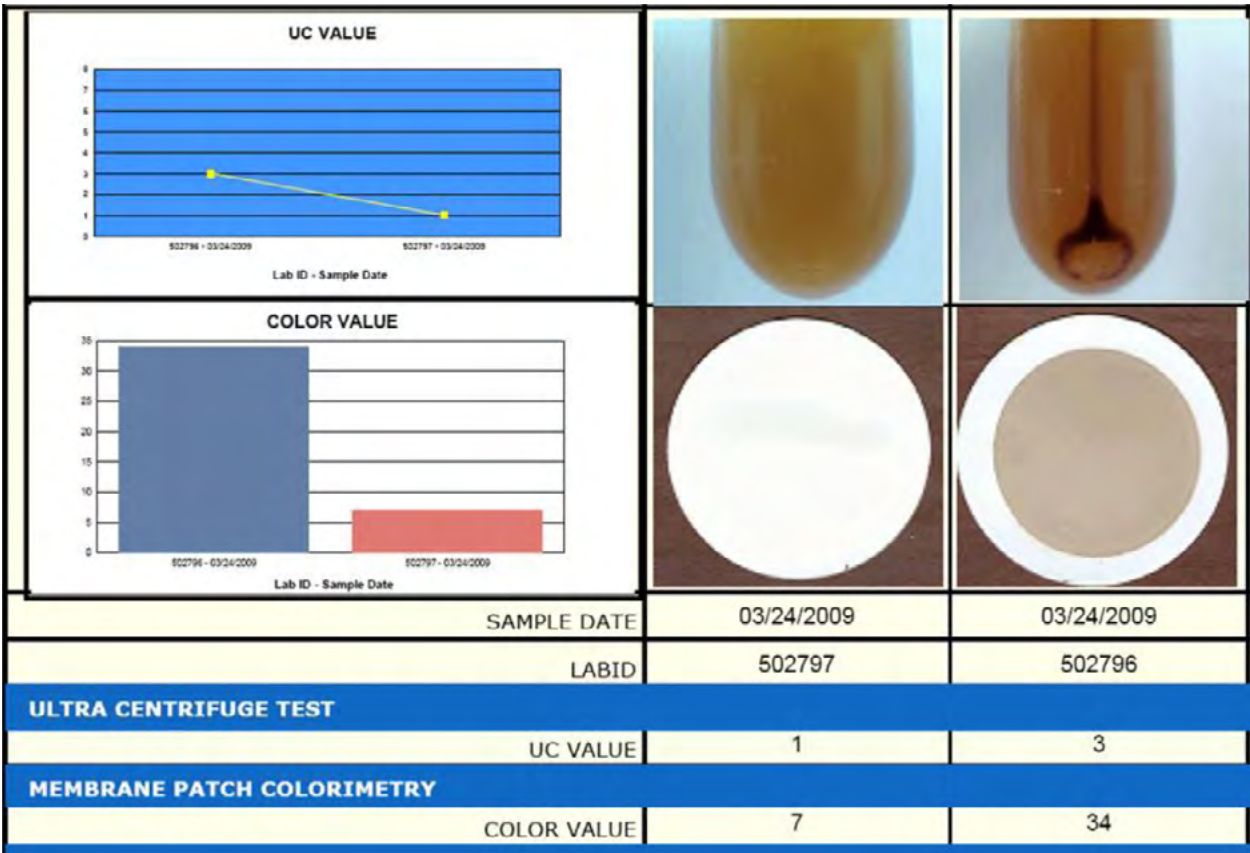
Krytyczne: >30

Test Ultra Centrifuge (UC), który wykorzystuje siły odśrodkowe do ekstrakcji nierozpuszczonych zanieczyszczeń i prekursorów pokostu i do osadzania ich na dnie próbki testowej. Test UC pokazuje rzeczywistą zawartość pokostu i nierozpuszczalnych zanieczyszczeń w oleju, lecz nie nadaje się do olejów zabrudzonych cząstkami mechanicznymi.

Usuwanie pokostu

By usuwać pokosty, a nie je „maskować”, znamy 3 metody:

- Filtracja fizyczna (w tym absorpcja i adsorpcja) na filtrach węglowych lub powierzchniowych z przygotowaniem wstępnym lub bez: elektrostatyczna lub aglomeracyjna zrównoważonego potencjału.
- Filtracja chemiczna na wkładach z różnych kompozytów mieszanek chemicznych, które są dostosowane do charakteru różnych marek olejów i typów maszyn.



Rys. 2. Przykład wyników UC i MPC

- Filtracja wgłębna przez absorpcję i adsorpcję z zaawansowaną aglomeracją wszystkich miękkich zanieczyszczeń, tych nierozpuszczonych i rozpuszczonych wytrąconych temperaturowo z oleju usuwanych przez wgłębne wkłady filtrujące o dużej pojemności zatrzymywania zanieczyszczeń, czyli urządzenie VRU.

Wybór najodpowiedniejszej metody usuwania pokostu zależy od jej wydajności w różnych zastosowaniach:

- Systemy z temperaturą pracy oleju ok. 40°C i poniżej można poddać obróbce dowolną z wymienionych metod, dostępnych jest wiele marek.
- Systemy z temperaturą pracy oleju 40°C i powyżej są trudniejsze, ponieważ wzrasta rozpuszczalność i „produkcja” pokostu. Czynnikiem

| Metoda | Filtrcja fizyczna | Filtracja chemiczna | VRU |
|---------------------------------------|--|---------------------|-----|
| temperatura oleju | | | |
| Ciągła do 40°C | X | X Min. 40°C | X |
| Zamienna powyżej 40°C poniżej 40°C | X Odpowiednie wkłady Zamiana trybu pracy | X | X |
| Ciągła powyżej 40°C | | X Max. do 70°C | X |

Tab. 1. Dobór właściwej technologii filtracji do usuwania pokostu

| Metoda | Filtrcja fizyczna | Filtracja chemiczna | VRU |
|---|--|---------------------|---------------------------|
| charakterystyka | | | |
| Wskazanie zapchania wkładów od zanieczyszczenia | Cząstki Woda | Cząstki | Cząstki Woda Pokost |
| Skuteczność usuwania pokostu po jednym przejściu | 5-30% | 10-50% | >90% |
| Usuwanie rozpuszczonego i nierozpuszczonego pokostu | Tylko nierozpuszczony niezależnie od trybu pracy | Obu | Obu |

Tab. 2. Porównanie efektywności technologii filtracyjnych



Fot. 3. Urządzenie VRU

pomocnym jest tu czas pracy w stosunku do postoju, podczas którego usuwanie pokostu jest ułatwione. Pracujący na postoju filtr zbiera wszystko, co „wypada” z oleju.

Bardzo niewiele urządzeń do oczyszczania oleju dostępnych na rynku potrafi usuwać rozpuszczone miękkie zanieczyszczenia. Natomiast nowy, ulepszony produkt firmy C.C.JENSEN pod nazwą VRU wykorzystujący specjalne celulozowe wkłady węgłne VRi okazał się bezkonkurencyjny.

Kilkaset wyników analiz oleju z różnych aplikacji dowodzi skuteczności urządzenia CJC® p.n. Varnish Removal Unit (VRU) i pokazuje, że specjalistyczne celulozowe wkłady węgłne VRi są niepokonane, jeśli chodzi o usuwanie rozpuszczonych i zagregowanych temperaturowo pokostów.

Poziom pokostu w oleju turbinowym jest zwykle zmniejszany o połowę po jednym przejściu zładu oleju przez VRU i dalej w ciągu kilku tygodni od uruchomienia z wartości krytycznych do wartości normalnych. VRU redukuje zanieczyszczenie oleju pokostem, wodą i cząstkami

stałymi bez użycia jakichkolwiek chemikaliów lub żywic jonowymiennych, które mogą być szkodliwe dla integralności pakietu dodatków uszlachetniających oleju.

Funkcję VRU można porównać do anody protektorowej, tyle że aktywny filtr nie jest zużywany, lecz nasycany zanieczyszczeniami, które „wypadają” i adsorbują się w nowym kontrolowanym „zimnym węźle” układu olejowego zamiast na łożyskach, zaworach i filtrach systemowych.

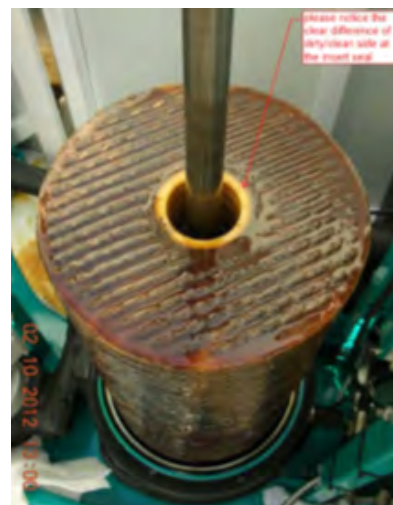
Rezultaty

Gdy olej w układzie staje się coraz czystszy, zaczyna działać jak detergent i czyści wszystkie elementy układu mające kontakt ze środkiem smarnym, by w zależności od początkowej ilości nagromadzonego pokostu po kilku tygodniach lub miesiącach osiągnąć całkowicie wolny od pokostu układ i utrzymać jego dalszą czystość.

Urządzenie VRU marki CJC® szybko staje się nowym standardem kondycjonowania oleju turbinowego, ponieważ usuwa WSZYSTKIE zanieczyszczenia. Na całym świecie działa ponad 150 urządzeń VRU - wszystkie z wyjątkowymi wynikami. □



Fot. 4. Butelki z próbkami oleju pokazujące olej po pojedynczym przejściu przez CJC® VRU



Fot. 5. Zużyte wkłady filtra VRU

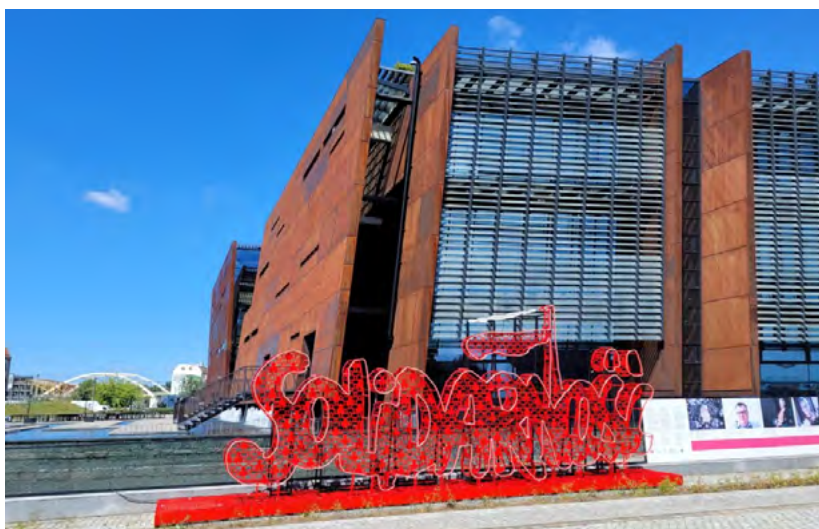


Fot. 6. Wkłady VRi 27/27 ze zgromadzonym pokostem po 10 dniach użytkowania

■ Wydawnictwo „Nowa Energia”

0 eksploatacji zakładów TPOK w Gdańsku!

Wydawnictwo „Nowa Energia” zorganizowało [IX Seminarium „Eksploatacja zakładów TPOK - doświadczenia”](#), które odbyło się w dniach 18-20 czerwca 2024 r. w Gdańsku. Partnerem tegorocznej edycji był PORT CZYSTEJ ENERGII Sp. z o.o.



Tegoroczna edycja Seminarium TPOK 2024 odbyła się w Europejskim Centrum Solidarności.

Uczestników Seminarium TPOK 2024 przywitał m. in. **Piotr Grzelak**, Z-ca Prezydenta ds. Zrównoważonego Rozwoju i Inwestycji w Urzędzie Miejskim w Gdańsku.



Piotr Grzelak, Z-ca Prezydenta ds. Zrównoważonego Rozwoju i Inwestycji w Urzędzie Miejskim w Gdańsku



Uczestnicy IX Seminarium „Eksploatacja zakładów TPOK - doświadczenia”

„ITPOK w Polsce - ile ich potrzebujemy?” - to tytuł referatu, który wygłosił **prof. dr hab. inż. Grzegorz Wielgoński**, Dziekan Wydziału Inżynierii Procesowej i Ochrony Środowiska na Politechnice Łódzkiej.

Podsumowanie inwestycji związanej z budową Portu Czystej Energii oraz plany na przyszłość ITPOK w Gdańsku

przedstawił **Sławomir Kiszkurno**, Prezes Zarządu Portu Czystej Energii Sp. z o.o.

Budowę i szczegóły techniczne IT-POK w Gdańsku zaprezentował **Alessandro Sammartano**, Project Manager w TM.E. S.p.A. Termomeccanica Ecologia.

„Paprec przyszłym operatorem Gdańskiej instalacji termicznego przekształcania odpadów” - to tytuł prezentacji, którą wygłosił **Désiré BEN-DAHAN**, International Development Director w Groupe Paprec - Paprec Energies Gdańsk Sp. z o.o.

Panel Dyskusyjny

II Panel Dyskusyjny pt. „Wyzwania techniczne dla zakładów TPOK w Polsce” moderował **prof. dr hab. inż. Grzegorz Wielgoskiński**, Dziekan Wydziału Inżynierii Procesowej i Ochrony Środowiska na Politechnice Łódzkiej.



Sławomir Kiszkurno, Prezes Zarządu Portu Czystej Energii Sp. z o.o.



Désiré BEN-DAHAN, International Development Director w Groupe Paprec - Paprec Energies Gdańsk Sp. z o.o.



Prof. dr hab. inż. Grzegorz Wielgoskiński, Dziekan Wydziału Inżynierii Procesowej i Ochrony Środowiska na Politechnice Łódzkiej



Kamila Białobrzaska i Alessandro Sammartano, Project Manager w TM.E. S.p.A. Termomeccanica Ecologia



Głos w Dyskusji zabrali (od lewej): Jarosław Sałamacha, Członek Zarządu / Board Member / Project Director / Chief Technical Officer (CTO), DOBRA ENERGIA DLA OLSZTYNA Sp. z o.o.; Dr hab. inż. Tadeusz Pająk, prof. AGH, Katedra Systemów Energetycznych i Urządzeń Ochrony Środowiska, Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie; Szymon Cegielski, Dyrektor Zakładu ITPOK w Poznaniu, PreZero Polska Sp. z o.o.; Tomasz Gulczewski, Dyrektor Zakładu Termicznego Przekształcania Odpadów Komunalnych w Bydgoszczy Międzygminny Kompleks Unieszkodliwiania Odpadów ProNatura Sp. z o.o.; Sławomir Kiszkurno, Prezes Zarządu, Port Czystej Energii Sp. z o.o.; Krzysztof Karolczyk, Manager ds. Rozwoju Projektów, Fortum Power and Heat Polska Sp. z o.o.; Elżbieta Streker-Dembińska, Dyrektor Techniczny ZTUO, Miejski Zakład Gospodarki Odpadami Komunalnymi Sp. z o.o. w Koninie; Wojciech Wróbel, Dyrektor Zakładu Termicznego Przekształcania Odpadów, Krakowski Holding Komunalny S.A. w Krakowie oraz Désiré BEN-DAHAN, International Development Director, Groupe Paprec - Paprec Energies Gdańsk Sp. z o.o.

Część referatową prowadził **dr hab. inż. Rafał Kobytecki**, prof. PCz z Katedry Zaawansowanych Technologii Energetycznych na Politechnice Częstochowskiej.

„Procesy R1 jako przygotowanie do ponownego użycia dla dalszych procesów recyklingu” - to tytuł referatu, który przedstawiła **Katarzyna Wolny-Tomczyk**, Adwokat ze Związku Producentów Paliw z Odpadów i Biomasy.

O przeglądzie remontowym Zakładu Termicznego Unieszkodliwiania Odpadów Komunalnych w Koninie w 2024 r. oraz całkowitej naprawie głównej turbiny mówiła **Elżbieta Streker-Dembińska**, Dyrektor Techniczny ZTUO w Miejskim Zakładzie Gospodarki Odpadami Komunalnymi Sp. z o.o. w Koninie.

Efekty oczyszczania oleju z C.C. Jensen w zakładach TPOK omówił **Paweł Gula**, Dyrektor Sprzedaży w C.C. Jensen Polska Sp. z o.o.

Grzegorz Wnuk, Dyrektor Techniczny w PGE Energia Ciepła S.A. Oddział Elektrociepłownia Rzeszów zaprezentował doświadczenia eksploatacyjne w 6. roku pracy ITPOE w PGE Energia Ciepła S.A. Oddział Elektrociepłownia w Rzeszowie.

„Nowy obowiązek certyfikacji QAL1 dla komputerów emisyjnych funkcjonujących w ramach systemów monitoringu emisji. Przykładowe rozwiązanie CEM-DAS firmy ABB” - to tytuł prezentacji, którą wygłosił **Marek Grzesiuk**, Główny Specjalista ds. Sprzedaży w ABB Sp. z o.o.

Zwiększenie ilości oraz jakości wydobywanych metali nieżelaznych - modernizacja Instalacji Waloryzacji Żużla w ITPOK Poznań omówili **Maciej Piazdecki**, Kierownik Działu Operacyjnego ITPOK oraz **Marcin Gołdyn**, Z-ca Kierownika Działu Operacyjnego ITPOK w PreZero Polska Sp. z o.o.

„A dry solution for wet problems: a new dry approach towards economic & ecological success” - to tytuł prezentacji, którą wygłosił **Johan Böni**, IBA Sales & Process Engineer w Magaldi Power S.p.A.

Maciej Olizarowicz, Project Engineer, Keppel Seghers Belgium NV wygłosił



Dr hab. inż. Rafał Kobytecki, prof. PCz, Katedra Zaawansowanych Technologii Energetycznych na Politechnice Częstochowskiej



Katarzyna Wolny-Tomczyk, Adwokat, Związek Producentów Paliw z Odpadów i Biomasy



Elżbieta Streker-Dembińska, Dyrektor Techniczny ZTUO, Miejski Zakład Gospodarki Odpadami Komunalnymi Sp. z o.o. w Koninie



Paweł Gula, Dyrektor Sprzedaży, C.C. Jensen Polska Sp. z o.o.



Grzegorz Wnuk, Dyrektor Techniczny, PGE Energia Ciepła S.A. Oddział Elektrociepłownia Rzeszów



Marek Grzesiuk, Główny Specjalista ds. Sprzedaży, ABB Sp. z o.o.



Maciej Piazdecki, Kierownik Działu Operacyjnego ITPOK oraz Marcin Gołdyn, Z-ca Kierownika Działu Operacyjnego ITPOK, PreZero Polska Sp. z o.o.



Johan Böni, IBA Sales & Process Engineer, Magaldi Power S.p.A.



Maciej Olizarowicz, Project Engineer, Keppel Seghers Belgium NV



Andrzej Bednarz,
Dyrektor Rozwoju,
LEROUX & LOTZ
TECHNOLOGIES
w Polsce oraz
Xavier Forcet,
Export Sales
Manager

prezentację pt. „Wsparcie techniczne instalacji ITPOK - usługa Plant Follow-Up od Keppel Seghers”.

Optymalizację wszystkich etapów realizacji elektrociepłowni na RDF wraz z eksploatacją - na przykładzie BIOSY-ENERGY we Francji - omówili **Xavier Forcet**, Export Sales Manager oraz **Andrzej Bednarz**, Dyrektor Rozwoju w LEROUX & LOTZ TECHNOLOGIES w Polsce.

Maciej Majewski, Kierownik Działu Sprzedaży - Pomiary Procesowe i Środowiskowe w „OMC ENVAG” Sp. z o.o. omówił wyzwania dla Systemu Ciągłego Monitoringu Emisji Spalin.

„Co niepokojącego może się dziać w Twoim oleju? Recepta na usprawnienie działania parku maszynowego” - to tytuł prezentacji, którą wygłosiła **Karolina Bartosiak**, Specjalistka ds. Sprzedaży Usług Diagnostycznych w Ecol Sp. z o.o.

Obieg zamknięty paliwa alternatywnego RDF w Fortum na przykładzie zakładu w Zawierciu i EC Zabrze zaprezentował **Krzysztof Karolczyk**, Manager ds. Rozwoju Projektów w Fortum Power and Heat Polska Sp. z o.o.

„Analytics QAL CEM REPORT i inne rozwiązania CEMS od kontenera po raporty emisyjne (QAL1, QAL2, QAL3, AST)” - to tytuł prezentacji, którą wygłosił **Wojciech Mizerski**, Prezes - Dyrektor Handlowy w Analytics Ltd Sp. z o.o. Prezentację Analytics Ltd Sp. z o.o. kontynuował **Dawid Dyrbuś**, Specjalista ds. Oprogramowania i Rozwoju.

Dlaczego generatory w polskich zakładach TPOK przedwcześnie się psują i czy możemy coś z tym zrobić? Na to pytanie odpowiedział **Wojciech Betlej**, International Business Development Manager w Quartzlec Ltd.

O nowoczesnych technologiach kompozytowych zwiększających niezawodność i skuteczność instalacji przemysłowych mówił **Łukasz Bulski**, Główny Specjalista ds. Kompozytowych - Kierownik Zespołu w „KRAJ” Sp. z o.o.

Na temat aspektów ekonomicznych integracji instalacji wychwytu CO₂ z ITPO wypowiedział się **Tomasz Iluk** z Instytutu Technologii Paliw i Energii.



Maciej Majewski, Kierownik Działu Sprzedaży - Pomiary Procesowe i Środowiskowe, „OMC ENVAG” Sp. z o.o.



Karolina Bartosiak, Specjalistka ds. Sprzedaży Usług Diagnostycznych, Ecol Sp. z o.o.



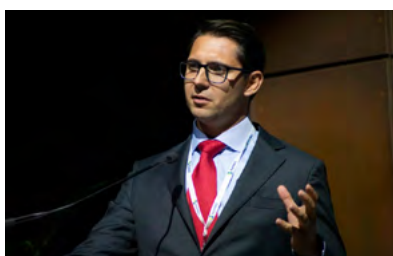
Krzysztof Karolczyk, Manager ds. Rozwoju Projektów, Fortum Power and Heat Polska Sp. z o.o.



Wojciech Mizerski, Prezes - Dyrektor Handlowy, Analytics Ltd Sp. z o.o.



Dawid Dyrbuś, Specjalista ds. Oprogramowania i Rozwoju, Analytics Ltd Sp. z o.o.



Wojciech Betlej, International Business Development Manager, Quartzlec Ltd



Łukasz Bulski, Główny Specjalista ds. Kompozytowych - Kierownik Zespołu, „KRAJ” Sp. z o.o.



Tomasz Iluk, Instytut Technologii Paliw i Energii



Sławomir Kiszczurno, Prezes Zarządu Portu Czystej Energii Sp. z o.o. przemawiał podczas wieczornej Gali



Michał Bocianowski, Dyrektor Zakładu Paprec Energies Gdańsk Sp. z o.o. przemawiał podczas wieczornej Gali



Wręczenie podziękowań podczas wieczornej Gali



Koncert: Chopin University Big Band - Agnieszka Wilczyńska, Natalia Cepelik-Muianga



Rozmowy w kularach



Wycieczka techniczna - zwiedzanie ITPOK w Gdańsku



Uczestnicy mieli okazję zwiedzać Stare Miasto wraz z przewodnikiem

Fot.: Nowa Energia



| | | | |
|--|--|---|--|
| Patronat Honorowy: | | Partner Główny: | |
|  MIECZYSLAW STRUK MARSZAŁEK WOJEWÓDZTWA POMORSKIEGO | |  PAPREC | |
| Partner: | | Partner Prawny: | |
|  Port Czystej Energii |  Termomeccanica Ecologia Termomeccanica Group |  ZPPOB | |
| Współpraca: | | | |
|  OMC ENVAG |  C.C. JENSEN Polska Clean Oil - Bright Ideas |  MAGAUDI Dependable technology |  Keppel Seghers SOLUTIONS FOR A CLEANER FUTURE |
| Patronat Medialny: | | Organizator: | |
|  www.gdansk.pl | |  nowa Energia | |



Inwestycje dla Polski

Razem tworzymy
praktyczne rozwiązania
dla wspólnego sukcesu
i bezpiecznej przyszłości.

Grupa Polskiego Funduszu Rozwoju
to grupa instytucji finansowych
i doradczych dla przedsiębiorców,
samorządów i osób prywatnych
inwestująca w zrównoważony
rozwój społeczny i gospodarczy kraju.

Infolinia: 800 800 120
www.pfr.pl

■ Dr inż. Andrzej Węgrzyn,
Stowarzyszenie Dolnośląska Dolina Wodorowa

Jak zrobić mapę wodorową z wykorzystaniem AHP?

Wartykule zaproponowano metodykę wielokryterialnego analityczno-hierarchicznego procesu decyzyjnego do tworzenia infrastruktury wodorowej. Wśród kryteriów wskazano takie czynniki jak: potencjał magazynowania wodoru, strefy generacji OZE, zielone strefy przemysłowe oraz europejskie korytarze wodorowe. Zastosowanie metodyki dedukcyjnej z góry na dół okazuje się bardziej efektywne niż indukcyjnej z dołu do góry. Uzasadniono tezę, że podejście rynkowe, mobilizujące kapitał prywatny, jest korzystniejsze niż utrwalanie monopolu wymagającego wsparcia państwowego. Pokazano również, że europejskie optimum w sensie Pareto przewyższa budowę infrastruktury wodorowej według kryteriów państw narodowych. Wskazano na konieczność tworzenia strategicznej rezerwy energetycznej Europy w kawernach wodorowych zlokalizowanych w Polsce.

Transformacja energetyczna w Polsce i na całym świecie wymaga wprowadzenia nowych technologii i rozwiązań. Wodór jako nośnik energii zyskuje na znaczeniu, a stworzenie odpowiedniej infrastruktury wodorowej jest kluczowe dla jego skutecznego wdrożenia. Spółka Gaz-System wystąpiła z inicjatywą Wodorowej Mapy Polski, której celem jest oszacowanie poziomu „zainteresowania projektów związanych z transportem wodoru za pomocą sieci przesyłowej, zarówno z perspektywy producentów, jak również odbiorców. Zebrane informacje pozwolą stworzyć mapę obrazującą popyt i podaż na wodór oraz wstępny przebieg rurociągów wodorowych na terenie Polski, w ujęciu wolumenowym, czasowym i geograficz-

nym. Dzięki badaniu spółka zidentyfikuje potrzeby rynku, co pozwoli uczestnikom rynku rozwijać swoją działalność biznesową w kolejnych latach”¹.

Wielokryterialny Analityczno-Hierarchiczny Proces Decyzyjny

Budowa mapy wodorowej wymaga podejścia kompleksowego, które uwzględni wiele czynników. Proces decyzyjny, który proponujemy, opiera się na analizie wielokryterialnej, w której brane są pod uwagę następujące kryteria:

■ Potencjał kawern solnych do magazynowania wodoru: kawerny solne, będące naturalnymi podziemnymi strukturami, mogą słu-

żyć jako bezpieczne i efektywne magazyny wodoru. Ich lokalizacja i pojemność są kluczowe dla budowy infrastruktury magazynowej.

- Intensywne strefy generacji OZE: obszary z wysokim potencjałem odnawialnych źródeł energii, takie jak farmy wiatrowe i słoneczne, mogą być zintegrowane z produkcją wodoru przez elektrolizę.
- Zielone strefy przemysłowe: lokowanie produkcji i magazynowania wodoru w pobliżu zielonych stref przemysłowych może zredukować koszty transportu i zwiększyć efektywność energetyczną.
- Europejskie korytarze wodorowe: integracja polskiej infrastruktury wodorowej z europejskimi kory-

tarzami transportowymi jest kluczowa dla zapewnienia spójności i efektywności w skali międzynarodowej.

Modelowanie i symulacja AHP

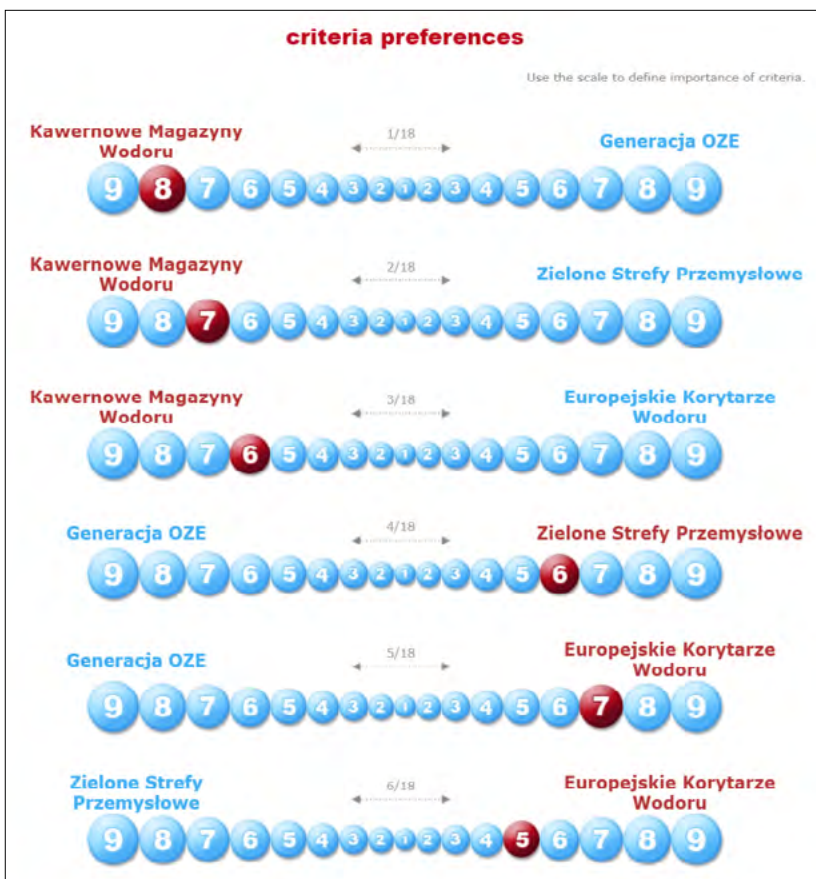
Metodę AHP jako wielokryterialny proces analityczno-hierarchiczny podejmowania decyzji - pierwszy opracował prof. Thomas L. Saaty². AHP wyprowadza skale wskaźnikowe z porównań kryteriów w parach i dopuszcza pewne odchylenia w ocenach, które są mierzalne. Metoda ta jest używana w szerokim zakresie zastosowań od zarządzania projektami do budowy strategii korporacji.

Prosty model zbudowano z wykorzystaniem oprogramowanie 123ahp³ w oparciu o metodę Saaty. Przyjęto 4 wyżej wymienione kryteria oraz trzy scenariusze tworzenia mapy wodorowej Polski według priorytetów jednego niezdefiniowanego interesariusza. Proponowane scenariusze to: (1) magazynowy, (2) korytarzowy, (3) bilansowy. Scenariusz magazynowy zmierza do wykorzystania zidentyfikowanego potencjału magazynowania wodoru w kawernach solnych na poziomie 2700 TWh dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego państw Sojuszu NATO. Scenariusz korytarzowy bazuje na koncepcji Hubu Wodorowego Europy i uwzględnia przesyły na głównych czterech kierunkach geograficznych. Scenariusz bilansowy zakłada pełną dekarbonizację kraju w oparciu o własne zasoby naturalne. Na rys. 1-4 przedstawiono wyniki modelowania i symulacji.

Końcowa ocena nadaje najwyższą wagę scenariuszowi budowy kawernowych magazynów wodoru.

Na podkładzie mapowym Polskiego Instytutu Ekonomicznego pokazującym potencjalne magazyny wodoru oraz w wyniku wyżej przeprowadzonego procesu decyzyjnego AHP zaproponowano na rys. 5 główne korytarze wodorowe w scenariuszu Magazynowym i Bilansowym.

Rys. 1. Model AHP⁴



Rys. 2. Nadanie wag kryteriom⁵

Nakłady inwestycyjne

Osobną kwestią są nakłady inwestycyjne, które na początkowym etapie są trudne do oszacowania. Przyjęto docelową potrzebę krajowej produkcji i magazynowania wodoru na poziomie 200 TWh,

tj. 6 mln ton wodoru rocznie. Nakłady związane z magazynowaniem takiej ilości wodoru mogą oscylować wokół kwoty 2,5 bln zł. Scenariusz Korytarzowy może podwoić tę kwotę, natomiast przyjęcie scenariusza wielkiego Wodorowego Magazynu Europy wymaga zaangażowania



Rys. 3. Nadanie wag scenariuszom w odniesieniu do kryteriów: Kawernowe Magazyny H₂⁶, Generacja OZE⁷, Strefy Przemysłowe⁸, Europejskie Korytarze H₂⁹

już kapitału globalnego, co pokazano na rysunkach 6 i 7.

Bazując na mapce Polskiego Instytutu Ekonomicznego oraz przeprowadzonym procesie decyzyjnym AHP oraz rekomendacjach European Clean Hydrogen Alliance - zaproponowano główne korytarze wodorowe w Polsce według scenariusza Korytarzowego obejmującego 6 głównych korytarzy europejskich wyznaczonych w programie RePowerEU¹³ (Rys. 8).

Metodyka Dedukcyjna vs. Indukcyjna

W procesie tworzenia wodorowej mapy bardziej efektywne jest podejście dedukcyjne z góry na dół. Metodyka dedukcyjna, polegająca na ustaleniu ogólnych zasad i strategii na poziomie krajowym, a następnie dostosowywaniu ich do lokalnych warunków, pozwala na lepszą

koordynację i optymalizację zasobów. Przykład wykorzystania tego podejścia zaprezentowano w tekście powyżej.

Metodyka indukcyjna, która zaczyna od lokalnych inicjatyw i stara się je zintegrować na poziomie krajowym, może prowadzić do fragmentaryzacji i nieefektywności. Dedukcyjne podejście zapewnia spójność i pozwala na strategiczne planowanie z uwzględnieniem długoterminowych celów i globalnych trendów.

Podejście Rynkowe vs. Monopol Państwowy

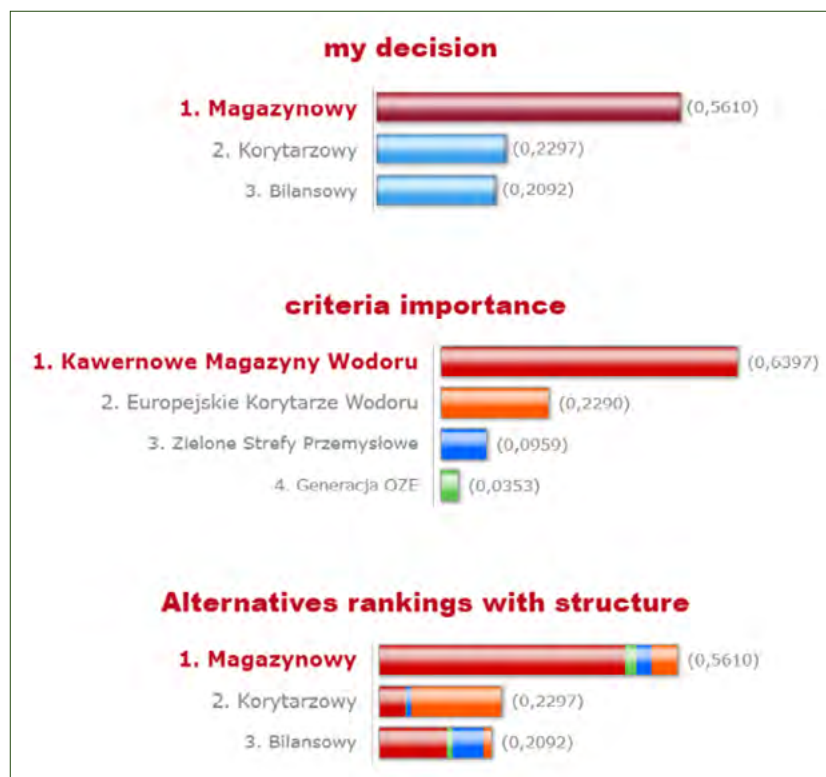
Rynkowe podejście do budowy infrastruktury wodorowej, mobilizujące kapitał prywatny, jest bardziej efektywne niż utrwalanie monopolu wymagającego wsparcia budżetowego państwa. Inwestycje prywatne, wspierane odpowiednimi regulacjami i zachętami, mogą przyspieszyć rozwój infrastruktury i wprowadzenie

innowacyjnych rozwiązań. Przedstawione wcześniej nakłady kapitałowe przemawiają za takim podejściem.

Monopol państwowy, choć zapewnia stabilność, może ograniczać konkurencję i innowacyjność. Włączenie sektora prywatnego pozwala na bardziej dynamiczny rozwój rynku wodorowego i lepsze dostosowanie się do potrzeb rynku oraz konsumentów.

Europejskie Optimum w Sensie Pareto

Budowa infrastruktury wodorowej powinna być realizowana zgodnie z europejskim optimum w sensie Pareto, a nie według kryteriów państw narodowych. Współpraca międzynarodowa i koordynacja działań na poziomie europejskim pozwala na optymalizację zasobów i osiągnięcie większych korzyści ekonomicznych i ekologicznych.



