



TEMAT NUMERU | NOWE HORYZONTY ENERGETYKI

## SZTUKA PROJEKTOWANIA NOWEJ ENERGETYKI

- | energetyka jądrowa a polski przemysł
- | gdzie lokalizować wiatraki?
- | integracja OZE z systemem energetycznym

# #krasna LOVE ścieki



15-16  
października 2024 r.

## WROCŁAW

### XVIII

## KONGRES GOSPODARKI WODNO-ŚCIEKOWEJ

WIECEJ  
INFORMACJI



budujemy możliwości  
porozumienia

ORGANIZATOR



budujemy możliwości  
porozumienia

HONOROWY GOSPODARZ



Browar  
w Namysłowie



GRUPA  
AZOTY  
KĘDZIERZYN

SPONSOR



nijhuis



mobile water solutions

PARTNER BRANŻOWY



Rafineria  
Gdańska

PATRONAT MEDIALNY



kierunekenergetyka.pl



kierunekchemia.pl



kierunekspozywczy.pl

## ENERGETYKA

## Z ŻYCIA BRANŻY

- 8 | 50 lat funkcjonowania Elektrowni Dolna Odra w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym  
PGE GiEK
- 10 | Wakacyjny szok reformy rynku bilansującego  
Kacper Jabłoński
- 12 | Czy rosyjska rafineria PCK zostanie jedynym źródłem ciepła dla niemieckiego Schwedt?  
Aleksandra Fedorska
- 14 | Nadchodzi klimatyczny Ragnarok  
Jan Sakławski
- 16 | Inwestycje dekarbonizacyjne w ciepłownictwie a wyzwania związane z procedurami administracyjnymi  
Dorota Jeziorowska
- 18 | Wykorzystamy potencjał naszych aktywów  
wywiad z Jackiem Kaczorowskim, PGE GiEK

## TEMAT NUMERU: NOWE HORYZONTY ENERGETYKI

- 22 | Magazyny energii jako element infrastruktury krytycznej?  
Kacper Gruszecki
- 26 | Nie chować głowy, czyli o tym, jak piasek może pomóc z magazynowaniem energii  
Michał Pater
- 30 | Czynniki wpływające na lokalizację morskich farm wiatrowych  
Magdalena Przewoźniak
- 34 | Kręte drogi do elektryfikacji ciepłownictwa  
Piotr Górnik
- 42 | Transformacja wobec transformacji  
wywiad z Tomaszem Stupikiem, Energopomiar
- 46 | Nowy element układanki w transformacji energetycznej  
Paweł Błados
- 48 | Integracje OZE z tradycyjnymi systemami energetycznymi  
Wojciech Sikorski
- 52 | Nowe wyzwania dla branży energetycznej. Dyrektywa NIS 2 i nowelizacja ustawy o Krajowym Systemie Cyberbezpieczeństwa  
Katarzyna Mędraś
- 62 | Od węgla do wielkoskalowego atomu  
EDF Polska
- 66 | Globalne aspiracje i lokalne działania. Polska transformacja energetyczna  
Marta Iwańczuk-Grzywna, Adam Kałużny

## PRAWO

- 70 | Nowe ramy regulacyjne dotyczące ogrzewania i chłodzenia z odnawialnych źródeł energii do 2030 r.  
Arkadiusz Węglarz, Karolina Loth-Babut

## UTRZYMANIE RUCHU

- 78 | Mobilne rozwiązania w zakresie uzdatniania wody i oczyszczania ścieków  
NSI Mobile Water Solutions
- 81 | Oleje Shell Turbo T  
Radosław Gwardecki

## CIEPŁOWNICTWO

- 82 | Istotą jest niezależność  
wywiad z Jackiem Szymczakiem, IGCP
- 88 | Dekarbonizacja sektora ciepłownictwa w Polsce  
Jacek Kalina
- 106 | Najpierw dekarbonizacja, potem neutralność, czyli transformacja łódzkiego systemu ciepłowniczego  
Dorota Jeziorowska, Robert Żmuda, Mariusz Twardawa
- 112 | LPG a ciepłownictwo. Gaz w sezonie grzewczym 2024/25  
Andrzej P. Sikora

## ALTERNATYWNE I ODNAWIALNE ŹRÓDŁA ENERGII

- 118 | Zastosowanie wodoru odnawialnego do redukcji emisji CO<sub>2</sub> w branży koksowniczej  
Mateusz Klejnowski, Katarzyna Stolecka-Antczak
- 122 | Poligeneracja i energia z zielonych molekuł  
Tomoho Umeda

## INWESTYCJE

- 126 | Audyty projektów inwestycyjnych  
Karolina Skalska-Józefowicz
- 134 | Światowa energetyka jądrowa  
Andrzej Sidło, Jacek Zalewski

## Z ŻYCIA BRANŻY



Fot. PGE GiEK

# 18

## WYKORZYSTAMY POTENCJAŁ NASZYCH AKTYWÓW

Wywiad z Jackiem Kaczorowskim, PGE GiEK

## CIEPŁOWNICTWO



fot. zasoby IGCP

# 82

## ISTOTĄ JEST NIEZALEŻNOŚĆ

Wywiad z Jackiem Szymczakiem, IGCP

## INWESTYCJE



Fot. 123rf

# 134

## ŚWIATOWA ENERGETYKA JĄDROWA

Andrzej Sidło, Jacek Zalewski



### Dominika Miensopust

redaktor wydania  
tel. 32 415 97 74 wew. 15  
tel. kom. 728 499 502  
e-mail: dominika.miensopust@e-bmp.pl

## Abstrakcja czy realizm? Rozważania o przyszłości polskiej energetyki

Gdy patrzymy na przyszłość polskiej energetyki, można odnieść wrażenie, że stymy na rozdrożu między tym, co możliwe, a tym, co kreślą różni wizjonerzy. Między abstrakcją a realizmem. Wizje przyszłości obfitują w „zielone” technologie, autonomiczne systemy i energetyczną samowystarczalność. Obraz ten zakłócają jednak problemy związane z wyzwaniem, jakie stawia rzeczywistość. Czy energetyka jądrowa jest słusznym i – właśnie – realistycznym wyborem, czy może marzeniem o niemożliwym? Jakie miejsce w tej układance mają wiatraki i inne odnawialne źródła energii (OZE)? Czy wodór to przyszłość, czy mrzonka? I wreszcie, czy jesteśmy gotowi na integrację tych wszystkich elementów w spójny system, w którym każdy ma swoją określoną rolę?

„Polski rząd postrzega projekt budowy elektrowni jądrowych jako szansę dla rozwoju i ekspansji przemysłu, zarówno w oparciu o udział w polskich projektach, jak i wejście do światowych łańcuchów dostaw dla przemysłu nuklearnego” – możemy przeczytać w artykule Andrzeja Sidło i Jacka Zalewskiego z Ministerstwa Przemysłu. Energetyka jądrowa w Polsce przez lata była tematem kontrowersyjnym, ponieważ z jednej strony stanowi odpowiedź na rosnące zapotrzebowanie na energię przy jednoczesnym dążeniu do ograniczenia emisji CO<sub>2</sub>. Z drugiej jednak potęguje obawy związane z bezpieczeństwem i długoterminowym zarządzaniem odpadami radioaktywnymi oraz opłacalnością całej inwestycji. Jednak dla polskiego przemysłu realność tej opcji staje się coraz bardziej wyraźna, szczególnie w kontekście rosnących cen energii i niestabilności dostaw surowców energetycznych.

Kolejnym problemem, który musimy rozwiązać, jest integracja OZE z systemem energetycznym. W tej materii polecam przeczytać felieton Jana Saktawskiego. „Nie wiemy, co przyniesie przyszłość, ale pozostaje nam mieć nadzieję, że (...) będziemy w stanie zbilansować system pełen odnawialnych źródeł z wykorzystaniem magazynów energii” – pisze autor.

Marzenia o kraju zasilanym wyłącznie z OZE stają się coraz mocniej artykułowane dzięki postępowi technologicznemu i wsparciu ze strony Unii Europejskiej. Jednak realistyczne podejście wymaga stworzenia elastycznego systemu zarządzania energią, który będzie w stanie radzić sobie z fluktuacjami w produkcji energii z odnawialnych źródeł.

Co zatem jest najbardziej realne? „Jeszcze przez wiele lat energetyka konwencjonalna pozostanie istotnym elementem polskiego systemu elektroenergetycznego i aktywnym niezbędnym przy wprowadzanych zmianach oraz w jego dalszym rozwoju. Co więcej, będzie stanowić podstawę tego systemu, dopóki nie powstaną stabilne źródła zeroemisyjne, czyli takie, które gwarantują energię Polakom” – rozmowę z prezesem PGE GiEK Jackiem Kaczorowskim trzeba przeczytać.

Marzenia, plany kontra realne możliwości i zasoby. Projektowanie nowej gospodarczej przyszłości, w tym nowej energetyki, to ogromne wyzwanie. Wielką sztuką jest uczynić abstrakcyjne dla niektórych wizje – rzeczywistością.

*Miensopust*

#### Wydawca:

BMP spółka z ograniczoną odpowiedzialnością spółka komandytowa  
KRS: 0000406244, REGON: 242 812 437  
NIP: 639-20-03-478  
ul. Morcinka 35  
47-400 Racibórz  
tel./fax 32 415 97 74  
tel.: 32 415 29 21, 32 415 97 93  
energetyka@e-bmp.pl  
www.kierunekenergetyka.pl

BMP to firma od ponad 30 lat integrująca środowiska branżowe, proponująca nowe formy budowania porozumienia, moderator kontaktów biznesowych, wymiany wiedzy i doświadczeń. To organizator branżowych spotkań i wydarzeń – znanych i cenionych ogólnopolskich konferencji branżowych, webinarów, wydawca profesjonalnych magazynów i portali.