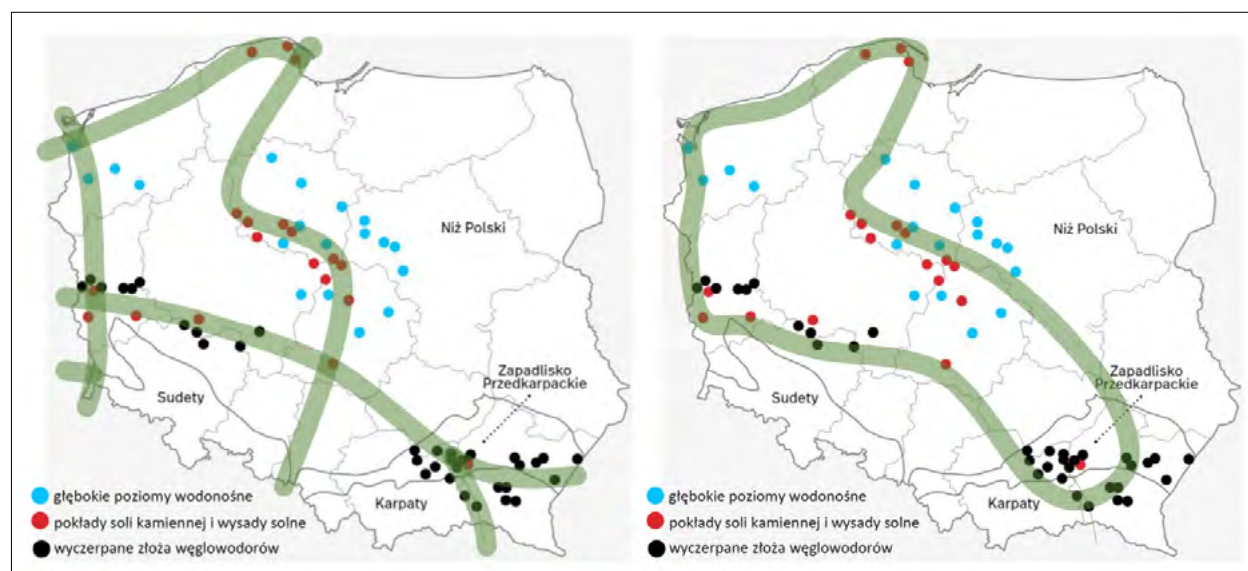
Rys. 4. Rezultat wielokryterialnego procesu decyzyjnego ¹⁰

Europejskiej, co sprzyja zrównoważonemu rozwojowi i zwiększa konkurencyjność na globalnym rynku energii.

Budowa Strategicznej Rezerwy Energetycznej

Konieczność budowy strategicznej rezerwy energetycznej Europy w kavernach wodorowych zlokalizowanych w Polsce jest uzasadniona, zarówno ze względów bezpieczeństwa energetycznego, jak i efektywności ekonomicznej. Kawerny solne na Monoklinie Przedśudeckiej, dzięki swoim naturalnym właściwościom, są idealnym miejscem do długoterminowego magazynowania wodoru.

Strategiczna rezerwa wodoru w Europie może służyć jako bufor w sytuacjach kryzysowych, zapewniając stabilność dostaw energii. Ponadto, lokalizacja rezerw w Polsce przyczynia się do wzmocnienia pozycji kraju jako kluczowego gracza na europejskim rynku energetycznym.



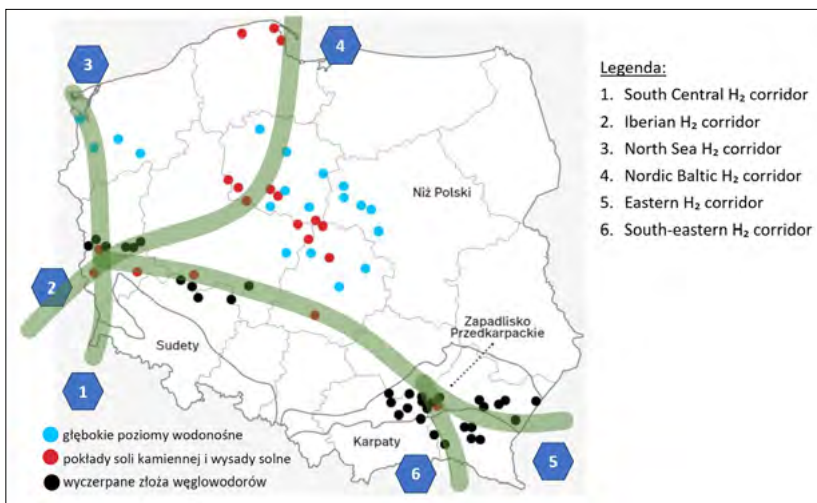
Rys. 5. Wodorowe korytarze Polski wg scenariusza Magazynowego i Bilansowego (opracowanie własne na mapie Polskiego Instytutu Ekonomicznego)

Koncepcja Pareto zakłada, że zmiany, które poprawiają sytuację jednej strony bez pogarszania sytuacji innej, są korzystne. W kontekście europejskiej

infrastruktury wodorowej, optymalizacja rozwoju według kryteriów Pareto pozwala na maksymalizację korzyści dla wszystkich krajów członkowskich Unii

Podsumowanie

Tworzenie wodorowej mapy Polski to złożony proces, wymagają-

Rys. 6. Szacowane nakłady inwestycyjne ¹¹Rys. 7. Rezultat rozszerzonego o nakłady finansowe procesu AHP ¹²

Rys. 8. Wodorowe korytarze Polski wg scenariusza Korytarzowego (opracowanie własne na mapie Polskiego Instytutu Ekonomicznego)

cy uwzględnienia wielu czynników i zastosowania odpowiednich metodyk decyzyjnych. Zaproponowany wielokryterialny analityczno-hierarchiczny proces decyzyjny, oparty na kryteriach takich jak potencjał kawern solnych, strefy generacji OZE, zielone strefy przemysłowe oraz europejskie korytarze wodorowe - pozwala na skuteczne planowanie i rozwój infrastruktury wodorowej. Oczywiście w realnym procesie decyzyjnym powinna brać udział duża grupa interesariuszy, w tym również powstałe doliny wodorowe.

Metodyka dedukcyjna z góry na dół okazuje się bardziej efektywna niż indukcyjna z dołu do góry, a podejście rynkowe mobilizujące kapitał prywatny jest korzystniejsze niż utrwalanie monopolu wymagającego wsparcia państwowego. Wskazano również, że europejskie optimum w sensie Pareto przewyższa budowę infrastruktury wodorowej według kryteriów państw narodowych. Uzasadniono również konieczność budowy strategicznej rezerwy energetycznej Europy w kavernach wodorowych zlokalizowanych na Monoklinie Przedkarpaciej.

Realizacja tych założeń może przyczynić się do skutecznej transformacji energetycznej Polski, zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego oraz wzmocnienia pozycji kraju na rynku europejskim. Wodór jako nowoczesny nośnik energii, ma potencjał stać się kluczowym elementem zrównoważonego systemu energetycznego przyszłości, a odpowiednie planowanie i inwestycje w jego infrastrukturę są niezbędne dla osiągnięcia tego celu. □

Przypisy:

- 1 GAZ-SYSTEM opracuje Wodorową Mapę Polski, <https://www.gaz-system.pl/pl/dla-mediow/komunikaty-prasowe/2024/kwiecen/18-04-2024-gaz-system-opracuje-wodorowa-mape-polski.html>
- 2 Saaty, T. L. (1980). The Analytic Hierarchy Process: Planning, priority setting, resource allocation. McGraw-Hill. Doi: [https://doi.org/10.1016/0377-2217\(82\)90022-4](https://doi.org/10.1016/0377-2217(82)90022-4)
- 3 <http://www.123ahp.com/>
- 4 <http://www.123ahp.com/Izracun.aspx>
- 5 <http://www.123ahp.com/Odnosi.aspx>
- 6 <http://www.123ahp.com/Alternative.aspx?kriterij=0>
- 7 <http://www.123ahp.com/Alternative.aspx?kriterij=1>
- 8 <http://www.123ahp.com/Alternative.aspx?kriterij=2>
- 9 <http://www.123ahp.com/Alternative.aspx?kriterij=3>
- 10 <http://www.123ahp.com/Rezultat.aspx>
- 11 <http://www.123ahp.com/Rezultat2.aspx>
- 12 <http://www.123ahp.com/Rezultat3.aspx>
- 13 LEARNBOOK ON HYDROGEN SUPPLY CORRIDORS, Clean Hydrogen Alliance Transmission and Distribution Roundtable, 31 March 2023, https://www.entsog.eu/sites/default/files/2023-04/web_entsog_230311_CHA_Learnbook_230418.pdf

V Seminarium

Nowoczesne Ciepło

- sieci ciepłownicze, chłód, ciepło odpadowe, magazyny ciepła

9-10 października 2024 r., Poznań



NOWOCZESNE CIEPŁO



Źródło: Veolia Energia Poznań S.A.



- > ROZWÓJ NISKOTEMPERATUROWYCH SIECI CIEPŁOWNICZYCH,
- > POZYSKIWANIE CHŁODU Z CIEPŁA SIECIOWEGO,
- > MOŻLIWOŚĆ WYKORZYSTANIA CIEPŁA ODPADOWEGO POCHODZĄCEGO Z RÓŻNYCH ŹRÓDEŁ,
- > GENERACJA ROZPROSZONA W SYSTEMACH CIEPŁOWNICZYCH,
- > KORZYŚCI PRAWNE, FINANSOWE I ŚRODOWISKOWE - OPLACALNOŚĆ,
- > PRZYKŁADY INSTALACJI WYKORZYSTANIA CIEPŁA ODPADOWEGO - DOŚWIADCZENIA PRAKTYCZNE,
- > MOŻLIWOŚCI WSPARCIA FINANSOWEGO DLA INSTALACJI I SIECI NISKOTEMPERATUROWYCH I CHŁODNICZYCH, ODZYSKU CIEPŁA ODPADOWEGO, MAGAZYNÓW CIEPŁA,
- > PREZENTACJA DOSTĘPNYCH TECHNOLOGII.

Szczegóły: www.nowa-energia.com.pl

Patronat Honorowy:

Partner Prawny:

Partner Merytoryczny:

Patronat Naukowy:

Współpraca:

Organizator:



Patronat Honorowy
Prezydenta
Miasta Poznania





■ **Robert Mikulski,**
Radca Prawny, Członek Zarządu Stowarzyszenia Polski Wodór, Partner Zarządzający w BRILLAW Kancelaria
Radców Prawnych Mikulski & Partnerzy, Prezes Związku Firm Biotechnologicznych BIOFORUM,
Wiceprzewodniczący Rady Nadzorczej Warszawskiej Izby Gospodarczej

Wymagania UE i krajowe dotyczące gazów odnawialnych

Unia Europejska, a co za tym idzie - Polska, nieustannie dąży do realizacji ambitnych celów wynikających z konieczności wsparcia ochrony środowiska i zrównoważonego rozwoju. W kontekście energetyki, jednym z kluczowych elementów strategii jest zwiększenie zakresu wykorzystywania odnawialnych źródeł energii, w tym chociażby gazów odnawialnych, takich jak biometan, czy wodór. Polityka unijna oraz krajowe regulacje wspierają rozwój tych technologii, co jest niezbędne dla osiągnięcia przyjętych celów klimatycznych i energetycznych do 2030 r.

Założeniami polityki europejskiej są m. in. ograniczenie emisji gazów cieplarnianych w UE do 2030 r. o zawrotne 55% (w stosunku do poziomów z 1990 r.), zmniejszenie zużycia energii końcowej o co najmniej 11,7% w porównaniu z prognozami, zwiększenie do 29% udziału energii odnawialnej w końcowym zużyciu energii, czy zwiększenie udziału energii ze źródeł odnawialnych do 42,5%. Ponadto UE ma być zaangażowana także w proces transformacji energetycznej wszystkich państw członkowskich, dzięki czemu front wprowadzanych zmian przyberze jednolity charakter.

Jednym z najważniejszych aspektów unijnej strategii jest promowanie zaawansowanych biopaliw i niebiologicznych paliw odnawialnych. Przykładem jest wykorzystanie biometanu, który może być produkowany z odpadów organicznych

oraz wodoru odnawialnego, który powstaje z odnawialnych źródeł energii, takich jak energia słoneczna, czy wiatrowa. Unia Europejska dąży do tego, aby 42% wykorzystywanego w przemyśle wodoru pochodziło z paliw odnawialnych pochodzenia niebiologicznego.

ustawy o odnawialnych źródłach energii (OZE) jest przykładem na to, jak krajowe regulacje dostosowują się do unijnych dyrektyw. Sama implementacja Dyrektywy RED II w polskim prawie skutkuje zmianami w zakresie gwarancji pochodzenia biometanu, ciepła, chłodu oraz wodoru



Jednym z najważniejszych aspektów unijnej strategii jest promowanie zaawansowanych biopaliw i niebiologicznych paliw odnawialnych. Przykładem jest wykorzystanie biometanu, który może być produkowany z odpadów organicznych oraz wodoru odnawialnego, który powstaje z odnawialnych źródeł energii, takich jak energia słoneczna, czy wiatrowa

Polska, idąc w ślad za polityką UE, podejmuje kroki w kierunku transformacji energetycznej. Ostatnia nowelizacja

odnawialnego. Nowelizacja ta znacznie zwiększa także możliwości inwestycyjne, co jest kluczowe dla przyciągania zagra-



Fot.: pixabay

nicznych inwestorów. Dzięki wprowadzeniu zmian, mających na celu realizację założeń unijnych, utworzono w Polsce m. in. Krajowy Punkt Kontrolny, który ma służyć zapewnieniu wsparcia informacyjnego przyszłym wytwórcom OZE.

Kolejny z kroków ku zielonej energii stanowi tzw. pakiet wodorowo-gazowy stanowiący część propozycji legislacyjnych Fit for 55. Jego głównym założeniem jest rewizja kształtu unijnego rynku gazu, która skupić się ma na zastępowaniu gazu ziemnego gazami odnawialnymi i niskoemisyjnymi, aby osiągnąć neutralność klimatyczną, czemu służyć ma chociażby priorytetowe traktowanie wodoru w sektorach dotychczasowo opartych wyłącznie na nieodnawialnych źródłach energii.

Nowe przepisy przewidują także wsparcie dla modernizowanych instalacji OZE. Dla instalacji wykorzystujących różne rodzaje biogazu, hydroenergię, czy też biomasę, o mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW przewidziano system FIT (Feed-in Tariff), natomiast dla instalacji o mocy od 500 kW do 1 MW system FIP (Feed-in Premium). Ważnym elementem jest również wsparcie operacyjne dla instalacji, które wykorzystywały już okres wsparcia przewidziany w ustawie o OZE. System dopłat do ceny rynkowej dla biometanu i innych źródeł energii odnawialnej jest przewidziany na maksymalnie 20 lat, co stwarza stabilne warunki dla potencjalnych inwestorów.

Zmiany w przepisach obejmują także wsparcie dla klastrów energii i spółdzielni energetycznych. Ulgi w uiszczaniu opłat

dystrybucyjnych, opłat związanych z systemami wsparcia OZE, wysokosprawnej kogeneracji, efektywności energetycznej oraz preferencje dla przyłączania do sieci elektroenergetycznej mają na celu przyspieszenie rozwoju lokalnych inicjatyw energetycznych. Co ważne, warunkiem skorzystania z tych ulg jest uzyskanie wpisu do rejestru klastrów prowadzonego przez Prezesa URE oraz spełnienia minimalnych wymogów stawianych klastrówi energii co do zużycia energii z OZE, mocy zainstalowanej źródeł wytwórczych i magazynów energii oraz pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną własną produkcją. Możliwość skorzystania z tych przepisów została również uzależniona od wydania pozytywnej decyzji Komisji Europejskiej o zgodności pomocy publicznej przewidzianej w tych przepisach z rynkiem wewnętrznym, albo uznania przez Komisję Europejską, że zmiany przepisów nie stanowią nowej pomocy publicznej.

Warto jednak zaznaczyć, że UE skupia się również na sam sposób wytwarzania energii odnawialnej. Polityka Unii Europejskiej kładzie duży nacisk na zrównoważoną produkcję bioenergii. Wprowadzenie szybszych zezwoleń na realizację projektów odnawialnych oraz strategia Zaangażowania Zewnętrzne UE w Dziedzinie Energii, przedstawiona w maju 2022 r., są krokami w kierunku wzmocnienia dyplomacji klimatycznej i energetycznej. Wcześniej wspomniana strategia ma służyć przede wszystkim wzmocnieniu zaangażowania UE w part-

nerstwo oraz wzmocnieniu dyplomacji klimatycznej i energetycznej. Zmiany te mają również za zadanie ograniczenie nie zrównoważonej produkcji bioenergii oraz wprowadzenie uproszczonych metod pozyskiwania zezwoleń na obszary szybszego rozwoju energii odnawialnej.

Osiągnięcie celów klimatycznych i energetycznych wymaga jednak nie tylko odpowiednich regulacji, ale także zaangażowania wszystkich państw członkowskich. Transformacja energetyczna jest niezbędna dla zapewnienia zrównoważonej przyszłości. Polska, poprzez dostosowanie krajowych przepisów do unijnych dyrektyw oraz wprowadzanie innowacyjnych rozwiązań, ma potencjał do stania się jednym z liderów w dziedzinie odnawialnych źródeł energii. By osiągnąć ten status, koniecznymi będą ogromny nakład pracy i wykazanie się realną chęcią wprowadzenia zmian.

O czym jeszcze warto wspomnieć? Przede wszystkim o tym, że rozwój gazów odnawialnych jest kluczowym elementem strategii energetycznej zarówno Unii Europejskiej, jak i Polski. Wprowadzenie odpowiednich regulacji oraz wsparcia dla nowych technologii stwarza niemalże niepodważalne podstawy dla osiągnięcia ambitnych celów klimatycznych. To jednak dopiero początek drogi. Wobec tego należy skupić się na wspólnych działaniach na rzecz ochrony środowiska i zrównoważonego rozwoju, które to są niezbędne dla zapewnienia przyszłym pokoleniom czystego i zdrowego środowiska. □

■ Robert E. Przekop, Agnieszka Martyła, Tomasz Grabarkiewicz, Adam Stolarz,
Uniwersytet im. Adama Mickiewicza w Poznaniu

Wprowadzenie do gospodarki wodorowej

Omówienie roli wodoru w transformacji

Rewolucyjny rozwój odnawialnych źródeł energii w skali globalnej oraz wymuszone politycznie i legislacyjnie odchodzenie od kopalnych, węglowych nośników energii jest określone jako transformacja energetyczna. Z punktu widzenia biznesowego powstaje pytanie o celowość i możliwość zajęcia takiej transformacji przy zachowaniu stabilności gospodarczej, jakości życia społeczeństw, czy utrzymania dotychczasowej pozycji rynkowej.



Jednym z najczęściej pojawiających się w tym obszarze pytań jest: czy i kiedy inwestować w projekty wodorowe? Termin gospodarka wodorowa nie jest pojęciem, które powstało w ostatnich latach. Koncepcja użycia wodoru jako paliwa, czy nośnika energii zastępującego węglowodory funkcjonowała w środowiskach naukowych od co najmniej kilkudziesięciu lat. Opisy cykli termodynamicznych, konwersji energii, produkcji wodoru w elektrolizerach, czy konwersji wodoru do energii elektrycznej w ogniwach paliwowych zostały opisane i zbadane w skali laboratoryjnej w początkach XX w. Co jednak sprawiło, że przez te wszystkie lata nie zaszła globalna transformacja energetyczna z wodorem jako nośnikiem energii? Na to i inne pytania postaramy się odpowiedzieć w cyklu artykułów, gdzie spróbujemy przybliżyć zagadnienia związane z wodorem jako nośnikiem energii, czynnikami i barierami transformacyjnym oraz pojęciami, które pojawiają się przy omawianiu technologii wodorowych. Ponadto, przeanalizujemy znaczenie gospodarki surowcowej i górnictwa w kontekście gospodarki wodorowej.

Warstwa polityczna - przyczyny transformacji

Usługi energetyczne w zakresie ogrzewania i chłodzenia, gotowania, oświetlenia, transportu i produkcji mają kluczowe znaczenie dla funkcjonowania społeczeństwa. W ciągu ostatnich dwóch dekad produkcja i zużycie energii odnawialnej gwałtownie wzrosły w całej UE w odpowiedzi na specjalne polityki i środki, a także dzięki szybkiemu postępowi technologicznemu. W rezultacie emisje gazów cieplarnianych w całym systemie energetycznym UE stale spadały od 1990 r., a UE osiągnęła swój cel 20% energii odnawialnej w 2020 r. 22,5% energii zużywanej w UE w 2022 r. pochodziło ze źródeł odnawialnych.

Pomimo znacznego postępu, oczekiwania polityczne w zakresie jeszcze

większego przyspieszenia transformacji kierunkują legislację europejską do powstania masowego rynku wodoru. Otoczenie polityczne i kształt rynku otaczającego czystą energię były jednymi z najważniejszych czynników na wcześniejszym etapie, decydujących o tym, gdzie wdrażane są technologie czystej energii. Różnice w tym obszarze są obecnie zdecydowanie widoczne w skali globalnej. Polityka Unii Europejskiej jest w tym zakresie najbardziej restrykcyjna, przyjmując jako cel zerową emisję gazów cieplarnianych do 2050 r. **Cel na 2030 r. to redukcja emisji CO₂ o co najmniej 55%**, w porównaniu do poziomów z 1990 r. To zobowiązanie zostało zapisane w Europejskim Prawie Klimatycznym, które ustanawia ramy dla realizacji celów klimatycznych UE. **Pakiet „Fit for 55”**: w lipcu 2021 r. Komisja Europejska przedstawiła pakiet legislacyjny „Fit for 55”, który ma na celu dostosowanie polityki UE do nowego celu redukcji emisji na 2030 r. Pakiet obejmuje m. in. reformę systemu handlu uprawnieniami do emisji (EU ETS), wprowadzenie nowych standardów emisji dla samochodów, promocję odnawialnych źródeł energii oraz zwiększenie efektywności energetycznej. **Europejski Zielony Ład**: Europejski Zielony Ład to strategiczny plan UE, mający na celu przekształcenie Europy w pierwszy kontynent neutralny klimatycznie do 2050 r. Plan obejmuje szeroki zakres działań, od dekarbonizacji sektora energetycznego, przez poprawę efektywności energetycznej, po zrównoważoną produkcję żywności i ochronę bioróżnorodności. **Inicjatywy wspierające**: UE wprowadza również różne inicjatywy wspierające, tj. fundusz na rzecz sprawiedliwej transformacji, który ma na celu wsparcie regionów i społeczności najbardziej dotkniętych przejściem na gospodarkę niskoemisyjną. Powyższe cele definiują europejską politykę, która będzie oddziaływać na wszystkie sfery gospodarki oraz życia społeczeństwa. Należy przy tym zaznaczyć, że przyjęta polityka ma u swojej podstawy jedno założenie dotyczące ograniczenia tzw.

efektu cieplarnianego wywoływanego przez emisję gazów takich jak dwutlenek węgla, metan, tlenki azotu. A więc fundamentem całej transformacji energetyczno-gospodarczej jest przyjęcie tego założenia. Polityka europejska jest w tym zakresie najbardziej pryncypialna i restrykcyjna w skali globalnej. Przyjęcie tych założeń skutkuje zmianami legislacji na poziomie europejskim i dalej krajowym, powodując, że wszystkie państwa członkowskie mają zobowiązania w tym zakresie. Skutki przyjętych legislacji oddziałują na przemysł, a punktem wyjściowym jest przemysł energetyczny, a więc zmiany w zakresie źródeł i mocy wytwórczych.

Energia niezbędna społeczeństwu i gospodarce - problem magazynowania

W tym miejscu powinniśmy wprowadzić pojęcie tzw. miksu energetycznego, a więc struktury produkcji energii. W jego skład wchodzi następujące źródła: elektrownie węglowe (węgiel kamienny i brunatny), elektrownie gazowe, elektrownie wiatrowe, fotowoltaiczne i wodne, biomasowe, biogazowe oraz nie występujące w Polsce źródło energii - energetyka jądrowa. Powyższe źródła możemy różnicować w następujący sposób - z punktu widzenia emisyjności, jako źródła odnawialne i nieodnawialne oraz z punktu widzenia charakterystyki pracy, jako źródła stabilne i działające okresowo. To właśnie ten ostatni czynnik, okresowość, niestabilność i zmienność pracy źródeł opartych o energię słoneczną i wiatrową jest obecnie największą barierą rozwoju i transformacji. Brak możliwości zmagazynowania energii dla okresów jej braku lub zmniejszonej produkcji wpływa na zróżnicowanie jej ceny w zależności od pory dnia i pory roku.

Jakie są obecnie techniczne możliwości wielkoskalowego magazynowania energii? Najszerzej znanym są **baterijne magazyny energii**, jest to rozwiązanie znane od dziesięcioleci, jednak dotych-

czas nie mające ekonomicznego sensu w wielkoskalowym magazynowaniu. Jednak jak już powiedziano wcześniej, presja legislacyjna skutkująca wzrostem cen energii i jej nośników powoduje, że taka forma magazynowania staje się obecnie opłacalna dla magazynów większej pojemności. Innym tradycyjnym sposobem magazynowania są magazyny energii potencjalnej, czyli **elektrownie szczytowo-pompowe**. W tym przypadku ograniczeniem są możliwości lokalizacji takich przedsięwzięć. Oba typy magazynu są ściśle związane z siecią energetyczną i mogą stabilizować jej pracę. Jednak znając ograniczenia związane z sieciami energetycznymi inną drogą magazynowania energii są magazyny chemiczne, a więc takie, w których energia jest transformowana do związków chemicznych, które następnie mogą być przechowywane w sposób tradycyjny - w zbiornikach w stanie ciekłym lub jako gazy pod wysokim ciśnieniem. Ponadto, związki chemiczne mogą być transportowane na duże odległości w tych dwóch stanach skupienia (**rurociągi, cysterny, tankowce**).

Wodór dzisiaj i jutro - gospodarcze znaczenie wodoru

Obecne i przyszłe wykorzystanie wodoru w gospodarce to:

- **Przemysł chemiczny:** Wodór jest głównym surowcem w procesie Haber-Boscha, który jest wykorzystywany do produkcji amoniaku. Amoniak jest następnie używany do produkcji nawozów sztucznych, ale może być również użyty do magazynowania energii. Wodór jest także wykorzystywany w procesie produkcji metanolu, który jest używany jako surowiec chemiczny i paliwo.
- **Energetyka - produkcja energii elektrycznej:** może być używany w ogniwach paliwowych lub spalany w agregatach (kogeneracja, trigeneracja) do generowania energii elektrycznej. Jest to szczególnie

przydatne w systemach magazynowania energii oraz jako źródło zasilania dla pojazdów elektrycznych.

- **Magazynowanie energii:** może być używany do magazynowania nadmiaru energii z odnawialnych źródeł, takich jak energia wiatrowa i słoneczna, w postaci chemicznej energii, którą można później przekształcić z powrotem w energię elektryczną.
- **Transport - pojazdy napędzane ogniwami paliwowymi:** Wodór jest wykorzystywany jako paliwo w pojazdach napędzanych ogniwami paliwowymi, takich jak samochody, autobusy, pociągi, a nawet statki. Ogniwa paliwowe przekształcają wodór w energię elektryczną, zasilając silniki elektryczne.
- **Lotnictwo:** Prace nad wykorzystaniem wodoru jako paliwa w lotnictwie są na wczesnym etapie, ale wodór ma potencjał do znacznego zmniejszenia emisji w tym sektorze.
- **Przemysł metalurgiczny - redukcja rudy żelaza:** może być używany jako reduktor w procesie produkcji stali, zastępując węgiel koksowy i zmniejszając emisję CO₂.

”

Gospodarka wodorowa, zakładająca szerokie zastosowanie wodoru jako nośnika energii, stanowi istotny element globalnej transformacji energetycznej. Choć wodór obiecuje znaczące korzyści środowiskowe i energetyczne, wdrożenie tej technologii wiąże się z licznymi kosztami i wyzwaniem

- **Ciepłownictwo - wytwarzanie ciepła:** może być spalany w kotłach do wytwarzania ciepła, które jest używane do ogrzewania budynków lub w procesach przemysłowych. Nakładając te obszary wykorzystania wodoru na strukturę gospodarczą Europy widzimy, że w kontekście transformacji wodór jest czynnikiem wiążącym jej poszczególne obszary w sposób zbliżony do paliw kopalnych.

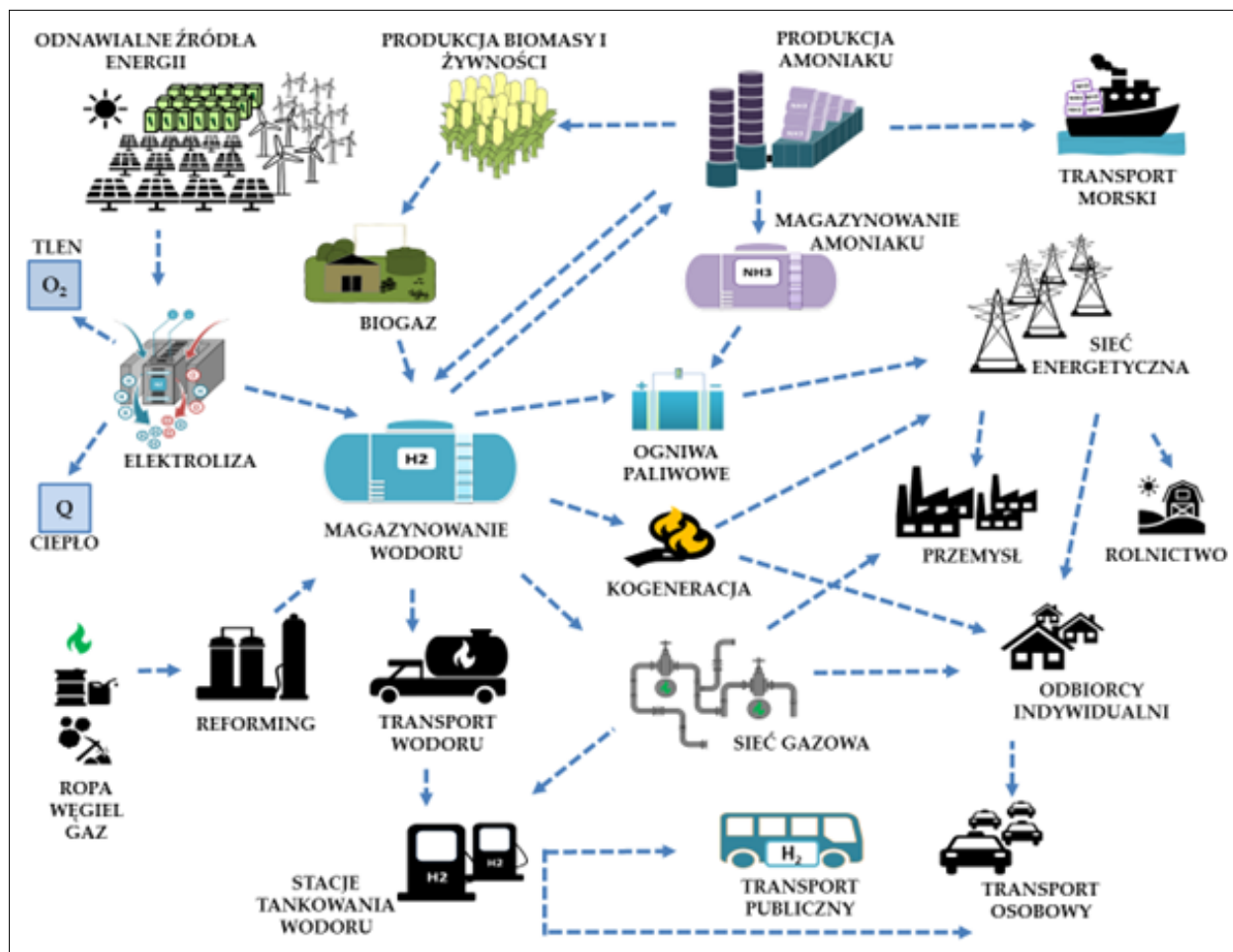
Takie ujęcie problemu transformacji, w której celem jest zastąpienie starych nośników i źródeł energii nowymi - wymaga przyjęcia całkowicie nowej optyki techno-ekonomicznej. Konieczne jest wyjście z silosowego myślenia o poszczególnych gałęziach gospodarki jako odrębnych bytach, w których potrzeby surowcowe i energetyczne są zaspokajane *a priori*. Przyjęte polityki klimatyczne narzucają radykalną transformację, która wymusza całkowite przededefiniowanie warunków dostaw, źródeł mocy i energii, bezpieczeństwa oraz opłacalności ekonomicznej. W celu lepszego zrozumienia tych zależności, konieczne jest przyjęcie perspektywy horyzontalnego spojrzenia na nową, zdekarbonizowaną gospodarkę. Taką optykę przyjmuje dziedzina nazywana **metaenergetyką**.

Metagenergetyka, a gospodarka wodorowa

Metaenergetyka to pojęcie, które odnosi się do nowej dziedziny nauki i technologii, koncentrującej się na zaawansowanych i innowacyjnych metodach pozyskiwania, przetwarzania, magazynowania i dystrybucji energii. Obejmuje

ona szeroki zakres technologii i podejść, które wykraczają poza tradycyjne systemy energetyczne. Kluczowe aspekty metaenergetyki to:

- **Integracja różnych źródeł energii:**
 - Metaenergetyka koncentruje się na integracji wielu różnych źródeł energii, w tym odnawialnych (wiatr, słońce, biomasa, energia wodna), jądrowych i konwencjonalnych (ropa, gaz, węgiel)



Rys. 1. Schemat przedstawiający elementy gospodarki wodorowej

- w sposób zoptymalizowany i zrównoważony.
- **Zaawansowane technologie magazynowania energii:**
 - Rozwój nowych technologii magazynowania energii, takich jak baterie o dużej pojemności, superkondensatory, magazyny wodoru i inne technologie, które mogą przechowywać energię w dużej skali i na długi czas.
- **Inteligentne sieci energetyczne (Smart Grids):**
 - Wdrażanie inteligentnych sieci energetycznych, które mogą efektywnie zarządzać dystrybucją energii, monitorować zużycie w czasie rzeczywistym i integrować różne źródła energii oraz systemy magazynowania.
- **Zaawansowane zarządzanie popytem na energię:**
 - Opracowanie systemów zarządzania popytem, które mogą dynamicznie dostosowywać zużycie energii w zależności od dostępności źródeł energii i potrzeb użytkowników.
- **Technologie wodorowe:**
 - Integracja wodoru jako kluczowego nośnika energii, wykorzystując jego zdolność do magazynowania i transportu energii oraz jego zastosowanie w ogniwach paliwowych i innych technologiach energetycznych.
- **Energetyka rozproszona:**
 - Promowanie rozproszonych systemów energetycznych, w których energia jest wytwa-

rzana i konsumowana lokalnie, co zmniejsza straty związane z przesyłem i zwiększa efektywność energetyczną.

- **Zaawansowane materiały i technologie:**
 - Badanie i rozwój nowych materiałów, takich jak materiały do produkcji ogniw słonecznych o wysokiej wydajności, materiały do magazynowania wodoru, a także nowe technologie przetwarzania energii, które mogą poprawić efektywność i niezawodność systemów energetycznych.

Metaenergetyka jest więc interdyscyplinarną dziedziną, która najlepiej opisuje zależności gospodarki wodorowej

i transformacji energetycznej, łączy elementy fizyki, chemii, inżynierii, informatyki i innych nauk, aby stworzyć bardziej zrównoważone, efektywne i innowacyjne systemy energetyczne. Jej celem jest przełamywanie barier technologicznych i ekonomicznych, które stoją na drodze do szerokiego wykorzystania odnawialnych źródeł energii i dekarbonizacji gospodarki.

Bezpieczeństwo, a gospodarka wodorowa

Odnosząc się do wodoru jako surowca, nośnika energii należy na początku określić, czym jest bezpieczeństwo surowcowe, bezpieczeństwo energetyczne i jak oba te pojęcia zawierają się w bezpieczeństwie ekonomicznym. Bezpieczeństwo to jedna z elementarnych potrzeb człowieka, a także jedna z podstawowych potrzeb państwa rozumianego w wymiarze politycznym, funkcjonalnym, czy też ontologicznym. W Słowniku języka polskiego bezpieczeństwo to: „(...) stan niezagrożenia, spokoju, pewności”. W książce wydanej przez Akademię Sztuki Wojennej pojęcie bezpieczeństwa jest ujmowane jako stan i proces jednocześnie. Autorzy zauważają, że bezpieczeństwo jako stan to: „(...) stan niezagrożenia, spokoju, pewności, stan i poczucie pewności, wolność od zagrożeń, strachu i ataku”. Dalej twierdzą, iż: „Bezpieczeństwo obejmuje dwa zasadnicze składniki: gwarancje nienaruszalnego przetrwania danego podmiotu oraz swobody jego rozwoju. (...) Bezpieczeństwo w syntetycznym ujęciu można więc określić jako obiektywną pewność gwarancji nienaruszalnego przetrwania i swobód rozwojowych”. Ogólniej rzecz ujmując bezpieczeństwo energetyczne to taki stan gospodarki, który zapewnia pokrycie bieżącego i przyszłego zapotrzebowania odbiorców na paliwa i energię, w sposób technicznie i ekonomicznie uzasadniony, przy minimalnym negatywnym oddziaływaniu sektora energii na środowisko i warunki życia społeczeństwa. Z kolei bezpieczeństwem su-

rowcowym nazywać będziemy zdolność państwa do zapewnienia sobie dostaw potrzebnych gospodarce surowców w takich ilościach i formach, jakie pozwalają na maksymalne wykorzystanie mocy produkcyjnych, przy zachowaniu zasad racjonalnego gospodarowania. Inwazja Rosji na Ukrainę w sposób szczególny pokazała ryzyko związane z uzależnieniem od rosyjskich paliw kopalnych i innych surowców strategicznych. Zarówno wojna, jak i wcześniejsza pandemia przyspieszyły bliźniaczą transformację Unii Europejskiej - zieloną i cyfrową. Pojawia się zapotrzebowanie na nowe paliwa takie jak wodór pozyskany ze źródeł odnawialnych, a także na surowce krytyczne, głównie metale. Chińskie technologie obecnie są dowodem na sukces ekonomiczny i technologiczny państwa, do niedawna kojarzonego z produkcją tanich towarów niskiej jakości. Chiny odpowiadają za ponad 80% światowych zdolności wytwórczych w 11 czystych technologiach, m. in. w produkcji modułów fotowoltaicznych, ogniw słonecznych, waflów krzemowych, polikrzemu, ogniw bateryjnych, elektrod, separatorów baterii, litu, siarczynu kobaltu oraz siarczynu niklu. Zajmują dominującą pozycję w wytwarzaniu gondoli do turbin wiatrowych, co szczególnie istotne w kontekście niniejszego artykułu, elektrolizerów do wytwarzania wodoru. W rozważaniach o transformacji energetycznej należy przytoczyć słowa byłego Premiera Włoch, iż „Chiny dążą do przejęcia i internalizacji wszystkich części łańcucha dostaw w zielonych i zaawansowanych technologiach, zabezpieczając równocześnie dostęp do niezbędnych surowców. Ta szybka ekspansja prowadzi do znaczącej nadwyżki mocy produkcyjnych i zagraża naszym przemysłom”. Analizując możliwości wykorzystania zielonego wodoru trzeba zwrócić uwagę na niedawną ocenę Europejskiego Trybunału Obrachunkowego, który uznał, iż ambicje Unii Europejskiej, by do 2030 r. zapotrzebowanie na ten surowiec wynosiło 20 mln ton są nierealne. W ocenie Europejskiego Trybunału Obrachunkowego

(ECA), który monitoruje finanse bloku 27 państw i może wpływać na kształtowanie polityki, obecny plan dotyczący wodoru nie opiera się na solidnej analizie, ale na woli politycznej. W raporcie stwierdzono, że finansowanie w wysokości prawie 20 mld euro do 2027 r. jest rozproszone pomiędzy różne programy, co utrudnia przedsiębiorstwom dostęp do tych funduszy. Według audytorów do końca dekady popyt na zielony wodór nie osiągnie nawet połowy powyższego unijnego celu, który miałby być podzielony równo pomiędzy lokalną produkcję i import. W 2022 r. wodór odpowiadał za niecałe 2% zużycia energii w Europie, przy czym największą część zapotrzebowania stanowiły wodór otrzymywany z rafinerii. Obecna ocena poziomu produkcji zielonego wodoru wskazuje jako realną do osiągnięcia wielkość 10 mln ton (obecnie jest to około 1 mln ton). Dokonano rewizji dyrektywy o odnawialnych źródłach energii (REDIII). Określa ona, że w całości wodoru zużywanego przez unijny przemysł ten zielony ma stanowić 42% w 2030 r. i 60% w 2035 r. Obejmuje to też produkty pochodne takie jak: zielony amoniak, zielony metanol, czy syntetyczne paliwo lotnicze.