#### Rada Programowa:

**prof. Jan Popczyk**, przewodniczący Rady Programowej, Politechnika Śląska

**prof. Andrzej Błaszczak**, prezes zarządu HYDRO-POMP

**dr hab. inż. Wojciech Bujalski**, prof. PW, Politechnika Warszawska

**dr hab. inż. Maria Jędrusiak**, prof. nadzw. PW, Politechnika Wrocławska

**Henryk Kaliś**, przewodniczący Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu, prezes Izby Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii

**dr hab. inż. Roman Krok**, prof. Pol. Śl., Politechnika Śląska

**prof. Janusz Lewandowski**, Politechnika Warszawska

**dr inż. Jerzy Łaskawiec**, ekspert ds. energetyki

**dr Joanna Maćkowiak-Pandera**, prezes zarządu Forum Energii

**dr Małgorzata Niestępska**, prezes zarządu Elektrociepłownia Ciechanów

**Jan Saktawski**, radca prawny – Krajowa Izba Kłastrów Energii i OZE

**dr inż. Andrzej Sikora**, prezes zarządu Instytutu Studiów Energetycznych Sp. z o.o., Akademia Górniczo-Hutnicza im. St. Staszica w Krakowie

**Waldemar Szulc**, dyrektor biura, Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie

**Prezes zarządu BMP Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością Sp. k.**  
Mateusz Grzeszczuk

**Redaktor naczelny**  
Przemysław Płonka

**Redakcja techniczna**  
Marcelina Gąsior

**Kolportaż**  
Zuzanna Ochman  
zuzanna.ochman@e-bmp.pl

**Sprzedaż:**  
Krzysztof Sielski, Jolanta Mikołajec-Piela, Marta Mika, Magda Widrińska, Ewa Dombek, Monika Majewska

Magazyn kierowany jest do prezesów, dyr. ds. technicznych i głównych specjalistów (mechaników, automatyków, energetyków) reprezentujących branżę energetyczną, organizatorów targów, sympozjów, imprez branżowych, urzędów, ministerstw, instytutów, wyższych uczelni oraz biur projektowych.

**Redakcja nie odpowiada za treść reklam.** Niniejsze wydanie jest wersją pierwotną czasopisma

Wykorzystywanie materiałów i publikowanie reklam opracowanych przez wydawcę wyłącznie za zgodą redakcji. Redakcja zastrzega sobie prawo do opracowywania nadesłanych tekstów oraz dokonywania ich skrótów, możliwości zmiany tytułów, wyróżnień i podkreśleń w tekstach.

Artykułów niezamówionych redakcja nie zwraca. Fot. na okładce: 123rf



## ZARZĄDZANIE PRZEDSIĘBIORSTWEM CIEPŁOWNICZYM

Pierwsza edycja konferencji Zarządzanie Przedsiębiorstwem Ciepłowniczym, która odbyła się 4-5 czerwca w Łodzi, zgromadziła ludzi z pasją, otwartych na nowe wyzwania i świadomych zmian, jakich wymaga współczesne zarządzanie.

Referaty ekspertów skupiły się na tematyce budowania strategii dla PEC-ów, zarządzania w zmiennym otoczeniu czy zarządzania bezpieczeństwem.

Organizatorem wydarzenia, którego druga edycja odbędzie się w 2025 r., była firma BMP.

Więcej zdjęć i relacja na [www.kierunekENERGETYKA.pl](http://www.kierunekENERGETYKA.pl)

Fot. BMP



## NEO ENERGY GROUP NABYWA KOLEJNE PROJEKTY BIOGAZOWE

Do produkcji czystej, zielonej energii wykorzystane zostaną odpady z produkcji rolnej, a profity z działalności biogazowni i efekty synergii uzyskają również lokalne podmioty branży hodowlanej i mleczarskiej, w tym jedna z największych spółdzielni mleczarskich w naszym kraju.

Obecnie NEG jest m.in. właścicielem i operatorem co czwartej instalacji biogazu składowiskowego w Polsce, z których wytwarza się ponad 75% energii elektrycznej produkowanej ze wszystkich instalacji tego typu zlokalizowanych na terenie naszego kraju. W II i III kwartale br. NEG – poprzez spółkę Neo Bio Energy – została właścicielem dwóch biogazowni rolniczych: w Piaskach i Rzecyzkach. Zakończyła też prace budowlano-instalacyjne, dzięki którym możliwe jest stabilnie przetwarzanie biogazu rolniczego, produkowanego w zakładowej oczyszczalni OSM Koło, w zieloną energię.

Źródło i fot.: NEO Energy Group

## PGE URUCHOMIŁA POSTĘPOWANIE PRZETARGOWE NA BUDOWĘ 26 ROZPROSZONYCH MAGAZYNÓW ENERGII

PGE uruchomiła największy w Europie przetarg na realizację rozproszonych magazynów energii elektrycznej. W ramach projektu powstanie 26 magazynów energii o mocach od 2 MW do 10 MW, łącznej mocy 107 MW i 214 MWh pojemności.

– Projekt budowy Rozproszonych Magazynów Energii jest rynkową odpowiedzią na zapotrzebowanie lokalnych systemów dystrybucyjnych na możliwość przechowywania nadwyżek energii odnawialnej, a następnie jej użycia, kiedy zapotrzebowanie przekroczy jej podaż. Pozwoli to nie tylko wspomagać stabilną pracę sieci, ale również przyczyni się do optymalizacji cen na rynku energii. Grupa PGE już teraz jest liderem w magazynowaniu energii, posiadając blisko 90% udział w elektrowniach szczytowo-pompowych. Dzięki budowie magazynów energii w technologii bateryjnej nie tylko umocnimy się na tej pozycji, ale rozbudujemy portfel aktywów regulacyjnych PGE – mówi Dariusz Marzec, prezes zarządu PGE Polskiej Grupy Energetycznej.

Źródło: PGE

## ORLEN Z UNIJNYM GRANTEM NA PROJEKTY WODOROWE

Realizowany przez ORLEN i konsorcjum 17 partnerów międzynarodowy projekt HySPARK jako pierwszy w Polsce pozyskał finansowanie z unijnego programu Clean Hydrogen Partnership.

Środki w wysokości blisko 9 mln euro zostaną przeznaczone między innymi na wyprodukowanie pojazdów wodorowych oraz ich przetestowanie na potrzeby lotniska Chopina i warszawskiej komunikacji miejskiej.



Innowacyjne pojazdy wodorowe zasilane będą paliwem dostarczonym z HUBu ORLEN we Włocławku. Stacja przy lotnisku Chopina powstanie w 2026 roku, dzięki dofinansowaniu z europejskiego programu CEF Transport AFIF Clean Cities faza II. Autobusy napędzane wodorem dostarczy firma ARTHUR BUS, ciągniki wodorowe firma Quantron, z kolei wózki obsługi naziemnej stołecznego lotniska Chopina – włoska spółka ATENA. Użytkownikami pojazdów będą Miejskie Zakłady Autobusowe w Warszawie, ORLEN oraz LS Airport Services.

Źródło i fot.: ORLEN

## INNOWACYJNY PROJEKT ENEI OPERATOR

Enea Operator usprawni pracę sieci niskiego napięcia tam, gdzie jest największa generacja energii elektrycznej z OZE. Wykorzysta do tego automatykę regulującą pracę transformatorów oraz specjalne algorytmy sterowania.

Projekt obejmuje, po pierwsze, analizę możliwości wykorzystania automatyki ARN transformatorów wysokiego napięcia na średnie (WN/SN), do regulacji napięcia w wybranych punktach sieci niskiego napięcia. Po drugie – wykorzystanie metod uczenia maszynowego oraz metod przewidywujących, bazujących na danych pomiarowych. W module B+R zastosowanie znajdują także szczegółowe analizy techniczno-ekonomiczne pilotażowego systemu cyberfizycznego, które z kolei zostaną wykorzystane jako podstawa do opracowania modeli technicznych dla wdrożenia algorytmów sterowania układami ARN w sieci spółki. Drugi moduł, kompetencyjny, obejmuje szkolenia z efektów realizowanego projektu badawczo-rozwojowego dla pracowników Enei Operator z całego obszaru działalności spółki.

Źródło: Enea

## BRAK PRZEPISÓW I SYSTEMU WSPARCIA BLOKUJE ROZWÓJ POLSKIEGO RYNKU BIOMETANU



**Branża apeluje o włączenie sektora do krajowych strategii energetycznych.**

Członkowie Polskiej Organizacji Biometanu, w oficjalnym stanowisku wystanym do Ministerstwa Klimatu i Środowiska, deklarują do 2030 roku inwestycje w projekty biometanowe na poziomie przynajmniej

17,5 mld zł, co pozwoliłoby

na produkcję 2 mld m<sup>3</sup> biometanu rocznie w Polsce. – Do tego konieczne są jednak zmiany legislacyjne oraz zagwarantowanie branży długoterminowej strategii na rzecz rozwoju rynku – wskazuje Michał Tarka z POB (na zdj.).

Na koniec 2023 roku w Polsce było 388 biogazowni i żadnej biometanowni. Dla porównania, w Europie już rok wcześniej działało odpowiednio niemal 19,5 tys. i ponad 1,3 tys. takich instalacji.

Źródło i fot.: Newseria

## TAURON URUCHOMIŁ KLUCZOWĄ STACJĘ ELEKTROENERGETYCZNĄ – GPZ GOGOLIN

**Główny Punkt Zasilania Gogolin to jedna ze strategicznych inwestycji TAURON Dystrybucji w województwie opolskim. Projekt zasili położone w pobliżu tereny inwestycyjne oraz podstację trakcyjną PKP. Koszt inwestycji to blisko 32 miliony złotych.**

GPZ Gogolin zasili podstację trakcyjną PKP Gogolin oraz nowych odbiorców zlokalizowanych na terenie Katowickiej Specjalnej Strefy Ekonomicznej – Podstrefy Gogolin. Przyczyni się do wzmocnienia zasilania istniejącej sieci terenowej 15 kV i zwiększy niezawodność dostarczania energii elektrycznej do klientów. Dodatkowo GPZ będzie stanowił miejsce przyłączenia dla nowych odnawialnych źródeł energii elektrycznej (OZE). TD wydał już warunki przyłączenia do tej stacji dla OZE o sumarycznej mocy ok. 70 MW.

Źródło: informacja prasowa

Tylko

# 500

MLD ZŁOTYCH

– tyle, wg raportu „Zielone horyzonty: Polska na drodze do zrównoważonej przyszłości”, wydany na modernizację sieci energetycznych.

Źródło: Kearney

.....

# ”

Bez mocy węglowych nie byłoby bezpiecznym państwem.

Transformacja nie może wiązać się z osłabieniem naszej gospodarki, pozbawieniem pracy ludzi, nie mówiąc o użytkownikach energii, którzy jej potrzebują. Jeszcze przez wiele lat energetyka konwencjonalna pozostanie istotnym elementem polskiego systemu elektroenergetycznego i aktywnym niezbędnym przy wprowadzanych zmianach oraz w jego dalszym rozwoju

– **Jacek Kaczorowski**, prezes zarządu PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna.