Analiza roli surowców krytycznych w gospodarce wodorowej - przegląd dyrektywy CRM

Transformacja energetyczna, będąca kluczowym elementem globalnej polityki środowiskowej, koncentruje się na przejściu od paliw kopalnych do odnawialnych źródeł energii. Pomimo jej istotności, rola surowców krytycznych, które są fundamentem zaawansowanych technologii energetycznych, pozostaje wciąż w cieniu. 23 maja 2024 r. wszedł w życie europejski akt w sprawie surowców krytycznych (*Critical Raw Materials Act* - CRMA), którego celem jest zapewnienie stabilnych, bezpiecznych i zrównoważonych dostaw surowców krytycznych dla przemysłu UE. Dokument ten definiuje surowce jako kluczo-

we dla przyszłości technologii, takich jak: elektrolizery, ogniwa paliwowe, turbiny wiatrowe i panele fotowoltaiczne. Dyrektywa ustanawia poziomy produkcji, przetwarzania i recyklingu, a także podkreśla potrzebę dywersyfikacji źródeł dostaw surowców. Wprowadza również rozróżnienie na surowce strategiczne, które są istotne dla transformacji energetycznej, technologii cyfrowych, obronności i zastosowań kosmicznych.

Ogniwa fotowoltaiczne (PV): Kluczowym surowcem dla ogniw fotowoltaicznych jest krzem półprzewodnikowy o czystości co najmniej 5N (99,999%). Globalna produkcja krzemu jest zdominowana przez Chiny, które odpowiadają za ponad 77% światowej produkcji. Ważne jest, aby zwrócić uwagę na krytyczność samego pierwiastka, a nie tylko gotowego produktu.

Elektrolizery: Do produkcji „zielonego” wodoru potrzebne są elektrolizery, które wymagają tytanu, irydu, skandu i niklu. Na przykład, do budowy elektrolizerów o mocy 1 GW potrzeba 100 kg irydu (przy rocznej produkcji wynoszącej 6-10 ton), 100 kg skandu (produkcja roczna to 14-16 ton), 28,3 tony tytanu i 423 tony niklu. Wskazuje to na znaczną zależność od dostępności tych surowców.

Paliwa syntetyczne: Katalizatory metaliczne używane w produkcji paliw syntetycznych, konwersji CO₂ i syntezie metanolu wymagają dużych ilości platynowców, kobaltu i niklu. Wzrost popytu na te metale jest ściśle związany z ich dostępnością.

Turbiny wiatrowe: Magnesy w turbinach wiatrowych wykorzystują neodym i samar, metale ziem rzadkich, które znacząco poprawiają efektywność konwersji energii mechanicznej na elektryczną. Wytworzenie jednego megawata mocy w turbinie wymaga aż 170 kg tych metali. Prognozy wskazują na wzrost zużycia tych surowców z około 60 tys. ton w 2005 r. do 315 tys. ton w 2030 r.

Baterie i magazynowanie energii: Kluczowe metale używane w bateriach litowo-jonowych to lit i kobalt,

z dodatkowym udziałem grafitu. Chiny dominują w produkcji grafitu, który jest niezbędny dla podstawowych typów baterii.

Ogniwa paliwowe: Produkcja ogniw paliwowych, wymaga grafitu oraz metali szlachetnych z grupy platynowców. Bez tych surowców niemożliwe jest efektywne przechowywanie i konwersja energii w ogniwach paliwowych. Skala wyzwań związanych z dostępnością surowców krytycznych jest znaczna. Wiele z tych surowców jest skoncentrowanych geograficznie, a Chiny dominują w produkcji wielu kluczowych pierwiastków. Na przykład, Chiny odpowiadają za ponad 90% globalnej produkcji galu (Ga), germanu (Ge) i magnezu (Mg). W przypadku metali ziem rzadkich, Chiny kontrolują ponad 68% produkcji, a Rosja ma znaczący udział w produkcji skandu i wanadu. Geo-

żenie tej technologii wiąże się z licznymi kosztami i wyzwaniami. Niniejsza analiza krytyczna ma na celu ocenę kluczowych kosztów związanych z rozwojem gospodarki wodorowej, w tym kosztów produkcji, przechowywania, transportu oraz infrastruktury.

Koszty Produkcji Wodoru

Koszty produkcji wodoru są jednym z głównych czynników wpływających na ekonomię gospodarki wodorowej. Wyróżnia się kilka metod produkcji wodoru:

■ **Elektroliza wody:** Proces elektrolizy, który wykorzystuje energię elektryczną do rozdzielania wody na wodór i tlen, jest obecnie najczystsza metodą produkcji. Jednak koszt elektrolizera oraz energia elektryczna, szczególnie je-

”

(...) szeregując pojęcia związane z transformacją energetyczną, gospodarka wodorowa staje się pojęciem nadrzędnym dla zagadnień takich jak: odnawialne źródła energii, magazynowanie energii, czy jej dystrybucja. Dlatego bardziej poprawnym pojęciem dla opisywanego procesu jest - transformacja wodorowo-energetyczna

polityczne aspekty dodatkowo komplikuje fakt, że grupa BRICS (Brazylia, Rosja, Indie, Chiny, Afryka Południowa) kontroluje ponad 85% światowej produkcji metali z grupy platynowców. Wzrost produkcji zbrojeniowej, która wymaga surowców takich jak tytan, nikiel, wolfram, czy tantal, jeszcze bardziej podkreśla znaczenie efektywnego zarządzania surowcami krytycznymi.

Krytyczna Analiza Kosztów Wdrażania Gospodarki Wodorowej

Gospodarka wodorowa, zakładająca szerokie zastosowanie wodoru jako nośnika energii, stanowi istotny element globalnej transformacji energetycznej. Choć wodór obiecuje znaczące korzyści środowiskowe i energetyczne, wdro-

śli pochodzi z odnawialnych źródeł, mogą znacznie podnieść całkowity koszt produkcji wodoru. Wysokie koszty energii oraz inwestycje w elektrolizery stanowią główną barierę dla masowego rozwoju tej technologii. Koszt produkcji wodoru z elektrolizy może wynosić od 3 do 7 USD za kg, w zależności od źródła energii i skali produkcji.

■ **Reforming gazu ziemnego:** Reforming parowy metanu (SMR) to obecnie najtańsza metoda produkcji wodoru, jednak wiąże się z emisją CO₂. Koszty produkcji wodoru tą metodą wynoszą około 1-3 USD za kg, ale nie uwzględniają kosztów związanych z sekwestracją CO₂, co dodatkowo podnosi koszty.

■ **Węgiel i biomasa:** Produkcja wodoru z węgla lub biomasy może

być kosztowna z powodu dodatkowych procesów przetwórczych i konieczności zarządzania emisjami. Koszty te mogą sięgnąć 4-6 USD za kg.

Koszty Przechowywania i Transportu

Przechowywanie: Wodór, jako gaz, wymaga specjalnych warunków przechowywania. Przechowywanie w wysokim ciśnieniu lub w stanie skroplonym wiąże się z dużymi kosztami infrastrukturalnymi. Koszt budowy i utrzymania zbiorników wysokociśnieniowych lub zbiorników kriogenicznych może być

sieci gazowych do przyjmowania wodoru lub modernizacja pieców przemysłowych na wodór.

Koszty Inwestycji i Rozwoju Technologii

Badania i rozwój: Koszty badań i rozwoju nowych technologii wodorowych, takich jak ogniwa paliwowe i elektrolizery, są wysokie. Firmy inwestują znaczne sumy w rozwijanie technologii oraz optymalizację procesów. Wydatki na badania mogą sięgać setek mln USD rocznie, szczególnie w przypadku dużych projektów badawczo-rozwojowych. **Skalowanie**



Gospodarka wodorowa wymaga nie tylko technologii, ale również odpowiednich surowców krytycznych

znaczący. Przykładowo, koszty budowy instalacji do przechowywania wodoru w stanie ciekłym mogą wynosić od 0,5 do 1 USD za kg wodoru rocznie.

Transport: Transport wodoru, czy to w formie gazu, czy cieczy, wiąże się z kosztami związanymi z infrastrukturą transportową, taką jak rurociągi, cysterny i specjalne pojazdy. Koszty budowy rurociągów do transportu wodoru mogą sięgać od 1 do 3 mln USD za kilometr, w zależności od terenu i technologii.

Koszty Infrastruktury

Stacje tankowania: Budowa stacji tankowania wodoru jest kosztowna, z szacunkami wahającymi się od 1 do 2 mln USD za jedną stację. Koszty te obejmują zarówno sprzęt do tankowania, jak i infrastrukturalne prace budowlane oraz systemy bezpieczeństwa. **Integracja z Istniejącą Infrastrukturą:** Integracja technologii wodorowych z istniejącą infrastrukturą energetyczną może wiązać się z dodatkowymi kosztami modernizacji lub budowy nowych systemów. Przykładem jest dostosowanie

produkcji: Przejście od laboratoriów i prototypów do produkcji masowej wymaga znacznych nakładów finansowych na skalowanie technologii. Wysokie koszty inwestycyjne związane z budową zakładów produkcyjnych i instalacji przemysłowych są istotną barierą.

Koszty wdrażania gospodarki wodorowej są złożone i wieloaspektowe. Kluczowe koszty obejmują produkcję wodoru, przechowywanie, transport oraz budowę infrastruktury. Inwestycje w rozwój technologii oraz integrację z istniejącą infrastrukturą także stanowią istotne obciążenie finansowe. Mimo że wodór oferuje długoterminowe korzyści środowiskowe, koszty początkowe i techniczne są znaczące i wymagają kompleksowego planowania oraz wsparcia ze strony polityki i inwestycji. Przyszły sukces gospodarki wodorowej będzie zależał od dalszych innowacji technologicznych, obniżenia kosztów produkcji i infrastruktury oraz wsparcia regulacyjnego i finansowego. Optymalizacja kosztów i zwiększenie efektywności ekonomicznej są kluczowe dla osiągnięcia szerokiej adaptacji wodoru jako nośnika energii.

Strategia europejska, a strategia Chińska - nie istnieje tylko jedna droga do dekarbonizacji

Europa przyjęła wspomniane wcześniej cele i ramy polityczne:

- **Zielona Transformacja:** Europa dąży do osiągnięcia neutralności węglowej do 2050 r., z ambicją redukcji emisji gazów cieplarnianych o co najmniej 55% do 2030 r. w porównaniu z poziomami z 1990 r.
- **Fit for 55:** Pakiet legislacyjny „Fit for 55” stanowi część Europejskiego Zielonego Ładu, który obejmuje regulacje dotyczące ETS (System Handlu Emisjami), odnawialnych źródeł energii, efektywności energetycznej i innych obszarów.

Podejście Technologiczne Odnawialne Źródła Energii (OZE): Europa intensywnie inwestuje w odnawialne źródła energii, takie jak energia wiatrowa, słoneczna i wodna. **Elektromobilność:** Znaczące wsparcie dla rozwoju pojazdów elektrycznych i infrastruktury ładowania. **Technologie Wodorowe:** W Europie rozwija się (jednak powoli w stosunku do wyznaczonych przez KE celów) sektor wodoru, szczególnie „zielonego” wodoru produkowanego z odnawialnych źródeł.

Wyzwania

- **Kwestie Regulacyjne:** Potrzeba harmonizacji polityk w ramach UE i trudności w osiągnięciu konsensusu między państwami członkowskimi.
- **Koszty:** Wysokie koszty inwestycji w nowe technologie i infrastrukturę oraz koszty społeczno-gospodarcze związane z transformacją.

Strategia Dekarbonizacji Chin. Cele i Ramy Polityczne

- **Neutralność Węglowa:** Chińskie władze zadeklarowały cel osiągnięcia

| Mocne strony (Strengths) | Słabe strony (Weaknesses) |
|---|--|
| <ul style="list-style-type: none"> • Niska Emisja CO₂: Wodór, kiedy jest używany w ogniach paliwowych, emituje jedynie wodę, co czyni go czystym źródłem energii. • Wszechstronność: Wodór może być wykorzystywany w różnych sektorach, takich jak transport (samochody, ciężarówki, pociągi, statki), przemysł (produkcja stali, chemikaliów) oraz do magazynowania energii. • Wydajność Energetyczna: Ogniwa paliwowe na wodór mają wysoką efektywność konwersji energii, co jest korzystne w zastosowaniach, gdzie wydajność jest kluczowa. • Wzrost Inwestycji: Rosnące inwestycje publiczne i prywatne w technologie wodorowe przyspieszają rozwój sektora i infrastruktury. • Zróżnicowanie Źródeł: Wodór można produkować z różnych źródeł, w tym z odnawialnych źródeł energii (zielony wodór) oraz z gazu ziemnego z CCS (szary lub niebieski wodór). | <ul style="list-style-type: none"> • Wysokie Koszty Produkcji: Produkcja wodoru, szczególnie zielonego wodoru, jest kosztowna, co wpływa na wysokie ceny końcowe. • Niska Gęstość Energetyczna: Wodór ma niską gęstość energetyczną w porównaniu do paliw kopalnych, co wymaga dużych zbiorników do przechowywania i transportu. • Infrastruktura: Brak rozwiniętej infrastruktury do dystrybucji i magazynowania wodoru może stanowić barierę dla jego szerokiego wdrożenia. • Efektywność Energetyczna Procesu: Procesy takie jak elektroliza wody, czy reformowanie gazu ziemnego są energochłonne i mogą wpływać na ogólną efektywność energetyczną. • Bezpieczeństwo i Przechowywanie: Wodór jest łatwopalny i wymaga specjalnych procedur bezpieczeństwa oraz technologii do jego przechowywania. |
| Szanse (Opportunities) | Zagrożenia (Threats) |
| <ul style="list-style-type: none"> • Wzrost Polityki Klimatycznej: Globalne dążenie do neutralności węglowej i regulacje dotyczące emisji gazów cieplarnianych mogą zwiększyć popyt na technologie wodorowe. • Postęp Technologiczny: Innowacje w produkcji i przechowywaniu wodoru mogą obniżyć koszty i zwiększyć efektywność, co uczyni wodór bardziej konkurencyjnym. • Rozwój Infrastruktury: Rozbudowa infrastruktury wodorowej, w tym stacji tankowania i sieci transportowych, może przyspieszyć wdrożenie wodoru. • Partnerstwa i Kooperacje: Możliwość współpracy międzynarodowej i międzysektorowej może przyspieszyć rozwój i wdrażanie technologii wodorowych. • Sektor Transportowy i Przemysłowy: Rosnące zainteresowanie wodorem jako alternatywą dla paliw kopalnych w transporcie i przemyśle może stwarzać nowe rynki i możliwości biznesowe. | <ul style="list-style-type: none"> • Konkurencja z Innymi Technologiami: Rozwój technologii magazynowania energii (np. baterii) oraz innych alternatyw (np. biopaliwa) może ograniczyć popyt na wodór. • Zależność od Surowców Krytycznych: Produkcja wodoru, szczególnie zielonego wodoru, wymaga metali i materiałów, które są krytyczne i mogą być ograniczone pod względem dostępności. • Ryzyka Polityczne i Regulacyjne: Zmiany w polityce lub regulacjach mogą wpłynąć na wsparcie dla technologii wodorowej i jej rozwój. • Koszty Inwestycyjne: Duże wymagania inwestycyjne i długi okres zwrotu z inwestycji. • Deglobalizacja - odwrócenie zjawiska globalizacji, narastanie konfliktów międzynarodowych oraz brak kooperacji na poziomie globalnym zagraża całociowemu procesom transformacji energetycznej. |

Tab. 1. Analiza SWOT dla Gospodarki Wodorowej

neutralności węglowej do 2060 r., z planem szczytowej emisji do 2030 r.

- **XIV. Plan Pięcioletni:** Obejmuje intensyfikację wysiłków na rzecz rozwoju zielonej energii i ograniczenia emisji w sektorach kluczowych dla gospodarki.

Podejście Technologiczne

Wielki Rozwój OZE: Chiny są liderem w zakresie instalacji paneli słonecznych i turbin wiatrowych. **Węgiel i Technologia Czystego Węgla:** Wciąż duża zależność od węgla, z równocześnie rozwijanymi technologiami „czystego” węgla (np. CCS - *Carbon Capture and Storage*). **Rozwój Sektorów:** Wzrost jest obecnie na wyższym poziomie w ujęciu całkowitym w porównaniu do Europy. Sektory produkcji komponentów OZE (turbiny, fotowoltaika) oraz elektromobilność i magazyny energii (baterie, pojazdy EV) dominują lub wkrótce będą dominować na rynku globalnym.

Wyzwania

Zależność od Węgla: Duża zależność od węgla, co utrudnia szybką transformację na zieloną energię. **Zróżnicowanie Wydajności:** Znaczne różnice w wydajności i zastosowaniach technologii między regionami w Chinach.

Cele i Ambicje

Europa ma bardziej ambitne cele dekarbonizacji w krótszym czasie, podczas gdy Chiny stawiają na późniejszy termin neutralności węglowej, ale z dużymi inwestycjami w OZE i technologię wodorową. Europa inwestuje intensywnie w rozwój innowacyjnych technologii i ma silniejszy nacisk na szybkość transformacji oraz implementację OZE. Jednak nacisk ten odbija się na wydajności i konkurencyjności przemysłu europejskiego w skali globalnej. Obserwuje się pojawienie zjawiska deindustrializacji związanej z przenoszeniem produkcji przemysłowej, szczególnie tej emisyjnej

poza EU. Chiny wykorzystują swoje zasoby do masowej produkcji OZE i rozwijają technologie w ramach strategii długofalowej, ale nadal są zależne od węgla. Należy wręcz podkreślić, że zwiększają jego wydobycie oraz inwestują w nowe moce węglowe. Tym samym mają zasoby energetyczne do zwiększania produkcji OZE, w tym do produkcji surowców krytycznych.

Podsumowanie

Kiedy oceniamy która strategia jest lepsza, należy wziąć pod uwagę różne kryteria, takie jak tempo transformacji, długofalowe cele, dostępność technologii oraz efektywność kosztową.

- **Strategia Europejska:** Jest bardziej zorientowana na szybkie osiągnięcie neutralności węglowej i rozwój nowoczesnych technologii. Jej sukces wymaga jednak współpracy między krajami i dużych inwestycji. Przy zaistnieniu innych

czynników kryzysowych, takich jak migracja, wojna, deindustrializacja może okazać się że transformacja nie będzie możliwa ze względów finansowych.

- **Strategia Chińska:** Obejmuje masowe inwestycje w OZE i rozwój technologii, ale z opóźnieniem w zakresie całkowitej dekarbonizacji i większą zależnością od węgla. Chiński model transformacyjny zakłada wykorzystanie węgla do transformacji i dekarbonizacji. Zapewnia to dostęp do taniej energii, która jest kluczowa przy wzroście produkcji w nowych obszarach gospodarki.

Podsumowanie

Gospodarka wodorowa jest narzędziem do osiągnięcia tzw. celów klimatycznych wyznaczonych przez politykę europejską. Z technicznego punktu widzenia nie ma możliwości osiągnięcia celów klimatycznych bez masowej produkcji

wodoru oraz jego powszechnego wykorzystania w przemyśle. Wynika to wyłącznie z podstawowych praw fizyki, chemii, termodynamiki. Wodór jest jedynym nośnikiem, który może zapewnić przepływ energii z odnawialnych źródeł do wszystkich elementów gospodarki. W obszarach takich jak transport, ogrzewnictwo, wybrane gałęzie produkcji przemysłowej oraz transportu istnieje możliwość transformacji w oparciu o energię elektryczną. Jednak obecnie nie istnieją racjonalne możliwości techniczne oraz nie ma przesłanek, że zaistnieją dla zastąpienia emisyjnych kopalnych surowców innym nośnikiem niż wodór (lub wtórne nośniki wodoru - metanol, amoniak, metan, paliwa syntetyczne) w obszarach takich jak: produkcja stali, bazowych i złożonych surowców chemicznych, cementu, długoterminowego magazynowania energii, produkcji amoniaku i nawozów, transport lotniczy, morski, czy ciężki transport drogowy. Ze względu na swoje właściwości, wodór może zastąpić surowce kopalne nie tylko jako źródło energii, ale również

jako surowiec. Z tego powodu szeregując pojęcia związane z transformacją energetyczną, gospodarka wodorowa staje się pojęciem nadrzędnym dla zagadnień takich jak: odnawialne źródła energii, magazynowanie energii, czy jej dystrybucja. Dlatego bardziej poprawnym pojęciem dla opisywanego procesu jest - transformacja wodorowo-energetyczna. Gospodarka wodorowa wymaga nie tylko technologii, ale również odpowiednich surowców krytycznych. Zrozumienie roli surowców oraz strategii zarządzania nimi jest kluczowe dla zapewnienia sukcesu transformacji wodorowo-energetycznej. Należy uwzględnić zarówno kwestie technologiczne, jak i geopolityczne, aby zminimalizować ryzyko związane z dostępnością i bezpieczeństwem dostaw. W obliczu rosnącego zapotrzebowania na surowce krytyczne, konieczne jest rozwijanie strategii zabezpieczających i optymalizujących zarządzanie tymi zasobami. W kolejnych artykułach przybliżymy szczegółowe pojęcia związane z tym zagadnieniem. □

XII Konferencja Techniczna
„Nowy Model Energetyki”
19-21 listopada 2024 r., Kazimierz Dolny (stacjonarnie i on-line)



NOWY MODEL ENERGETYKI

W PROGRAMIE M. IN.:

- POLITYKA ENERGETYCZNA POLSKI PEP 2040,
- TRANSFORMACJA POLSKIEJ ENERGETYKI,
- ENERGETYKA JĄDROWA
- STRATEGIA I TECHNOLOGIE WODOROWE,
- BLOKI GAZOWE - STABILIZACJA SYSTEMU,
- WIELKOSKALOWA ENERGETYKA ODNAWIALNYCH ŹRÓDEŁ ENERGII - OFFSHORE, FOTOWOLTAIKA, BIOMASA,
- BLOKI WIELOPALIWOWE - SZANSA DLA PALIW LOKALNYCH,
- BLOKI IGCC - SZANSA DLA WĘGLA,
- ENERGETYKA PRZEMYSŁOWA,
- CIEPŁOWNICTWO POWIATOWE,
- SEKWESTRACJA DWUTLENKU WĘGLA - CCS, TECHNOLOGIA CCU.



Partner:

Patronat Naukowy:



CENTRUM ENERGETYKI



Instytut Techniki Ciepłej

Partner Merytoryczny:

Partner Prawny:

Partner Panelu:

Współpraca:

Organizator:



Szczegóły: www.nowa-energia.com.pl

■ Jan Skórski,

Dyrektor ds. Produkcji, Polenergia Elektrociepłownia Nowa Sarzyna sp. z o.o.

25 lat doświadczeń eksploatacji BGP w Nowej Sarzynie

Polenergia Elektrociepłownia Nowa Sarzyna od 25 lat prowadzi eksploatację bloku gazowo-parowego. Jak wygląda jego funkcjonowanie w czasie transformacji energetycznej? Jakie są mechanizmy utrzymania dyspozycyjności, niezawodności i elastyczności bloku w aktualnych warunkach rynkowych?

Polenergia Elektrociepłownia Nowa Sarzyna („ENS”) to pierwsza w kraju prywatna elektrociepłownia gazowa wybudowana w latach 1998-2000 od podstaw, jako tzw. „green field project”. Elektrociepłownia prowadzi nieprzerwanie działalność operacyjną od czerwca 2000 r. Od 2011 r. ENS wchodzi w skład Grupy Polenergia - największej, polskiej, prywatnej grupy energetycznej.

Głównym przedmiotem działalności Spółki jest:

- wytwarzanie energii elektrycznej,
- wytwarzanie ciepła w postaci pary technologicznej.

Blok gazowo-parowy („BGP”) elektrociepłowni o mocy zainstalowanej 112,815 MWe oraz 70 MWt, jest układem kogeneracyjnym służącym do jednoczesnego wytwarzania energii elektrycznej i ciepłej.

BGP składa się z dwóch turbozespołów gazowych z dwoma kotłami odzysknicowymi oraz jednego turbozespołu

parowego. ENS posiada również rezerwowy obiekt służący do wytwarzania ciepła w czasie postoju bloku gazowo-parowego. W jego skład wchodzi 3 kotły parowe niskoprężne oraz 2 kotły parowe średnioprężne. Energia ciepła jest dostarczana do odbiorców przemysłowych oraz na potrzeby ogrzewania miasta Nowa Sarzyna w postaci pary technologicznej o następujących parametrach: (1) 6 bar/200 deg C oraz (2) 25 bar/250 deg C.

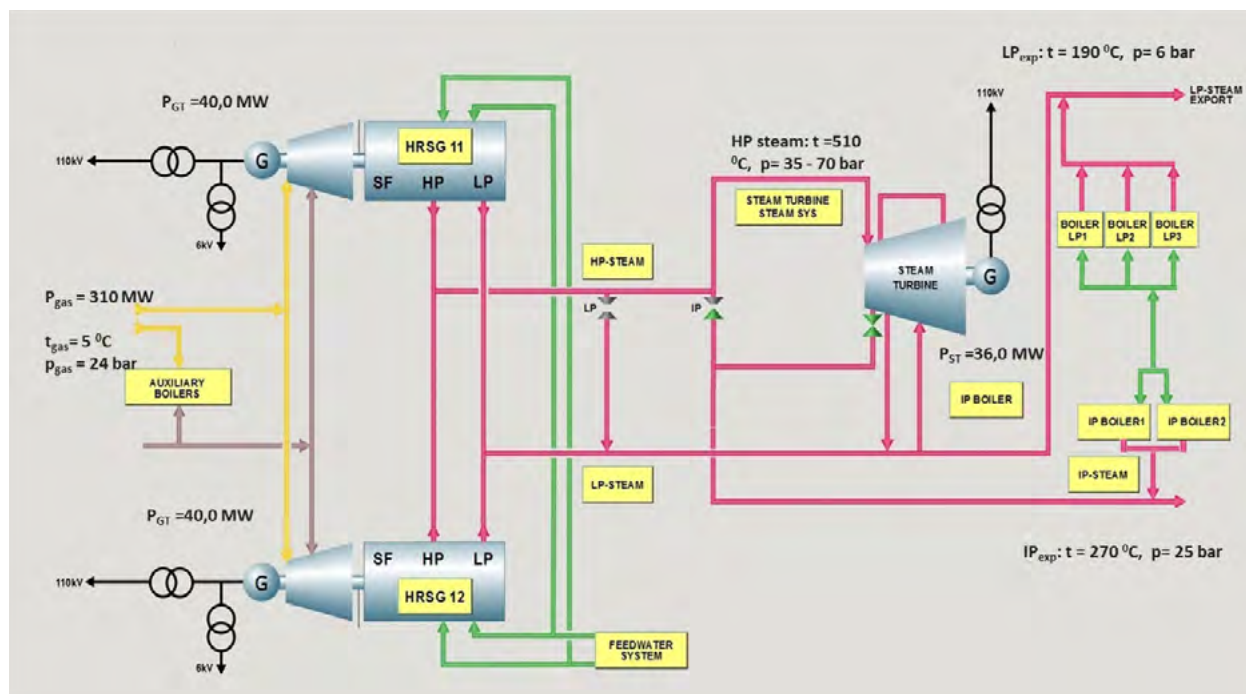
Podstawowym paliwem dla urządzeń wytwórczych jest gaz ziemny wysokometanowy, paliwem rezerwowym jest olej opałowy lekki.

Turbozespoły gazowe ENS posiadają zdolność do samostartu, tj. uruchomienia się bez dostarczania energii z zewnątrz do elektrociepłowni w sytuacji wystąpienia black-outu. Jednostki te posiadają kwalifikacje SGU (*significant grid user*) i z tych powodów biorą udział w planach odbudowy KSE.

Niewątpliwie dużą zaletą zastoso-

wanej w ENS technologii oraz osiągnięciem kadry technicznej jest utrzymanie bardzo wysokich wskaźników niezawodności i dyspozycyjności urządzeń. Na rys. 2-3 podano wartości tych wskaźników z ostatnich lat oraz średnie wartości od początku eksploatacji. Średnia niezawodność w okresie 24 lat wyniosła 99,9%, zaś dyspozycyjność 97,1%.

Rola jednostek wytwórczych opalanych paliwem gazowym w procesie transformacji energetycznej była na przestrzeni ostatnich dekad bardzo zróżnicowana. Pierwsze jednostki wytwórcze oparte na turbinach gazowych powstawały w Polsce w latach 1999-2005 i były wdrażane ze względu na niskoemisyjną technologię wytwarzania energii elektrycznej i ciepła, bardzo niskie wskaźniki emisji do powietrza tlenków azotu oraz tlenku węgla, śladowe emisje tlenków siarki oraz dwukrotnie niższy w stosunku do spalania węgla wskaźnik emisji CO₂. Wysoka sprawność takich układów kogeneracyjnych oraz niska emisyj-



Rys. 1. Uproszczony schemat technologiczny urządzeń elektrociepłowni

ność paliwa gazowego przyczyniała się do spełnienia przez polską gospodarkę celów w zakresie redukcji emisji CO₂ do atmosfery. W tamtym okresie czasu udział energii odnawialnej (OZE) w krajowym miksie energetycznym był pomijalnie mały i to właśnie budowa wysokosprawnych układów kogeneracyjnych gazowych, które zastępowały jednostki węglowe o niskiej sprawności, przyczyniała się do obniżenia emisji CO₂ w naszym kraju.

Wraz z rozwojem źródeł wytwórczych OZE (w szczególności energetyki wiatrowej i PV) obserwujemy wiele ciekawych zjawisk w systemie elektroenergetycznym i na rynkach energii. Ilość mocy OZE w Polsce w danej chwili osiąga obecnie nawet do 80% zapotrzebowania KSE. Taka sytuacja „wypycha” z rynku jednostki sterowalne i stwarza potrzebę ich jak największej regulacyjności i elastyczności pracy. Właśnie do takich celów doskonale nadają się turbospęty gazowe, bloki gazowo-parowe, a także silniki gazowe.

Przez pierwsze dwie dekady (lata 2000-2020) blok gazowo-parowy ENS

pracował w sposób ciągły (ok. 8500 h/r.) i stanowił podstawowe źródło wytwarzania ciepła w postaci pary technologicznej dla zakładów chemicznych Organika Nowa Sarzyna (obecnie Qemetica). Energia elektryczna wytwarzana w procesie wysokosprawnej kogeneracji była dostarczana do krajowego systemu energetycznego („KSE”).

Ze względu na stosunkowo dobrą regulacyjność, BGP był w tych latach wykorzystywany w następujący sposób:

- w dni robocze pracowały wszystkie 3 maszyny z obciążeniem 80-100%,
- w dni świąteczne i weekendowe odstawiano jedną maszynę gazową i w pracy pozostawała jedna turbina gazowa z turbiną parową, wówczas obciążenie BGP wynosiło ok. 50% obciążenia pełnego.

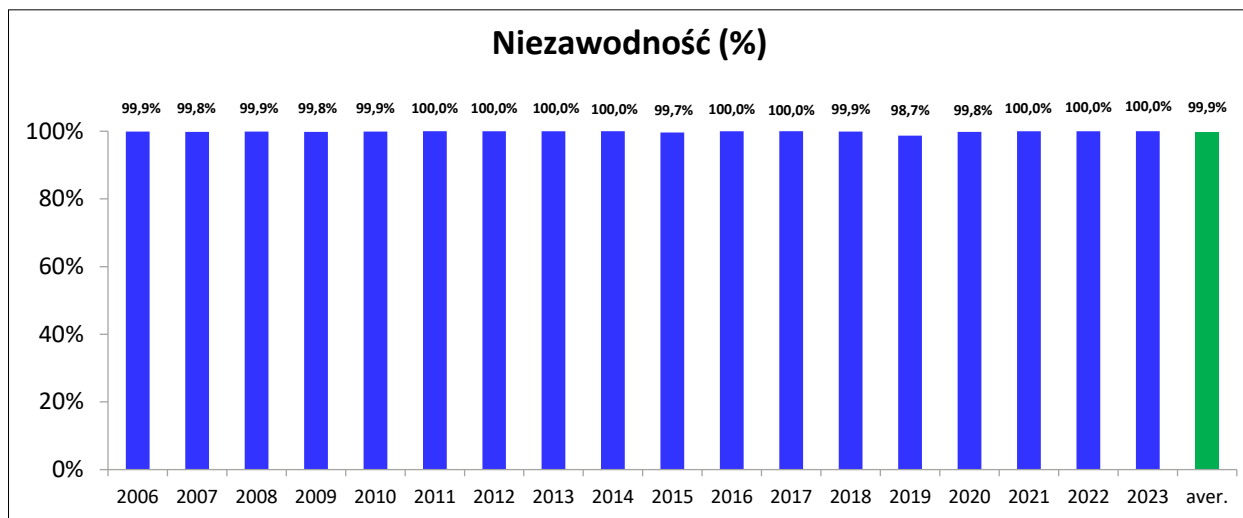
Taki sposób dysponowania maszyn był bardzo efektywny pod względem zapewnienia długiej żywotności zakładu, eliminacji stanów nieustalonych i awarii oraz degradacji urządzeń. Dawał też świetną przewidywalność dla planowa-

nia postojów remontowych. Ze względu na małą ilość odstawiń/uruchomień ten układ pracy był także optymalny pod względem ekonomicznym (eliminacja kosztów uruchomień i pracy z niską sprawnością).

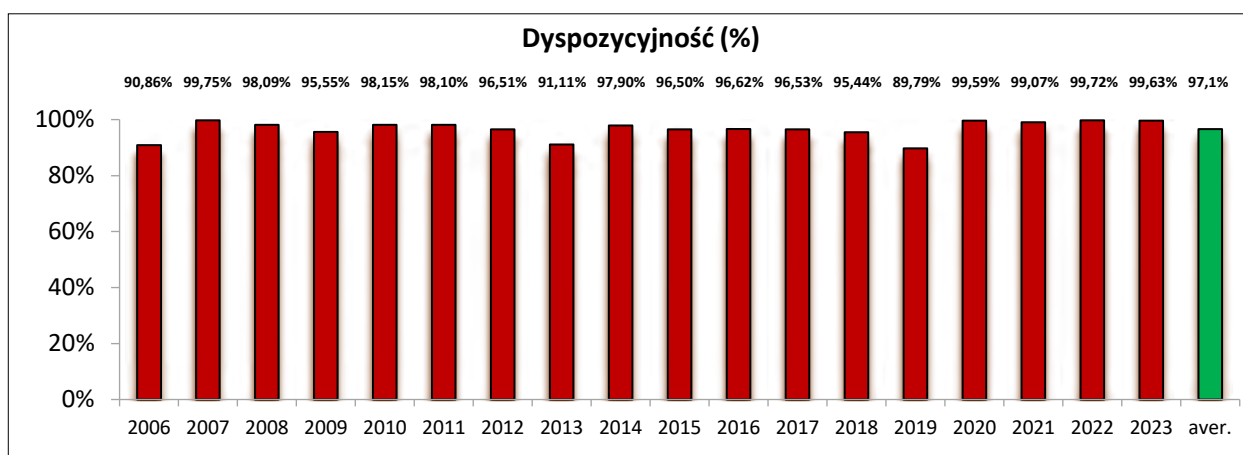
Źródłem rezerwowym dla produkcji ciepła na wypadek awarii lub postoju remontowego bloku gazowo-parowego była kotłownia rezerwowa parowa, opalana gazem ziemnym wysokometanowym lub olejem opałowym lekkim. Kotły rezerwowe utrzymywano w gorącej rezerwie. W latach 2000-2020 ich praca była sporadyczna przez średnio ok. 120 godz./r.

Po 2010 r. liczba źródeł OZE, głównie wiatrowych w KSE zaczęła rosnąć w sposób istotny, natomiast po 2020 r. obserwujemy dalszy dynamiczny wzrost energii produkowanej przez fotowoltaikę. Dodatkowo, w kolejnej dekadzie planowane jest zainstalowanie dużych farm wiatrowych na morzu Bałtyckim o łącznej mocy kilku tysięcy MW.

W chwili obecnej w Polsce moc zainstalowana źródeł PV i wiatrowych wynosi razem ok. 28 tys. MW z czego PV to 18



Rys. 2.



Rys. 3.

tys. MW, źródła wiatrowe to 10 tys. MW. W zależności od warunków atmosferycznych ilość mocy osiągalnej z tych zasobów może wahać się w bardzo dużym zakresie - w skrajnych przypadkach od wartości bliskich zero (brak wietrzności i światła słonecznego) do wartości bliskich mocy zainstalowanej. W praktyce wartość maksymalna będzie ograniczona, ale w danej chwili może osiągnąć nawet ok. 15-20 tys. MW. Dzielne zapotrzebowanie mocy w KSE w dni robocze waha się od 15-25 tys. MW, natomiast w weekendy i święta spada do poziomu 9-18 tys. MW.

Z powyższego zestawienia widać jak wielkim wyzwaniem dla PSE S.A. jako

Operatora Systemu Elektroenergetycznego jest sterowanie takim systemem, a w szczególności zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii poprzez pozostawienie w pracy i w rezerwie (zwłaszcza w rezerwie wirującej) odpowiedniej ilości mocy w jednostkach sterowalnych. Należy tutaj podkreślić, że sterowanie i bilansowanie systemu odbywa się w czasie rzeczywistym i każda zmiana generacji źródeł OZE (zależność od wiatru, słońca, zachmurzenia) musi być skompensowana przez aktywne jednostki sterowalne (muszą odpowiednio zwiększyć albo zmniejszyć generację) lub pozostające w rezerwie (muszą zostać uruchomione).

Energia OZE jest i powinna być promowana ze względu na brak kosztu paliwa i zerową emisję dwutlenku węgla, z drugiej zaś strony taka sytuacja stwarza dla jednostek konwencjonalnych, nowe wyzwania takie jak: (1) konieczność częstych odstawień z ruchu i pozostawanie w rezerwie, (2) pracę cykliczną/dużą ilość uruchomień (dodatkowe koszty uruchomień) powodującą większą degradację urządzeń, (3) pracę na minimum technicznym z niższą sprawnością, (4) utrzymanie (nieraz przez długi czas) urządzeń w postoju w gotowości operacyjnej, (5) problemy związane z konserwacją postojową nie ograniczającą dostępności urządzeń

i czasu ich uruchomienia (dodatkowe koszty i większe ryzyko awarii).

Do tych wszystkich wyzwań musiał również zostać przygotowany blok gazowy w ENS. Przekonfigurowanie BGP od pracy ciągłej do pracy cyklicznej wymagało wielu działań technicznych i organizacyjnych. Zakończyły się one sukcesem, chociaż nadal są doskonałe i rozwijane. W obecnych realiach rynkowych to właśnie kotłownia rezerwowa stała się podstawowym źródłem ciepła dla odbiorców pary z ENS, natomiast BGP jest dysponowany w sposób rynkowy, a jednocześnie musi sprostać wymaganiom KSE - być elastycznym i gotowym do zmian trybu pracy (częste uruchomienia i maksymalna regulacyjność w systemie zależnym od ilości mocy ze źródeł OZE).

Proces transformacji BGP przeprowadzony w ENS w latach 2018-2020 polegał m. in. na wdrożeniu następujących działań:

■ **Wykonanie analizy żywotności** urządzeń BGP, określenie ich degradacji i możliwości dalszej eksploatacji oraz wskazanie słabych punktów i koniecznych wymian urządzeń. Taką analizę wykonał personel techniczny ENS we współpracy z profesjonalnym biurem projektów.

■ **W wyniku ww. analizy wdrożono następujące działania prewencyjne:**

– **Systemy sterowania** - ze względu na brak wsparcia i dotychczasowy okres eksploatacji wymieniono następujące systemy sterowania: nadrzędny system sterowania elektrociepłowni DCS (wymiana po 19 latach eksploatacji), system sterowania turbiny parowej (wymiana po 18 latach eksploatacji), systemy sterowania turbin gazowych wraz z regulatorami napięcia wzbudzenia generatorów (wymiana po 23 latach eksploatacji), wymieniono układy zabezpieczeń elektrycznych oraz zmodernizowano centrale ppoz.

– Wymieniono baterię akumulatorów 125 VDC.

– Zmodernizowano technologię produkcji wody demineralizowanej - zmiana technologii wymiany jonowej na odwróconą osmozę poprzedzoną ultrafiltracją.

■ **Optimalizacja pracy BGP i poprawa wskaźników ekonomicznych:**

– Wykonano remonty turbozespołów gazowych w latach 2018/19 obejmujące upgrade części turbinowych do wyższej temperatury spalania w celu poprawy sprawności i mocy turbozespołów.

– Zainstalowano specjalne wy-

posażenie wspierające uruchomienie turbozespołu parowego (układ ogrzewania kadłubów) zapewniające skrócenie czasu uruchomienia BGP.

– Zoptymalizowano zakresy regulacji mocy oraz czasy uruchomień BGP.

– Wdrożono projekt cyfryzacji systemów sterowania w celu optymalizacji wskaźników technicznych i ekonomicznych BGP.

– Zainstalowano instalacje PV na dachach i elewacji o mocy 0,890 MW.

■ **Optimalizacja obiektu kotłowni rezerwowej (produkcja pary w czasie postoju BGP):**



Fot. 1. Widok kotłów odzysknicowych HRSG oraz czerpnia powietrza do turbiny gazowej



Fot. 2. Widok elektrociepłowni od strony wschodniej



Fot. 3. Widok na budynek główny maszynowni



Fot. 4. Widok z góry - usytuowanie zakładu

- Montaż ekonomizera do kotła niskoprężnego,
- Zakup i zabudowa kotła średnioprężnego (zainstalowanie go w miejscu likwidowanego kotła niskoprężnego), jako jednostka rezerwowa dla jedyne go dotychczas kotła na takie parametry (ze względu na lepszą sprawność i dopasowanie do zapotrzebowania zastąpił dotychczasowy, jako jednostka podstawowa),
- Poprawy izolacyjne rurociągów i armatury, renowacja układów grzania elektrycznego rurociągów (*trace heating*),
- maksymalne wykorzystanie energii cieplnej i chemicznej kondensatu oraz innych źródeł energii odpadowej,

- wprowadzenie zastosowań częstotliwościowej regulacji napędów pomp.

■ Wdrożenie metod konserwacji postojowej BGP:

- Wdrożenie procedur zabezpieczenia chemicznego urządzeń w czasie postoju (kotły odzysknicowe, zbiorniki, rurociągi),
- montaż instalacji do produkcji azotu technicznego i rozprowadzenie go do zabezpieczenia urządzeń,
- wdrożenie systemów i procedur regulacji i kontroli dozowania azotu w czasie postoju BGP,
- konserwacja urządzeń preparatem filmującym PowerFilm (rurociągi, kotły, zbiorniki, skraplacz),

- wdrożenie procedur utrzymania olejów smarnych w czasie postoju,
- wdrożenie procedur utrzymania generatorów w czasie postoju,
- wdrożenie procedur utrzymania wirników turbosopłów w czasie postoju,
- okresowe testowanie urządzeń,
- zabezpieczenie termiczne przed warunkami zimowymi urządzeń - układy *trace heating*, podgrzewanie wody w kottach HRSG.

Wszystkie ww. działania spowodowały, że BGP może w dalszym ciągu funkcjonować na rynku energii z perspektywą kolejnych 10 lat. Zachowuje swoją gotowość do pracy w standardach wymagań stawianych przez OSP, bez względu na panujące warunki atmosferyczne.

Oprócz ww. działań, ENS aktywnie realizuje politykę Grupy Polenergia zmierzającą do wytwarzania energii elektrycznej bez obciążeń emisją gazów cieplarnianych. W przypadku technologii takiej jak w Nowej Sarzynie oznacza to wdrożenie do współspalania zielonego wodoru. W tym celu realizujemy plan dostosowania turbin gazowych do współspalania wodoru. Jednym z elementów takiego planu było wykonanie w dniach 15 oraz 16 lipca 2024 r. po długim okresie przygotowań i realizacji zadań towarzyszących, testów współspalania wodoru w mieszance z gazem ziemnym w jednej z turbin gazowych. Celem próby było osiągnięcie 10% udziału objętościowego wodoru w paliwie dostarczanym do turbiny. Uzyskaliśmy aż **15%**! Były to pierwsze w Polsce testy współspalania wodoru, zrealizowane na turbinie gazowej o mocy ~40 MW, która nie była zbudowana w myśl konwencji „Hydrogen Ready”. Na potrzeby testów wykorzystano dostępny obecnie na rynku wodór szary, który dostarczono bateriowozami. Docelowo wodór zielony powstały w procesie elektrolizy z energii OZE, będzie mógł być dostarczany ze źródła jego wytwarzania, które jest obecnie planowane do realizacji w bezpośrednim sąsiedztwie BGP. □



■ Katarzyna Wolny-Tomczyk,
Adwokat, Prezes Zarządu
Związku Producentów Paliw
z Odpadów i Biomasy



■ Dominika Dąbrowska,
Adwokat,
Związek Producentów Paliw
z Odpadów i Biomasy

Paliwa z odpadów i biomasy

Kwalifikacja wytworzonego ciepła i energii elektrycznej jako pochodzących z OZE

Zrównoważony rozwój gospodarki to jak wiemy również racjonalna gospodarka odpadami, która jest bezpośrednio związana z wykorzystaniem paliw alternatywnych na cele energetyczne. Paliwo alternatywne to wszystkie materiały i substancje, które mogą zostać wykorzystane jako paliwo inne niż paliwa konwencjonalne, czyli paliwa kopalne oraz paliwa nuklearne. Do powszechnie znanych paliw alternatywnych zaliczamy: biodiesel, bioalkohol (metanol, etanol, butanol), paliwo z odpadów (RDF), chemicznie magazynowana energia elektryczna (baterie i ogniwa paliwowe), wodór, metan i biogaz ze źródeł odnawialnych, olej roślinny, propan i inne produkty biomasy.

Czym jest paliwo z odpadów i biomasy?

Paliwo z odpadów i biomasy jest paliwem powstałym wskutek przetworzenia odpadów, których potencjał energetyczny jest wystarczający do uzyskania źródła energii lub których właściwości pozwalają na ich przetworzenie w pro-

dukty możliwe do energetycznego wykorzystania. Paliwo to charakteryzuje się wysoką wartością opałową (przeciętnie 16-18 MJ/kg), a także homogenicznym rozmiarem cząsteczek. Produkcja paliwa polega na wydzieleniu z odpadów komunalnych palnej frakcji (papieru, tworzyw sztucznych, materiałów tekstylnych, drewna, gumy) poprzez ich sortowanie,

a także poddanie wielostopniowemu procesowi rozdrabniania. Paliwo z odpadów i biomasy, które Związek Producentów Paliw z Odpadów i Biomasy nazywa energetycznym paliwem zastępczym, pochodzi w co najmniej 51% z biomasy odpadowej (części dającej ciepło zielone), a co najwyżej z 49% odpadów stałych niebiomasowych (części dającej



Fot.: plkabay, Nowa Energia

ciepło z odpadów = ciepło odpadowe). Paliwo z odpadów i biomasy ma niższą emisyjność - ok. 50% CO₂ - w porównaniu do paliw węglowych. Ma też niższe dopuszczalne poziomy emisji innych substancji. Paliwo to może być stosowane zarówno w dużych obiektach spalania, jak i w obiektach o mniejszej mocy, w tym w lokalnych ciepłowniach i elektrociepłowniach. Wdrożenie przedmiotowego paliwa do spalania znacząco obniża emisję pyłu, CO₂, SO₂ oraz N₂ w stosunku do tradycyjnych instalacji opartych o paliwo węglowe.

Kwalifikacja wytworzonej energii

Aktem prawnym regulującym powyższe kwestie jest Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 8 czerwca 2016 r. w sprawie warunków technicznych kwalifikowania części energii odzyskanej z termicznego przekształcania odpadów.

Podstawą klasyfikacyjną jest zawartość w odpadach frakcji biodegradowalnej, która jest traktowana jako „biomasa” w oparciu o definicje zamieszczone w odpowiednich regulacjach. Dla celów rozliczeniowych konieczne jest więc

określenie zawartości frakcji biodegradowalnej w odpadach.

W ustawie o odnawialnych źródłach energii do źródeł odnawialnych zaliczono: „odnawialne, niekopalne źródła energii obejmujące energię wiatru, energię promieniowania słonecznego, energię aerotermalną, energię geotermalną, energię hydrotermalną, hydroenergię, energię fal, prądów i pływów morskich, energię otrzymywaną z biomasy, biogazu, biogazu rolniczego oraz z biopłynów”.

W ww. ustawie zawarto również definicję biomasy, zgodnie z którą: „biomasa - ulegającą biodegradacji część produktów, odpadów lub pozostałości pochodzenia biologicznego z rolnictwa, w tym substancje roślinne i zwierzęce, leśnictwa i związanych działów przemysłu, w tym rybołówstwa i akwakultury, przetworzoną biomasę, w szczególności w postaci brykietu, peletu, toryfikatu i biowęgla, a także ulegającą biodegradacji część odpadów przemysłowych lub komunalnych pochodzenia roślinnego lub zwierzęcego, w tym odpadów z instalacji do przetwarzania odpadów oraz odpadów z uzdatniania wody i oczyszczania ścieków, w szczególności osa-

dów ściekowych, zgodnie z przepisami o odpadach w zakresie kwalifikowania części energii odzyskanej z termicznego przekształcania odpadów”.

Wobec powyższej definicji, do biomasy w rozumieniu ustawy o OZE zalicza się m.in. ulegającą biodegradacji część odpadów przemysłowych lub komunalnych pochodzenia roślinnego lub zwierzęcego, w tym odpadów z instalacji do przetwarzania odpadów.

Sposoby kwalifikacji

Z uwagi na różnorodność odpadów, które zawierają w swoim składzie frakcje biodegradowalne, w zależności od ich właściwości - rozporządzenie wprowadza dwa sposoby rozliczania takiego udziału energii z odnawialnego źródła energii w odpadach podlegających termicznemu przekształceniu:

- W oparciu o bezpośredni pomiar udziału frakcji biodegradowalnej w badanych odpadach,
- lub (w odniesieniu do niektórych rodzajów odpadów) z uwzględnieniem wartości ryczałtowej udziału energii chemicznej frakcji biodegradowalnych w tych odpadach.

Do energii wytworzonej z OZE kwalifikuje się część energii wytworzonej w instalacji termicznego przekształcania odpadów odpowiadającą udziałowi energii chemicznej frakcji biodegradowalnych w całkowitej energii chemicznej paliw dostarczonych do procesu termicznego przekształcania, zwanemu dalej „udziałem OZE”, jeżeli są spełnione łącznie warunki określone szczegółowo w rozporządzeniu. Jest to m.in. obowiązek prowadzenia pomiarów masy i badania właściwości fizykochemicznych poszczególnych rodzajów paliw, obliczanie udziału OZE zgodnie z wymaganiami z rozporządzenia, termiczne przekształcanie odbywa się z godnie z obowiązującymi przepisami, a także prowadzenie dokumentacji dotyczącej ilości energii elektrycznej lub ciepła wytwarzanych w instalacji termicznego przekształcania odpadów oraz wyników badań właściwości fizykochemicznych.

System handlu uprawnieniami do emisji

Ze względu na istnienie potencjalnych korzyści ekonomicznych można zaobserwować duże zainteresowanie kwestiami uczestnictwa w systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych wśród instalacji energetyki zawodowej i ciepłej, które planują wykorzystanie paliw alternatywnych wytwarzanych z odpadów.

Zgodnie z ustawą z dnia 12 czerwca 2015 r. o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych, systemem tym jest objęta emisja gazów cieplarnianych z instalacji. Ustawa definiuje również pojęcie instalacji jako „stacjonarne urządzenie techniczne lub zespół takich urządzeń, w których są prowadzone jedno lub więcej działań określonych w załączniku nr 1 do ustawy oraz wszelkie inne czynności posiadające bezpośredni techniczny związek ze wskazanymi działaniami w danym miejscu, które powodują emisję lub mają wpływ na jej wielkość”.

Zasadniczą przesłanką uczestnictwa instalacji w systemie jest prowadzenie

przynajmniej jednego z działań określonych w załączniku nr 1 do ww. ustawy. O zakwalifikowaniu takiej instalacji do uczestnictwa w systemie decyduje zaś rodzaj prowadzonego działania w stacjonarnych urządzeniach technicznych oraz wartość progowa określona dla tego działania.

Obecnie wyłączone spod obowiązków ustawowych są spalarnie odpadów komunalnych (mają zostać włączone do systemu w 2026 r.). Wyłączenie to dotyczy jednak tylko tych spalarni, które spalają wyłącznie odpady komunalne (lub niebezpieczne), a celem ich działania jest przetworzenie odpadów, nie zaś produkcja ciepła.



Związek Producentów Paliw z Odpadów i Biomasy stworzył koncepcję, której głównym założeniem jest wykorzystanie frakcji kalorycznej z odpadów na cele energetyczne w formie paliwa, które zgodnie z obowiązującymi przepisami (ustawa o OZE) uznane byłoby za odnawialne źródło energii

Zgodnie z Rozporządzeniem Ministra Środowiska z dnia 9 grudnia 2014 r. w sprawie katalogu odpadów - paliwo alternatywne jest klasyfikowane w grupie 19, jako odpad palny. Wobec tego nie jest to już odpad komunalny, dla którego przypisuje się grupę 20. Samo wykorzystanie przez instalację paliw alternatywnych nie wyłącza jej „z automatu” z uczestnictwa w systemie handlu uprawnieniami do emisji.

Koncepcja ZPPOB

Związek Producentów Paliw z Odpadów i Biomasy stworzył koncepcję, której głównym założeniem jest wykorzystanie frakcji kalorycznej z odpadów na cele energetyczne w formie paliwa, które zgodnie z obowiązującymi przepisami (ustawa o OZE) uznane byłoby za odnawialne źródło energii. Uważamy, że trzeba szerzej spojrzeć na źródła energii odnawialnej, a w szczególności zwrócić uwagę na energię z odpadów oraz na mocno niedoceniane ciepło odpadowe.

Ciepło odpadowe to, krótko mówiąc, niewykorzystana energia ciepła oddawana do otoczenia, powstała najczęściej w procesach przetwarzania energii w urządzeniach energetycznych. Ciepło odpadowe jest jednym z najbardziej niewykorzystanych źródeł energii na świecie. Problem wykorzystania ciepła odpadowego jest niezmiennie istotny z uwagi na jego niewykorzystany potencjał. Związek Producentów Paliw z Odpadów i Biomasy stoi na stanowisku, że należy podjąć wszelkie możliwe działania zmierzające do wypracowania modelu energetycznego wykorzystania paliw z odpadów i biomasy, zakładający zastosowanie znaku równości pomiędzy

„ciepłem z odpadów”, a „ciepłem odpadowym”.

Chodzi o to, by spalanie energetycznego paliwa zastępczego oznaczało powstanie ciepła odpadowego. W takiej sytuacji mielibyśmy bowiem do czynienia z jednej strony z ciepłem zielonym (część bio - co najmniej 51% biomasy odpadowej w paliwie) oraz z ciepłem odpadowym (część nie-bio - co najwyżej 49% składu energetycznego paliwa zastępczego). Powyższe rozwiązanie jest, w naszej ocenie zasadne i celowe, bowiem regionalna gospodarka odpadowa w Polsce zakłada wykorzystanie ciepła odpadowego w postaci dawania energii ciepłej do otoczenia (wprowadzenie do sieci ciepłowniczej). Co istotne, z tego co wiadomo Związkowi, opisane rozwiązanie polegające na zrównaniu ciepła z odpadów z ciepłem odpadowym przyjęto w Austrii. Trzeba wykorzystać energię, która w innym przypadku będzie po prostu zmarnowana, a tym samym zwiększyć wydajność w gospodarce i obniżyć ceny energii dla konsumentów. □



■ **Martyna Hofman,**
Menedżer, CRIDO



■ **Katarzyna Kaim-Mierzwicka,**
Menedżer, CRIDO



■ **Marta Kolimaga,**
Starszy Menedżer, CRIDO



■ **Magdalena Zawadzka,**
Partner, CRIDO

W stronę zielonej transformacji

Przewodnik po dofinansowaniach dla firm energetycznych

Ze względu na wciąż rosnące znaczenie transformacji energetycznej w UE oraz wprowadzanie coraz bardziej wymagających standardów w zakresie ochrony środowiska, dostępność różnego typu instrumentów wsparcia dla przedsiębiorców będzie wzrastać. Obecnie firmy mają do dyspozycji programy na poziomie europejskim, krajowym i regionalnym. Mogą aplikować o wsparcie finansowe m. in. w ramach Programu Fundusze Europejskie na Infrastrukturę, Klimat i Środowisko (FENIKS), Funduszy Europejskich na rzecz Nowoczesnej Gospodarki (FENG) oraz Krajowego Planu Odbudowy.

Transformacja branż, takich jak energetyka i przemysł energochłonny, odgrywa kluczową rolę w osiągnięciu celów neutralności klimatycznej. W związku z tym wsparcie dla tych sektorów cha-

rakteryzuje się szczególną dostępnością i różnorodnością. W obliczu konieczności dostosowania się do zaostrzonych norm (np. emisyjnych), możliwości pozyskania finansowania na projekty z zakresu sze-

roko pojętej transformacji energetycznej zostały odpowiednio ułatwione. Inaczej mówiąc, przyjmowanie kolejnych zobowiązań klimatycznych przez UE wiąże się z przeznaczaniem na ten cel istotnych

środków budżetowych oraz uelastycznieniem zasad ich dystrybucji.

Wsparcie europejskie

Podejście to widać już na poziomie unijnej Polityki Spójności. W perspektywie finansowej na lata 2021-2027 co najmniej 30% łącznych wydatków w ramach tzw. Wieloletnich Ram Finansowych (plan wydatków UE na okres 7 lat) ma być przeznaczonych na projekty klimatyczne. Natomiast w ramach Krajowego Planu Odbudowy finansowanego ze środków Instrumentu na rzecz Odbudowy i Zwiększenia Odporności na transformację energetyczną przeznaczonych zostać musi minimum 37% środków.

Wraz z przyjęciem Wieloletnich Ram Finansowych na lata 2021-2027 ustanowiony został także Fundusz Sprawiedliwej Transformacji. Jego założeniem jest zapewnienie dodatkowego wsparcia finansowego dla regionów, które są szczególnie zależne od tradycyjnych sektorów gospodarki (np. przemysłu węglowego) i które potrzebują pomocy w przeprowadzeniu transformacji energetycznej. W Polsce dodatkowe 3,85 mld euro zostanie przeznaczone na projekty realizowane na wybranych podregionach województw: śląskiego, dolnośląskiego, małopolskiego, wielkopolskiego i łódzkiego.

Finansowanie zielonej transformacji umożliwiają także środki z Funduszu Modernizacyjnego. Ustanowiony w oparciu o dyrektywę 2018/410 Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) jest źródłem finansowania wspierającym modernizację systemu energetycznego i poprawę efektywności energetycznej w 13 krajach członkowskich UE. Polska jest jego największym beneficjentem i posiada do dyspozycji 34,2% dostępnej puli środków.

Udzielanie pomocy publicznej

Przykładem wparcia na uelastycznionych zasadach jest mechanizm IPCEI

(ang. *Important Project of Common European Interest*). Nie jest on sam w sobie źródłem dodatkowych środków finansowych, lecz narzędziem, które umożliwia państwom członkowskim przyznawanie pomocy publicznej w sposób odbiegający od reguł określonych w Rozporządzeniu o wyłączeniach blokowych - GBER. Wartość kwoty wsparcia dla projektu IPCEI może przekraczać poziom określony w tym dokumencie. Natomiast intensywność może wynosić nawet 100% kosztów kwalifikowanych. Są one jednak liczone na zasadzie luki finansowej, tj. różnicy między dodatnimi i ujemnymi przepływami pieniężnymi w okresie inwestycyjnym i operacyjnym, zdyskontowanymi do wartości bieżącej.

Mechanizm IPCEI nie jest przeznaczony wyłącznie na projekty przyczyniające się do transformacji energetycznej, jednak spośród ośmiu zatwierdzonych dotychczas obszarów, tematy te miały istotny udział. Dwukrotnie zatwierdzony obszar dotyczył łańcucha wartości baterii, a trzykrotnie - zagadnień związanych z wodorem. Co ważne, projekty finansowane poprzez mechanizm IPCEI muszą mieć istotne znaczenie międzynarodowe oraz angażować podmioty z różnych krajów należące do danego łańcucha wartości.

Kolejnym przykładem coraz bardziej elastycznego podejścia Komisji do zasad przyznawania pomocy publicznej są Tymczasowe Ramy Kryzysowe (*Temporary Crisis and Transition Framework*). Wprowadzone w marcu 2022 r. są dokumentem mogącym stanowić podstawę udzielania pomocy publicznej mającej na celu łagodzenie skutków gospodarczych agresji Rosji na Ukrainę, np. poprzez zapewnienie przedsiębiorstwom wystarczającej płynności finansowej.

Zmiana tego dokumentu z lipca 2022 r. wprowadziła także możliwość wspierania działań przyspieszających przejście państw na gospodarkę zeroemisyjną. Chodzi o finansowanie wprowadzania energii odnawialnej, magazynowania i ciepła odnawialnego istotnych dla REPowerEU oraz dekarboniza-

cji przemysłowych procesów produkcyjnych, a także dla łańcucha dostaw w projektach z zakresu gospodarki zeroemisyjnej. Pomoc ta może być udzielana do 31 grudnia 2025 r.

Zmiany w najbliższych latach

Wiosną tego roku przyjęte zostało rozporządzenie o neutralnym emisyjnie przemyśle, tzw. Net-Zero Industry Act (NZIA). Ma ono dwa główne wymiary. Z jednej strony definiuje strategiczne technologie neutralne emisyjnie oraz wskazuje na szereg ułatwień administracyjno-organizacyjnych dla realizacji projektów dotyczących tych technologii, a także powiązanych z nimi podzespołów i komponentów. Z drugiej strony projekty zdefiniowane jako strategiczne będą mogły liczyć na znacznie ułatwiony dostęp do finansowania, m. in. dzięki uwzględnieniu ich w katalogu strategicznych technologii STEP.

Lista obejmuje technologie:

- słoneczne, w tym technologie fotowoltaiczne, technologie słonecznej termicznej energii elektrycznej i technologie słonecznej energii termicznej,
- lądowej energetyki wiatrowej i technologii morskiej energii odnawialnej,
- baterii i magazynowania energii,
- pomp ciepła i energii geotermicznej,
- wodorowe, w tym elektrolizery i ogniwa paliwowe,
- zrównoważone technologie biogazu i biometanu,
- CCS,
- sieci elektroenergetycznej, w tym technologie ładowania elektrycznego w transporcie oraz technologie służące cyfryzacji sieci,
- energii pochodzącej z rozszczepienia jądrowego, w tym technologie jądrowego cyklu paliwowego,
- zrównoważonych paliw alternatywnych,
- energii wodnej,

- energii odnawialnej nieobjęte poprzednimi kategoriami,
- efektywności energetycznej związane z systemem energetycznym, w tym technologie sieci ciepłowniczej,
- paliw odnawialnych pochodzenia niebiologicznego,
- rozwiązania biotechnologiczne w dziedzinie klimatu i energii,
- transformacyjne technologie przemysłowe na rzecz dekarbonizacji nieobjęte poprzednimi kategoriami,
- transportowania i wykorzystywania CO₂,
- napędu wiatrowego i elektrycznego w transporcie,
- technologie jądrowe nieobjęte poprzednimi kategoriami.

W najbliższych latach możemy się więc spodziewać, że w obszarze transformacji energetycznej największy strumień wsparcia finansowego będzie przeznaczony na projekty z zakresu właśnie tych technologii. Duża część z nich mogła się ubiegać o pomoc publiczną już w poprzednich latach, ale często na mniej korzystnych zasadach.

Wybrane źródła dofinansowania

Wsparcie projektów transformacji energetycznej możliwe jest z różnych mechanizmów pomocowych organizowanych na różnych szczeblach:

- europejskim - zarządzanym bez-

pośrednio przez agencje Komisji Europejskiej,

- krajowym - zarządzanym na poziomie danego kraju członkowskiego (w przypadku przedsiębiorców wsparcie ma charakter pomocy publicznej),
- regionalnym - zarządzanym na poziomie województwa (jw.).

W odniesieniu do projektów, gdzie dofinansowanie ma charakter pomocy publicznej i udzielane jest na podstawie GBER (Rozporządzenie Komisji (UE) nr 651/2014), maksymalne progi dofinansowania przedstawiają się następująco:

- pomoc inwestycyjna na ochronę środowiska, o ile nie określono inaczej: 30 mln EUR na przedsiębiorstwo na projekt inwestycyjny,
- pomoc na infrastrukturę dedykowaną i magazynowanie: 25 mln EUR na projekt,
- pomoc inwestycyjna na infrastrukturę ładowania lub tankowania: 30 mln EUR na przedsiębiorstwo na projekt,
- pomoc inwestycyjna na połączone usprawnienia efektywności energetycznej i środowiskowej budynków: 30 mln EUR na przedsiębiorstwo na projekt,
- pomoc na infrastrukturę energetyczną: 70 mln EUR na przedsiębiorstwo na projekt.

Przekroczenie kwoty pomocy będzie wymagało notyfikacji pomocy do Komisji

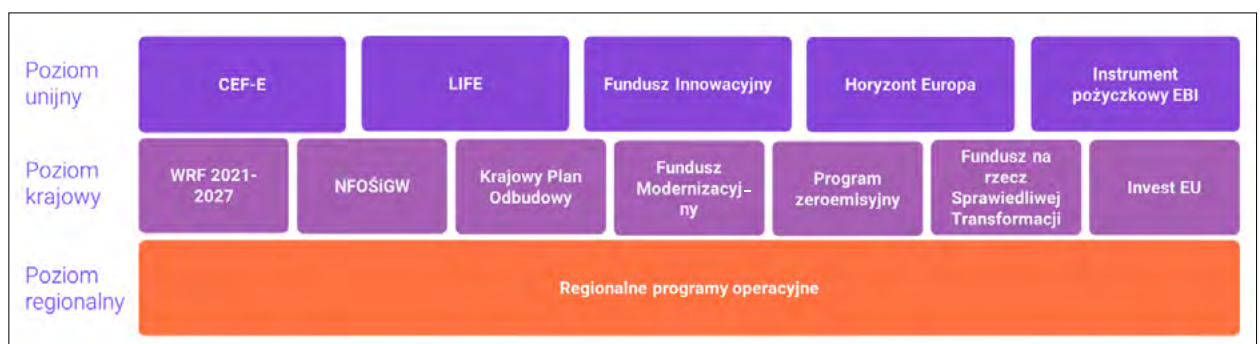
Europejskiej (należy przy tym pamiętać, że na poziomie danego programu czy instrumentu limity te mogą być bardziej restrykcyjne).

Zainteresowanie inwestycjami w „zielone rozwiązania” dotyczy szerokiego grona podmiotów. Obejmuje zarówno inwestorów w nowe źródła OZE, przedsiębiorstwa produkcyjne zainteresowane wdrażaniem rozwiązań technologicznych ograniczających ich wpływ na środowisko naturalne czy producentów sektora net zero. Chodzi o przedsiębiorstwa produkcyjne wytwarzające produkty czy komponenty, np. do paneli fotowoltaicznych, turbin wiatrowych, elektrolizerów, pomp ciepła.

Inwestycje w rozwój OZE

Podstawowym źródłem wsparcia dla projektów przedsiębiorców z zakresu OZE jest Program Fundusze Europejskie na Infrastrukturę, Klimat i Środowisko (FENIKS), Działanie FENX.02.02 Rozwój OZE. Dofinansowanie będzie przeznaczone na projekty polegające na budowie, przebudowie, modernizacji i rozbudowie odnawialnych źródeł energii. Beneficjentami pomocy mogą być zarówno przedsiębiorstwa MŚP, jak i duże firmy. Wysokość i forma dofinansowania uzależnione są od typu inwestycji.

Przykładowo, dla projektów z zakresu wytwarzania biometanu wraz z przyłączeniem do sieci gazowej oraz wytwarzania energii elektrycznej i/lub ciepła



Wykr. 1. Podział źródeł finansowania dla projektów zakresu energetyki i ochrony środowiska
Opracowanie CRIDO



Wykr. 2. Typy inwestycji z zakresu energetyki i ochrony środowiska

z biogazu, o mocy powyżej 0,5 MWe/MWth wraz z magazynami energii, przyłączeniem do sieci oraz infrastrukturą przyłączeniową, wsparcie będzie dostępne w formie pożyczki 0%, dotacji do 39,06% kosztów kwalifikowanych oraz pożyczki rynkowej.

Natomiast dla projektów, których przedmiotem jest budowa lub rozbudowa odnawialnych źródeł energii w zakresie wytwarzania energii z promieniowania słonecznego, o mocy powyżej 0,5 MWe/MWth lub z wiatru o mocy powyżej 5 MWe/MWth, wsparcie będzie dostępne w formie pożyczki 0% z możliwością umorzenia do 15% wartości tej pożyczki oraz pożyczki na warunkach rynkowych.

Ponadto założenia programu przewidują wsparcie projektów z zakresu m. in.:

- budowy lub rozbudowy instalacji w zakresie wytwarzania wodoru z OZE,
- magazynów energii elektrycznej lub cieplnej.

Dekarbonizacja przemysłu

Dla projektów w zakresie dekarbonizacji wsparcie w programie FENIKS zostało przewidziane w ramach działania FENX.01.01 Efektywność energetyczna. Beneficjentami pomocy mogą być duże i średnie przedsiębiorstwa, które planują realizację projektów polegających na:

- modernizacji energetycznej budynków zakładowych,
- podniesieniu efektywności energetycznej procesów wytwórczych,
- zwiększeniu efektywności energetycznej systemów obiegu mediów w zakładzie (np. systemu zimnej lub gorącej wody, systemu sprężonego powietrza lub systemu wentylacji), ciągów transportowych i zwiększeniu efektywności energetycznej systemów pomocniczych, w tym np. kotłowni, układów odzysku ciepła z procesów przemysłowych lub oświetlenia oraz instalację urządzeń OZE, urządzeń do produkcji, magazynowania, tankowania lub transportu wodoru.

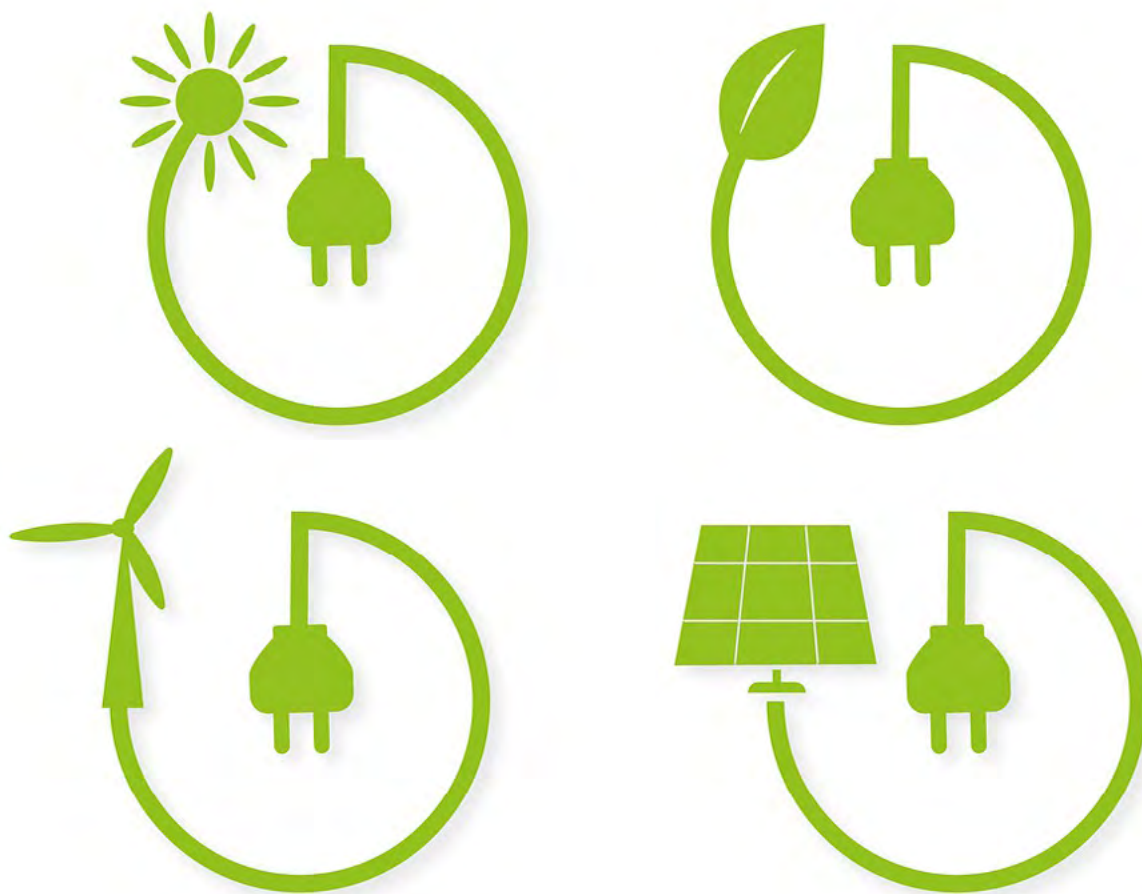
Potrzeba realizacji projektu musi wynikać z audytu energetycznego przeprowadzonego przed złożeniem wniosku. Co ważne, 85% kosztów kwalifikowanych może być objęte finansowaniem w formie pożyczki 0% z możliwością umorzenia do 49%. Pozostałe 15% kosztów kwalifikowanych projektu jest finansowane w ramach pożyczki NFOŚ udzielanej na warunkach rynkowych.