(wywiad strona 18)



## TRWA BUDOWA ELEKTROWNI GAZOWO-PAROWYCH W OSTROŁĘCE I GRUDZIĄDZU

**Elektrownie gazowo-parowe charakteryzują się dużą elastycznością oraz możliwością szybkiego przejścia od postoi do pełnej wydajności. To cechy o kluczowym znaczeniu dla systemu elektroenergetycznego z dynamicznie rozwijającym się źródłami odnawialnymi.**

Blok gazowo-parowy (CCGT) jest połączeniem układu turbiny gazowej i turbiny parowej. Charakteryzuje go wysoka sprawność, niska awaryjność połączona z dużą dyspozycyjnością, znaczna elastyczność w zakresie warunków pracy. W bloku CCGT spaliny po wykonaniu pracy w turbinie gazowej kierowane są właśnie do kotła odzysknicowego, w którym produkowana będzie para służąca do napędu turbiny parowej. Odzysk ciepła ze spalin pozwala na uzyskanie wyższej sprawności bloku.

Źródło i fot.: Energa Grupa ORLEN

## WARSZAWSKIE CIEPŁOWNICTWO NA DRODZE DO NEUTRALNOŚCI EMISYJNEJ

**Elektrociepłownia Żerań, Siekierki i Pruszków oraz Ciepłownia Wola i Kawęczyn – to aktywa ciepłownicze Grupy ORLEN w aglomeracji warszawskiej, które już w 2035 r. odejdą całkowicie od spalania węgla.**

Podstawą dekarbonizacji tych aktywów staną się ciepło generowane z gazu i energii odnawialnej, odzyskiwanie ciepła odpadowego ze ścieków, spalin i systemów chłodzących oraz akumulatory ciepła. Efektem wdrożenia planu będzie spadek emisji CO<sub>2</sub> o prawie 3 mln ton, czyli o 55%, w porównaniu do roku 2019. Szacunkowy zysk operacyjny EBITDA koncernu związany z wdrożeniem planu wynosi nawet 4 mld zł rocznie w perspektywie 2035 roku.

Źródło: ORLEN



Fot. PGE GIEK

## 50 lat funkcjonowania Elektrowni Dolna Odra w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym

Choć w tym roku świętujemy 50-lecie Elektrowni Dolna Odra, to za jej początki uznać można lata 60. i 70., czyli czas rozbudowy mocy energetycznych w Polsce. Impulsem do powstania EDO był deficyt mocy dla północno-zachodnich terenów kraju, a także słaba sieć przesyłowa. Budowę rozpoczęto w 1970 r., zakończono w 1977 r. Pierwszy prąd do sieci popłynął 10 kwietnia 1974 r.

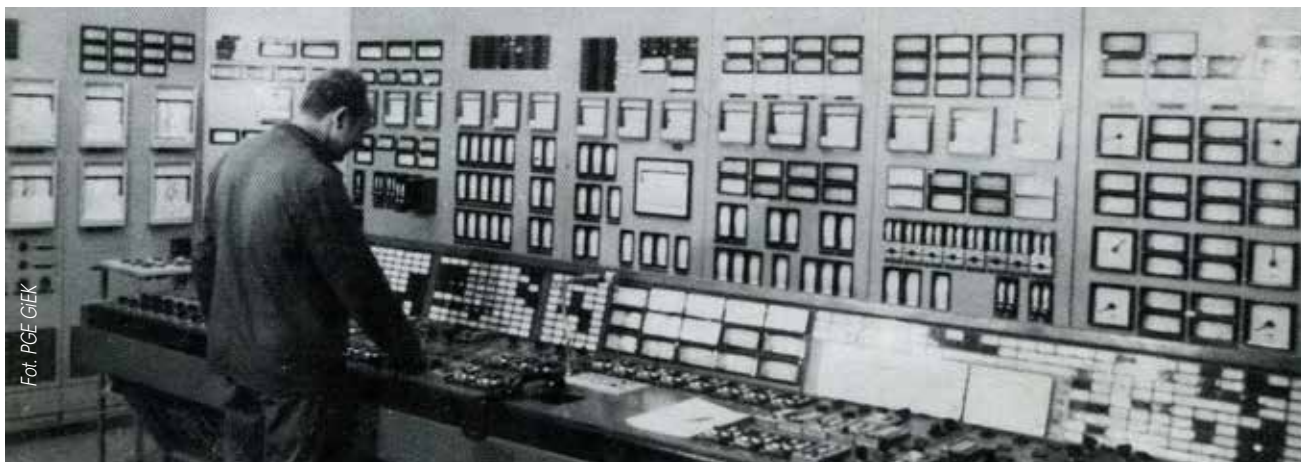
Pierwsze lata eksploatacji nie były łatwe, gdyż Dolna Odra zaprojektowana została w oparciu o oszczędnościowe wskaźniki kubaturowe, co było zadaniem prekursorskim dla wykonawcy założeń technicznych elektrowni – Biura Projektowego Energoprojekt Gliwice. Cel ten osiągnięto – Dolna Odra wciąż jest elektrownią z najniższymi jednostkami objętości i powierzchni. Nie uniknięto jednak błędów projektowych, które ujawniły się podczas rozruchu i pierwszych lat eksploatacji. Ich eliminowanie wymagało od ówczesnej kadry inżynieryjno-technicznej Dolnej Odry ogromnego wysiłku. Zdobyte w tym czasie do-

świadczenia były podstawą opracowanego programu modernizacji, likwidującego wady urządzeń i błędy projektowe.

### Kozienice, Opole i Rybnik skorzystały z doświadczeń

W 1976 r., jeszcze w trakcie budowy elektrowni, w wyniku połączenia Dolnej Odry z elektrowniami Pomorzany i Szczecin powstał Zespół Elektrowni Dolna Odra. W kolejnych latach funkcjonowania elektrowni skupiono się na zmniejszeniu negatywnego oddziaływania na środowisko natural-





ne i intensywnych prac inwestycyjno-modernizacyjnych. Dzięki inwestycjom wspartym kontraktami długoterminowymi, w latach 90. zmodernizowano sześć z ośmiu bloków energetycznych, zwiększając sprawność wytwarzania i moc dyspozycyjną oraz ograniczając emisję zanieczyszczeń.

O efektywności tych prac świadczy fakt, że opracowany i wdrożony przez kadrę inżynierską Elektrowni Dolna Odra kompleksowy program modernizacji bloku 200 MW stanowił bazę rekonstrukcji bloków 200 MW dla innych elektrowni, w tym elektrowni: Połaniec, Jaworzno, Rybnik. Program modernizacyjny stał się też modelowym rozwiązaniem w projektach dla później budowanych elektrowni: Kozienic i Opola.

### Elektrownia Dolna Odra dziś

Elektrownia Dolna Odra jest jedyną w regionie konwencjonalną elektrownią blokową z otwartym układem chłodzenia, stabilizującą pracę Krajowego Systemu Elektroenergetycznego. Aktualnie dysponuje blokami o łącznej mocy elektrycznej zainstalowanej 908 MWe i ciepłej 91,15 MWt. Elektrownia pełni funkcję jednostki *must run*, co oznacza, że jej praca wymuszona jest względami bezpieczeństwa sieciowego. Układy technologiczne przystosowane są do świadczenia pełnego pakietu usług systemowych na rzecz Krajowego Systemu Energetycznego.

Bloki spełniają wymogi środowiskowe według najlepszej dostępnej technologii, tzw. Best Available Technology, osiągając zastrzeżone limity poziomu emisji m.in. NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub>, pyłu i rtęci.

Dzięki na bieżąco realizowanym inwestycjom utrzymaniowym, bloki cechują się wysoką dyspozycyjnością i niską awaryjnością, a Dolna Odra uzyskuje jedno z najlepszych wyników wśród krajowych elektrowni z jednostkami o mocach zainstalowanych 200-299,9 MW na węgiel kamienny.

W tym roku oddano do eksploatacji stację rozruchową zwiększającą elastyczność pracy elektrowni poprzez umożliwienie szybkiego uruchomienia bloków energetycznych w sytuacji ich całkowitego wyłączenia.

### Odtworzenie potencjału wytwórczego

W sąsiedztwie Elektrowni Dolna Odra realizowana jest (przez spółkę PGE Gryfino 2050 z Grupy PGE) budowa dwóch bloków gazowo-parowych o łącznej mocy elektrycznej zainstalowanej 1366 MW. Inwestycja ta pozwoli na odtworzenie potencjału wytwórczego Elektrowni Dolna Odra. Przekazanie do eksploatacji bloków parowo-gazowych planowane jest w bieżącym roku. Przeprowadzono już pierwszą synchronizację generatora bloku nr 9 z Krajowym Systemem Elektroenergetycznym. Nowe jednostki będą w stanie zasilić w energię elektryczną około 2,5 miliona gospodarstw domowych oraz pozwolą na dalszą stabilizację sieci lokalnej, spełniając jednocześnie normy środowiskowe w zakresie emisji.

Źródło: PGE GiEK

## ETAPY BUDOWY ELEKTROWNI DOLNA ODR

- 10 kwietnia 1974 r. nastąpiła pierwsza synchronizacja bloku nr 1.
- 29 kwietnia 1974 r. – blok nr 1, po pomyślnie przeprowadzonym rozruchu próbnym i odbiorze technicznym, został przekazany do eksploatacji wraz z 53 obiektami ogólnoelektrownianymi i pomocniczymi.
- 4 maja 1974 r. oficjalnie uruchomiono elektrownię. W tym roku przekazano również do eksploatacji blok nr 2 (1 września) i zsynchronizowano blok nr 3 (31 grudnia).
- 15 marca 1975 r. przekazanie do eksploatacji: blok nr 3.
- 13 sierpnia 1975 r. przekazanie do eksploatacji: blok nr 4.
- 31 grudnia 1975 r. przekazanie do eksploatacji: blok nr 5.
- 2 sierpnia 1976 r. przekazanie do eksploatacji: blok nr 6.
- 20 listopada 1976 r. przekazanie do eksploatacji: blok nr 7.
- 31 stycznia 1977 r. przekazanie do eksploatacji: blok nr 8.

# Wakacyjny szok reformy rynku bilansującego

Na rynku energii elektrycznej nastąpiła rewolucja związana z przejściem z godzinnych okresów rozliczeniowych na kwadransy. Reforma rynku bilansującego, która weszła w życie 14 czerwca, ma na celu poprawienie wyceny energii elektrycznej, stwarzając sygnały cenowe dla wytwórców i odbiorców energii.

Zmiany są odpowiedzią operatorów rynku na obecne wyzwania związane z bilansowaniem energii. Dynamiczne tempo codziennego życia uczestników rynku energii przedstawia się charakterystycznym profilem zapotrzebowania (tj. dolina nocna, szczyt poranny, dolina południowa, szczyt wieczorny). Dodatkowym problemem obciążającym system stała się nadpodaż energii. Produkcja na pełnych obrotach z fotowoltaiki, która na wakacjach pracuje najintensywniej – niczym branża turystyczna – wraz z utrzymaniem pracujących bloków węglowych (których ponowny rozruch zajmuje około 8 godzin) przekracza regularnie zapotrzebowanie na moc w ciągu dnia. Efektem tej sytuacji jest nierynkowe redysponowanie mocy, czyli wyłączeń mocy z powodu przeciążeń w systemie.