Alternatywnym źródłem finansowania projektów z zakresu dekarbonizacji może być działanie B.1.2.1 Efektywność energetyczna i OZE w przedsiębior-

stwach - inwestycje o największym potencjale redukcji gazów cieplarnianych w ramach Krajowego Planu Odbudowy. Przy czym o środki w ramach tego działania ubiegać się mogą wyłącznie duże przedsiębiorstwa. Pomoc będzie udzielana w formie pożyczki preferencyjnej do 50 mln zł.

Wsparcie dotyczy następujących projektów:

- budowa, rozbudowa lub modernizacja istniejących instalacji przemysłowo-produkcyjnych, urządzeń przemysłowych, instalacji elektroenergetycznych prowadzące do zmniejszania i racjonalizacji zużycia energii i podniesienia sprawności procesu produkcyjnego,
- zastępowanie nieskoefektywnych energetycznie źródeł ciepła wykorzystujących paliwa (stałe, ciekłe, gazowe) lub energię elektryczną źródłami charakteryzującymi się wyższą efektywnością energetyczną,
- termomodernizacja budynków i obiektów wykorzystywanych w procesach przemysłowych,
- budowa i instalacja własnych OZE w przedsiębiorstwach, w tym turbin wiatrowych, kolektorów słonecznych, paneli fotowoltaicznych, systemów geotermalnych, pomp ciepła,



Fot.: pixabay

- budowa magazynów energii w przedsiębiorstwach w powiązaniu z wytwarzaniem energii z OZE,
- budowa/modernizacja własnych (wewnętrznych) niskoemisyjnych źródeł energii z uwzględnieniem kogeneracji.

Kredyt ekologiczny

Bardzo popularnym instrumentem wsparcia jest działanie 3.1 FENG - Kredyt Ekologiczny. To konkurs dla MŚP oraz podmiotów small mid-cap oraz mid-cap. Dofinansowanie jest udzielane w formie bezzwrotnej dotacji, przeznaczone na inwestycje związane z energooszczędnością, w tym termomodernizacją budynków, zmianę źródeł wykorzystywanej energii na bardziej ekologiczne oraz wymianę urządzeń, instalacji lub linii technologicznych na bardziej efektywne energetycznie. Możliwe jest także sfinansowanie instalacji fotowoltaicznej jako elementu projektu.

Realizacja inwestycji musi przyczynić się do ograniczenia zużycia energii pierwotnej o co najmniej 30% w obrębie obszaru podlegającego modernizacji. Natomiast potrzeba realizacji projektu musi wynikać z zaleceń audytu energetycznego i audytu efektywności energetycznej przeprowadzonego przed złożeniem wniosku o dofinansowanie.

Producenci net zero

Dla producentów z sektora zerowej emisji netto uruchomiony został Program wsparcia projektów inwestycyjnych o znaczeniu strategicznym dla przejścia na gospodarkę o zerowej emisji netto. Należy podkreślić, iż w odróżnieniu od wcześniej omówionych konkursów przedmiotem dofinansowania nie są inwestycje przekładające się bezpośrednio na wzrost zazielenienia przedsiębiorstw. W tym przypadku chodzi o inwestycje we wcześniejsze etapy łańcucha

dostaw, tj. w zakresie produkcji różnego typu urządzeń (np. OZE) i ich komponentów.

O wsparcie mogą aplikować przedsiębiorstwa planujące projekty o minimalnych nakładach inwestycyjnych na poziomie 110 mln euro. W zależności od lokalizacji inwestycji oraz statusu wielkościowego wnioskodawcy, maksymalny poziom dofinansowania projektu może wahać się od 15% do 55% kosztów kwalifikowanych.

Szczegółowa lista technologii i komponentów objętych dofinansowaniem dostępna jest we wzorze wniosku o wsparcie - załączniku nr 2 do Rozporządzenia Ministra Rozwoju i Technologii z dnia 29 września 2023 r. z późniejszymi zmianami, stanowiącego podstawę prawną dla tego programu. □

CRIDO

XVII Konferencja
„Termiczne Przekształcanie Odpadów Komunalnych”
Luty 2025 r.



- > BIEŻĄCY STAN REALIZACJI PROJEKTÓW TPOK,
- > REALIZACJA MNIEJSZYCH ITPOK - PLANOWANE PROJEKTY, FORMUŁA PPP - KOLEJNE REALIZACJE I DOŚWIADCZENIA,
- > CERTYFIKACJA ENERGII I CIEPŁA WYPRODUKOWANEGO W ITPOK,
- > INSTALACJE: ODSIARCZANIA, ODPYLANIA, ODAZOTOWANIA SPALIN,
- > TECHNOLOGIE ZAGOSPODAROWANIA ODPADÓW PO PROCESACH TPOK,
- > ODBIÓR CIEPŁA I PRĄDU, OBSŁUGA TECHNICZNA SPALARNI - WYKWALIFIKOWANA KADRA

Szczegóły: www.nowa-energia.com.pl

Organizator:

nowa
Energia



■ Prof. dr hab. inż. Ryszard Bartnik,
Wydział Inżynierii Produkcji i Logistyki, Politechnika Opolska

Energetyka jądrowa jest koniecznością!

Przegląd dostępnych technologii jądrowych.
A co z energetykami wodorową i amoniakalną?

Energetyka jądrowa [1] powinna odgrywać na świecie wręcz podstawową rolę. I to z wielu powodów. Jednym z najważniejszych jest ogromna ilość uranu na Ziemi, którego wystarczy na miliardy lat. Paliwo jądrowe zapewni zatem bezpieczeństwo energetyczne świata na miliardy lat. Co równie szalenie ważne, energetyka jądrowa zapewnia w sposób ciągły i stabilny, przez cały rok, zasilanie odbiorców w energię elektryczną (okres eksploatacji elektrowni jądrowych jest przy tym długi, wynosi co najmniej 60 lat).

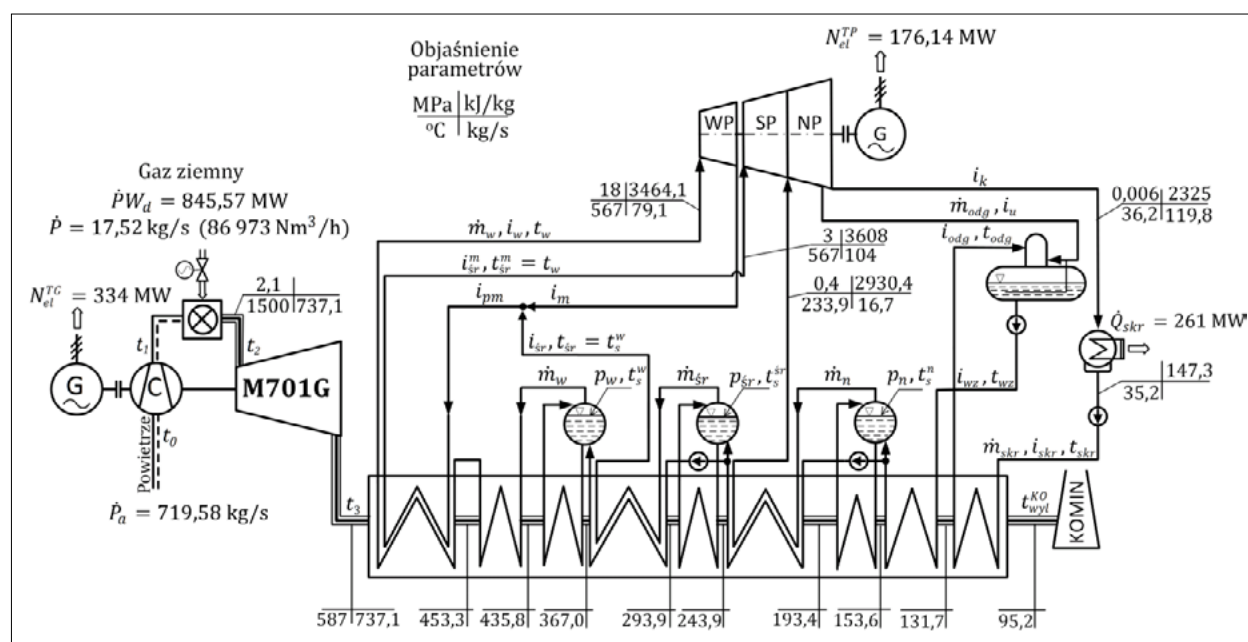
Jest ponadto „czystą” technologią energetyczną, nieemitującą pyłów, związków siarki, azotu ani dwutlenku węgla, za którego emisję politycy Unii Europejskiej nałożyli duży podatek (podatek ten tak naprawdę należałoby nazwać haraczem wprowadzonym w imię zielonej ideologii klimatycznej; stanowi on obecnie co najmniej 40% rocznych kosztów działania elektrowni). Mało tego, bardzo mocno forsują jeszcze w górę jego wysokość, co w końcu spowoduje, że nawet elektrownie i elektrociepłownie w hierarchicznej technologii gazowo-parowej z turbinami gazowymi, w których spalany jest gaz ziemny (rys. 1a, b) - staną się ekonomicznie nieopłacalne, choć już w tej chwili są na granicy opłacalności [1]. Nie można bez końca podnosić cen energii elektrycznej i ciepła, co właśnie wymusza wzrost podatku od emisji CO₂! Delikatnie mówiąc, jest karygodnym błędem, że politycy unijni „niszczą” technologię gazowo-parową, która charakteryzuje się, co szalenie ważne, największą sprawnością wytwarzania energii elektrycznej [2]. Energii, bez której współczesny świat nie może istnieć. Zielona ideologia klimatyczna doprowadzi w końcu do ostrego kryzysu gospodarczego świata - i oby tylko na tym się skończyło. Kto i dlaczego to wymyślił? *Quo Vadis* świecie polityki?

Przywrócenie opłacalności ekonomicznej elektrowniom i elektrociepłowniom w technologii gazowo-parowej (rys. 1a, 1b) - jest możliwe przez zastąpienie w nich turbiny gazowej wysokotemperaturowym reaktorem HTGR (ang. *High Temperature Gas-cooled Reactor*) i turboekspanderem (rys. 1c, 1d) [1]. Opłacalność ekonomiczna takich zmodyfikowanych układów [1] jest nawet istotnie większa od opłacalności układów konwencjonalnych sprzed wprowadzenia przez polityków Unii Europejskiej podatku od emisji CO₂. Paliwo jądrowe jest bowiem na jednostkę energii kilkanaście razy tańsze od gazu ziemnego. Mało tego, koszt paliwa jądrowego stanowi zaledwie ok. 5% rocznych kosztów działania elektrowni jądrowych, gdy natomiast koszt gazu w siłowniach gazowo-parowych przekracza nawet 75% tych kosztów. Ceny energii elektrycznej i ciepła z atomu są zatem mało wrażliwe na koniunkturalne zmiany ceny uranu. Nawet więc bardzo znaczny jej wzrost w znikomym



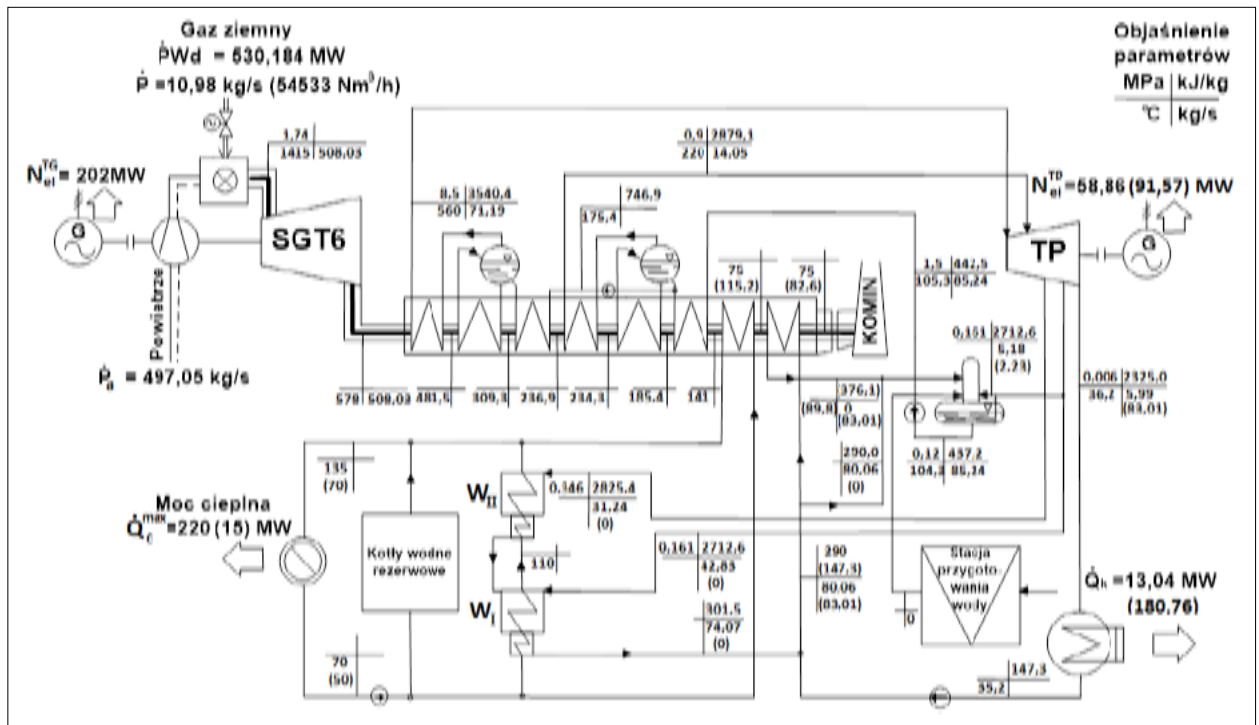
stopniu spowoduje wzrost cen energii elektrycznej i ciepła. Należy też zauważyć, że w zmodyfikowanych elektrowniach i elektrociepłowniach gazowo-parowych moc turboekspandera jest istotnie mniejsza od mocy turbiny parowej, gdy natomiast w układach konwencjonalnych to moc turbiny gazowej jest znacząco większa do mocy turbiny parowej (rys. 1a, 1b, 1c, 1d). Zostaje jednak przy tym zachowana duża sprawność wytwarzania energii elektrycznej, chociaż w układach zmodyfikowanych jest ona o kilka punktów procentowych mniejsza od sprawności układów konwencjonalnych. Zastąpienie turbozespołu gazowego reaktorem HTGR i turboekspanderem nie zmienia też faktu, że w zmodyfikowanych elektrowniach i elektrociepłowniach gazowo-parowych (rys. 1c, 1d) realizowane są, identycznie jak w konwencjonalnych (rys. 1a, 1b), wysokotemperaturowy obieg Joule'a oraz niskotemperaturowy obieg Clausiusa-Rankine'a. Jest jednak jedna bardzo istotna różnica między obiegami Joule'a. W elektrowniach i elektrociepłowniach zmodyfikowanych w obiegu Joule'a czynnikiem obiegowym jest hel, gdy natomiast w konwencjonalnych są nim spaliny powstałe ze spalania gazu ziemnego. A zatem hel w zmodyfikowanych elektrowniach i elektrociepłowniach jest również czynnikiem przekazującym ciepło wodzie i parze w kotle odzyskowym sprzęgającym obiegi Joule'a i Clausiusa-Rankine'a (rys. 1c, 1d). Zaznaczona różnica jest dlatego tak bardzo istotna, gdyż hel ma bardzo dobre właściwości odprowadzania ciepła w porównaniu ze spalinami. Jego bowiem pojemność cieplna właściwa przy stałym ciśnieniu wynosi ok. $c_{p,He} \approx 5,0 \text{ kJ/(kgK)}$, gdy natomiast spalin zaledwie $c_{p,sp} \approx 1,0 \text{ kJ/(kgK)}$. W konsekwencji strumień masy helu w układach z HTGR i turboekspanderem „helowym” przy takich samych ich mocach jak układów z turbiną gazową jest kilka razy mniejszy od strumienia masy spalin. Tym samym i gabaryty turboekspandera „helowego” oraz wszystkich pozostałych maszyn i urządzeń, w tym także kotła odzyskowego, są wielokrotnie mniejsze od gabarytów turbiny gazowej i urządzeń w elektrowniach i elektrociepłowniach gazowo-parowych konwencjonalnych. Przekłada się to na mniejsze jednostkowe (na jednostkę zainstalowanej mocy elektrycznej) nakłady inwestycyjne.

Być może w przyszłości rolę energetyki jądrowej przejmie fuzja termojądrowa, pod warunkiem, że prace prowadzone nad jej technicznym opanowaniem zostaną uwieńczone sukcesem. Ludzkość będzie dysponowała wówczas niewyczerpanym źródłem „czystej” energii. Od lat 50. ub. w. słyszymy jednak, że jest już blisko i ciągle nic. Czy zatem w ogóle to nastąpi, czy jest bowiem możliwa kontrolowana ingerencja techniczna człowieka w strukturę jądra atomu? W przypadku bowiem reakcji jądrowej ma miejsce jedynie kontrola liczby rozbijanych jąder i proces ten odbywa się na zewnątrz samych atomów przez ograniczanie liczby neutronów bombardujących je dzięki stosowaniu prętów regulacyjnych. Możliwość kontrolowanej ingerencji człowieka w strukturę budowy atomu dawałaby nieprawdopodobne, wręcz niewyobrażalne możliwości. Możliwości tworzenia nowej rzeczywistości, tworzenia nowego świata zarówno w wymiarze fizycznym, jak i duchowym. Jakie byłyby tego konsekwencje? Czy mityczny *dotyk Midasa* zamieniający wszystko w złoto nie stałby się wówczas rzeczywistym przekleństwem i zgnębą ludzkości?

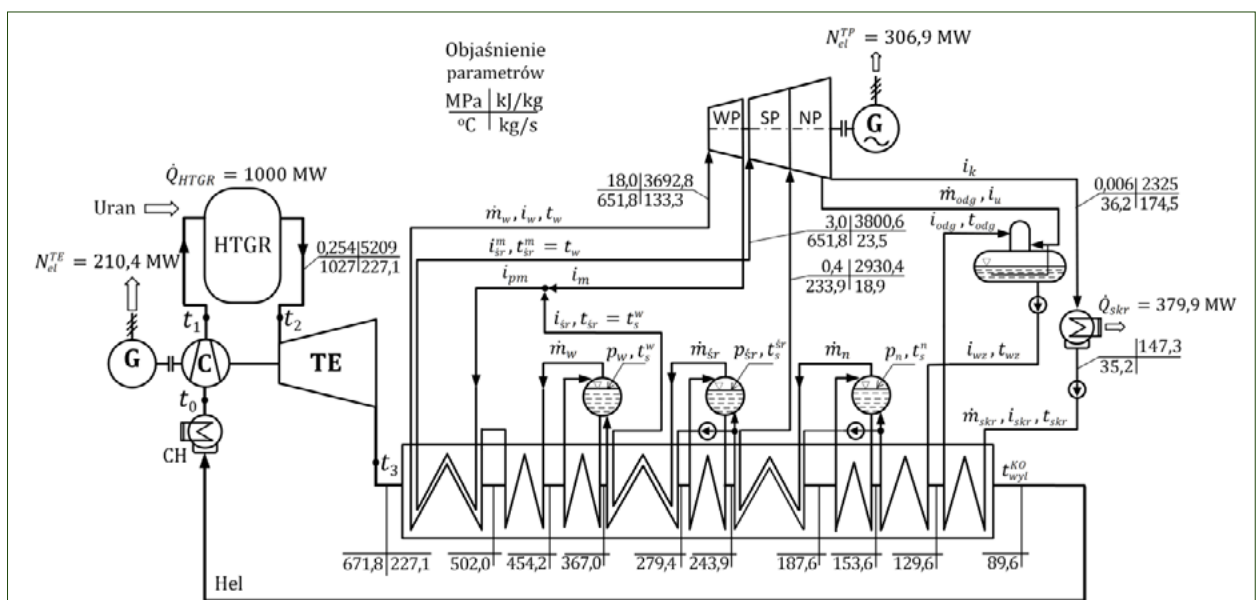


Rys. 1a. Schemat ideowy konwencjonalnej elektrowni gazowo-parowej z turbozespołem gazowym M701G i trójciśnieniowym kotłem odzyskowym [1]



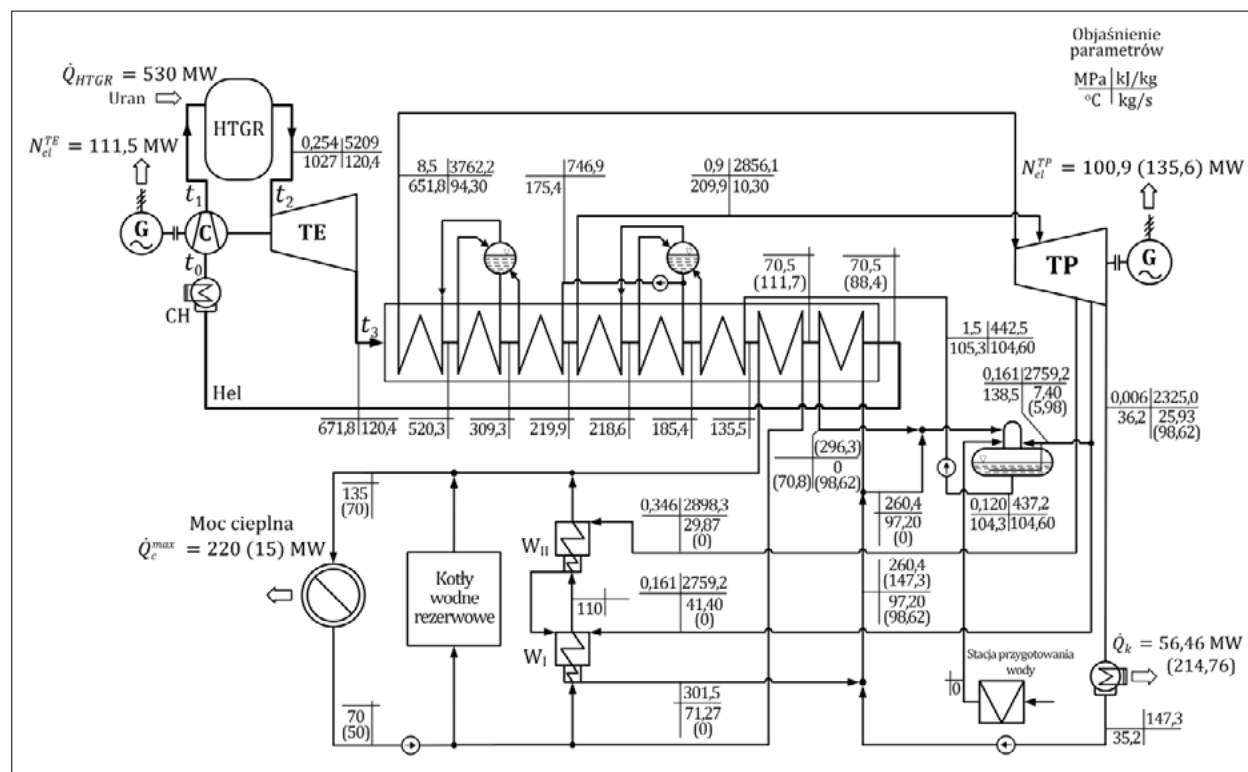


Rys. 1b. Schemat ideowy konwencjonalnej elektrowni gazowo-parowej z dwuciśnieniowym kotłem odzyskowym i turbopozostem gazowym o mocy 202 MW; wartości liczbowe parametrów termicznych bez nawiasów odnoszą się do pracy elektrowni w sezonie grzewczym (zima) ze szczytową mocą cieplną równą 220 MW, a wartości w nawiasach dotyczą pozostałej części roku, poza sezonem grzewczym (lato) dla mocy 15 MW na potrzeby ciepłej wody użytkowej (upusty pary z turbiny parowej, z których zasilane są wymienniki ciepłownicze podstawowy W_p i szczytowy W_s są regulowane) [1]



Rys. 1c. Schemat ideowy zmodyfikowanej elektrowni gazowo-parowej z wysokotemperaturowym reaktorem jądrowym HTGR, turbopozostem TE, trójciśnieniowym kotłem odzyskowym i chłodziwą helu CH [1]

Na rys. 4 przedstawiono wartości jednostkowego kosztu produkcji energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych w funkcji czasu ich eksploatacji T dla dwóch wartości jednostkowych (na jednostkę zainstalowanej mocy elektrycznej) nakładów inwestycyjnych równych $i = 15$ i 18 mln PLN/MW oraz dla wartości stóp oprocentowania kapitału inwestycyjne-



Rys. 1d. Schemat ideowy zmodyfikowanej elektrowni gazowo-parowej z dwuciśnieniowym kotłem odzyskowym, reaktorem jądrowym HTGR o mocy cieplnej $\dot{Q}_{HTGR} = 530$ MW, turbosprężarką TE i chłodziwą helu CH (wartości w nawiasach dotyczą sezonu poza grzewczego; por. z rys. 1b) [1]

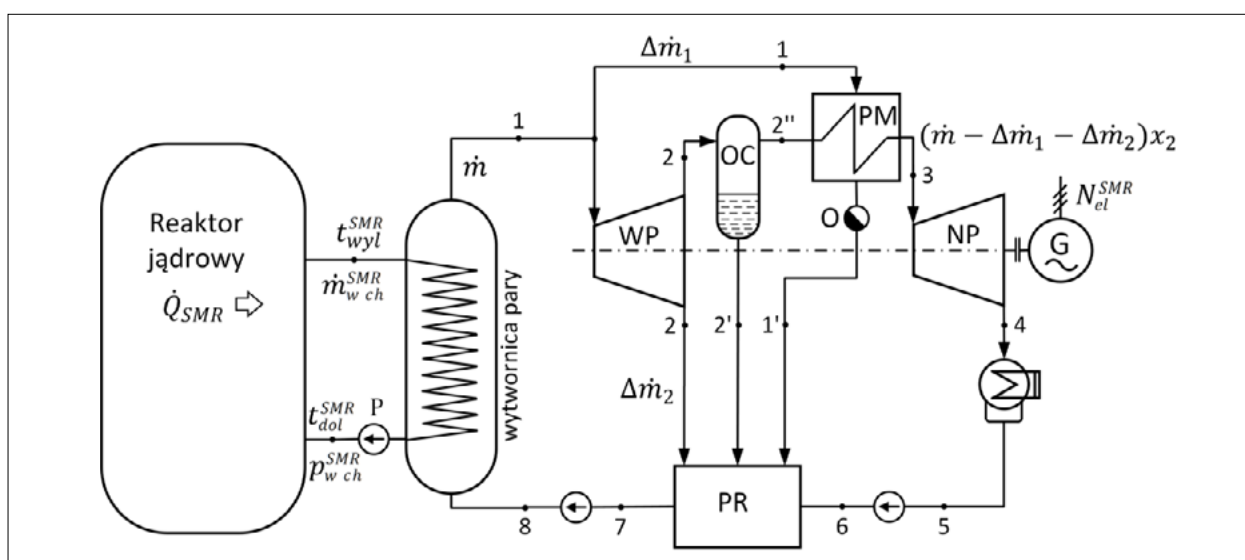
go równych $r = 3, 5$ i 8% . Nakłady $i = 18$ mln PLN/MW dotyczą elektrowni z reaktorami wodnymi ciśnieniowymi PWR (ang. *Pressurized Water Reactor*) oraz reaktorami wrzącymi BWR (ang. *Boiling Water Reactor*; reaktory BWR były w elektrowniach w Czarnobylu i Fukushima), nakłady $i = 15$ mln PLN/MW elektrowni z reaktorami HTGR. Dla wartości mniejszych od 15 i większych od 18 mln PLN przy wyznaczeniu jednostkowego kosztu produkcji energii elektrycznej można posłużyć się ekstrapolacją. Rekordową wręcz wartość równą $i \approx 23$ mln PLN/MW osiągnęły nakłady na blok oddany do eksploatacji w kwietniu 2023 r. w Finlandii na wyspie Olkiluoto. Moc elektryczna tego bloku wynosi ok. 1600 MW, moc cieplna francuskiego reaktora w technologii PWR to ok. 5000 MW, roczne zapotrzebowanie na paliwo jądrowe wynosi ok. 36 ton (jest to obecnie największy na świecie pracujący reaktor). Tak bardzo wysokie nakłady ($\sim 8,5$ mld euro) były wynikiem prawie 20-letniej jego budowy z bardzo dużymi i licznymi problemami. Należy jeszcze wspomnieć, że w zależności od dostawców elektrowni jądrowych, czy są to dostawcy amerykańscy, francuscy, południowokoreańscy, spotyka się różne oznaczenia reaktorów w technologiach PWR i BWR, choć w swej istocie są to jednak zawsze reaktory PWR lub BWR różniące się jedynie mocami cieplnymi i rozwiązaniami technicznymi poszczególnych ich elementów. Reaktory BWR o dużych mocach nie są już, na szczęście, ostatnio budowane.

Sumując, obecnie do dyspozycji stoją reaktory wodne PWR i BWR oraz reaktory wysokotemperaturowe HTGR z helem, jako czynnikiem je chłodzącym. Reaktory PWR i BWR są stosowane w elektrowniach, w których realizowany jest oczywiście obieg Clausiusa-Rankine'a (rys. 2a, 2b) [1]. Sprawność wytwarzania w nich energii elektrycznej jest mała. Natomiast reaktory helowe HTGR mogą być stosowane zarówno w wysokosprawnych technologiach gazowo-parowych (rys. 1c, 1d), w których realizowane są w układzie hierarchicznym wysokotemperaturowy obieg Joule'a i niskotemperaturowy obieg Clausiusa-Rankine'a, jak i w technologiach gazowo-gazowych (rys. 3), w których realizowane są także w układzie hierarchicznym dwa obiegi, z tym że są to dwa obiegi Joule'a, wysoko- i niskotemperaturowy. Niskotemperaturowy obieg Joule'a zastępuje w tych układach obieg Clausiusa-Rankine'a występujący w układach gazowo-parowych. Ten niskotemperaturowy obieg Joule'a jest realizowany w wymiennikach ciepła H oraz C i w niskociśnieniowym turbosprężarce TE_n , i sprężarce C_{LP} (rys. 3). W monografii [1] przedstawiono analizę termodynamiczną i ekonomiczną czterech rozwiązań technologicznych siłowni gazowo-gazowych, które praktycznie wyczerpują wszystkie możliwe ich struktury termodynamiczne.

Należy jeszcze zaznaczyć, że w elektrowniach z reaktorami PWR występują wytwornice pary zasilającej turbinę (rys. 2a, 2b), natomiast w elektrowniach z reaktorami BWR ich nie ma, para bowiem wytwarzana jest w nich bezpośrednio. Elektrownie z reaktorami BWR mają znacząco niższą, o ok. 6%, sprawność wytwarzania energii elektrycznej niż elektrownie z reaktorami PWR [1]. Wynika to ze znacznie niższego ciśnienia wody chłodzącej reaktory BWR. W reaktorach PWR ciśnienie to wynosi od 12 do 17 MPa, a więc temperatury nasycenia wynoszą odpowiednio od 324,7°C do 352,3°C, w reaktorach BWR ciśnienie wody wynosi ok. 7 MPa, a zatem temperatura jej nasycenia wynosi 285,9°C. Są to jednocześnie maksymalne możliwe temperatury pary doprowadzanej do turbiny. Bardzo ważnymi są reaktory wysokotemperaturowe HTGR, gdyż temperatura wylotowego z nich helu wynosi obecnie ok. 1000°C (rys. 1c, 1d), a więc jest nieporównywalnie wyższa od temperatury wody w reaktorach PWR i BWR i dlatego sprawność brutto wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach gazowo-parowych z reaktorami HTGR (ok. 52%) jest zdecydowanie większa niż w elektrowniach z reaktorami PWR (ok. 32%) i BWR (ok. 26%) [1]. Jak już wyżej zaznaczono temperatura bowiem pary doprowadzanej do turbiny w przypadku stosowania reaktorów PWR nie przekracza wartości od 324,7°C do 352,3°C, a reaktorów BWR zaledwie 285,9°C. Natomiast temperatura pary produkowanej w kotle odzyskowym w układach gazowo-parowych doprowadzanej do turbiny osiąga wartość ok. 650°C (rys. 1c, 1d). Co więcej, nakłady jednostkowe na elektrownie jądrowe z reaktorami HTGR są mniejsze od nakładów na elektrownie z reaktorami PWR i BWR, a tym samym jednostkowy koszt produkcji w nich energii elektrycznej jest również mniejszy (rys. 4) [1]. Mało tego, reaktory HTGR są inherentnie bezpieczne, tj. są samoregulujące się i wyłączające bez interwencji człowieka w razie jakiegokolwiek awarii wykorzystując przy tym prawa przyrody. Prawem tym w tych reaktorach jest siła grawitacji działająca w specjalnej konstrukcji łoża paliwowego na umieszczone w nim paliwo, np. w postaci kul grafitowych wielkości piłek tenisowych zawierających bardzo małe, o milimetrowej i mniejszej średnicy granulki paliwa składające się z mieszaniny tlenku uranu i tlenku toru, bądź węgliku uranu i węgliku toru, pokryte czterema warstwami węgliku krzemu skutecznie zatrzymującymi produkty rozszczepienia i wytrzymującymi temperaturę 1600°C.

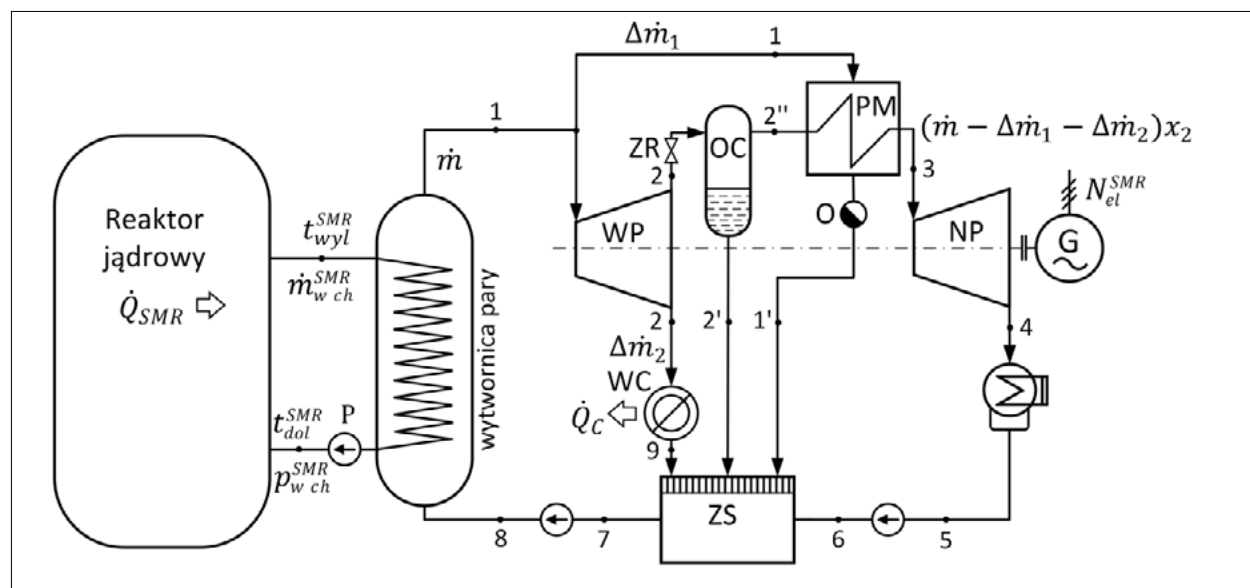
W przyszłości mają być budowane na świecie i w Polsce elektrownie z reaktorami SMR (ang. *Small Modular Reactor*), których moc cieplna będzie wynosiła od kilkuset do ok. 1000 MW. Moc elektryczna elektrowni nie będzie zatem przekraczała ok. 300 MW. Reaktory SMR mają to być o istotnie pomniejszych wymiarach geometrycznych reaktory PWR lub BWR (powinny to być reaktory nie BWR, a PWR, których sprawność energetyczna jest, jak już zaznaczono, ok. 6 punktów procentowych wyższa od sprawności reaktorów BWR). Obecnie moce cieplne wielkoskalowych reaktorów PWR i BWR przekraczają wartość $\dot{Q}_{PWR,BWR} \geq 3000$ MW, a zatem moc elektrowni z tymi reaktorami przekracza wartość $N_{el}^{PWR,BWR} \geq 1000$ MW.

Analizę termodynamiczną i ekonomiczną elektrowni z reaktorami SMR (rys. 2a), a także elektrociepłowni z nimi (rys. 2b) - przedstawiono w [1].



Rys. 2a. Schemat ideowy jądrowej elektrowni parowej z ciśnieniowym reaktorem wodnym w technologii PWR; G - generator elektryczny; NP - część niskoprężna turbiny parowej; WP - część wysokoprężna turbiny parowej; O - odwadniacz; OC - oddzielnik cieczy; P - pompy cyrkulacyjne (pompy występują wyłącznie w wielkoskalowych elektrowniach jądrowych; w elektrowniach z reaktorami SMR pomp nie będzie, zamiast nich mają działać hydrostatyczne siły wyporu); PM - przegrzewacz międzystopniowy; PR - mieszkowy podgrzewacz regeneracyjny

Aby obciążenia cieplne i elektryczne elektrociepłowni mogły zmieniać się, co bardzo istotne, niezależnie od siebie, na dopływie pary do części niskoprężnej NP turbiny upustowo-kondensacyjnej jest stosowany zawór regulacyjny ZR (rys. 2b). Reguluje on strumień pary dopływającej do wymiennika ciepłowniczego WC zgodnie z zapotrzebowaniem na komunalną moc cieplną, która zależy od temperatury otoczenia (patrz też rys. 1b, 1d).