## Więcej nie znaczy lepiej

Nadprodukcja to równie niebezpieczny stan jak niedobory mocy. Rozregulowany rynek energii jest trudniejszy do okiełznania niż rozchwiany emocjonalnie nastolatek po przerwie covidowej i rozstaniu z pierwszą miłością. Nikt absolutnie nie powinien się z nim droczyć, bo jego rażąco wybuchowy charakter może doprowadzić do wstrząsu dla całego systemu. Stan równowagi jest charakterystyczną i niezbędną cechą rynku energii elektrycznej, na którym popyt i podaż muszą się ze sobą spotkać w każdej sekundzie funkcjonowania, tak aby towar miał certyfikat najwyższej jakości – „50 Hz”. Choć znajdują się systemy na świecie, które gustują w wyższym woltażu – „60 Hz” – to elementy systemów elektroenergetycznych, zaczynając od wielkich transformatorów a kończąc na najmniejszych ładowarkach w naszych gniazdkach, są wybredne pod względem częstotliwości i zamawiają parametry a point.

fot. zasoby autora



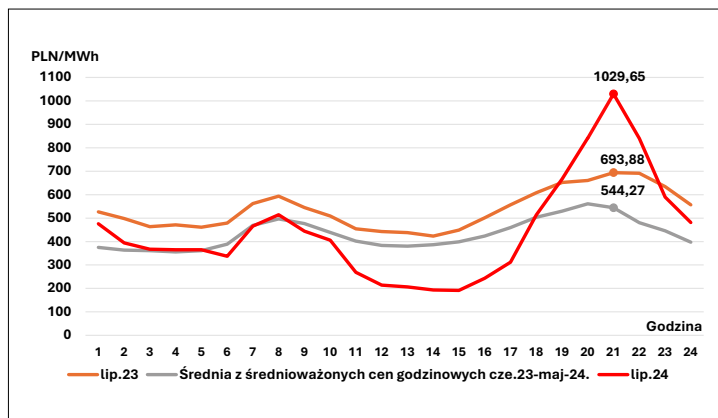
### Kasper Jabłoński

Publicysta, redaktor naukowy, analityk, przewodniczący SKN Energetyki 2022/2023, gospodarz podcastu „Energetyczne Rozmowy”, inżynier energetyki MEiL PW, magistralant SGH

To właśnie rynek bilansujący jest „pracownią kulinarną”, w której operatorzy systemu – Polskie Sieci Elektroenergetyczne – są w stanie przyrządzić tę idealnie przygotowaną równowagę na rynku dla naszych urzędów. Uczestnicy na rynku bilansującym dokupują potrzebną lub sprzedają nadmierną niezakontraktowaną energię. Kiedyś ceny były wyznaczane urzędowo na podstawie algorytmów, ale teraz uczestnicy składają oferty, więc wolna ręka rynku sięgnęła również i tu. Wprowadzając nowe zasady funkcjonowania stworzono bodźce do bardziej precyzyjnego planowania pracy jednostek i podejmowania aktywnych reakcji na odchyły w systemie. Jednak bodźce, o których mowa, to nic innego jak impulsy cenowe. Reforma spowodowała gwałtowny wzrost cen na rynkach hurtowych i to nie tylko na rynku bilansującym.

## Wzrost popytu na zdalne liczniki odczytu i... na ciśnieniomierze

Na rynku dnia następnego największy skok cenowy w roku 2024 r., wynoszący 871 zł, pojawił się 18 lipca między 18:00 a 19:00. Cena o godz. 12:00 tego dnia wynosiła tylko 155 PLN, żeby osiągnąć zatrważające 2400 PLN o godz. 20:00<sup>1</sup>. Rzeczywiście, taki impuls związany z podwyżką opłat za energię o ponad 2000 PLN w odstępie kilku godzin może zatrzymać pracę nie tylko instalacji fotowoltaicznej, ale również pracę serca osoby obracającej energią na giełdzie. Jeżeli powyższe ceny pojawią się w ofercie taryf dynamicznych, które wchodzi od sierpnia, to spodziewany jest wzrost



RYS. 1

Zestawienie średnioważonych cen godzinowych z lipca 2023, lipca 2024 oraz średniej z średnioważonych cen godzinowych z okresu czerwiec 2023 – maj 2024 (okres roczny przed wprowadzeniem reformy RB) z rynku dnia następnego (opracowanie własne autora na podstawie danych TGE)

popytu zarówno na zdalne liczniki odczytu, jak i na ciśnieniomierze.

Do góry poszły nie tylko ceny chwilowe w danych godzinach, kiedy występują trudności z bilansowaniem, ale również średnie ceny w skali miesiąca. Średnioważone ceny godzinowe w lipcu ukazują, jak zmiany na rynku wpłynęły na poziom cen szczególnie w szczycie wieczornym (19:00-22:00). Ceny w tych godzinach były średnio o 310,75 PLN, 499,33 PLN, 309,21 PLN wyższe niż średnioważona cena dla całego miesiąca<sup>2</sup>. Ponadto średnioważona cena w lipcu (530,32 PLN) była wyższa o 171,41 zł względem ceny z maja, czyli przed wprowadzeniem reformy. Można z pewnością stwierdzić, że reforma spełniła swoje zadanie i zapewniła dodatkowe bodźce, lecz istnieje obawa, czy nadmierna liczba owych bodźców nie doprowadzi do deprywacji sensorycznej uczestników rynku.

### Wypiętrzanie szczytów

Dodatkowe „obserwacje alpinistyczne” wskazują na wypiętrzanie się szczytów wieczornych, które niedługo będzie można zakwalifikować do Korony Gór Polski. Jednocześnie dolina nocna i szczyt poranny stają się „Równiną przedpołudniową”, ewentualnie osiedlowym pagórkem porannym, na którym można co najwyżej zjechać na sankach. Natomiast doliny dzienne aspirują do zupełnie nowej formy terenu w świecie energetycznym – mianowicie tzw. depresji południowej, zwanej też czasami depresją słoneczną. Chociaż zawsze byłem zwolennikiem cienia, to nigdy nie przypuszczałem, że nadmierne działanie słońca będzie skutkowało depresją. Zatem może czas na zmianę kierunków wakacyjnych na północ, gdzie bilansowanie systemu to kaszka z mleczkiem, dzięki rozwiniętej infrastrukturze magazynowania energii.

### Przypisy

- <sup>1</sup> Dane Instrat, Cena energii elektr. Na poszczególne godziny kolejnej doby (RDN) <https://energy.instrat.pl/ceny/energia-rdn-godzinowe/>
- <sup>2</sup> Dane TGE „Raport miesięczny lipiec 2024”.



# JESTEŚ STUDENTEM?

Działasz w kole naukowym?

Chcesz podzielić się swoją opinią dotyczącą energetyki?

Zostań autorem w formacie OKIEM STUDENTA!

Napisz do nas!  
[energetyka@e-bmp.pl](mailto:energetyka@e-bmp.pl)



budujemy możliwości porozumienia

## OKIEM STUDENTA

to dział, w którym dajemy studentom możliwość wyrażenia swojej opinii na tematy związane z energetyką i ciepłownictwem.

# Czy rosyjska rafineria PCK zostanie jedynym źródłem ciepła dla niemieckiego Schwedt?

Ciepło w niemieckim Schwedt jest wytwarzane (jako odpadowe) przez rafinerię PCK, która nadal w ponad 54% należy do rosyjskiego koncernu Rosneft, mimo że niemiecki rząd nałożył na te udziały zarząd komisaryczny.

W przygranicznym miasteczku Schwedt nad Odrą mieszkało na koniec 2023 roku 33 635 osób, do miejskiej sieci ciepłowniczej podłączonych było ponad 26 000. To na skalę Niemiec niesłychanie wysoka liczba, bo przeciętnie w tym kraju do sieci ciepłowniczej podłączone jest zaledwie 15,2% budynków, a Schwedt ma obecnie wskaźnik podłączenia ponad 75% wszystkich gospodarstw domowych. Głównymi odbiorcami ciepła sieciowego są przedsiębiorstwa mieszkaniowe, miasto i klienci komercyjni, których udział w sprzedaży wynosi ponad 70%. Lokalna sieć ciepłownicza ma długość 74 km.

Schwedt korzysta od 1997 roku, przy dostawach energii i usług telekomunikacji, z firmy Technische Werke Schwedt GmbH, która jest spółką – matką lokalnego dostawcy ciepła Stadtwerke Schwedt. Samo ciepło jest wytwarzane przez rafinerię PCK (ciepło odpadowe), która nadal w ponad 54% należy do rosyjskiego koncernu Rosneft, mimo że niemiecki rząd nałożył na te udziały zarząd komisaryczny. Od 1995 roku niewielka ilość ciepła powstaje równolegle w ciepłowni szczytowej i rezerwowej na wypadek zapotrzebowania szczytowego.

## Jak zazielenić ciepło w Schwedt?

Niemiecka polityka klimatyczna, która wytyczyła konkretne daty zazielenienia produkcji ciepła, jest trudnym wyzwaniem dla Stadtwerke Schwedt, gdyż ciepło, którym dysponuje, pochodzi od branży paliwowej – bardzo energochłonnej i wysokoemisyjnej. Do tego trzeba dodać, że postkomunistyczna rafineria PCK jest – zdaniem organizacji WWF – najbardziej emisyjną w Niemczech. Dirk Sasson, szef Technische Werke Schwedt GmbH, tłumaczy jednak zdecydowanie, że ciepło z rafinerii jest nieuniknione i dlatego klasyfikuje się je jako ekologiczne, jeśli jest dalej wykorzystywane, na przykład do ogrzewania domów. Schwedt musi jednak, podobnie jak całe Niemcy, osiągnąć do 2045 roku neutralność klimatycz-



fot. zasoby autorki

## Aleksandra Fedorska

Korespondentka polskich i niemieckich portali branżowych. Jej specjalizacją jest polityka energetyczna Niemiec, Danii, Szwecji, Austrii, Szwajcarii oraz krajów Beneluksu. Śledzi przebieg kampanii wyborczych we wszystkich wymienionych krajach pod względem polityki energetycznej

ną. Dlatego też miasto planuje od 2027 roku wydobycie ciepła z wody ściekowej i rozbudowę sieci ciepłowniczej w tym kierunku.

Zazielenienie i neutralność klimatyczna w ciepłownictwie w Schwedt może się w przyszłości – zdaniem szefa rafinerii Ralfa Schairera i Dirka Sassona – realizować poprzez transformacje w rafinerii PCK. Zakład ten planuje wyższy udział zielonego wodoru w zużyciu energii, co oznaczałoby spadek emisyjności CO<sub>2</sub> w całym bilansie energetycznym.

## Zazielenienie ciepła odpadowego z rafinerii w Niemczech

Rosyjski koncern Rosneft posiada w Niemczech udziały większościowe w rafinerii PCK oraz udziały mniejszościowe w rafinerii MiRO w Karlsruhe und Bayernoil w Bawarii. O ile PCK nie zmodernizowała się i nie ograniczyła swoich emisji, tak MiRO i Bayernoil od lat pracują nad lepszym bilansem klimatycznym. Główną różnicą jest samo pozyskiwanie energii produkcyjnej w tych rafineriach. PCK to jedyny obiekt tego typu, który jeszcze wytwarza energię

z własnych odpadów ropy. To faktycznie energia bardzo tania, która niezmiernie pomaga rafinerii w wykluczeniu konkurencji, ale jest bardzo niekorzystna dla klimatu i środowiska naturalnego, o czym świadczą wielokrotnie wyższe emisje CO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub> i innych pierwiastków.

Rafineria MiRO z Karlsruhe zaczęła dostarczać ciepło odpadowe do sieci ciepłowniczej w 2011 roku. Wtedy był to flagowy projekt, który otrzymał dofinansowanie i kilka nagród. Ilość ciepła z MiRO jest wystarczająca do zaopatrzenia około jednej trzeciej wszystkich mieszkań w Karlsruhe. Wspólny projekt Stadtwerke Karlsruhe i Mineraloelraffinerie Oberrhein (MiRO) był nowością dziesięć lat temu. Obecnie dołączyły do niego kolejne przedsiębiorstwa, takie jak lokalna fabryka papieru, które wspólnie starają się o zazielenienie i ograniczenie emisji CO<sub>2</sub>.



## MONITORING EMISJI SPALIN

- **POMIARY PROCESOWE** (O<sub>2</sub>, NH<sub>3</sub>, CO, NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub>, Hg, pył, wilgotność, temperatura, ciśnienie);
- **SYSTEM MONITORINGU EMISJI SPALIN (CEMS) wg PN-EN 14181** (CO, SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, CO<sub>2</sub>, O<sub>2</sub>, NH<sub>3</sub>, HCl, HF, TOC, Hg, dioksyny, furany, węgiel biogeny, pył, przepływ);
- **SYSTEM DO REJESTRACJI, RAPORTOWANIA I ARCHIWIZACJI ANALYTICS QAL CEM REPORT wg PN-EN 17255**, certyfikowany na QAL1 PN-EN 14181\*.

—  
\*certyfikacja w trakcie

## OPTYMALNE ROZWIĄZANIA W NAJLEPSZEJ CENIE I JAKOŚCI



Skontaktuj się z nami: tel. +48 12 427 31 66, +48 508 064 210, email: [biuro@analyticspl.eu](mailto:biuro@analyticspl.eu)  
więcej informacji: [analyticspl.eu](http://analyticspl.eu)

# Nadchodzi klimatyczny Ragnarok

Energetyka to domena ludzi technicznych, twardo stąpających po ziemi. Raczej ścisłych niż humanistów, raczej realistów niż romantyków. To jednak nie oznacza, że w energetyce nie zdarzają się zjawiska o charakterze niemal mistycznym.

Od lat już za świętego Graala energetyki uważamy wodór i wszystkie możliwości, które nam da w kontekście magazynowania energii, P2G czy napędów w samochodach. Oczywiście, poza tym, że Lancelot, Gawain i Parsifal musieli ten święty kielich znaleźć, musieli jeszcze być godnymi napięcia się z niego, a z tym już różnie bywało (szczególnie Lancelot, w dwuznacznej i pokątnej relacji z królową Ginewrą, miał tu pewien problem). Wypracowanie technologii to więc tylko pierwszy krok, po którym będziemy musieli wymyślić strumienie przychodu, zbudować infrastrukturę i wypracować model finansowy.

## Energetyczne drzewo życia

Skoro wodór jest świętym Graalem, to czym są bateryjne magazyny energii? Pokusiłbym się o koncepcję, że czymś w rodzaju drzewa życia z nordyckiej mitologii.

Wspominany w niej Yggdrasil to roślina spajająca światy Midgard, Asgard, Helheim i inne królestwa połączone były korzeniami drzewa, którego gałęzie stanowiły dom najdziwniejszych maskaronów. Czyhało w nich mnóstwo niebezpieczeństw, ale bez niego królestwa nie mogłyby funkcjonować. Trzy wieszczki z plemienia olbrzymów – Norny – podlewają codziennie drzewo wodą życia, aby uchronić je przed uwięciem. Bogowie zaś urządzają w nim swoje spotkania, żeby radzić o sprawach doczesnych i boskich.

No cóż, podobieństwa narzucają się same. Do KSE przyłączamy coraz więcej mocy odnawialnych, których generacja



fot. zasoby autora

### Jan Saklawski

radca prawny  
– Krajowa Izba Kłastrów  
Energii i OZE

uzależniona jest od warunków pogodowych. Nie do końca panujemy więc nad tym, kiedy oddają one energię do sieci. Dość bezrefleksyjnie pozwoliliśmy również mnóstwie prosumentów na korzystanie z sieci jak z niemal darmowego magazynu energii, co spowodowało, że zamiast wykorzystywać energię na własne potrzeby, stali się oni rzeszą mikrowytwórców, niesterowalnych i przeciążających system przy każdej okazji. Z kolei postępująca elektryfikacja ciepłownictwa (wciąż jeszcze zbyt wolna) zwiększa potrzeby po stronie odbioru. Potrzebujemy więc instrumentu, który niczym Yggdrasil połączy zwaśnione światy w symbiotyczny organizm, zdolny do wspólnej egzystencji. Naszym drzewem życia będą baterie, których potencjał spłaszczy napięcia pomiędzy wojującymi królestwami.

## Strumień przychodów (znaczy wody życia)

Jak to jednak sprawnie zrobić? Wszystkiego nie wie nawet Odyn, który jednym okiem widzi teraźniejszość a drugim przyszłość. Na ten moment wiemy to, że warunki do rozwoju drzewa nie są zachęcające. Komercyjne inwestycje nie powstają z chęci niesienia pomocy KSE tylko z powodu konkretnych sygnałów inwestycyjnych, takich jak jasne strumienie przychodu. W naszym przypadku można powiedzieć, że Norny nieco objają się ze swoją robotą. Pierwszy strumień wody życia – rynek mocy – może zostać nieco przyblokowany w najbliższym czasie. Gdy piszę te słowa, propozycja

Ministerstwa Klimatu i Ochrony Środowiska w kontekście wartości korekcyjnego współczynnika dyspozycyjności dla bateryjnych magazynów energii wynosi 61,3%. Nieco lepiej niż pierwotna propozycja (57,58%), ale wciąż znacząco niżej niż wartość ubiegłoroczna (95%). Dla niewtajemniczonych w meandry nordyckiej mitologii podpowiem, że oznacza to, że magazyn zgłoszony do aukcji będzie faktycznie uczestniczył w niej wartością mocy wynikającą z przemnożenia przez KWD. Innymi słowy, każdy megawat mocy to w rzeczywistości 0,613 megawata w aukcji. Biorąc pod uwagę rynkowy charakter aukcji i brak pewności co do ostatecznego jej wyniku, nietrudno domyślić się, że Thor ciskał gromy wściekłości, gdy dowiedział się, jak wygląda sytuacja z KWD. Rynek mocy najprawdopodobniej nie będzie już więc tak silnym sygnałem inwestycyjnym jak wcześniej. Pozostaje pytanie o podejście instytucji finansowych do tzw. bankowalności projektów magazynów bateryjnych. Dotychczas zawarta umowa mocowa była elementem niezbędnym do rozpoczęcia rozmów z bankiem. W przypadku, gdy poziom wsparcia spadnie o 1/3, podejście tych instytucji do finansowania może się zmienić. Waż Świata drży na myśl o potencjalnych konsekwencjach.

### Nadzieja w innych królestwach

Midgard ogarnęła wojna, w Asgardzie synowie Odyna kłócą się o zasady ewentualnej sukcesji, a tymczasem w Nilfheimie zatruta mgła przesłoniła horyzont. Legendy mówią, że gdzieś tam ukryty jest artefakt, który może pomóc określić przyszłość Yggdrasila. Ten artefakt to usługi elastyczności. Pewne wskazówki co do ich położenia znajdują się w prawie energetycznym, które w swojej delegacji dla rozporządzenia systemowego zawiera informację o konieczności określenia zasad świadczenia tego rodzaju usług dla operatorów systemów dystrybucyjnych. Jednak jeśli OSD i MKiŚ nie wypracują z rynkiem szczegółowych zasad ich funkcjonowania, to również ta nadzieja może się okazać płonną. Problem polega na tym, że węzły, w których świadczenie usług elastyczności byłoby sensowne, to również te najbardziej zapchane, gdzie najtrudniej jest otrzymać warunki przyłączenia. Dopóki więc ten problem nie zostanie rozwiązany, magazyny nie będą po prostu powstawać w miejscach, które ich najbardziej potrzebują.

Przesuńmy się jednak do Aelfheim, gdzie morderczą wojnę od lat prowadzą mroczne i świetliste elfy. Celem tej pokoleńowej wojny jest zdobycie kontroli nad cytadelą o wdzięcznej nazwie Rynek Bilansujący. Cytadela ta od 14 czerwca bieżącego roku zmieniła się w bardziej przyjazną magazynom energii. Mogą w niej uczestniczyć i czerpać przychody jako Dostawca Usług Bilansujących poprzez świadczenie usługi utrzymania częstotliwości w ramach aFRR, FCR i mFRR. Z uwagi na krótki okres obowiązywania oraz brak możliwości zakontraktowania przychodów dla instalacji planowanych nie możemy na ten moment stwierdzić, czy skarb cytadeli rzeczywiście odmieni losy tej toczącej się od tysiącleci wojny.

” Nie wiemy, co przyniesie przyszłość, ale pozostaje nam mieć nadzieję, że Yggdrasil połączy królestwa i będziemy w stanie zbilansować system pełen odnawialnych źródeł z wykorzystaniem magazynów energii

Legenda głosi, że w mroźnym Helseim ukrywa się z kolei pustelnik i mędrzec zwany Arbitrażem Cenowym, wraz ze swoim wiernym psem-towarzyszem Spreadem. Podobno znają oni odpowiedź na pytanie o handlowy potencjał magazynów bateryjnych, a więc o to, jak mogą one zarabiać na różnicach cenowych. Niestety aktualnie nie sposób ich zrozumieć, bo mówią na przemian – jeden po ludzku, a drugi po psiemu.