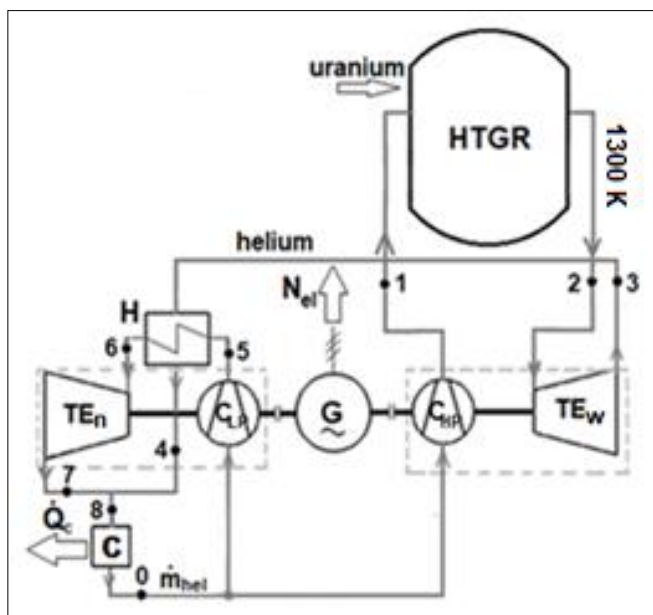
Rys. 2b. Schemat ideowy małej, modułowej, jądrowej elektrociepłowni parowej z ciśnieniowym reaktorem wodnym SMR: G - generator elektryczny; NP - część niskoprężna upustowo-kondensacyjnej turbiny parowej; WP - część wysokoprężna turbiny; O - oddzielnik; OC - oddzielacz cieczy; P - pompy cyrkulacyjne; PM - przegrzewacz międzystopniowy; WC - wymiennik ciepłowniczy; ZR - zawór regulacyjny; ZS - zbiornik skroplin; 1-9 - punkty układu, w których podaje się parametry termodynamiczne czynnika obiegowego [1]

Należy przy tym zaznaczyć, co ważne, że elektrownie z małymi reaktorami SMR i HTGR nie będą wymagały długich sieci przesyłowych, gdyż będą budowane blisko odbiorców energii elektrycznej (dotyczy to również sieci przesyłowych ciepła z elektrociepłowni). Poza tym obie elektrownie będą szczególnie przydatne do skojarzonej pracy ciepłno-elektrycznej. Trzeba jednak przy tym zauważyć, że ciepło sieciowe z elektrociepłowni z reaktorami HTGR (rys. 1d) z uwagi na tańszą i znacząco większą produkcję w nich energii elektrycznej w wyniku ich większej sprawności elektrycznej będzie istotnie tańsze (przychód ze sprzedaży wyprodukowanej w elektrociepłowni energii elektrycznej jest kosztem unikniętym produkcji ciepła), od ciepła z elektrociepłowni z reaktorami SMR (rys. 2b) [1].

Szczególnie ważne są także elektrownie i elektrociepłownie jądrowe we wspomnianej już technologii gazowo-gazowej z reaktorami HTGR (rys. 3). Siłownie te, co bardzo ważne, nie potrzebują wody do ich działania, której natomiast brak uniemożliwia eksploatację elektrowni i elektrociepłowni z reaktorami HTGR i SMR przedstawionymi na rysunkach 1c, 1d, 2a, 2b. Jest w nich bowiem realizowany obieg Clausiusa-Rankine'a z wodą jako czynnikiem obiegowym. Należy przy tym także zaznaczyć, że sprawności brutto wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach i elektrociepłowniach gazowo-gazowych (rys. 3) są sobie równe i wynoszą ok. 34% [1-3]. Równe są dlatego, gdyż moc elektryczna układu gazowo-gazowego nie zależy od strumienia ciepła (rys. 3) [1-3]. Inaczej rzecz się ma w elektrociepłowniach parowych i gazowo-parowych. Sprawność bowiem wytwarzania energii elektrycznej w przystosowanych do skojarzonej pracy ciepłno-elektrycznej elektrowniach jest istotnie mniejsza od sprawności elektrowni sprzed ich przystosowania. Jest to konsekwencją koniecznych poborów pary z upustów regulowanych turbiny do zasilania wymienników ciepłowniczych w elektrociepłowniach (rys. 1b, 1d, 2b). Moc elektryczna elektrociepłowni jest zatem, co oczywiste, mniejsza od mocy elektrowni sprzed ich przystosowania. Zaletą natomiast elektrociepłowni jest większa ich całkowita sprawność energetyczna. Najważniejsze jest jednak istotnie mniejsze zużycie w nich paliwa w porównaniu z gospodarką rozdzieloną produkcji energii elektrycznej w elektrowniach i ciepła w ciepłowniach przy wytwarzaniu takiej samej ilości energii elektrycznej i ciepła co w elektrociepłowniach.

Gdyby temperaturę helu wylotowego z reaktora HTGR zwiększyć z wartości 1300 K (rys. 3) do wartości 1800 K, to sprawność brutto wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach i elektrociepłowniach gazowo-gazowych wyniosłaby nie 34%, a 44% [1]. Zwiększenie tej temperatury jest możliwe poprzez zmniejszenie strumienia helu chłodzącego reaktor HTGR.

Dla temperatury 1800 K strumień ten jest mniejszy o 33% od strumienia, gdy temperatura wynosi 1300 K [1]. Znacznie mniejsze będą też zatem, co istotne, gabaryty urządzeń. Bezpieczna praca reaktora będzie przy tym dalej zapewniona. Paliwo jądrowe jest bowiem pokryte, jak już wyżej zaznaczono, czterema warstwami węgla krzemu skutecznie zatrzymującymi produkty rozszczepienia i wytrzymującymi temperaturę 1600°C (1873 K).



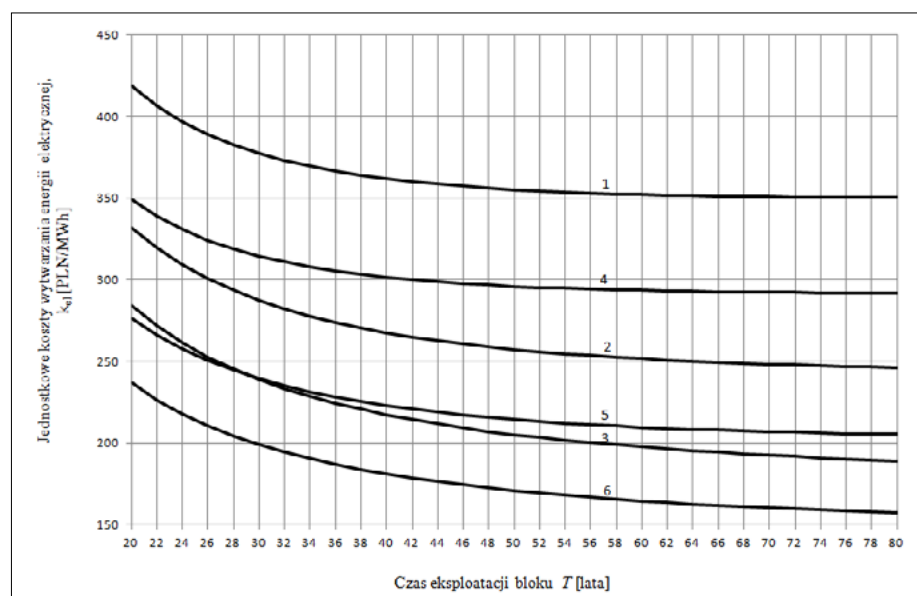
Rys. 3. Schemat ideowy hierarchicznej gazowo-gazowej elektrowni jądrowej z wysokotemperaturowym reaktorem i helium jako czynnikiem obiegowym (zarówno w obiegu wysoko-, jak i niskotemperaturowym mają miejsce jednostopniowe rozprężania i sprężania): C - wymiennik ciepłowniczy; C_{HP} , C_{LP} - sprężarki wysoko- i niskociśnieniowa; G - generator elektryczny; HTGR - wysokotemperaturowy reaktor jądrowy chłodzony heliem; H - wymiennik ciepła; T_{EW} , T_{En} - turboekspandery wysoko- i niskociśnieniowy (w przypadku elektrowni strumień ciepła Q_c jest wyprowadzany nie do sieci ciepłowniczej, a do otoczenia) [1, 3]

Reaktory SMR są, co należy z całą mocą powiedzieć, dopiero na etapie koncepcyjnym, a więc bardzo wczesnym. Upłynie więc jeszcze sporo czasu do ich powstania. Pierwsza elektrownia BWRX-300 ma rzekomo powstać już w 2030 r. w Kanadzie (dlaczego miałby to być reaktor BWR, a nie PWR?!). Czy tak będzie? Zdaniem autora artykułu z pewnością nie (sic!). Upłynie jeszcze co najmniej kilkanaście lat, gdy powstanie. Realnie elektrownie z reaktorami SMR mogą pojawić się dopiero na przełomie lat 30. i 40. obecnego wieku. Reaktory SMR mają być bowiem reaktorami IV generacji, tj. też mają być reaktorami inherentnie bezpiecznymi, jakimi są istniejące reaktory HTGR. W tym przypadku działa mają hydrostatyczne siły wyporu. Przeskalowanie wymiarów geometrycznych zarówno reaktorów PWR, jak i BWR nie stanowi problemu, ale aby w istotnie pomniejszonych reaktorach mogły działać siły wyporu, to jest to niemożliwe. Muszą zatem powstać i zostać doświadczalnie przetestowane niekonwencjonalne rozwiązania techniczne, które pozwolą na działanie naturalnej cyrkulacji wody chłodzącej reaktor wywołanej wspomnianymi hydrostatycznymi siłami wyporu (w obecnie pracujących elektrowniach z reaktorami PWR i BWR cyrkulację tę wymuszają pompy), by go wystarczająco intensywnie chłodzić oraz by podczas jakichkolwiek awarii odbierać także tzw. ciepło powyłłączeniowe zabezpieczając reaktor przed wybuchem wodoru, który powstaje w procesie radiolizy pary wodnej w wyniku braku chłodzenia rdzenia reaktora. Tak się wydarzyło z reaktorami BWR w Czarnobylu i Fukushima w następstwie zaniku zasilania w energię silników napędzających pompy cyrkulacyjne. Natomiast małe reaktory helowe HTGR o temperaturze helu wylotowego ok. 1300 K już istnieją i pracują. Ten typ reaktora jest ponadto uznawany jako szczególnie przydatny do skojarzonej gospodarki ciepło-elektrycznej.

Elektrownie w hierarchicznej technologii gazowo-gazowej [1] (rys. 3) z wysokotemperaturowym reaktorem jądrowym i heliem jako czynnikiem obiegowym powinny „zrewolucjonizować” energetykę. Również budowa elektrowni w tej technologii pozwoli w jeszcze większym stopniu to zrobić. W miejskich systemach ciepła sieciowego mogą być wykorzystywane reaktory HTGR o relatywnie małych mocach cieplnych. Koszty produkcji ciepła grzejnego będą wówczas bardzo małe [1, 3]. Zgodnie bowiem z ogólną zasadą zmniejszania niedoskonałości termodynamicznej procesów cieplnych, która mówi, że należy realizować procesy skojarzone, tj. procesy wytwarzające więcej niż jeden produkt użyteczny, nastąpi istotne zwiększenie efektywności ekonomicznej energetyki. Jednoczesne wytwarzanie dwóch lub więcej produktów użytecznych skraca łańcuch przemian termodynamicznych i tym samym zapewnia znaczne zmniejszenie strat egzergii. Znaczne efekty energetyczne skojarzonej gospodarki ciepło-elektrycznej są właśnie następstwem skrócenia łańcucha przemian termodynamicznych w porównaniu z gospodarką rozdzieloną, co przekłada się na dużą efektywność ekonomiczną procesów skojarzonych. Co więcej, niskie nakłady inwestycyjne na elektrownie gazowo-gazowe z reaktorem jądrowym HTGR i heliem jako

czynnikami obiegowym dodatkowo jeszcze spowodują ich wysoką, co bardzo ważne, opłacalność ekonomiczną. Bardzo ważne dlatego, bo to przecież ostatecznie efektywność ekonomiczna decyduje o stosowaniu konkretnych rozwiązań technologicznych i technicznych.

Obecnie można uzyskać oprocentowanie kapitału inwestycyjnego na budowę elektrowni jądrowych w wysokości już nawet od ok. $r = 1\%$ do ok. $r = 3\%$. Tak nisko oprocentowane kredyty są udzielane dzięki pośrednictwu agencji kredytów eksportowych (ang. *Export Credit Agency* - ECA). Agencje takie istnieją w krajach, które posiadają technologie jądrowe, np. we Francji i w USA. Podstawowym jednak warunkiem uzyskania takich środków jest wykorzystanie pożyczki na zakup towarów i usług w krajach ojczyстых, w których funkcjonują agencje ECA. Gwarancje rządowe dla inwestora istotnie przy tym wpływają na zmniejszenie tego oprocentowania. Jak wynika z rys. 4, jednostkowy koszt produkcji energii elektrycznej w bloku jądrowym z reaktorem wodnym dla wartości stopy $r = 3\%$ (oraz oczywiście i niższych) i dla czasu eksploatacji $T = 60$ lat (czas ten jest obecnie normą dla bloków jądrowych) wynosi nawet znacznie poniżej 200 PLN/MWh, a więc jest istotnie mniejszy od kosztów uzyskiwanych w pozostałych technologiach. Gdyby natomiast należało spłacić kredyt o oprocentowaniu $r = 3\%$ nie w okresie $T = 60$ lat, a w okresie $T = 20$ lat, to wówczas cena sprzedaży energii elektrycznej musiałaby wynosić powyżej ok. 280 PLN/MWh dla jednostkowych nakładów inwestycyjnych $i = 18$ mln PLN/MW oraz powyżej ok. 240 PLN/MWh dla jednostkowych nakładów inwestycyjnych $i = 15$ mln PLN/MW (dla stopy $r = 8\%$ oraz $i = 18$ mln PLN/MW cena ta musiałaby być wyższa od 419 PLN/MWh). Po okresie T lat, czyli gdy elektrownia jest już zamortyzowana, jednostkowy koszt produkcji energii elektrycznej wynosiłby już tylko 115 PLN/MWh.



Rys. 4. Jednostkowe koszty wytwarzania energii elektrycznej w elektrowni jądrowej z reaktorem wodnym w funkcji lat T jej eksploatacji dla jednostkowych nakładów inwestycyjnych i oraz stopy dyskonta r jako parametrów:
1 - $i = 18$ mln PLN/MW, $r = 8\%$,
2 - $i = 18$ mln PLN/MW, $r = 5\%$,
3 - $i = 18$ mln PLN/MW, $r = 3\%$,
4 - $i = 15$ mln PLN/MW, $r = 8\%$,
5 - $i = 15$ mln PLN/MW, $r = 5\%$,
6 - $i = 15$ mln PLN/MW, $r = 3\%$

Wówczas, przy utrzymaniu ceny sprzedaży energii elektrycznej na poziomie z lat spłaty kredytu, inwestor osiągałby wysokie zyski, co wiązałoby się z płaceniem wysokich podatków. Aby tego uniknąć, musiałby do rozwiązania tego problemu „zaprząć” zawczasu metody inżynierii finansowej i tak skonstruować dla wszystkich lat budowy i eksploatacji bloku harmonogram rocznych przepływów pieniężnych (ang. *cash flow*), tj. przychodów i wszelkich płatności związanych z kosztami finansowymi kredytu (tj. sumą odsetek od niego) oraz podatkami, by zmaksymalizować swój zysk. Należy zawsze przy tym jednak pamiętać, że wydłużanie łańcucha wszelkich płatności, tj. dokładanie do niego kolejnych ogniw, zawsze przynosi tylko straty. I jest to nie tylko fundamentalna zasada w ekonomii, ale we wszystkich dziedzinach nauki, co więcej, we wszystkich sferach życia. Postępując się kolokwializmem, należy powiedzieć, że wszelkie „kombinacje” przynoszą w konsekwencji zawsze wyłącznie złe skutki, chociaż prawdą jest też i to, że czasami zgodnie z przysłowiem zdarza się jednak, że *nie ma tego złego, co by na dobre nie wyszło*. Najgorsze w tym wszystkim jest jednak zdecydowanie to, że regułą jest, że światem, w interesie jego możliwych, zawsze rządziło, rządzi i z całą pewnością niestety będzie rządziło kłamstwo, a prawda wyłącznie taka, by nie powiedzieć dobitnie propaganda, która je uwiarygodnia.

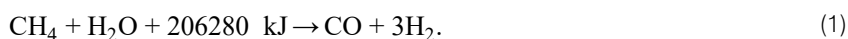
Należy powrócić jeszcze do wysokiego podatku od zysku, o którym wspomniano powyżej. Jak należy sądzić, a nawet należy z całą pewnością stwierdzić, bo jest to oczywiste, że najkorzystniejsze jest jak najszybsze spłacenie jak najtańszego



kredytu, co więcej, branego kolejnymi transzami w miarę postępu realizacji inwestycji, gdyż minimalizuje to koszt finansowy kredytu, a następnie po jego spłaceniu należy zmniejszyć cenę sprzedaży energii elektrycznej. Taki powinien być końcowy wynik analiz maksymalizujących zysk inwestora przeprowadzonych za pomocą wszelkich znanych z inżynierii finansowej sposobów uzupełniających finansowanie dowolnych inwestycji. Jest to grupa trzech sposobów: (1) rewolwing, (2) depozyty (mówiąc bez ogródek, pseudo zabezpieczenia) i (3) mechanizmy transferowe. Są to sposoby, w których stosowaniu prym wiodą korporacje ponadnarodowe wynajęte przez inwestora do realizacji inwestycji i załatwiające przy tym jednocześnie jej finansowanie. Jednak wykorzystują one te sposoby nie w interesie inwestora, a w złej wierze tylko po to, by zwiększyć swój zysk i nie płacić podatków w ogóle (straty ponosi wówczas inwestor oraz Skarb Państwa, w którym realizowana jest inwestycja, a więc i obywatele tego państwa; Skarb Państwa też może być inwestorem). Jak już powyżej wspomniano, sposoby te to mechanizmy tzw. cen transferowych (ang. *transfer pricing*), jest to również rolowanie części niespłaconego kredytu podstawowego za pomocą kolejnych tzw. pożyczek rewolwingowych, tj. odnawialnych kredytów obrotowych branych w wielu bankach. Kredyty te istotnie zwiększają koszt finansowy inwestycji (standardowo koszt finansowy kredytu wynosi od ok. 25% do 50% jego wartości, rewolwing może go zwiększyć nawet do 100%; jest to zatem zabójcza broń wymierzona w inwestora). Co więcej, zarabiają na tym banki mające z reguły siedzibę nie w kraju, w którym realizowana jest inwestycja, a w kraju siedziby centrali podmiotu, który został do jej realizacji wynajęty. W końcu sposobami zmniejszania zysku inwestora są też różnego rodzaju zabezpieczenia, których żąda realizujący inwestycję. Z reguły jest to konieczność zdeponowania przez zamawiającego inwestycję pewnej kwoty pieniędzy, z reguły bardzo dużej, na nieoprocentowanym (dla niego) rachunku w banku wskazanym przez podmiot wynajęty do jej realizacji (oczywiście realizujący inwestycję pobiera odsetki od tych pieniędzy). Mechanizmy cen transferowych natomiast pozwalają zagranicznym korporacjom, międzynarodowym koncernom, na transferowanie zysków za granicę. Tam gdzie państwo jest nieudolne, a prawo „dziurawe”, sztucznie manipulują w ramach koncernu zyskami i kosztami, tak aby zyski i straty były tam, gdzie im najwygodniej. Transferują nielegalnie zyski za granicę, na przykład w postaci opłat, będących oczywiście fikcyjnymi kosztami, na rzecz swoich central, w postaci opłat licencyjnych, bardzo wysokich opłat za ekspertyzy prawne, techniczne, finansowe, eksportują z kraju, w którym realizują inwestycję tanio, importują drogo, itd. Jak już zaznaczono, straty ponosi zawsze Skarb Państwa i jego obywatele. To oni przecież, odbiorcy energii, ostatecznie będą musieli płacić za elektryczność cenę, w której zawarte są wszystkie nieuzasadnione, bardzo mocno przy tym wywindowane koszty jej produkcji. Jeśli zatem coś należy zrobić dobrze, by nie powiedzieć dobitnie, że uczciwie, wydając przy tym środki finansowe w uzasadniony sposób - to należy postępować zgodnie z zasadą: *zrób to sam!* Jeżeli jednak inwestora nie stać, by samemu zrealizował inwestycję, to musi pogodzić się z faktem, że inwestycja będzie bardzo droga. Z uwagi na „kombinacje” inżynierii finansowej nawet dwa razy droższa, niż zrealizowałby ją sam, bowiem suma kosztów finansowych wszystkich kredytów będzie dorównywała nakładowi inwestycyjnemu. Wynajęcie zatem do budowy na przykład elektrowni jądrowej zagranicznego podmiotu, który jednocześnie załatwia jej finansowanie, jest najgorszym z najgorszych, bo najdroższym sposobem jej zbudowania. Dotyczy to oczywiście także każdej innej dowolnej inwestycji. Warto zatem by inwestor sam realizował inwestycję, nawet gdyby stopa oprocentowania kredytu wynosiła 5% i więcej.

A co z energetykami wodorową i amoniakalną? Niektórzy politycy, a także niestety niektórzy ludzie nauki, wskazują na nie, a nie na energetykę jądrową, jako na technologie mające mieć wiodącą rolę w powszechnej energetyce, przynajmniej w Europie. Jest to wręcz kuriozalny pogląd, jako że wodór i amoniak trzeba produkować. Tak, wodór i amoniak trzeba produkować (sic!), bo w przyrodzie w stanie wolnym nie występują! Należy zatem odpowiedzieć na pytanie: czy energetyki wodorowa i amoniakalna mają sens? Aby na nie odpowiedzieć, należy przyrzeć się stechiometrii produkcji wodoru i amoniaku. Właśnie ta konieczność produkcji, ale nie tylko, każe zastanowić się nad sensem energetyki wodorowej i amoniakalnej. Wyprzedzając wyniki przeprowadzonych poniżej krótkich, ale całkowicie wystarczających analiz, bo dotyczą one sedna sprawy, należy *expressis verbis* stwierdzić, że energetyki wodorowa i amoniakalna są termodynamicznym, technicznym, ekonomicznym i środowiskowym absurdem, i, na szczęście, są niemożliwe.

Wodór można produkować w procesie reformingu gazu ziemnego parą wodną (reakcja (1)) bądź dwutlenkiem węgla (reakcja (6)) lub w procesie zgazowania węgla (reakcja (9)). W procesie reformingu produkuje się go z paliw zawierających metan lub inne węglowodory. Na przykład, w przypadku metanu produkcja odbywa się według endotermicznej reakcji (potrzeby energetyczne na wysokotemperaturowe ciepło dla tej reakcji w temperaturze normalnej 25°C wynoszą 206 280 kJ na każdy kilomol CH₄; entalpia dewaluacji 1 kilomola metanu CH₄ w temperaturze normalnej 25°C wynosi 802 870 kJ, pary wodnej jest równa zero, tlenku węgla - 283 150 kJ/kmol, a 1 kilomola wodoru - 242 000 kJ):

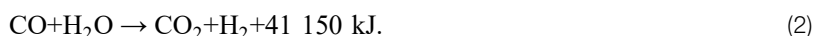


Dzięki dodaniu pary wodnej i podgrzaniu substratów reakcji do dostatecznie wysokiej temperatury, ok. 900-1400 K (im wyższa temperatura substratów, tym stan równowagi chemicznej przesuną się na korzyść produktów reakcji endotermicz-

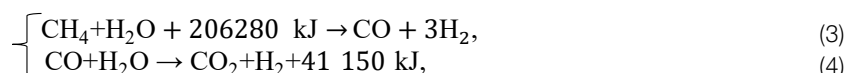


nej; aby stopień przereagowania był powyżej 90% realnie powinna to być temperatura 1200-1400 K), uzyskuje się zmianę składu chemicznego podgrzewanych substratów i energia chemiczna produktów reakcji, zgodnie z zasadą zachowania energii, która oczywiście obowiązuje nie tylko w przemianach fizycznych, ale i chemicznych, zostaje zwiększona o dostarczone ciepło.

Rodzi się pytanie: co zrobić z trującym czadem CO powstającym w wyniku reakcji reformingu (1)? Należy i do niego zastosować konwersję parą wodną. Zgodnie z reakcją egzotermiczną (wydziela się bowiem w tej reakcji 41 150 kJ ciepła z każdego kilomola CO; ilość ta odpowiada temperaturze normalnej 25°C; entalpia dewaluacji 1 kilomola dwutlenku węgla CO₂ wynosi zero) otrzymuje się CO₂ i H₂:

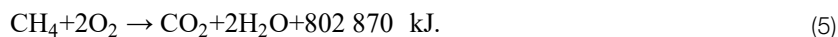


W konsekwencji z obu powyższych reakcji:

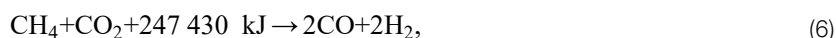


(4)

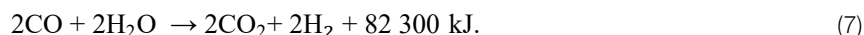
powstaje tyle samo CO₂ co w sytuacji, gdy CH₄ spala się bezpośrednio na przykład w turbinie gazowej:



A jak wygląda reakcja reformingu metanu dwutlenkiem węgla? Zgodnie z reakcją:



nie ma on całkowicie sensu, gdyż do powstałych wówczas 2 kilomoli tlenku węgla do jego konwersji na wodór w reakcji:



należałoby obok źródła CO₂ potrzebnego do zajścia reakcji (6) dysponować jeszcze źródłem pary wodnej, co znacznie podrażałoby koszt instalacji reformingu. Należałoby zatem spalać powstały tlenek węgla:

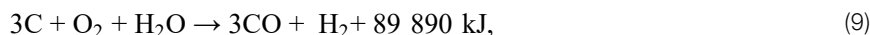


w wyniku czego, tak jak w reakcji (7), również powstawałoby dwa razy więcej dwutlenku węgla. Zamiast zatem ograniczać ilość CO₂, w wyniku reformingu metanu dwutlenkiem węgla dwukrotnie zwiększałaby się jego ilość.

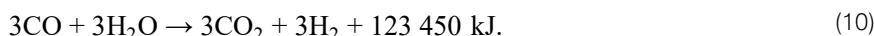
Należy ponadto *expressis verbis* zaznaczyć, że reakcja (1) reformingu metanu parą wodną ma sens wyłącznie wtedy, gdy dysponuje się wysokotemperaturowym ciepłem odpadowym (ze względu na stan równowagi chemicznej produktów reakcji najlepiej byłoby, jak już zaznaczono, gdyby była to temperatura ok. 1200-1400 K). Mogą to być na przykład wysokotemperaturowe spaliny odlotowe z instalacji przemysłowych. W ten sposób byłaby bowiem realizowana chemiczna regeneracja ciepła odpadowego, a więc miałyby miejsce oszczędność energii chemicznej paliw dzięki wykorzystaniu właśnie tego ciepła. W przypadku jego braku, aby mogła zajść endotermiczna reakcja (1), należałoby spalać paliwa kopalne (co generowałoby kolejne ilości dwutlenku węgla), by dostarczyć do niej ciepło w ilości 206 280 kJ na każdy kilomol CH₄ (jest też absurdalny pomysł, by ciepło to pochodziło ze specjalnie w tym celu budowanych reaktorów wysokotemperaturowych z helem jako czynnikiem chłodzącym rdzeń reaktora i następnie by ten hel o temperaturze ok. 1300 K był doprowadzany do instalacji reformingu; trudno nawet skomentować tak absurdalny pomysł!). Należy przy tym pamiętać, że straty energii w dwóch reakcjach są oczywiście zawsze większe niż w jednej. Wydłużanie bowiem łańcucha przemian termodynamicznych zawsze zwiększa straty. Tak więc zgodnie z zasadą zachowania energii - energetyczny efekt końcowy dla jednej reakcji, tj. bezpośredniego spalania paliw kopalnych, jest większy niż przy trzech reakcjach, tj. dwóch reakcjach reformingu i trzeciej reakcji spalania w instalacjach energetycznych wyprodukowanego wodoru w tych dwóch pierwszych. Co równie bardzo ważne, jeśli nie ważniejsze, efektywność ekonomiczna produkcji energii elektrycznej za pomocą jednej reakcji jest, co oczywiste, nieporównywalnie wyższa niż w trzech. Każda bowiem reakcja wymaga nakładów inwestycyjnych na instalacje do jej realizacji, które niosą ze sobą roczne koszty kapitałowe i eksploatacyjne ich działania.



A jak wygląda sytuacja produkcji wodoru w procesie gazyfikacji węgla? Analizując jego stechiometrię (entalpia dewaluacji w temperaturze normalnej 25°C 1 kilomola węgla C wynosi 393 780 kJ, a tlenu O₂ jest równa zeru):



i stosując konwersję parą wodną do powstałych w tej reakcji 3 kilomoli trującego czadu CO, otrzymuje się 3 kilomole dwutlenku węgla CO₂:



Okazuje się zatem, co oczywiste, że ilość dwutlenku węgla powstała w procesie zgazowania węgla jest identyczna, jak przy jego bezpośrednim spalaniu na przykład w kotle w elektrowni:



Tak więc i zgazowanie węgla, i wykorzystywanie wyprodukowanego wodoru, tak jak w przypadku reformingu gazu ziemnego, też wymaga trzech reakcji. Przeprowadzona zatem kilka linijek powyżej króciutka analiza termodynamiczno-ekonomiczna produkcji energii elektrycznej z wodoru otrzymywanego z reformingu gazu ziemnego jest słuszna i dla jej produkcji z wodoru otrzymywanego ze zgazowania węgla.

Powyższe reakcje dowodzą, że energetyka wodorowa w najwyższym stopniu to absurd! Jej celem ma przecież być ograniczenie emisji CO₂, aby zapobiec efektowi cieplarnianemu, a tymczasem będzie on przez nią wielokrotnie większy (interesującymi artykułami o zmianach klimatu wywołanymi tzw. efektem cieplarnianym są pozycje [4-8, 11]). Jak bowiem wynika z reakcji (1)-(11), energetyka wodorowa generuje nie tylko identyczną (sic!) ilość CO₂ jak energetyka konwencjonalna bezpośrednio spalająca paliwa kopalne, ale dodatkowo generuje parę wodną powstającą ze spalania wodoru, która jest w wielokrotnie większym stopniu, ok. 6 razy, gazem cieplarnianym niż CO₂ (sic!). Należy zatem jeszcze raz bardzo dobitnie powiedzieć, że energetyka wodorowa przyczyni się wielokrotnie bardziej do efektu cieplarnianego, ponieważ będzie on spowodowany nie tylko CO₂ powstałym przy produkcji wodoru, ale i dodatkowo parą wodną. Nic w przyrodzie nie ginie i tak jak pozostaje dla tych reakcji słuszna zasada zachowania energii, tak i ilość pierwiastków biorących udział w tych reakcjach pozostaje niezmienna, i żadne „kuglarstwo wodorowe” tego nie zmieni!

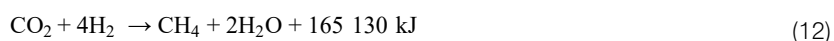
Czemu i komu zatem ma służyć energetyka wodorowa? Należy w tym miejscu zadać też kolejne, wręcz fundamentalne pytania: co dzieje się z nauką, co z jej rzetelnością naukową? Dlaczego została tak oderwana od prawdy? Dlaczego niektórzy ludzie nauki wbrew prawdzie o energetyce wodorowej ją popierają? Prawdy, której powinna przecież nauka poszukiwać i z całą mocą, bez żadnych kompromisów, jej służyć. A nie służyć interesom kierujących się wyłącznie chęcią ciągłych zysków przedsiębiorców, którzy są w stanie je osiągać tylko przez dostarczanie na rynek kolejnych nowości technicznych i lobbujących na ich rzecz polityków. Bo istotą nauki jest przecież stawianie pytań o prawdy otaczającego nas świata i odpowiadanie na nie, a nie powielanie propagandy, która, jak to propaganda, z prawdą nie ma nic wspólnego. Dlaczego nauka, delikatnie mówiąc, w tak dużym stopniu została też oderwana od zdrowego rozsądku? Jest jeszcze inny wymiar energetyki wodorowej, bardzo groźny. Jest nim chęć zdominowania gospodarczego i politycznego jednych państw przez państwa posiadające duże złoża gazu ziemnego, a także państwa handlujące tym gazem (należy przypomnieć, że wódór miałby być produkowany z gazu - reakcja (1)). Należałoby zatem, by nie tylko niektórzy ludzie nauki, ale i politycy sięgnęli po wiedzę i z jej pomocą poszukiwali prawdy, a nie powielali celowe, szkodliwe kłamstwa i absurdy o energetyce wodorowej. Co więcej, nakłady inwestycyjne na energetykę wodorową są wielokrotnie większe w porównaniu z energetyką konwencjonalną. Zatem koszt wytworzenia w niej energii elektrycznej też będzie wielokrotnie większy. Kogo będzie wówczas na nią stać?

Rzeczywistość i logika jednoznacznie wskazują, że pomysł dekarbonizacji energetyki, a więc system handlu emisjami dwutlenku węgla EU ETS (ang. *European Union Emission Trading Scheme*) i w konsekwencji energetyka wodorowa powstały w głowach polityków i zostały wprowadzone w Europie przy ich pomocy. Dekarbonizacja, system EU ETS oraz energetyka wodorowa służą wyłącznie ich interesom. Tak samo ma się rzecz z odnawialnymi źródłami energii (OZE), w których produkcja energii elektrycznej jest znikoma i przy tym bardzo droga, wielokrotnie droższa od produkcji w elektrowniach konwencjonalnych. Kolejny raz należy *expressis verbis* powiedzieć, że forsowana dekarbonizacja energetyki, EU ETS, OZE oraz energetyka wodorowa mają zatem na celu służyć interesom przedsiębiorców i polityków. Dlatego należy jak najszybciej wrócić w energetyce do węgla i jednocześnie budować energetykę jądrową (sic!).

Jeszcze większym absurdem jest produkcja wodoru w procesie elektrolizy wody. Fundamentalną bowiem wadą produkcji wodoru w bardzo drogiej elektrolizerach (jednostkowe, na jednostkę mocy elektrycznej, nakłady inwestycyjne na elektrolizery wynoszą co najmniej ok. 8,5 mln PLN/MW, są więc znacząco wyższe nawet od wysokich jednostkowych nakładów wynoszących ok. 6,5 mln PLN na elektrownie na nadkrytyczne parametry pary świeżej) jest to, że z ilości ok. 180 MJ energii elektrycznej, najszlachetniejszej postaci energii w każdym tego słowa znaczeniu, 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, tj. tylko 33% energii elektrycznej wykorzystanej do jego produkcji ($60 \text{ MJ} = 0,33 \cdot 180 \text{ MJ}$). Pozostałe 67% energii jest zatem bezpowrotnie tracone (sic!). Produkcja taka jest zatem „termodynamicznym barbarzyństwem”, jest absurdem nad absurdami! Wkładamy bowiem 180 MJ energii elektrycznej, by za bardzo duże pieniądze otrzymać z nich zaledwie 60 MJ energii elektrycznej. Ponadto, aby z tego wodoru produkować energię elektryczną, należałoby dodatkowo zainwestować znaczne środki finansowe na elektrownie go spalające. Obecnie wodór pozyskiwany jest głównie w procesie reformingu gazu ziemnego parą wodną zgodnie z reakcją endotermiczną (1) (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, jak już wyżej wspomniano, wynoszą ok. 206 MJ/kmol CH_4 . Są więc ponad 5 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 13–15 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 m_n^3 ; w przeliczeniu na jednostkę energii to ok. 8 PLN/GJ; gazy te są zatem 4 razy tańsze od rosyjskiego gazu ziemnego; obecnie te relacje przez wywołaną przez Rosję wojnę zostały bardzo mocno zachwiane). Roczna sumaryczna ilość tych gazów w Polsce dostępna dla reformingu wynosi ok. 2,5 mld m_n^3 , 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.

Obecnie wodór jest produkowany wyłącznie na potrzeby branży chemicznej, petrochemicznej, metalurgicznej (i np. do napędu statków kosmicznych) i tak powinno zostać. Produkcja ta odbywa się głównie w procesie reformingu gazu ziemnego parą wodną zgodnie z reakcją endotermiczną (1). Co więcej, by produkować tyle wodoru, który byłby w stanie zaspokoić potrzeby energetyczne świata, zabrakłoby na nim wszystkich razem wziętych elektrowni, gdyby chciał go produkować w procesie elektrolizy wody. Nawet gdyby dodatkowo pokryć całą kulę ziemską turbozespołami wiatrowymi i panelami fotowoltaicznymi, to i tak produkcja wodoru z wykorzystaniem wyprodukowanej w nich energii elektrycznej byłaby znikoma w porównaniu do potrzeb energetycznych świata. Należy przy tym ponadto pamiętać, co szalenie ważne, że zużycie energii w rachunku ciągnionym, tj. zużycie całkowitej energii począwszy od wydobycia surowców potrzebnych do wyprodukowania i zainstalowania OZE, szczególnie paneli fotowoltaicznych, jest większe niż są one w stanie same wytworzyć w czasie swojej pracy [8]. A jeszcze należy doliczyć energię potrzebną do ich utylizacji. Co równie bardzo ważne, zarówno te na lądzie, jak i na morzu nie mają również sensu ekologicznego. Zaśmiecają bowiem i niszczą w bardzo dużym stopniu środowisko naturalne, zaśmiecają także krajobraz. Na przykład zużyte łopaty turbozespołów wiatrowych po ich zakopaniu w ziemi nigdy się nie rozłożą, będą zaśmiecały środowisko raz na zawsze.