### Nadchodzi Ragnarok

Nie wiemy, co przyniesie przyszłość, ale pozostaje nam mieć nadzieję, że Yggdrasil połączy królestwa i będziemy w stanie zbilansować system pełen odnawialnych źródeł z wykorzystaniem magazynów energii. Czasu nie ma wiele, szczególnie gdy na horyzoncie mamy klimatyczny Ragnarok, a oczy wilka Fenrisa żarzą się niczym dwa węgle.

# Inwestycje dekarbonizacyjne w ciepłownictwie a wyzwania związane z procedurami administracyjnymi

Większa różnorodność inwestycji w ciepłownictwie, znaczny wzrost ich liczby, rozproszenie źródeł ciepła – wszystko to spowoduje, że obciążenie związane z postępowaniami administracyjnymi wzrośnie.

Potrzeba dekarbonizacji gospodarki, w tym sektora energetycznego, jest faktem. Inwestycje towarzyszyły energetyce od zawsze, teraz jednak w sposób zdecydowany zmienia się ich skala – czymś innym jest dostosowanie instalacji spalania do wymogów konkluzji BAT, a innym – zastąpienie całego źródła ciepła inną jednostką lub jednostkami wytwórczymi.

W przypadku ciepłownictwa sieciowego wrażenie robi efekt skali – do zastąpienia lub modernizacji jest ponad 50 GW mocy wytwórczych w ciepłe (z zastrzeżeniem, że wartość ta zmniejszy się w wyniku dostosowania wielkości źródeł do zmniejszającego się zapotrzebowania na ciepło, które wynikać będzie w dużej mierze z termomodernizacji budynków), rozdzielone na kilkaset systemów ciepłowniczych, ze zróżnicowaną strukturą właścicielską, w ponad 66% opartych na węglu, który co do zasady – do końca 2033 roku powinien zostać zastąpiony. Należy również dodać, że teraz inwestycje nie będą mogły do-



fot. zasoby autorki

## Dorota Jeziorowska

dyrektor Polskiego  
Towarzystwa  
Elektrociepłowni  
Zawodowych

tyczyć już tylko jednostek wytwórczych, konieczna będzie równoległa realizacja inwestycji w infrastrukturę przesyłową i dystrybucyjną oraz w instalacje odbiorcze – ponieważ wymagać będzie tego koncepcja przechodzenia na niższe parametry temperaturowe.

### Uwarunkowania regulacyjne związane z kierunkiem inwestycji

Mamy do przeprowadzenia inwestycje na skalę, której dotychczas nie było, dodatkowo w bardzo krótkiej perspektywie czasowej. Żeby to lepiej zobrazować: znaczna część systemów ciepłowniczych posiadających status efektywnych spełnia go w oparciu o tzw. kryterium mieszane, czyli minimum 50% udziału miksu ciepła z kogeneracji, z odnawial-

nych źródeł energii i ciepła odpadowego. Od 1 stycznia 2028 r. zmienia się to kryterium – poza tym, że dostarczone do odbiorców ciepło, zamiast warunków „ciepła z kogeneracji” będzie musiało spełniać warunki „ciepła



z wysokosprawnej kogeneracji”, to konieczne będzie zapewnienie, że co najmniej 5% ciepła musi pochodzić z OZE. Powyższa zmiana powoduje, że aby utrzymać status efektywnego systemu ciepłowniczego niezbędna jest budowa instalacji OZE, które zapewnią wymagany wolumen – pozostały na to jedynie trzy lata (warto tu wskazać, że weryfikacja statusu efektywnego systemu ciepłowniczego odbywa się dla danego roku kalendarzowego). Jeszcze większym wyzwaniem będzie dostosowanie miks w systemach ciepłowniczych od 2035 roku, kiedy wymagane udziały ciepła z OZE lub ciepła odpadowego będą już znacznie wyższe.

W kontekście modernizacji pracujących obecnie źródeł ciepła bardzo ważnym uwarunkowaniem jest to, że będą one w znacznej mierze zastępowane przez większą liczbę mniejszych instalacji OZE lub jednostek kogeneracji, co dodatkowo zmultiplikuje liczbę postępowań administracyjnych koniecznych do przeprowadzenia.

#### **Postępowania administracyjne przy inwestycjach w energetyce**

Większa różnorodność inwestycji (np. budowa jednostek wytwórczych w technologiach, które dotychczas nie były stosowane), znaczny wzrost ich liczby, rozproszenie źródeł ciepła – wszystko to spowoduje, że obciążenie związane z postępowaniami administracyjnymi wzrośnie, ponieważ co do zasady, dla każdej inwestycji będzie konieczne uzyskanie wszystkich niezbędnych decyzji, a zwiększenie liczby postępowań dodatkowo może wydłużyć ich czas. Obecnie okres realizacji inwestycji w energetyce wynosi 5-7 lat, z czego dużą część zajmują właśnie procedury administracyjne. Aby wybudować jednostkę wytwórczą konieczne jest uzyskanie m.in. decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach, pozwolenia na budowę, pozwolenia zintegrowanego, otrzymanie koncesji lub zmiany koncesji, dopuszczenie przez Urząd Dozoru Technicznego do eksploatacji, pozwolenie na użytkowanie

wydawane przez Powiatowy Inspektorat Nadzoru Budowlanego... Każde z tych postępowań trwa od kilku do kilkunastu miesięcy i stanowi duże obciążenie zarówno dla inwestorów, jak i dla właściwych organów wydających decyzje. Spodziewać się można, gdy w najbliższych latach liczba prowadzonych równolegle inwestycji będzie się zwiększać, że wydłuży się również czas uzyskiwania niezbędnych zgód.

” Rok 2028 już blisko, a każdy zaoszczędzony miesiąc ma bardzo duże znaczenie dla oddania do użytkowania inwestycji w odpowiednich terminach i w konsekwencji – sukcesu transformacji energetycznej

Aby osiągnięcie kolejnych kamieni milowych na drodze do neutralności klimatycznej w roku 2050 było możliwe, jednym z najważniejszych działań wspierających ten proces byłoby uproszczenie procesów administracyjnych, w tym również np. zwiększenie progów mocowych instalacji, dla których niezbędne jest uzyskanie części decyzji, a także zmniejszenie ich oddziaływania na czas realizacji inwestycji. Rok 2028 już blisko, a każdy „zaoszczędzony” miesiąc ma bardzo duże znaczenie dla oddania do użytkowania inwestycji w odpowiednich terminach i w konsekwencji – sukcesu transformacji energetycznej.

JACEK  
KACZOROWSKI  
Prezes Zarządu spółki  
PGE Górnictwo  
i Energetyka  
Konwencjonalna

Fot. PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna

# WYKORZYSTAMY POTENCJAŁ naszych aktywów

– Przyszłość spółki to odpowiedzialna transformacja energetyczna. W naszych aktywach drzemie ogromny potencjał i zapewniam, że zrobię wszystko, by został wykorzystany pod przyszłe programy rozwojowe – o przyszłości spółki w czasach transformacji energetycznej rozmawiamy z **Jackiem Kaczorowskim**, prezesem zarządu spółki PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna.

**Dominika Miensopust: Po ośmiu latach ponownie zasiadł pan w fotelu prezesa zarządu PGE GiEK. W jakiej kondycji zastał pan spółkę?**

**Jacek Kaczorowski:** To nie jest już ta spółka, z którą musiałem się rozstać przed laty. W otoczeniu społeczno-gospodarczym, w jakim przyszło funkcjonować całej Grupie Kapitałowej PGE i którego częścią jesteśmy, nastąpiły zasadnicze zmiany. PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna stoi obecnie przed niewyobrażalnymi wyzwaniami.

**Czy dziś jest trudniej niż kilkanaście lat temu, kiedy podpisywaliście plan połączenia obszaru energetyki konwencjonalnej w jeden organizm?**

To był zupełnie inny proces. Integracja aktywów była trudna i skomplikowana, ponieważ stanowiła największy projekt konsolidacyjny w polskiej gospodarce. Zakończyliśmy go sukcesem organizacyjnym i formalnoprawnym. Powstał najważniejszy podmiot na energetycznej mapie kraju – spółka PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna, na czele której miałem zaszczyt stać przez długi czas. Dziś czekają nas zupełnie inne wyzwania.

**Jakie?**

Najważniejsze jest utrzymanie płynności finansowej PGE GiEK, ochrona miejsc pracy i rozwój spółki, rozumiany jako poszukiwanie płaszczyzn do realizacji projektów, które będą budować jej potencjał w przyszłości.

To bardzo wymagające i kluczowe sprawy, dlatego niezbędne jest pełne zaangażowanie w działalność spółki jej wszystkich pracowników. Stawiam na ludzi odpowiedzialnych, kompetentnych i otwartych na współpracę. Takich, na których mogę polegać i którzy doskonale odnajdują się na swoich dobrze zorganizowanych stanowiskach pracy, z jasno przypisanymi zadaniami.

**Czy to stąd tak wiele zmian w PGE GiEK? Nowa struktura organizacyjna, zmiany na kluczowych stanowiskach menadżerskich...**

Wszystkie działania związane z reorganizacją i zmianami kadrowymi – zarówno w centrali PGE GiEK, jak i w wszystkich oddziałach oraz spółkach zależnych – są po to, abyśmy mogli się skoncentrować na trzech najważniejszych dziś celach: optymalizacji działalności, wydzieleniu z Grupy Kapitałowej PGE oraz transformacji energetycznej. Nowa struktura organizacyjna jest między innymi odpowiedzią na postawione przed nami cele.

Na kluczowych stanowiskach znalazły się osoby od lat związane z energetyką i górnictwem, które do-

skonałe znają branżę. To są kompetentni i gotowi do nowych zadań pracownicy, bo skala nierozwiązanych w ostatnich latach problemów jest bardzo duża, nie mówiąc już o czekających nas wyzwaniach. Przywołując wojskową nomenklaturę: nie można wygrać każdej bitwy, stosując te same schematy. Zmiana i odbudowa zdrowych procesów biznesowych są nieuniknione.

**Co ma pan na myśli, mówiąc o nierozwiązanych w ostatnich latach problemach?**

Przede wszystkim brak działań związanych z transformacją energetyczną. O tym, że jest koniecznością i od niej nie uciekniemy, wiemy przecież od kilku lat, jednak niewiele w tym zakresie zrobiono. Dlatego zarząd PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna zamierza rozwiązać te kwestie i wykorzystać ogromny potencjał naszych lokalizacji pod przyszłe programy rozwojowe. Transformacja energetyczna to duża odpowiedzialność!