Są też, co należy *expressis verbis* powiedzieć, absurdalne pomysły, by wykorzystywać wodór do produkcji metanu zgodnie z reakcją egzotermiczną:



(bardzo duża ilość ciepła wydzielanego w czasie reakcji równa jest różnicy wartości opałowych wodoru i metanu; wartość opałowa 1 kilomola wodoru $MW_d = 242 \text{ MJ/kmol}_{\text{H}_2}$; $1 \text{ kmol}_{\text{H}_2} = 2 \text{ kg}_{\text{H}_2}$, wartość opałowa metanu równa się $MW_d = 802,87 \text{ MJ/kmol}_{\text{CH}_4}$, $W_d = 50,15 \text{ MJ/kg}_{\text{CH}_4}$; $1 \text{ kmol}_{\text{CH}_4} = 16 \text{ kg}_{\text{CH}_4}$). Są niestety „mędrcy”, którzy twierdzą, że taka produkcja jest dobrodziejstwem, gdyż dzięki niej wiązany jest dwutlenek węgla powstały ze spalania węgla w elektrowniach w procesie produkcji energii elektrycznej, a więc automatycznie znika jego problem. Świadczy to o całkowitym braku pojmowania zachodzących reakcji i zjawisk termodynamicznych. By pozbyć się CO_2 „niszczy” się bowiem energią elektryczną z poziomu $1440 \text{ MJ} = 4 \text{ kmol}_{\text{H}_2} \cdot 2 \text{ kg}_{\text{H}_2} / \text{kmol}_{\text{H}_2} \cdot 180 \text{ MJ/kg}_{\text{H}_2}$ do poziomu ok. 400 MJ, a więc niemalże w 75% (z 1 kilomola metanu można otrzymać ok. 400 MJ energii elektrycznej). Przecież niemalże na to samo wyszłoby, gdyby jej nie produkować w ogóle. Nie trzeba by wówczas wydawać dużych pieniędzy na budowę elektrowni. Ma-



to tego, aby „likwidować” CO_2 należy budować dodatkowo znacznie droższe inwestycyjnie na jednostkę zainstalowanej mocy instalacje niszczące wyprodukowaną energię elektryczną, tj. instalacje do produkcji wodoru i metanu. „Genialny” pomysł, produkuje się elektryczność za duże pieniądze tylko po to, by za jeszcze większe móc ją następnie „zniszczyć”. Absurd! Absurd ten potęguje dodatkowo fakt, że po spaleniu (patrz reakcja (5)) otrzymanego w reakcji (12) metanu powstaje identyczna ilość dwutlenku węgla jak ta, która wzięta w niej udział. Powraca się zatem w konsekwencji do punktu wyjścia, gdyż z 1 kilomola CO_2 (reakcja (12)) otrzymuje się na końcu ponownie 1 kilomol CO_2 (reakcja (5))! A wodór przecież po to miałby być produkowany, by nie dopuszczać do powstawania CO_2 . Tymczasem powstaje go dokładnie tyle samo i przy tym za ogromne pieniądze oraz kosztem utraconej przeogromnej ilości energii elektrycznej, najcenniejszej postaci energii, do której otrzymywania ze wszech miar się przecież dąży. To ona jest głównym celem, gdyż bez niej współczesny świat nie może istnieć! Jeszcze raz należy zatem z całą mocą stwierdzić, że produkcja metanu w reakcji (12) to wręcz przeogromny termodynamiczny, ekonomiczny i ekologiczny absurd! Co gorsze, są w tym przedmiocie realizowane granty! Kto na to pozwolił, kto do tego dopuścił! Czemu to służy? Służy to nachalnemu kłamstwu o rzekomym globalnym ociepleniu w wyniku emisji CO_2 [4-9, 11] i wynikającej z niego rzekomej konieczności budowy OZE (należy ponownie dobitnie zaznaczyć, że powstała para wodna ze spalania wodoru jest w wielokrotnie większym stopniu gazem cieplarnianym niż CO_2). Źródła OZE są wyłącznie źródłem odnawialnym rok w rok przeogromnych dopływów pieniędzy dla ich właścicieli, rzędu setek mld euro (należy w tym miejscu ponownie napisać, że OZE produkują wyłącznie znikome ilości energii elektrycznej), dewastując przy tym, wręcz niszcząc na ogromną skalę środowisko, co odbywa się, co najgorsze, w majestacie prawa i rzekomo dla dobra ludzkości! Aby bowiem elektryczność z OZE mogła istnieć na rynku energii elektrycznej wymaga przeogromnych, kilkudziesięciu mld rocznych dotacji ze Skarbu Państwa. Na przykład w Niemczech kilka lat temu dotacje te wynosiły rocznie 30 mld euro (sic!), gdy moc zainstalowanych turbozespołów wiatrowych wynosiła 36 000 MW, a fotowoltaiki 38 000 MW (dopłaty do każdej megawatogodziny wyprodukowanej energii elektrycznej w turbozespołach wiatrowych wynosiły 160 euro, w źródłach fotowoltaicznych 430 euro; obecnie w Niemczech moc turbozespołów to już 56 GW). W Polsce od 2006 do 2020 r. subwencje wyniosły 76 mld PLN, a obecnie wynoszą ponad 10 mld PLN rocznie. Za te już wypłacone ze Skarbu Państwa pieniądze można by wybudować w Polsce elektrownie jądrowe z reaktorami wodnymi pracujące według obiegu Clausiusa-Rankine’a o mocy rzędu 5 tys. MW.

Jeszcze większym absurdem byłaby energetyka, w której paliwem miałby być amoniak NH_3 . Niektórzy ludzie nauk inżyniersko-technicznych nazywają ten „paliwowy” amoniak „zielonym” (również zielonym nazywają wodór), że niby jest ekologiczny, co jest nonsensem (sic!). Ilości amoniaku na potrzeby produkcji energii elektrycznej wynosiłyby mld ton rocznie. O amoniaku należy z całą mocą mówić, jeśli dalej używać „kolorów”, że jest wyjątkowo „czarnym” paliwem, nieporównanie bardziej „czarnym” niż wodór, jako że jego produkcja i spalanie w jeszcze większym stopniu zanieczyszczałyby i dewastowałyby środowisko naturalne. Podczas spalania amoniaku powstawałyby oprócz pary wodnej bardzo szkodliwe tlenki azotu.

Do produkcji amoniaku potrzebne są nie tylko instalacje przemysłowe wytwarzające wodór, ale dodatkowo jeszcze dwie instalacje. (1) Droga inwestycyjnie instalacja do produkcji azotu i (2) jeszcze droższa instalacja do syntezy azotu z wodorem. Co więcej, potrzeby na energię napędową do produkcji amoniaku są ogromne. Do tego należałoby dodać jeszcze energię i koszty jego transportu do miejsca jego spalania w elektrowniach i elektrociepłowniach. W sumie więc koszt produkcji amoniaku NH_3 byłby wielokrotnie wyższy od kosztu produkcji wodoru [3]. W konsekwencji koszt wytwarzania z niego energii elektrycznej byłby niebotycznie wysoki, wielokrotnie wyższy od kosztu jej produkcji z wodoru.

Jak już zaznaczono wyżej, OZE są zatem wyłącznie źródłem nieuzasadnionych, przeogromnych corocznych korzyści finansowych dla ich właścicieli. W Polsce są to w głównej mierze właściciele niemieccy [10, 12]. Trzeba ponadto zaznaczyć, że OZE nie są w stanie wyprodukować energii elektrycznej, by zniwelować skutki jej „niszczenia” w elektrowniach konwencjonalnych. Aby pokryć straty spowodowane przez OZE, aby otrzymać na powrót te 1040 MJ (= 1440 - 400) energii elektrycznej, trzeba w dwójnasób spalać węgiel! Należy do tego dodać mln ton węgla spalanego podczas setek uruchomień bloków po ich wyłączeniach z ruchu w wyniku „działalności” OZE. Podczas rozruchu bloków energia elektryczna nie jest przy tym oddawana do sieci. Jak to wszystko zatem się ma do rzekomo koniecznej dekarbonizacji energetyki rzekomo dla dobra ludzkości?! Co więcej, emisja CO_2 przez energetykę krajów europejskich to zaledwie ok. 5% emisji światowej pochodzącej ze spalania paliw kopalnych. Ta światowa emisja paliwowa stanowi natomiast zaledwie 3,3% emisji globalnej CO_2 (5% emisji energetyki europejskiej stanowi zatem $0,16\% = 0,05 \cdot 0,033$ emisji globalnej, a więc prawie zero!). Gdzie zatem reszta? Oceany produkują 41,4% CO_2 , a biosfera 55,3% (np. człowiek wydycha codziennie 1 kg CO_2 , przy wysiłku 4 kg CO_2). Nawet zatem całkowita likwidacja przez zamknięcie nie tylko polskich, ale wszystkich światowych elektrowni na paliwa kopalne (oczywiście bez elektrowni jądrowych) zmieni tyle, co nic. Mało tego, tak jak człowiekowi do życia niezbędny jest tlen, tak biosferze poza istotami żywymi do istnienia niezbędny jest dwutlenek węgla. Bez niego świat, jaki znamy i w jakim żyjemy, zginie. □

Bibliografia:

1. Bartnik R.: Elektrownie i elektrociepłownie jądrowe z reaktorami HTGR i SMR. Efektywność energetyczna i ekonomiczna. Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa 2024.
2. Bartnik R.: Elektrownie i elektrociepłownie gazowo-parowe. Efektywność energetyczna i ekonomiczna, WNT, Warszawa 2009 (reprint 2012 WNT, 2017 PWN).
3. Bartnik R.: Elektrownie i elektrociepłownie w hierarchicznej technologii gazowo-gazowej. Efektywność energetyczna i ekonomiczna, Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa 2022.
4. Jaworowski Z., Bober M.: Ocieplenie klimatu - to kłamstwo wymierzone w naszą cywilizację, Klub Inteligencji Polskiej, 2015, <http://www.klubinteligencjipolskiej.pl/2015/09/ocieplenie-klimatu-to-klamstwo-wymierzone-w-nasza-cywilizacje/> (dostęp 18.10.2023).
5. Raport o stanie klimatu wskazuje, że nadciąga nowa epoka lodowcowa, zmianynaziemi.pl, 2015, <http://zmianynaziemi.pl/wiadomosc/raport-o-stanie-klimatu-wskazuje-ze-nadciaga-nowa-epoka-lodowcowa>.
6. Taylor J.: Globalny kryzys klimatyczny nie istnieje, tysol.pl, 2019, <https://www.tysol.pl/a34037--Wideo-Globalny-kryzys-klimatyczny-nie-istnieje-James-Taylor-z-Heartland-Institute-z-USA->.
7. Chłód, zamiast ocieplenia. Epoka lodowcowa nadejdzie w 2021?, [geekweek.interia.pl, 2019, https://geekweek.interia.pl/2019](https://geekweek.interia.pl/2019), https://geekweek.interia.pl/historia/news-chlod-zamiast-ocieplenia-epoka-lodowcowa-nadejdzie-w-2021_nld.3210028.
8. Górny G.: Czy zielona transformacja zniszczy środowisko naturalne?, wpolityce.pl, 2023, <https://wpolityce.pl/swiat/637441-czy-zielona-transformacja-zniszczy-srodowisko-naturalne>.
9. Nasz Wywiad: Prof. Franco Battaglia: Ten domniemany kryzys klimatyczny to domek z kart, który musi się w końcu zawalić, wpolityce.pl, <https://wpolityce.pl/polityka/652941-wywiad-prof-battaglia-kryzys-klimatyczny-to-domek-z-kart>.
10. Firmy z Niemiec zdominują inwestycje w polskim wietrze, cire.pl, 2019, <https://www.cire.pl/item.174425.1.0.0.0.0.0.firmy-z-niemiec-zdominuja-inwestycje-w-polskim-wietrze.html>.
11. Prof. Marks: Globalnie wpływ człowieka na klimat jest znikomy albo żaden (dorzeczy.pl).
12. Niemieckie wiatraki od prądu jak miś z filmu Barei (wpolityce.pl).

REKLAMA

XII Konferencja „Nowe kierunki Kogeneracji” 4-6 lutego 2025 r., Ciechanów



KOGENERACJA

- > PRZYSZŁOŚĆ DŁUGOTERMINOWA KOGENERACJI,
- > KORZYŚCI PRAWNE, FINANSOWE I ŚRODOWISKOWE,
- > KOGENERACJA ROZPROSZONA,
- > KORZYŚCI EKSPLOATACYJNE - DANE TECHNICZNE,
- > PRZYKŁADY INSTALACJI KOGENERACYJNYCH
- DOŚWIADCZENIA PRAKTYCZNE,
- > ROZWIĄZANIA W DZIEDZINIE KOGENERACJI
- WYBÓR TECHNOLOGII, ORAZ FINANSOWYCH OPCJI
REALIZACJI PROJEKTU,
- > MOŻLIWOŚĆ ZASTOSOWANIA TRIGENERACJI.



Partner:



Organizator:



Szczegóły: www.nowa-energia.com.pl



■ Dr Szymon Sikorski¹,

■ Aleksander Sikorski²

„Robić nic”

Pomysł na siebie co dziesiątego młodego Polaka

Niniejsza analiza nawiązuje do materiałów opublikowanych dotychczas na łamach „Nowej Energii”, w tym szczególnie „Kompetencje przyszłości. Czyli jakie?”³, ale także jest poszerzeniem artykułu „Inwestowanie w siebie zawsze się opłaca - zachęta do pracy nad sobą” oraz nawiązaniem do „Uwierzmy w siebie”⁴, które ukazały się w „Newsletterze Forum Ekonomicznego”⁵. Ma również na celu wskazanie szeregu problemów, z którymi borykają się nowoczesne społeczeństwa i stanowi zachętę do pogłębionej refleksji i dyskusji.



Moda, czy nieroztropność?

To pytanie nasuwa się po analizie danych Eurostatu opublikowanych 14 czerwca 2024 r. przez portal „money.pl”. Wynika z nich, że w 2023 r. „11,2% młodych ludzi w wieku 15-29 lat w UE nie było ani zatrudnionych, ani nie edukowało się. Jest to spadek o 0,5 punktu procentowego w porównaniu z rokiem poprzednim. W ciągu ostatniej dekady widoczne było znaczne obniżenie odsetka osób z kategorii NEET (ang. *not in education, employment or training*, nie uczących się, nie pracujących ani nie szkolących się) w tej grupie wiekowej. W 2013 r. wskaźnik ten wynosił 16,1% i od tego czasu stale malał, z wyjątkiem 2020 r., kiedy to zanotowano wzrost związany z pandemią COVID-19⁶. W tym zestawieniu młodzi Polacy uplasowali się poniżej unijnej średniej, gdyż odsetek ten wyniósł 10,4%. Jest to nadal dużo, zwłaszcza gdy uświadomimy sobie, że oznacza to, iż co dziesiąty młody człowiek w naszym kraju nie pracuje i się nie uczy, pozostając na utrzymaniu rodziców. Stanowi to problem nie tylko dla państwa, ale i dla rodziny. Nie jest to bynajmniej jedynie polski problem, gdyż jak 26 października 2023 r. informował portal „rp.pl” „75-letnia Włoszka miała dość utrzymywania swoich dorosłych synów i zdecydowała się na skierowanie przeciw nim sprawy do sądu⁷. Na mocy wyroku 40-letni mężczyźni musieli opuścić rodzinny dom. To jeden z przykładów, lecz z pewnością nieodosobnionych. Z drugiej strony rosnące koszty życia zmuszają wielu 40-latków do korzystania z pomocy rodziców. Widoczne jest to także w USA, gdzie na skutek wzrostu czynszów (ok. 60% w przeciągu 8 lat) wielu pracujących młodych ludzi nie stać na samodzielność. Z ankiety przeprowadzonej jesienią 2023 r. przez Pew Research Center wynika, że „tylko 16% osób w wieku od 18 do 24 lat stwierdziło, że są całkowicie niezależne finansowo, podczas gdy w 1980 r. przyznało tak aż 32% 22-latków. W ciągu ostatniej dekady odsetek

rodziców, którzy twierdzą, że wspierali dorosłe dziecko, podwoił się, do około 60% w 2023 r. z około 30% w 2013 r. Niektórzy rodzice zgłosili, że wydają średnio 1400 dol. miesięcznie, pomagając swoim dorosłym dzieciom w zakupach spożywczych, czesnym i nie tylko⁸. Nie należy się zatem dziwić, że odsetek osób w wieku od 25 do 34 lat mieszkających z rodzicami w Stanach Zjednoczonych wzrósł o 87% w ciągu ostatnich dwóch dekad⁹. Dane te potwierdzają bardzo niepokojący trend obserwowany w USA, polegający na zaniku klasy średniej. Chociaż nadal pozostaje ona najliczniejszą grupą o najwyższych dochodach, to jednak według innego raportu Pew Research Center w ciągu pięciu dekad, od 1971 do 2021 r., odsetek

firmy¹², co może tłumaczyć rosnące koszty żywności.

Wracając do charakterystyki zjawiska NEET, warto pamiętać, że jest ono znane od wielu dekad. W Polsce w okresie stalinizmu walczono z nim nie tylko przez systemowy nakaz pracy, lecz także przez napiętnowanie tej postawy w świadomości społecznej. To właśnie w tym celu m.in. powstał plakat namalowany w 1951 r. przez Jana Tarasina z hasłem „Bumelant to dezerter z frontu walki o pokój i silną Polskę”. Pozostawiając jednak aspekt socrealistycznego zaangażowania, warto poszukać przyczyn, dla których tak wielu młodych ludzi decyduje się na to, by, cytując wypowiedź Krzysia z opowiadania Alana A. Milne’a „Kubuś Puchatek”,

„ Pozostając przy dorosłych, coraz częstszym zjawiskiem decydującym o gap year jest znużenie pracą. Jak 4 lipca 2024 r. podał portal „businessinsider.pl”, powołując się na dane Instytutu Gallupa, „w lutym tylko 30% pracowników w USA stwierdziło, że jest w pełni zaangażowanych w swoją pracę”. Pozostałe 70% nie wykonuje swej pracy na miarę możliwości i zgodnie z warunkami angażu, a przywołane wyniki są najgorsze od 11 lat

dorosłych członków klasy średniej spadł z 61 do 50%¹⁰. Co więcej, „od 1970 do 2021 r. udział jej zarobków w całkowitych dochodach mieszkańców kraju zmniejszył się o 20% - z 62 do 42%. W tym samym czasie udziały zarobków Amerykanów o wysokich dochodach wzrosły z 29 do 50%. Stało się tak, mimo że grupa ta jest w USA wciąż o połowę mniejsza niż klasa średnia¹¹. Stan ten zdaje się kończyć ideę „amerykańskiego snu”, a w części dotyczącej rozwarstwienia majątkowego zgodny jest z raportem organizacji Oxfam, zaprezentowanym w czasie tegorocznego Światowego Forum Ekonomicznego w Davos, z którego wynika m.in., że „1% najbogatszych ludzi na świecie jest właścicielem wszystkich światowych aktywów finansowych, a 40% światowego rynku nasion posiadają dwie

„robić nic”. Jak się wydaje przyczyn tego zjawiska można szukać w rozczarowaniu, zmęczeniu życiem, nauką - ale także pogoni za modą, odgrywającą wśród ludzi „pokolenia Z” (urodzeni w latach 1995-2012), czy „Alpha” (urodzeni po 2010 r.) bardzo ważną rolę. By zatem jakoś modnie wytłumaczyć „robienie nic”, pojawił się termin „gap year” - tłumaczony jako rok przerwy między ważnymi etapami życia i zapożyczony z Zachodu. O ile w przypadku ludzi dorosłych wiąże się on z koniecznością wcześniejszego zabezpieczania środków finansowych na nowe działania, to w przypadku ludzi młodych koszt przerzucany jest na rodziców - i tu jest problem.

Pozostając przy dorosłych, coraz częstszym zjawiskiem decydującym o gap year jest znużenie pracą. Jak

4 lipca 2024 r. podał portal „businessinsider.pl”, powołując się na dane Instytutu Gallupa, „w lutym tylko 30% pracowników w USA stwierdziło, że jest w pełni zaangażowanych w swoją pracę”¹³. Pozostałe 70% nie wykonuje swej pracy na miarę możliwości i zgodnie z warunkami angażu, a przywołane wyniki są najgorsze od 11 lat. Pojawił się nawet termin zwany jako „ciche rezygnacje”, który polega na niewykonywaniu pracy. To nie tylko powoduje straty przedsiębiorstwa, ale też psychicznie męczy pracowników. Jednak jest to bardziej złożone zjawisko. Jak się wydaje, powodami braku poczucia sensu wykonywanej pracy mogą być „niejasny podział obowiązków, brak możliwości rozwoju w danej firmie, brak feedbacku i docenienia ze strony przełożonego, kiepska atmosfera w zespole, nierealistyczne cele i terminy”¹⁴ oraz zbyt długa praca. Z danych Eurostatu za 2023 r., które 31 maja 2024 r. omówił portal „samorząd.pap.pl”, wynika, że jesteśmy „w ścisłej czołówce państw UE, w których pracuje się najdłużej. O ile w 2023 r. faktyczny tygodniowy czas pracy osób w wieku 20-64 lata w UE w ich głównej pracy wynosił średnio 36,1 godziny, o tyle w Polsce było to o ponad 3 godziny więcej (...). Najdłuższe tygodnie pracy odnotowano w Grecji (39,8 godz.), Rumunii (39,5), Polsce (39,3) i Bułgarii (39,0). Z kolei najkrótszy tydzień pracy miała Holandia (32,2 godz.), a za nią uplasowały się Austria (33,6) i Niemcy (34,0)”¹⁵. Może zatem wobec zmęczenia i braku czasu na aktywności pozazawodowe dodatkowe benefity przestają mieć znaczenie. Coraz częściej powraca zatem pomysł 4-dniowego tygodnia pracy. 6 maja 2024 r. portal „businessinsider.pl” podał przykład Madeleine Niebauer, założycielki i dyrektorki generalnej startupu vChief, która wprowadziła 4-dniowy tydzień pracy i zauważyła, że pomogło to utrzymać i pozyskać kompetentnych i zmotywowanych pracowników, zaś płac nie obniżono do 80% normalnego uposażenia, ale utrzymano je na poziomie średniej w tej branży¹⁶. Warto także zaznaczyć, że nowy premier Wielkiej Bry-

tanii Keir Starmer tydzień pracy kończyć będzie w piątki o godzinie 18, aby móc spędzać czas z rodziną i uczestniczyć w kolacjach szabatowych, w czasie których modli się z bliskimi¹⁷, chociaż w tym samym materiale premier zaznaczył, że jest ateistą. Jednak warto pamiętać, że ten polityk jest także autorem innej wypowiedzi: „Nie chcę Wielkiej Brytanii, w której młodzi ludzie z naszych wspaniałych miast i miasteczek nie mają innego wyjścia, jak tylko wyjechać. Drenaż mózgów, nie tylko do Londynu, czy Edynburga, ale i do Lyonu, Monachium i Warszawy. To nie jest przyszłość, na jaką zasługuje nasz kraj”¹⁸, o czym 27 lutego 2023 r. informował portal „tvn24.pl”. Zastanowić może fakt, że jako lider Partii Pracy nie widział nic złego w fakcie, że do Wielkiej Brytanii emigrowali młodzi ludzie z wielu krajów, w tym z Polski, by nader często pracować tam poniżej posiadanych kwalifikacji - o czym 2 czerwca 2016 r. pisał portal „bankier.pl” informując, że „co piąta osoba z wyższym wykształceniem, która planuje emigrację lub jej nie wyklucza, spodziewa się, że za granicą przyjdzie jej pracować poniżej własnych kwalifikacji”¹⁹. Niechlubnym symbolem tego stanu stał się termin „praca na zmywaku w Londynie”. Obecnie jednak wiele wskazuje, że pogłębiające się od kilku lat na Wyspach zjawisko „ubóstwa energetycznego”²⁰ (którego symbolem stało się pytanie „ogrzewanie czy jedzenie” i wypowiedź Adama Scorera z National Energy Action: „ludzie już teraz nie ogrzewają domów, nie korzystają z ciepłej wody ani prysznicza, nie używają kuchenek i pralek, nie pozwalają dzieciom oglądać telewizji”²¹) oraz rosnący poziom wandalizmu i kradzieży (w tym nawet kostek masła, na które w sklepach zakładane są czujniki zabezpieczające przed wyniesieniem²²), zniechęca do poszukiwania swej przyszłości w Zjednoczonym Królestwie. Pozostając jednak przy wyjazdach Polaków do pracy, zwłaszcza w okresie okołookresyjnym, warto pamiętać o panicznej reakcji na otwarcie europejskiego rynku pracy, czego symbolem we Francji stał się mit „polskiego

hydraulika” (fr. *plombier polonais*). Jako pierwszy karykaturalny rysunek opublikował tygodnik „Charlie Hebdo” (ten sam, który 7 stycznia 2015 r. został zaatakowany przez fundamentalistów islamskich w reakcji na karykaturę Mahometa), co następnie zostało wykorzystane przez francuskiego suwerenistę Philippe’a de Villiers, który podczas kampanii referendalnej przestrzegał Francuzów przed zalewem taniej siły roboczej z Europy Wschodniej. Chcąc przełamać ten negatywny stereotyp, Polska Organizacja Turystyczna kierowana przez Andrzeja Kozłowskiego (który za te działania został nominowany do tytułu Europejczyka Roku, przyznawanego rokrocznie w ramach konkursu organizowanego przez belgijski tygodnik „European Voice”²³), propagowała kontrkampanię, umieszczając na swoich stronach internetowych żartobliwą fotografię przedstawiającą przystojnego polskiego hydraulika, zachęcającego do odwiedzenia Polski słowami: „Zostaję w Polsce, przyjeżdżajcie tłumnie” (fr. *Je reste en Pologne, venez nombreux*). Kampania ta wywołała we Francji olbrzymie zainteresowanie i zawoocowała pozytywnymi komentarzami. Był to, wydaje się, punkt zwrotny w dyskusji nad potencjalnym zagrożeniem płynącym ze Wschodu. Tej tematyce poświęcona była konferencja, która odbyła się 12 maja 2005 r. w siedzibie fundacji „Francja - Polska na rzecz Europy”. Tematem spotkania było „Polskie spojrzenie na »syndrom polskiego hydraulika«”²⁴. Jednak w przypadku wypowiedzi Keira Starmera jest, to jak się wydaje, przykład imperialnego postrzegania roli Wielkiej Brytanii, do której obecnie pasuje raczej inny epitet, który ukuł Oliver Bullough - „kamerdyner świata”²⁵.

Wracając do ludzi młodych, jak zauważył portal „bankier.pl” w publikacji z 5 maja 2023 r.: „na gap year decydują się najczęściej absolwenci szkół średnich, którzy nie zdali matury, nie dostali się na wymarzone studia, nie do końca wiedzą, co chcieliby studiować lub po prostu są zmęczeni szkolnym rygiem i chcą sobie dać odrobinę przerwy, za-

nim znowu zasiądą w ławce²⁶. Kluczowe jest tu stwierdzenie, że powodem tego działania staje się niepowodzenie - brak zdanej matury, czy sukcesu w rekrutacji na studia. W tym miejscu warto pamiętać, że w Polsce stosunkowo łatwo, a może nawet zbyt łatwo, jest podjąć studia. Jak wynika z raportu „Akademiczność polskich miast” z grudnia 2023 r. (obejmującego dane krajowe na koniec 2023 r. i europejskie na koniec 2022 r.), w Polsce funkcjonowało 401 szkół wyższych, a udział studentów w liczbie osób w wieku 20-24 lata wynosił 39%. Dla porównania w UE w 2022 r. działało 3400 uczelni, a udział studentów wynosił 36%²⁷. Najwięcej uczelni działało we Francji (625) i Niemczech (461). Jednak to nie liczba, a jakość uczelni jest kluczowa. Na tzw. Liście Szanghajskiej z 2023 r. uplasowało się 27 uczelni francuskich, 45 niemieckich i 9 polskich²⁸. Dla porządku warto wspomnieć, że w 2003 r., gdy po raz pierwszy opublikowano Listę, w zestawieniu TOP 1000 znalazły się trzy polskie uczelnie²⁹. W 2022 r. było ich 11, co oznacza, że z rankingu na br. wypadły dwie. Wnioski płynące z tegorocznych zestawień wymagają jednak osobnej analizy. Warto w tym miejscu wskazać, że zjawisko rozczarowania rzeczywistością szczególnie mocno dotknęło młodych Chińczyków. Powodem tej frustracji stało się bardzo wysokie bezrobocie w grupie wiekowej 16-24, które w maju 2023 r. osiągnęło poziom 20,4%. Co ważne, wśród osób starszych bezrobocie spadło. Zjawisko czekania całej generacji młodych ludzi na oferty pracy, na zmianę modelu państwa i gospodarki, określono mianem „leż i czekaj” (*tang ping*). Zostało to szerzej omówione w materiale „Gorąca jesień '23 - czy gen. Robert Spalding może mieć rację? Analiza kluczowych wydarzeń politycznych wpływających na globalne bezpieczeństwo”³⁰. Wracając jednak do *gap year*, jak się wydaje, źle wykorzystany czas szkoły ponadpodstawowej jest przyczyną porażki. W takim przypadku zazwyczaj poszukujemy zewnętrznych przyczyn naszej klęski i zaczynamy stosować

teorię atrybucji Fritza Heidera. Natomiast patrząc przez pryzmat tego, że jednak wiele osób zdało egzamin maturalny, to przyczyną klęski może być brak realnej wiedzy i pracy. Być może także uczniowie, chodząc do szkoły, obojętnie wykorzystywali teorię próżniactwa społecznego opisaną w 1913 r. przez Maxa Ringelmann. Polega ona na rozproszeniu motywacji wskutek przenoszenia obowiązków na innych uczestników życia codziennego. Należałoby nawet powiedzieć, że szukając wygody i drogi na skróty, osoby te zapomniły, że każdy z nas jest kowalem własnego losu. Na tym tle niepokojąco prezentują się tegoroczne wyniki egzaminu ósmoklasisty z matematyki, gdyż co trzeci egzaminowany nie uzyskał nawet 30% z tego przedmiotu. W rozmowie z 5 lipca 2024 r. przyczyn tego stanu Katarzyna

niczeń i kontroli korzystają z nich nawet w nocy [red. w efekcie używania telefonu w nocy zaobserwowano] skrócenie snu dzieci sięga od 1,5 do 3 godzin w porównaniu ze standardami określonych m.in. przez Światową Organizację Zdrowia. U starszych nastolatków sen jest krótszy już o 30%³². Takie zaburzenie rytmu dziennego prowadzi do kłopotów z koncentracją zatem może wpływać na wyniki uczenia się teraz i w przyszłości. Nowoczesne technologie są oczywiście pomocne w procesie edukacji i komunikacji na linii dziecko-rodzic-szkoła, lecz warto zaznaczyć, że jak 18 lipca 2024 r. pisał portal „warszawapigulce.pl” „włoski minister oświaty Giuseppe Valditara podpisał rozporządzenie wprowadzające zakaz korzystania z telefonów komórkowych w szkołach podstawowych i gimnazjach od najbliższego roku szkolnego.

„ Jak się wydaje, wystarczy zrozumieć, że przyszłość zaczyna się dziś, gdyż na końcowy sukces zawodowy składają się zarówno indywidualna praca, pomysł, jak i spotkania z ciekawymi ludźmi, od których warto się uczyć konstruktywnego wykorzystania własnych talentów i czasu

Lubnauer, Wiceminister Edukacji Narodowej, upatruje m.in. w braku metodyków specjalizujących się w matematyce. Jak zaznaczyła „w skali Polski okazało się, że jak przyszliśmy, to metodyków z matematyki jest zaledwie ponad 70, a z języka polskiego stu kilkudziesięciu”³¹. Rozwiązaniem kłopotów dającym w pilotażowych działaniach pozytywne rezultaty może okazać się również wykorzystanie AI w nauczaniu matematyki. Jednak nadmierne obcowanie szczególnie młodych ludzi do 10 roku życia oraz uczniów klas starszych szkół podstawowych z wirtualnym światem budzi szereg wątpliwości. Skalę i skutki nadmiernego użytkowania telefonów przez dzieci zbadali naukowcy z Akademii Piotrkowskiej. Okazuje się że tzw. fonoholizm staje się coraz częściej spotykany. „Maluchy szybko dostają pierwsze telefony, a w wieku dziewięciu lat często bez ogra-

Zakaz obejmuje nawet wykorzystanie telefonów do celów dydaktycznych. Minister argumentuje, że telefony negatywnie wpływają na koncentrację uczniów, ich zdolność zapamiętywania i ogólne wyniki w nauce”³³. W Polsce obecnie trwają analizy zarówno prawne, jak społeczno-psychologiczne dotyczące podjęcia takiej decyzji.

Przechodząc w edukacji o szczebel wyżej, 9 lipca 2024 r. Centralna Komisja Egzaminacyjna poinformowała, że maturę w maju 2024 r. „zdało 84,1% tegorocznych absolwentów szkół ponadpodstawowych; 10,4% abiturientów, którzy nie zdali jednego przedmiotu, ma prawo do poprawki w sierpniu. Wśród tegorocznych absolwentów szkół ponadpodstawowych 5,5% to osoby, które nie zdały egzaminu maturalnego z więcej niż jednego przedmiotu”³⁴. Choć oczywiście dane te staną się ostateczne



Fot.: pixabay

z początkiem września i wówczas będą one bazą do pogłębionych analiz, to jednak już obecnie powinniśmy spojrzeć na te wyniki przez pryzmat konkretnych przedmiotów. Jak 9 lipca 2024 r. podał portal „bankier.pl”, „średni wynik uzyskany przez maturzystów z egzaminu pisemnego z języka polskiego na obowiązkowym poziomie podstawowym to 61%, z matematyki 63% (...), średni wynik z pisemnego egzaminu z języka angielskiego na poziomie podstawowym to 78% (...), a z francuskiego - 80%”³⁵. Może cieszyć fakt, że coraz lepiej uczymy się języków obcych, lecz jednocześnie dane te udowadniają, iż paradoksalnie największe trudności tegoroczni maturzyści mieli z językiem polskim - którym, jako ojczystym, posługują się codziennie. Ponadto w opinii wielu nauczycieli oraz młodych ludzi najtrudniejsza w tym roku okazała się nie matematyka, lecz chemia, gdyż jak wynika z materiału portalu „onet.pl” z 9 lipca 2024 r. „średni tegoroczny wynik matury w liceach ogólnokształcących z chemii to 40% (mediana 37%)”³⁶. Zaś rok temu było to 47% (mediana 45%). Warto jednak pamiętać,

że zarówno chemia, jak i matematyka wymagają, oprócz dobrego pedagoga (czy metodyka, o którym wspominała m.in. minister), ogromnej systematyczności po stronie ucznia - a z tym jest gorzej. Stąd, jak się wydaje, popularne tłumaczenie, że rok przerwy warto wykorzystać na poszukiwanie nowego siebie, chwilę oddechu, czy zwiedzanie świata - to właśnie atrybucja. A przecież codziennie nakładające się zaniedbania w nauce to nic innego jak „Szary nosorożec”, o którym w 2016 r. pisała Michele Wucker stawiając pytanie w podtytule książki „Jak rozpoznać i działać w obliczu oczywistych zagrożeń, które ignorujemy?”³⁷. Odpowiedź na to pytanie nie jest łatwa, gdyż zapewne w szkole uczniom wiele spraw udało się jakoś załatwić - ścignęli coś z sieci, wykorzystali AI, czy zastosowali inne wybiegi. Jednak nawarstwiających się braków, czyli utraty czasu, a tym samym wiedzy, nie da się później w krótkim czasie nadrobić. Jednakże tak być nie musi. Nie zawsze trzeba posługiwać się tym, co w książce „The Black Swan” z 2007 r. Nassim Taleb nazwał retrospektywną przewidywalno-

ścią³⁸. Jej synonimem jest zwrot „a nie mówiłem, że tak będzie?”. Jak się wydaje, wystarczy zrozumieć, że przyszłość zaczyna się dziś, gdyż na końcowy sukces zawodowy składają się zarówno indywidualna praca, pomysł, jak i spotkania z ciekawymi ludźmi, od których warto się uczyć konstruktywnego wykorzystania własnych talentów i czasu. Pozostając jeszcze przy nowych technologiach jak 10 lipca 2024 r. podał portal „wyborcza.pl”, „egzamin dojrzałości oblał większy odsetek maturzystów Liceum w Chmurze, niż przed rokiem. Szansę na poprawkę w sierpniu ma 501 osób”³⁹. Jak zaznacza rzecznik tej placówki, „Szkoła w Chmurze nie powstała dla wysokich miejsc w rankingach” - lecz jednak oznacza to kłopot dla jej absolwentów, którzy z podjęciem studiów będą musieli zaczekać do września. Oczywiście może się okazać, że wynik jest rezultatem posiadania przez uczniów innych kompetencji, lecz wynik egzaminu powinien dać do myślenia. Między innymi wynikami egzaminów, ale także ocenami końcowymi uzyskanymi przez uczniów, ma się zająć Ministerstwo Edukacji Na-

rodowej, o czym 18 lipca 2024 poinformował portal „wiadomosci.gazeta.pl”⁴⁰.