”

Polska staje przed wyzwaniem przekształcenia swojego sektora energetycznego w sposób zrównoważony, efektywny i konkurencyjny

**Na razie moce węglowe to podstawa.**

Bez mocy węglowych nie byłibyśmy bezpiecznym państwem. Transformacja nie może wiązać się z osłabieniem naszej gospodarki, pozbawieniem pracy ludzi, nie mówiąc o użytkownikach energii, którzy jej potrzebują. Polska staje przed wyzwaniem przekształcenia swojego sektora energetycznego w sposób zrównoważony, efektywny i konkurencyjny. Jeszcze przez wiele lat energetyka konwencjonalna pozostanie istotnym elementem polskiego systemu elektroenergetycznego i aktywnym niezbędnym przy wprowadzanych zmianach oraz w jego dalszym rozwoju. Co więcej, będzie stanowić podstawę tego systemu, dopóki nie powstaną stabilne źródła zeroemisyjne, czyli takie, które gwarantują energię Polakom.

Energetyka zmienia się od lat, a zmiany wynikają m.in. z potrzeb rynkowych wywołanych danym otoczeniem biznesowym czy geopolitycznym. PGE GiEK patrzy na te zmiany jak na szansę, aby stworzyć wiarygodną i świadomą swojego znaczenia firmę.



Fot. PGE Gornik i Energetyka Konwencjonalna

**KONIECZNA ZMIANA MODELU RYNKU**

Jacek Kaczorowski: „Coraz częściej bloki w naszych elektrowniach są wyłączane z godziny na godzinę, ponieważ priorytetem dla Polskich Sieci Elektroenergetycznych jest energia uzyskiwana ze źródeł zeroemisyjnych. To generuje ogromne koszty. Można to rozwiązać z udziałem PSE poprzez zmianę modelu rynku”

**Wróćmy do najważniejszych celów, na których spółka musi się obecnie skoncentrować. Jednym z nich jest optymalizacja. Jakich obszarów dotyczy?**

Wszystkich obszarów działania naszej spółki, ponieważ po raz pierwszy od wielu lat przychody PGE GiEK nie pokrywają generowanych kosztów. To wypadkowa wielu czynników, ale przede wszystkim wynik spadku zapotrzebowania na energię wytwarzaną ze źródeł konwencjonalnych.

W połowie czerwca zmieniły się też regulacje na Rynku Bilansującym, które przełożyły się na obciążenie bloków. Nowe regulacje implikują konieczność utrzymania wysokiej dyscypliny ruchowej, trend wzrostowy liczby uruchomień powodujący degradację urządzeń i skracanie żywotności bloków oraz trend spadkowy sprawności wytwarzania i ograniczenie możliwości swobodnego dysponowania blokami. Coraz częściej bloki w naszych elektrowniach są wyłączane z godziny na godzinę, ponieważ priorytetem dla Polskich Sieci Elektroenergetycznych jest energia uzyskiwana ze źródeł zeroemisyjnych. To generuje ogromne koszty. Można to rozwiązać z udziałem PSE poprzez zmianę modelu rynku. Kolejną sprawą są zawirowania na rynku cen paliw. Nie jesteśmy w stanie uzyskać odpowiednich marż, a w przypadku energii wytwarzanej z węgla kamiennego dochodzi do takich sytuacji, że do starszych bloków węglowych musimy dopłacać.

**Jak w takim otoczeniu widzi pan wydzielenie aktywów węglowych z Grupy Kapitałowej PGE? Czy będzie to dla PGE GiEK korzystne rozwiązanie?**

Koncepcja wydzielenia aktywów węglowych jest nieuchronna. Projekt wymaga aktualizacji i odniesienia do obecnej sytuacji rynkowej, a przede wszystkim do obecnych prognoz związanych z działalnością segmentu energetyki konwencjonalnej. Mamy szereg elementów, jakie musimy brać pod uwagę przy tym wydzieleniu, które jest konieczne do tego, aby umożliwić grupom energetycznym rozwój segmentu odnawialnych źródeł energii. Koncepcja docelowego modelu funkcjonowania energetyki konwencjonalnej zostanie określona przez polski rząd. Wydzielenie to proces kluczowy dla przyszłości naszej spółki, tym bardziej, że energetyka konwencjonalna jest potrzebna dziś i będzie potrzebna jeszcze przez wiele lat.

**Bardzo ciągnie się ten proces...**

To skomplikowany projekt – cierpliwość i rozważa w tym przypadku są kluczowe, a pośpiech bywa złym doradcą.

**Gdyby miał pan jednym słowem określić przyszłość PGE GiEK?**

Potrzebuję trzech słów: „odpowiedzialna transformacja energetyki”. Ten proces wiąże się ze znacznymi zmianami społecznymi i ekonomicznymi, więc w nowej rzeczywistości najważniejsze będzie odpowiednie zabezpieczenie przyszłości kilkunastu tysięcy pracowników kopalni i elektrowni oraz kilku tysięcy pracowników spółek zależnych, a także rzeszy mieszkańców regionów, którzy są związani pośrednio z PGE GiEK. Bełchatowski koncern jest dziś największym kompleksem energetycznym w Polsce. Ma fundamentalne znaczenie w zapewnianiu krajowego bezpieczeństwa oraz niezależności energetycznej, co jest szczególnie istotne z powodu trwającej wojny w Ukrainie.

Regiony bełchatowski i turowski posiadają silny potencjał rozwoju, bazujący nie tylko na węglu czy odnawialnych źródłach energii, a my musimy ten potencjał mądrze wykorzystać. Podobnie jest z potencjałem drzemiącym w Opolu, Rybniku i Dolnej Odrze. Tam też optymalnie wykorzystamy nasze zasoby pod przyszłościowe programy rozwojowe. Wiele z nich będzie realizowanych jeszcze przed 2030 rokiem, aby już w niedalekiej przyszłości generowały miejsca pracy dla pracowników spółki, którzy zdecydują się na zmianę zawodu. Prowadzimy już w tym zakresie rozmowy z zarządem PGE SA, władzami samorządowymi i Specjalnymi Strefami Ekonomicznymi, z żywym zainteresowaniem władz rządowych.

*Rozmawiała Dominika Miensopust,  
redaktorka czasopisma Kierunek Energetyka*



wiedza i doświadczenie

## ENERGOPOMIAR – EKSPERCKA FIRMA DORADCZA I POMIAROWA

PARTNER W TRANSFORMACJI ENERGETYCZNEJ



*Ochrona środowiska i klimatu*

*Efektywność energetyczna*

*Gospodarka o obiegu zamkniętym*

*OZE i projekty wodorowe*

*Gospodarka wodno-ściekowa*

*Energetyka jądrowa*

„Energopomiar” Sp. z o.o.  
ul. gen. J. Sowińskiego 3  
44-100 Gliwice

[www.energopomiar.com](http://www.energopomiar.com)





# MAGAZYNY ENERGI

jako element infrastruktury krytycznej?

**Kacper Gruszecki**

Sieć Badawcza Łukasiewicz – Instytut Chemii Przemysłowej Imienia Profesora Ignacego Mościckiego

Według Krajowego Planu na rzecz Energii i Klimatu na lata 2021-2030, w 2030 roku Polska ma osiągnąć 21-23% udziału odnawialnych źródeł energii w końcowym zużyciu energii brutto. W celu wykorzystania ich pełnego potencjału, a także zwiększenia elastyczności sieci energetycznej, należy skupić się tu na rozwoju i inwestycjach w magazyny energii.

Nie można wyobrazić sobie dzisiejszego świata bez dostępu do energii elektrycznej. Prawidłowe funkcjonowanie systemu energetycznego jest więc kluczowe dla niezawodnych dostaw prądu

do odbiorców. Ambitne cele klimatyczne oraz spadek cen energii pochodzącej z OZE spowodowały duże wzrosty zainstalowanej mocy, przede wszystkim ze źródeł wiatrowych oraz słonecznych.

## Wykorzystać pełny potencjał OZE

OZE jest przykładem niesterowalnych źródeł energii, których produkcja zależy od pory roku i dnia oraz warunków atmosferycznych. Coraz większy ich udział powoduje trudności z prawidłowym bilansowaniem sieci energetycznych oraz utrzymaniem odpowiedniego napięcia i stabilnej pracy. W celu wykorzystania pełnego potencjału odnawialnych źródeł energii, a także zwiększenia elastyczności sieci energetycznej, należy skupić się na rozwoju i inwestycjach w magazyny energii. Instalacje te pozwalają przechowywać energię wyprodukowaną podczas mniejszego popytu i wprowadzić ją do sieci podczas jego wzrostu.

Magazyn energii to technologia pozwalająca na przemianę energii elektrycznej w inną jej formę – łatwiejszą do zmagazynowania w ograniczonej przestrzeni i do stabilnego jej utrzymania przez określony czas. Następnie, w razie potrzeby, możliwa jest jej ponowna przemiana. Wyróżnić można wielkoskalowe systemy magazynowania energii, dające możliwość zakumulowania energii elektrycznej powyżej 100 kW, oraz małoskalowe – gdzie magazynuje się poniżej 100 kW.

Istnieje około 60 rodzajów technologii magazynowania energii. Systemy te można klasyfikować według formy magazynowanej energii, ich zastosowań, długości czasu przechowywania czy efektywności. Energia może być również przechowywana w formie hybrydowej, która jest mieszanką dwóch oddzielnych form. W artykule przedstawiono technologie magazynowania energii ze względu na ich formę, to jest w postaci cieplnej, mechanicznej, chemicznej, elektrochemicznej i elektrycznej.



W 2021 OZE stanowiło 17% produkcji energii elektrycznej w Polsce, a węgiel kamienny aż 47%

## Ciepłe magazyny energii (ang. Thermal Energy Storage, TES)

Technologie systemów magazynowania energii w postaci ciepła możemy podzielić ze względu na procesy fizyczne zachodzące w czynniku akumulującym ciepło. Procesy grzania i chłodzenia wykorzystują ciepło powodujące zmianę temperatury. Procesy zmiany stanu skupienia czynnika magazynującego, a więc topnienie, kondensacja lub odparowanie substancji, wykorzystują ciepło przemiany fazowej. Wyróżnia się również termochemiczne magazyny energii, które pobierają lub oddają ciepło do otoczenia na sposób endo- lub egzotermicznej reakcji chemicznej.

Pojemność systemu zależy od zakresu temperatury roboczej oraz zastosowanych materiałów konstrukcyjnych i akumulacyjnych. Zmagazynowana energia, w zależności od temperatury roboczej, używana jest w procesach przemysłowych, a także w sektorze mieszkaniowym do ogrzewania i chłodzenia pomieszczeń, produkcji ciepłej wody lub wytwarzania energii elektrycznej.