Nie zatrzymując się jedynie na tegorocznej maturze, warto przywołać przykład działań aktywizujących ambitną młodzież. W ramach Forum Ekonomicznego organizowanego przez Instytut Studiów Wschodnich w 2021 r. zainicjowany został projekt Młodzi@Forum. W zeszłorocznym XXXII Forum, w ramach tej inicjatywy, czynnie w panelach i spotkaniach uczestniczyło 256 młodych ludzi reprezentujących 76 organizacji. Co więcej, 12 z nich wzięło udział w panelach jako eksperci reprezentujący samorząd, firmy, czy uczelnie. To zupełnie nowe doświadczenie, które sprzyja międzypokoleniowemu dyskursowi. Pokazało, że takie inicjatywy jak Forum Ekonomiczne to także platforma dialogu dla młodych ludzi. Wszakże to właśnie na takich spotkaniach zdobywa się wiedzę, umiejętności, doświadczenie, ale także kontakty, a tym samym otwiera się na inspiracje. To tylko jeden z przykładów, ale pokazuje on, że wystarczy chcieć, odejść od prokrastynacji i mieć pomysł na siebie.

„Otium post negotium”

W tłumaczeniu na język polski zwrot ten znaczy „odpoczynek po pracy”, jednak zastanawiające jest, po czym i na czym koszt odpoczywają osoby reprezentujące NEET. I tu pojawia się wątek pieniądza. Jak wskazują analizy Centrum Adama Smitha omówione 9 czerwca 2024 r. przez portal „bankier.pl”, „koszt wychowania jednego dziecka w Polsce w 2024 r. (do osiągnięcia osiemnastego roku życia i według stanu na koniec poprzedniego roku) wyniósł 346 tys. złotych, a dwójki dzieci 579 tys. złotych. [red. dla porównania] w 2023 r. koszty te wyniosły odpowiednio 309 tys. i 513 tys. W 2022 r. było to: 265 tys. i 439 tys. Prawie 80% kosztów wychowania dziecka stanowią te związane z żywnością, mieszkaniem, transportem i edukacją”⁴¹.

Na te dane warto spojrzeć również przez pryzmat finansowej wartości cza-

su - zwłaszcza tego zmarnowanego. Jak 23 czerwca 2024 r. informował portal „money.pl”, „w ciągu dwóch dekad odsetek biernych zawodowo młodych Polek i Polaków [red. w wieku 15-29 lat] zmalał o niemal 12 pkt. proc. - bardziej niż gdziekolwiek indziej, poza Bułgarią i Maltą”⁴². Informację tę należy uznać za znaczący sukces wynikający z naszej zaradności i, jak się wydaje, zdroworozsądkowego myślenia o przyszłości. Jednak z wynikiem bierności na poziomie 10,4% daleko nam do Holandii (4,8%), czy Szwecji (5,7%), których mieszkańców należy uznać za bardzo pracowitych. Należy natomiast przyznać, że jeszcze w 2013 r. nie uczyło się i nie pracowało 16,2% Polaków w wieku 19-25 lat. Ponadto „pokoleniu Z” sprzyja sytuacja demograficzna, gdyż ich udział w rynku pracy stale się zmniejsza. Z danych dotyczących ludności wynika, że w 2003 r. było ich ponad 6,8 mln, w 2024 r. to niespełna 4,3 mln, czyli w 20 lat - tyle, ile jesteśmy w UE - spadek w Polsce wyniósł 37%, przy średniej unijnej 17%. Niestety pokazuje to, że starzejemy się szybciej niż Europa. Trzeba także pamiętać, że według danych GUS w 2004 r. (czyli z roku akcesyjnego) ojczyznę opuściło milion Polaków i liczba ta sukcesywnie rosła, by w 2017 r. osiągnąć swe maksimum 2,5 miliona⁴³. Osoby te zasiłyły rynek pracy swych nowych ojczyzn, w tym także Wielkiej Brytanii. Część z nich nie zamierza już powrócić, chociaż widoczny jest także trend odwrotny, jednak osoby te będą budowały w przyszłości wyż demograficzny w innych krajach. Pozostaje jeszcze kwestia straty finansowej, jaką poniosła nasza gospodarka, wynikająca z wykształcenia i opieki zdrowotnej nad milionijną emigracją. Obecnie w Polsce można nawet powiedzieć, że młody człowiek, który chce pracować, bez większego kłopotu znajdzie pracę. Widać to także w danych GUS wskazujących, iż pomimo niepokojącego trendu wychodzenia z Polski wielu firm - o czym nieustannie donoszą media⁴⁴, bezrobocie systematycznie spada, bijąc coraz niż-

sze rekordy. Według danych z 25 czerwca 2024 r., „w Polsce, zgodnie z danymi GUS, stopa bezrobocia zmniejszyła się o 0,1 pp. w stosunku do poprzedniego miesiąca, osiągając poziom 5,0%. Równocześnie w maju 2024 r. przeciętne zatrudnienie w sektorze przedsiębiorstw, w porównaniu z kwietniem 2024 r., było niższe o 0,2 pp.”⁴⁵. 7 lipca 2024 r. Ministerstwo Rodziny, Pracy i Polityki Społecznej podało, że „szacowana stopa bezrobocia rejestrowanego w końcu czerwca 2024 r. wyniosła 4,9%”⁴⁶. Oznacza to, że mamy do czynienia z rekordem porównywalnym z sierpniem 1990 r., czyli jeszcze sprzed transformacji gospodarczej. Dla porównania należy przypomnieć, że według GUS w lipcu 2004 r. bezrobocie w Polsce wynosiło 19,3%⁴⁷, co oznaczało, że bez pracy była prawie co piąta osoba - zatem w każdej rodzinie był ktoś, kto chciał, ale nie mógł podjąć pracy. Niepokoić może jednak fakt, że jak 29 lutego 2024 r. pisał portal „bankier.pl” w 2023 r. „blisko 200 tys. jednoosobowych firm zakończyło swoją działalność. To o 3% więcej niż w 2022 r. W Polsce panuje niekorzystny klimat dla przedsiębiorców, komentują eksperci i wymieniają m.in. ciągłe zmiany podatkowe oraz rosnące koszty”⁴⁸. Nowe destynacje to m.in. Rumunia, Bułgaria oraz Indie, co w przypadku tego ostatniego kraju zgodne jest z założeniami szczytu G20 w Delhi z września 2023 r., co zostało poddane szerszej analizie w materiale „Surowce to więcej niż pieniądze czy polityka - to przyszłość”, który ukazał się na łamach „Nowej Energii”⁴⁹. Dlaczego zatem tak wielu młodych ludzi nadal „robi nic”, trwoniąc pieniądze rodziców i własny czas? Odpowiedzi można szukać w trendach kształtujących w młodych ludziach obraz świata. Przykładami może tu być pogoń za perfekcją w każdym działaniu, stąd m.in. takie programy jak „perfekcyjna pani domu”⁵⁰, czy „Diet&Training by Ann”⁵¹. Z drugiej strony zdaniem części pracowników uczelni wyższych wielu przedstawicieli „pokolenia Z” cechuje brak zorganizowania pracy, a „brak planu na życie to cały ich

plan", jak 16 lipca 2024 r. zaznaczył portal „wyborcza.pl”⁶². Wnikliwą analizę tej złożonej sytuacji zawiera książka Philipa Zimbardo i Nikity Coulombe „Gdzie ci mężczyźni”⁶³, napisana już w 2015 r. Dla tego refleksją napawają dane dotyczące dietności i wieku urodzenia pierwszego dziecka. Z badań przeprowadzonych w Polsce na grupie 287 osób przez Instytut Adama Smitha w 2024 r. wynika, że głównymi przyczynami podejmowania decyzji o nieposiadaniu potomstwa są: sytuacja finansowa/koszty utrzymania dzieci (16%), wiek (11%), brak potrzeby posiadania dzieci (8). Coraz częściej

każdy filmowy rekwizyt jest już narodowym symbolem? Te działania, mające charakter globalny, służą przesuwaniu granic adaptacji społecznych zachowań i zwane są „oknem Overtona”⁶². Jednak jak 11 lipca 2024 r. informował portal „tvn24.pl” powołując się na najnowsze dane Eurostatu „populacja UE po spadkach w 2020 oraz 2021 r. spowodowanych pandemią wzrosła drugi rok z rzędu z 447,6 mln w dniu 1 stycznia 2023 r. do 449,2 mln w dniu 1 stycznia 2024 r. (...). Spadek liczby ludności w okresie od 1 stycznia 2023 r. do 1 stycznia 2024 r. odnotowano w 7 krajach, przy czym

wych zawodów łazików marsjańskich zbudowanych przez studentów, wygrał zespół AGH Space Systems, który „zdołał w sumie 392,76 pkt, wyprzedzając dwie drużyny z USA: Team Mountaineers (391,80 pkt) i BYU Mars Rover (374,24)”. Ten sam portal dodał, że we wrześniu 2023 r., AGH Space System wygrał również IX edycję zawodów łazików marsjańskich European Rover Challenge w Kielcach⁶⁵. Warto pamiętać, że na 13. miejscu na 38 zespołów w tegorocznej edycji URC sklasyfikowana została także druga polska ekipa, tym razem z Politechniki Wrocławskiej.

Przykładem innego polskiego sukcesu, opisanego 27 maja 2024 r. przez portal „poranny.pl”, jest opracowanie przez firmę HiPower Institute of Materials z Grupy hiPower Energy (dawn. Arena.pl S.A.) nowoczesnego materiału zdolnego do zapobiegania ulotowi wodoru. Ta powłoka barierowa umożliwi w przyszłości uszczelnienie rurociągów transportujących wodór⁶⁶. Wynalazek ten ma bezpośrednie przełożenie na polską gospodarkę, gdyż nasz kraj z produkcją na poziomie 1,3 mln t jest trzecim w UE po Niemczech i Holandii producentem wodoru. Niestety brakuje nam technologii umożliwiających jego wykorzystanie, jak 3 stycznia 2024 r. wskazał portal „energia.rp.pl”, analizując raport KE⁶⁷. Zatem odkrycia materiałów uszczelniających mogą otworzyć przed nami nowe możliwości rozwoju. Nadzieją na zmianę tego stanu napawa inicjatywa Ministerstwa Klimatu i Środowiska, które 5 lipca 2024 r. zapowiedziało nowe regulacje dla rynku wodoru w Polsce. Z obliczeń resortu wynika, że szacowana wartość dodana gospodarki wodorem w Polsce do 2024 r. to nawet 870 mln euro i nowe miejsca pracy⁶⁸. Jednym z elementów rządowych działań ma być budowa w Kosakowie (na Pomorzu) pierwszego wielkoskalowego magazynu wodoru na potrzeby polskiego przemysłu. Warto także dodać, że (jak czytamy na stronie Forum Ekonomicznego) już „w maju 2024 r. Europejski Bank Wodoru (instrument finansowy zarzą-

„ Jak 23 czerwca 2024 r. informował portal „money.pl”, „w ciągu dwóch dekad odsetek biernych zawodowo młodych Polek i Polaków [red. w wieku 15-29 lat] zmalał o niemal 12 pkt. proc. - bardziej niż gdziekolwiek indziej, poza Bułgarią i Maltą”

naturalny instynkt rodzicielski przelewany jest na zwierzęta towarzyszące, stąd próby wprowadzenia pozaludzkiego znaczenia terminowi „adopcja”⁶⁴, stworzenie neologizmu „psiecko”⁶⁵, nadawanie zwierzętom imion ludzkich⁶⁶, czy też dyskusja nad zagadnieniem czy zwierzęta zdychają, czy umierają - w którą włączył się prof. Jerzy Bralczyk⁶⁷. Ogólnie można powiedzieć, że stajemy się świadkami procesu humanizacji zwierząt i animizacji ludzi. W tym stwierdzeniu nie ma przesady, wystarczy zapoznać się z wypowiedziami, których autorem jest Yuval Harari⁶⁸, czy przeczytać „Nowy wsapanie świata” Aldousa Huxleya⁶⁹, by przekonać się, że człowiek jest tylko maszyną, którą rządzą biologiczne algorytmy. Przykładem nowej semantyki - „nowomowy”, o której w powieści „Rok 1984” pisał w George Orwell⁷⁰, może być informacja, którą 29 września 2023 r. podała portal „o2.pl”, „Szok w Anglii. 16-latek zabił symbol narodowy Wielkiej Brytanii”⁷¹. Dopiero z lektury materiału dowiedziemy się, że ów młody człowiek wyciął jawor - drzewo będące obiektem w filmie „Robin Hood: Książę Złodziei”. Warto pomyśleć, czy zatem wyciął czy zabił i czy

największe spadki odnotowano w Polsce (-132 800 osób), Grecji (-16 800) i na Węgrzech (-15 100)”⁶³. To źle wróży koniecznej zastępowalności pokoleń.

Do młodzieży świat należy

To niby slogan, lecz dokładnie pokazuje on, że dobrze wykorzystany czas procentuje w postaci sukcesów i ogromnej satysfakcji. Przykładem może być informacja z 10 czerwca 2024 r. portalu „gdansk.pl”, z której wynika, że w najnowszym zestawieniu QS World University Ranking Uniwersytet Gdański wspiął się o 100 miejsc w górę wśród uczelni z całego świata - z przedziału 951-1000 wszedł do przedziału 851-900. Jak podają władze UG, jest to największy awans wśród polskich uczelni z pierwszego tyśiąca zestawienia⁷⁴. Jest to jeden z wielu przykładów dobrze wykorzystanej szansy. Warto również wskazać na bezpośrednie sukcesy polskich studentów, czy firm na światowych rynkach.

Portal „wszystkoconajwazniejsze.pl” 2 czerwca 2024 r. poinformował, że tegoroczną edycję University Rover Challenge (URC), czyli międzynarodowych

dzany przez Komisję Europejską) ogłosił 45 milionów euro dotacji dla fińskiej firmy Nordic Ren-Gas, która zamierza zbudować zakład produkcyjny paliw odnawialnych w Lahti. Z kolei w lutym firma Oulu Energy zapowiedziała budowę zakładu produkcji wodoru o mocy 100 megawatów (MW) w Oulu w północnej Finlandii. Partnerem w planowaniu projektu jest fińska firma P2X Solutions, która już buduje „fabrykę wodoru” w Harjavalta w zachodniej części kraju⁶⁹. To pokazuje na ogromny potencjał, który należy nie tylko pomnażać, ale i skutecznie nagłaśniać. Oczywiście jednym z warunków sukcesu na globalnym rynku jest reklama. Jednak wiąże się to zawsze ze znacznymi kosztami. Na podstawie danych Press Service Monitoring Mediów, za okres 1 stycznia - 27 listopada 2023 r., wysokość wskaźnika AVE (wskaźnik wyrażający ilość pieniędzy, jaką trzeba byłoby wydać na publikację wybranego przekazu, gdyby był reklamą⁷⁰) inicjatywy Młodzi@Forum wyniosła 87,7 mln zł, przy czym 48,2% to wartość informacji w mediach społecznościowych, a 43,3% na stronach www. Tak silny udział nowych technologii informacyjnych pokazuje, że jest to jeden z elementów nowoczesnego przekazu agregowanego przez młodych i jednocześnie adresowanego do młodych.

„Czas to pieniądź”

Znamy to powiedzenie, które 276 lat temu (w 1748 r.) miał jako pierwszy wygłosić Benjamin Franklin. Jednak warto zatrzymać się nad próbą poszukiwania, co w tym stwierdzeniu posiada większą wartość: czas czy pieniądź. Od momentu wprowadzenia mechanizmu rezerwy częściowej - czyli kreacji pieniądza w oparciu o dług, co zostało opisane w publikacji Federal Reserve Bank of Chicago „Modern Money Mechanics”⁷¹ - nie mamy wpływu na wartość waluty. Jednakże możemy decydować o sposobie wykorzystania czasu. Jest to tym ważniejsze, że według badań na które 11 lipca 2023 r. powołał się portal „businessinsider.pl”, 8 sekund - tyle wynosi czas skupienia przedstawicieli pokolenia Z. Dla nieco starszych osób, milenialsów, jest to 12 sekund⁷². Ten czas wystarcza im na swobodne funkcjonowanie w świecie, lecz utrudnia kontakt z nimi osobom starszym, czyli najczęściej ich pracodawcom, bo czego możemy nauczyć pracownika w 12 sekund? Ponadto wracając do materiału „Kompetencje przyszłości ...” warto zauważyć, że część pokolenia Z ma kłopoty z interpersonalnymi kontaktami „w realu” przenosząc flirtowanie do świata cyfrowego⁷³. Ten ślad w pozostawiany

w Internecie to nic innego jak dataizm, o którym w 2020 r. pisał wspomniany już Harari. Trzeba jednak zastanowić się czy na tym postępie technologicznym nie ucierpią kompetencje społeczne - rozumiane jako „umiejętności uczenia się przez całe życie; inteligencja i przedsiębiorczość społeczna oraz umiejętność efektywnej pracy w zespołach”⁷⁴. Z tej perspektywy warto spojrzeć wstecz, by przekonać się, że już w III w. p.n.e. Izraelici zauważyli, iż na wszystko w życiu jest odpowiedni czas. Jest zatem czas siania i czas zbiorów, czas pracy i czas wypoczynku. Jednak aby wypoczywać, trzeba wcześniej uczciwie pracować i zabezpieczyć środki finansowe, w przeciwnym razie pozostanie się bumelan-tem lub, mówiąc bardziej współcześnie i modnie, NEET. Czas można stracić, lecz nie można go odzyskać, dlatego jest bezcenny - tę prawdę potwierdzi każdy senior. Zatem wpisując się w myśl przewodnią XXXIII Forum Ekonomicznego w Karpaczu „Czas nowych liderów: razem kształtując przyszłość”⁷⁵, warto podjąć inwestycję w siebie, nie marnować czasu, by potem, po uczciwej pracy, móc zasłużyć odpocząć. □

Autorzy składają podziękowania dla prof. Józefa Bieńka (URK) za okazaną pomoc.













Przypisy:

- Asystent rektora Uniwersytetu Rolniczego im. Hugona Kołłątaja w Krakowie, pełnomocnik ds. informacji niejawnych, analityk, politolog, historyk, dziennikarz, absolwent studiów MBA, wykładowca, współpracownik AWSB, ekspert Platformy Przemysłu Przyszłości, panelista i moderator Forum Ekonomicznego, członek Rady Naukowej Polskiego Klubu Ekologicznego - Kraków, krakowskiego oddziału Polskiego Towarzystwa Ekonomicznego oraz Regional Centres of Expertise (RCE) on Education for Sustainable Development (RCE South Poland). Autor opracowań merytorycznych wykorzystywanych przez władze Uniwersytetu Rolniczego oraz wykonywanych na zlecenie jednostek centralnych i samorządowych (ORCID 0009-0009-4178-9582).
- Student Wojskowej Akademii Technicznej im. Jana Dąbrowskiego w Warszawie, członek Koła Naukowego Bezpieczeństwa Narodowego WAT, absolwent V Liceum Ogólnokształcącego im. Augusta Witkowskiego w Krakowie, uczestnik Europejskiego Kongresu Samorządów, praktykant w Instytucie Studiów Wschodnich - odpowiedzialny za przygotowanie i koordynację działań na XXXI, XXXII i XXXIII Forum Ekonomicznym w Karpaczu oraz I Forum Ochrony Zdrowia w Wąsowie, uczestnik programu Queen Hedwig Academy 2021 (ORCID: 0009-0002-1978-8937).
- Tabor S., Sikorski Sz., Kompetencje przyszłości. Czyli jakie?, Nowa Energia, 4 (90) 2023, s. 99-106.
- <https://www.forum-ekonomiczne.pl/uwierzmy-w-siebie/>, data pobrania 23 VII 2024 r.
- <https://www.forum-ekonomiczne.pl/?s=Szymon+Sikorski>
- <https://www.money.pl/gospodarka/ilu-molodych-polakow-nie-pracuje-i-sie-nie-uczy-nowe-dane-eurostatu-7038367585676032a.html>, data pobrania 23 VII 2024 r.
- <https://www.rp.pl/spoleczenstwo/art39331201-wloszka-wygrala-przed-sadem-jej-40-letni-synowie-musza-opuscic-dom>, data pobrania 23 VII 2024 r.
- <https://businessinsider.com.pl/wiadomosci/pokolenie-z-pod-finansowym-kloszem-rodzicow-to-niekoniecznie-ich-wina/mvg8g9e>, data pobrania 23 VII 2024 r.
- <https://businessinsider.com.pl/wiadomosci/pokolenie-z-pod-finansowym-kloszem-rodzicow-to-niekoniecznie-ich-wina/mvg8g9e>, data pobrania 23 VII 2024 r.
- <https://biznes.interia.pl/gospodarka/news-amerykanska-klasa-srednia-zanika-jest-sciskana-z-obu-stron.nld.6773229>, data pobrania 23 VII 2024 r.
- <https://biznes.interia.pl/gospodarka/news-amerykanska-klasa-srednia-zanika-jest-sciskana-z-obu-stron.nld.6773229>, data pobrania 23 VII 2024 r.
- https://www.oxfamireland.org.translate.goog/our-davos-2024-report?_x_tr_sl=en&_x_tr_tl=pl&_x_tr_hl=pl&_x_tr_pto=sc, data pobrania 23 VII 2024 r.
- <https://businessinsider.com.pl/praca/zmeczanie-bezsensowna-praca-przybiera-na-sile-benefity-nie-zalatwiaja-tu-sprawy/bjqpts5>, data pobrania 23 VII 2024 r.
- <https://dlafirm.pracuj.pl/blog/jak-zdemotywowac-pracownika-poznaj-5-najczestszych-bledow-w-zarzadzaniu-pracownikami>, data pobrania 23 VII 2024 r.
- <https://samorząd.pap.pl/kategoria/praca/eurostat-polacy-wsrod-pracujacych-najdluzej-w-europie>, data pobrania 23 VII 2024 r.

- 16 <https://businessinsider.com.pl/praca/zalozyla-firme-w-ktorej-pracuje-sie-4-dni-ludzie-nie-powinni-zyc-dla-pracy/19lbh22>, data pobrania 23 VII 2024 r.
- 17 <https://plejada.pl/newsy/keir-stamer-prywatnie-jest-peskatarianinem-i-nie-pracuje-po-18/r4xk14>, data pobrania 23 VII 2024 r.
- 18 <https://tvn24.pl/swiat/wielka-brytania-przecietny-brytyjczyk-bedzie-biedniejszy-niz-przecietny-polak-do-2030-roku-twierdzi-lider-partii-pracy-st6780356>, data pobrania 23 VII 2024 r.
- 19 <https://www.bankier.pl/wiadomosc/Marnotrawstwo-mozgow-Wyjezdaja-z-Polski-i-pracuja-ponizej-kwalifikacji-Raport-7403300.html>, data pobrania 23 VII 2024 r.
- 20 <https://globenergia.pl/pompy-ciepla-czy-i-jak-moga-pomoc-w-walce-z-ubostwem-energetycznym/>, data pobrania 23 VII 2024 r.
- 21 <https://wiadomosci.wp.pl/szkol-na-wyspach-ogrzewanie-czy-jedzenie-brytyjczy-pod-sclana-6778313859570368a>, data pobrania 23 VII 2024 r.
- 22 <https://www.newsweek.pl/polska/spoleczenstwo/ten-kraj-juz-nie-dziala-krolestwo-kradziezy-w-sklepach-i-wszelobecnosci-biedy/0h4dpj1>, data pobrania 23 VII 2024 r.
- 23 http://www.tur-info.pl/p/ak_id.3252_andrzej_kozlowski_europejczyk_roku_za_hydraulika_turowski_pot_poit_hydraulik.html, data pobrania 23 VII 2024 r.
- 24 Paryż, informacja własna placówki, [w:] Biuletyn Unia Europejska 13 V 2005, rok VI, nr 91/1123, s. 9.
- 25 Oliver Bullough, Butler to the World: How Britain Helps the World's Worst People Launder Money, Commit Crimes, and Get Away with Anything, St. Martin's Press, 2022.
- 26 <https://www.bankier.pl/smart/gap-year-czyli-pomaturalny-oddech-przed-studiami-czy-to-dobry-pomysl>, data pobrania 23 VII 2024 r.
- 27 Akademiczność polskich miast (II), red. merytoryczna Kubasik A, Polski Instytut Ekonomiczny, Warszawa 2023, s. 4, 8.
- 28 <https://www.shanghairanking.com/rankings/arwu/2023>, data pobrania 23 VII 2024 r.
- 29 <https://www.forum-ekonomiczne.pl/uwierzmy-w-siebie/>, data pobrania 23 VII 2024 r.
- 30 Sikorski Sz., Sikorski A. Gorąca jesień '23 - czy gen. Robert Spalding może mieć rację? Analiza kluczowych wydarzeń politycznych wpływających na globalne bezpieczeństwo, Journal of Modern Science,
- Tom 1/55/2024, https://www.jomswsge.com/pdf/185509-107580?filename=Goraca%20jesien%2023%20_%20czy.pdf, data pobrania 23 VII 2024 r.
- 31 <https://wiadomosci.radiozet.pl/Gosc-Radia-ZET/sztuczna-inteligencja-moze-pomoc-w-nauczaniu-matematyki-wiceszefowa-men-zapowiada-beda-wielokierunkowe-dzialania-5072024>, data pobrania 23 VII 2024 r.
- 32 <https://www.edziecko.pl/rodzice/7.79361.31124276-w-polsce-przybywa-cyfrowych-dzieci-ich-sen-skroci-sie-nawet.html>, data pobrania 23 VII 2024 r.
- 33 <https://warszawapilgulce.pl/kolejny-kraj-wprowadza-surowy-zakaz-w-szkolach-polska-podjela-decyzje/>, data pobrania 23 VII 2024 r.
- 34 <https://www.onet.pl/informacje/onetwiadomosci/matura-2024-centralna-komisja-egzaminacyjna-podala-wyniki/fhw1nhw.79cfc278>, data pobrania 23 VII 2024 r.
- 35 <https://www.bankier.pl/wiadomosc/CKE-podala-wyniki-matur-2024-Tyle-osob-zdalo-egzamin-8779502.html>, data pobrania 23 VII 2024 r.
- 36 <https://wiadomosci.onet.pl/kraj/matura-2024-maturzysci-plakali-po-wysci-z-sali-jak-poszlo/wspzq2>, data pobrania 23 VII 2024 r.
- 37 Wucker M., The Gray Rhino, SMP Trade, 2016.
- 38 Taleb N. N., Black Swan, Random House (U.S.), 2007.
- 39 <https://warszawa.wyborcza.pl/warszawa/7.54420.31129912-jak-wypadla-matura-w-szkole-w-chmurze-co-czwarty-maturzysta.html>, data pobrania 23 VII 2024 r.
- 40 <https://wiadomosci.gazeta.pl/wiadomosci/7.114884.31153381-fatalne-wyniki-matur-i-problem-z-20-mln-zi-barbara-nowacka.html>, data pobrania 23 VII 2024 r.
- 41 <https://www.bankier.pl/wiadomosc/Tyle-kosztuje-wychowanie-dzieci-do-osiemnastego-roku-zycia-Sa-najnowsze-wyliczenia-8760294.html>, data pobrania 23 VII 2024 r.
- 42 <https://www.money.pl/gospodarka/zetki-sa-leniwe-dane-pokazuja-ze-prawda-jest-zupelnie-inna-analiza-7040247770655552a.html>, data pobrania 23 VII 2024 r.
- 43 <https://biznes.interia.pl/gospodarka/news-rozmiar-i-kierunk-emigracji-z-polski-w-latach-2004-2017.nld.4157915>, data pobrania 23 VII 2024 r.
- 44 <https://dorzeczy.pl/ekonomia/585279/zwajcarski-koncern-abb-zamyka-zaklad-w-polsce.html>, data pobrania 23 VII 2024 r.
- <https://wiadomosci.radiozet.pl/polska/news-masowe-zwolnienia-w-wielkopolsce-swiatowy-gigant-zamyka-swoja-fabryke>, data pobrania 23 VII 2024 r.
- <https://www.se.pl/styl-zycia/moda/odziezowy-gigant-oglasza-upadlosc-do-14-lipca-wszystkie-sklepy-zostana-zamkniete-ich-ubrania-kupowaly-cale-rodziny-aa-w68L-Yq2C-BGj2.html>, data pobrania 23 VII 2024 r.
- 45 <https://warszawa.praca.gov.pl/-/24157345-stopa-bezrobocia-w-maju-2024>, data pobrania 23 VII 2024 r.
- 46 <https://www.gov.pl/web/rodzina/bezrobocie-w-czerwcu-najnizsze-od-1990-roku>, data pobrania 23 VII 2024 r.
- 47 <https://stat.gov.pl/obszary-tematyczne/rynek-pracy/bezrobocie-rejestrowane/stopa-bezrobocia-rejestrowanego-w-latach-1990-2022.4.1.html>, data pobrania 23 VII 2024 r.
- 48 <https://www.bankier.pl/wiadomosc/Maly-biznes-zwija-sie-z-Polski-Coraz-wiecej-jednoosobowych-firm-zamyka-dzialalnosc-8703217.html>, data pobrania 23 VII 2024 r.
- 49 Sikorski Sz., Sikorski A. Surowce to więcej niż pieniądze czy polityka - to przyszłość, Nowa Energia nr 1 (92)2024, s. 84-90, Przedruk: Sikorski Sz., Sikorski A. Surowce to więcej niż pieniądze czy polityka - to przyszłość, <https://nowa-energia.com.pl/2024/05/24/surowce-to-wiecej-niz-pieniadze-czy-polityka-to-przyszlosc/>, data pobrania 23 VII 2024 r.
- 50 <https://player.pl/programy-online/perfekcyjna-pani-domu-odcinki.548>, data pobrania 23 VII 2024 r.
- 51 <https://www.google.com/search?client=firefox-b-d&q=program+lewandowskiej>, data pobrania 23 VII 2024 r.
- 52 <https://torun.wyborcza.pl/torun/7.48723.31093072-pokolenie-z-idzie-na-studia-kanie-sie-utrapieniem-wykladowcow.html>
- 53 Zimbardo Philip, Coulombe Nikita S., Gdzie ci mężczyźni, PWN, 2015 r.
- 54 <https://www.pomponik.pl/plotki/news-doniesienia-ws-badacha-i-kwasniewskiej-to-nie-byly-plotki-ta.nld.7633882>, data pobrania 23 VII 2024 r.
- 55 <https://pl.aleteia.org/2023/07/26/psiecko-nowa-moda-wsrod-singli>, data pobrania 23 VII 2024 r.
- 56 <https://www.se.pl/styl-zycia/porady/tak-wabi-sie-twoj-pupil-kosciol-grzni-to-grzech-czy-mozna-nadawac-zwierzetom-ludzkie-imiona-aa-qX6W-qQre-8eoj.html>, data pobrania 23 VII 2024 r.
- 57 <https://www.radiotczew.pl/artyki/15752.pies-nie-umiera-a-zdycha-na-profesora-bralczyka-spady-gromy>, data pobrania 23 VII 2024 r.
- 58 Yuval Noah Harari (1978) izraelski, mediewista, historyk wojskowości. Propagator procesów makro-historycznych. Wielokrotnie cytowany w wystąpieniach w czasie Światowego Forum Ekonomicznego w Davos.
- 59 Aldous Leonard Huxley (1894-1963), powieściopisarz angielski. „Nowy wspaniały świat” to książka z 1932 r. prezentująca katastroficzną wizję świata przyszłości, gatunek zwany dystopią z greki termin ten oznacza „złe miejsce”.
- 60 George Orwell (czyli: Eric Arthur Blair 1903-1950) pisarz angielski, uczestnik hiszpańskiej wojny domowej, przeciwnik totalitaryzmu, zwolennik socjalizmu demokratycznego.
- 61 <https://www.o2.pl/turystyka/szkol-w-anglii-16-latek-zabil-symbol-narodowy-wielkiej-brytanii-6946748590041952a>, data pobrania 23 VII 2024 r.
- 62 https://pl.wikipedia.org/wiki/Okno_Overtona, data pobrania 23 VII 2024 r.
- 63 <https://tvn24.pl/biznes/najnowsze-depopulacja-w-polsce-jestesmy-w-czolowce-niechlubnego-zestawienia-eurostatu-st7999795>, data pobrania 23 VII 2024 r.
- 64 <https://www.gdansk.pl/wiadomosci/Uniwersytet-Gdanski-o-100-miejsc-w-gore-a.265830>, data pobrania 23 VII 2024 r.
- 65 <https://wszystko.najwazniejsze.pl/pepites/polacy-z-agh-zwyciezyl-w-zawodach-lazikow-marsjanskich/>, data pobrania 23 VII 2024 r.
- 66 <https://poranny.pl/polska-spolka-technologiczna-opracowala-rewolucyjne-materialy-jeden-z-nich-jest-w-stanie-zatrzymac-wodor/ar/c3-18563351>, data pobrania 23 VII 2024 r.
- 67 <https://energia.rp.pl/wodor/art39647311-polacy-daleko-w-kolejce-po-wodor-poznalismy-raport-pie>, data pobrania 23 VII 2024 r.
- 68 <https://www.gov.pl/web/klimat/paulina-hennig-kloska-na-pomorzu-o-polityce-wodorowej-polski>, data pobrania 23 VII 2024 r.
- 69 <https://www.forum-ekonomiczne.pl/publication/a-moze-wodor-finski-plan-zostania-swiatowym-liderem-w-gospodarce-wodorowej/>, data pobrania 23 VII 2024 r.
- 70 <https://pomoc.brand24.pl/pl/articles/4686795-czym-jest-ave-ekwiwalent-reklamowy>, data pobrania 23 VII 2024 r.
- 71 <https://archive.org/details/modern-money-mechanics/page/28/mode/2up>, data pobrania 23 VII 2024 r.
- 72 <https://businessinsider.com.pl/lifestyle/kolejne-pokolenie-konsumentow-skupiaja-sie-tylko-przez-8-sek/rzyvmp0>,
- 73 <https://businessinsider.com.pl/wiadomosci/pokolenie-z-koniec-tradycyjnego-flirtu/3hxb0e8>, data pobrania 23 VII 2024 r.
- 74 Tabor S., Sikorski Sz., Kompetencje przyszłości. Czyli jakie?, Nowa Energia, 4 (90) 2023, s. 102.
- 75 <https://www.forum-ekonomiczne.pl/>, data pobrania 23 VII 2024 r.

PLAN KONFERENCJI 2024*

nowa
Energia

| MIESIĄC | KONFERENCJE NE | | NR WYDANIA, TERMIN PUBLIKACJI |
|------------------|--|--|---|
| Styczeń/ Luty |  KOGENERACJA | XI Konferencja „Nowe kierunki Kogeneracji” 31 stycznia - 2 lutego 2024, Nowy Sącz (Hotel Beskid) | Nowa Energia Nr 1/2024 16 lutego 2024 Wydanie elektroniczne |
| Luty |  TPOK | XVI Konferencja „Termiczne Przekształcanie Odpadów Komunalnych” 20-22 lutego 2024, Olsztyn (Hotel Przystań) | |
| Marzec |  UTRZYMANIE RUCHU | X Konferencja Techniczna „Utrzymanie Ruchu - diagnostyka, remonty, modernizacje” 19-21 marca 2024, Kazimierz Dolny (Hotel Król Kazimierz) | Nowa Energia Nr 2/2024 19 kwietnia 2024 Wydanie elektroniczne |
| Kwiecień |  WODÓR W GOSPODARCE | Webinarium „Wodór w Gospodarce” 10 kwietnia 2024 (on-line) | |
| |  HUMAN RESOURCES | Webinarium „O związkach zawodowych pod napięciem” 11 kwietnia 2024 (on-line) | |
| Maj |  GAZ W ENERGETYCE | XV Konferencja „Gaz w Energetyce - Realizacja i Eksploatacja Bloków Gazowych i Gazowo-Parowych” 21-23 maja 2024, Wrocław | Nowa Energia Nr 3/2024 14 czerwca 2024 Wydanie elektroniczne |
| Czerwiec |  WODÓR W GOSPODARCE | III Konferencja „Wodór w Gospodarce” 5 czerwca 2024, (on-line) | |
| |  TPOK | IX Seminarium „Eksploatacja zakładów TPOK - doświadczenia” 18-20 czerwca 2024, Gdańsk | |
| Wrzesień |  CYBERBEZPIECZEŃSTWO | IX Konferencja Warsztatowa „Nieawodność i Cyberbezpieczeństwo Infrastruktury Krytycznej i Przemysłowej - IT/OT” 11-13 września 2024, Wisła (Hotel Aries) | Nowa Energia Nr 4/2024 6 września 2024 Wydanie elektroniczne |
| Październik |  NOWOCZESNE CIEPŁO | V Seminarium „Nowoczesne Ciepło - sieci ciepłownicze, chłód, ciepło odpadowe, magazyny ciepła” 9-10 października 2024, Poznań | |
| Listopad |  NOWY MODEL ENERGETYKI | XII Konferencja Techniczna „Nowy Model Energetyki” 19-21 listopada 2024, Kazimierz Dolny (stacjonarnie i on-line) | Nowa Energia Nr 5-6/2024 14 listopada 2024 Wydanie elektroniczne |
| Grudzień |  CYBERBEZPIECZEŃSTWO | Webinarium „Cyberbezpieczeństwo IT/OT w Zakładach Infrastruktury Krytycznej” 10 grudnia 2024 (on-line) | |

KONTAKT:

W sprawach promocji:
tel. kom. 603 220 011, reklama@nowa-energia.com.pl
tel. kom. 730 223 440, marketing@nowa-energia.com.pl

Wydawnictwo „Nowa Energia”
ul. Wesola 23, 47-400 Racibórz,
tel. 32 777 43 35-38,
biuro@nowa-energia.com.pl,
www.nowa-energia.com.pl

ZAPISZ SIĘ DO NEWSLETTERA

www.nowa-energia.com.pl

ZAPISUJĄC SIĘ DO NEWSLETTERA OTRZYMASZ
BEZPŁATNY DOSTĘP DO KAŻDEGO WYDANIA
DWUMIESIĘCZNIKA „NOWA ENERGIA”



nowa
Energia

com.pl

wortal energetyczny