## Mechaniczne magazyny energii (ang. Mechanical Energy Storage system, MES)

Mechaniczne magazyny energii to obecnie technologia zapewniająca największą pojemność energetyczną ze wszystkich znanych sposobów magazynowania energii. W godzinach, kiedy podaż na prąd jest zmniejszona, energię elektryczną przemienia się na mechaniczną w postaci energii kinetycznej lub potencjalnej. W godzinach szczytu, gdy popyt na prąd osiąga szczyt, energię mechaniczną (za pomocą między innymi prądnic) zamienia się w elektryczną, która wraca do sieci. Kluczową zaletą systemów MES jest zdolność do szybkiej konwersji oraz uwalniania energii.

Wyróżniamy takie technologie mechanicznych systemów magazynowania energii, jak elektrownie szczytowo-pompowe, grawitacyjne systemy magazynowania energii, systemy magazynowania ciekłego lub sprężonego powietrza, które magazynują energię potencjalną, oraz systemy kół zamachowych magazynujące energię kinetyczną.

## Chemiczne magazyny energii (ang. Chemical Energy Storage system, CES)

Chemiczne magazyny energii pozwalają na długoterminowe przechowywanie energii w postaci związków chemicznych, które wykorzystywane są jako paliwa w produkcji energii elektrycznej, w przemyśle czy transporcie. Substancją wykorzystywaną przy tej technologii jest między innymi wodór.

Podczas zwiększonego zapotrzebowania na energię elektryczną powstaje wodór – w elektrolizerach alkalicznych lub PEM, z wcześniej odsolonej wody. Wyprodukowany gaz magazynuje się w zbiornikach ciśnieniowych. W godzinach zwiększonego popytu na energię elektryczną zamieniany jest na prąd w ogniwach paliwowych. Proces ten pozwala na wykorzystanie nadwyżek energii elektrycznej pochodzących z OZE do produkcji czystego paliwa, coraz częściej używanego na co dzień.

## Elektrochemiczne magazyny energii (Electrochemical Energy Storage system, EcES)

Systemy elektrochemicznego magazynowania energii są najpopularniejszą technologią magazynowania energii na świecie. Działają one w oparciu o trzy podstawowe procesy, takie jak: jonizacja, transport naładowanych cząstek, rekombinacja ładunku. Możemy wyróżnić dwie główne technologie EcES. Pierwsza to akumulatory, w których ładunek przechowywany jest w elektrodach; są to baterie kwasowo-ołowiowe,

niklowo-kadmowe, sodowo-siarkowe, sodowo-jonowe, metalowo-powietrzne, baterie w stanie stałym. Drugi rodzaj to akumulatory przepływowe, w których energia przechowywana jest w dwóch roztworach ciekłych, pompowanych przez ogniwo elektrochemiczne w celu wytworzenia prądu.

### Systemy magazynowania energii a IK

Infrastrukturą krytyczną (IK) nazywamy obiekty budowlane, urządzenia, instalacje, usługi kluczowe dla bezpieczeństwa państwa i jego obywateli oraz służące zapewnieniu sprawnego funkcjonowania administracji publicznej, a także instytucji i przedsiębiorców. Należy jednak pamiętać, że nie każdy obiekt strategiczny należy do infrastruktury krytycznej – decydują o tym szczegółowe kryteria zapisane w niejawnym załączniku do Narodowego Programu Ochrony Infrastruktury Krytycznej. Identyfikacja systemów magazynowania energii ze względu na niejawną naturę kryteriów jest bardzo trudna. W dokumencie „Narodowy Program Ochrony Infrastruktury Krytycznej” możemy znaleźć ogólne kryteria pozwalające na identyfikację obiektów IK. Zostały one przygotowane przez Rządowe Centrum Bezpieczeństwa, we współpracy z ministrami i kierownikami urzędów centralnych oraz przy wsparciu przedsiębiorców prywatnych.

Kryteria podzielone są na dwie grupy. Grupa pierwsza to Kryteria Systemowe, które charakteryzują ilościowe lub podmiotowe parametry (funkcje)

objektu, urządzenia, instalacji lub usługi, jakich spełnienie może spowodować zaliczenie do infrastruktury krytycznej. Kryteria te przedstawione są dla każdego z systemów IK. Natomiast druga grupa to Kryteria Przekrojowe opisujące parametry odnoszące się do skutków zniszczenia bądź zaprzestania funkcjonowania obiektu, urządzenia, instalacji lub usługi. Kryteria przekrojowe obejmują ofiary w ludziach, skutki finansowe, konieczność ewakuacji, utratę usługi, czas odbudowy, efekt międzynarodowy oraz unikatowość.

Proces identyfikacji infrastruktury krytycznej został podzielony na trzy etapy. Etap pierwszy to dokonanie pierwszej selekcji obiektów, instalacji, urządzeń lub usług, które potencjalnie mogłyby zostać uznane za IK w danym systemie; do infrastruktury systemu należy zastosować kryteria systemowe właściwe dla danego systemu IK.

”

Istnieje około 60 rodzajów technologii magazynowania energii

Etap drugi to sprawdzenie, czy obiekt, urządzenie, instalacja lub usługa pełni kluczową rolę dla bezpieczeństwa państwa i jego obywateli oraz czy służy zapewnieniu sprawnego funkcjonowania organów administracji publicznej, a także instytucji i przedsiębiorców. Etap trzeci to ocena potencjalnych skutków zniszczenia lub zaprzestania funkcjonowania potencjalnej IK; do infrastruktury wyłonionej w etapie pierwszym i drugim należy zastosować kryteria przekrojowe.

W celu określenia najlepszej technologii systemów magazynowania energii w kontekście elementów infrastruktury krytycznej należy rozpatrywać je pod względem pojemności energetycznej, długości czasu rozładowywania, a więc okresu, w którym energia elektryczna może być oddawana przez magazyn do sieci energetycznej. Ważnymi aspektami są również: sprawność systemu (zależy od szczelności układu, zastosowanych materiałów oraz warunków otoczenia), jak i czas życia danej technologii i liczba cykli pracy, które wiążą się z uzasadnionymi kosztami inwestycyjnymi oraz eksploatacyjnymi. Krótki czas pracy systemu nie może zapewnić stałości dostaw prądu przy dłuższych awariach elektrowni lub przy niekorzystnych warunkach pogodowych. Dodatkowo podczas inwestycji oraz wyboru odpowiedniej technologii należy zwrócić uwagę na ocenę w skali TRL. Poziom gotowości technologicznej (ang. Technology Readiness Level, TRL) to dzie-

**ROSNAJĄCY UDZIAŁ OZE W SIECI ENERGETYCZNEJ**  
Coraz większy udział energii z OZE powoduje trudności z prawidłowym bilansowaniem sieci energetycznych oraz utrzymaniem odpowiedniego napięcia i stabilnej pracy. Rozwiązaniem mogą być magazyny energii





więciostopniowa skala pozwalająca ocenić stopień zaawansowania danej technologii, gdzie ocena 9 to system wdrożony i uruchomiony w środowisku rzeczywistym, a 1 to koncept.

Analizując dostępne technologie magazynowania energii, w zastosowaniach wielkoskalowych najkorzystniej wypadają systemy mechaniczne oraz termiczne.

Technologią magazynowania energii o najwyższej możliwej pojemności energetycznej są elektrownie szczytowo-pompowe (ang. Pumped hydro energy storage, PHES). Systemy te zaliczane są do mechanicznych magazynów energii, wykorzystujących naturalne ukształtowanie terenu, system pomp oraz turbin prądowych. Czas rozładowywania tych magazynów to maksymalnie 24 godziny, liczba cykli może wynosić nawet 30 000, a długość życia oscyluje w granicach od 30 do 60 lat. Maksymalna sprawność wynosi 90%, a na jej wartość – oprócz strat wynikających z pompowania wody – wpływa również ilość wody, która przez duże powierzchnie tafli wody szybko odparowuje. Magazyny PHES to jedna z najdojrzałych technologii magazynowania energii; w Polsce największym magazynem ma być elektrownia Młoty o pojemności 750 MW.

Dużą pojemnością energetyczną wyróżniają się także grawitacyjne magazyny energii – do 1600 MW, przy sprawności dochodzącej do 80%. Systemami o pojemności do 300 MW są technologie magazynowania sprężonego powietrza, które osiągają ocenę 7-8 w skali TRL, a także termiczne magazyny energii, wykorzystujące ciepło jawne. Niestety technologia magazynowania ciepła osiąga niską liczbę cykli pracy – poniżej 5000.

\*\*\*

Biorąc pod uwagę rosnący udział OZE w sieci energetycznej, w celu zwiększenia elastyczności pracy oraz poprawy jej stabilności, niezależnie od panujących warunków atmosferycznych oraz pory dnia, należy uwzględniać stosowanie wielkoskalowych systemów magazynowania energii. Jednocześnie mogą one tworzyć bufor bezpieczeństwa dla dostaw prądu pochodzącego z konwencyjnych źródeł energii, takich jak węgiel kamienny czy brunatny. W 2021 OZE stanowiło 17% produkcji energii elektrycznej w Polsce, a węgiel kamienny aż 47%.

Zapewnienie stałych dostaw prądu jest kluczowe dla bezpieczeństwa państwa i jego obywateli, do czego znacząco mogą przyczynić się magazyny energii, których udział w sieci energetycznej powinien się zwiększać. Wraz ze wzrostem znaczenia OZE w sieci elektrycznej, zapewniając ich optymalną pracę oraz stałe dostawy prądu, wzrośnie również znaczenie strategiczne wielkoskalowych magazynów energii, które w dłuższej perspektywie mogłyby stać się elementami infrastruktury krytycznej.

#### Literatura

1. Energy storage systems: a review, <https://doi.org/10.1016/j.enss.2022.07.002>.
2. Narodowy Program Ochrony Infrastruktury Krytycznej, 2020.
3. Infrastruktura krytyczna, RCB, <https://www.gov.pl/web/rcb/infrastruktura-krytyczna>
4. Rozwój i potencjał energetyki odnawialnej w Polsce, [https://pie.net.pl/wp-content/uploads/2021/04/PIE-Raport\\_OZE.pdf](https://pie.net.pl/wp-content/uploads/2021/04/PIE-Raport_OZE.pdf) ■

Reklama

 kierunekenergetyka.pl

**PORTAL**  
pełen energii

W GRUPIE PORTALI  




# NIE CHOWAĆ GŁOWY,

czyli o tym, jak piasek może pomóc z magazynowaniem energii

**Michał Pater**

associate w Zespole Postępowań Sądowych i Arbitrażowych,  
Zespole Infrastruktury kancelarii JDP Drapała & Partners

Magazyny piaskowe mają potencjał do tego, by znacząco przyczynić się do zrównoważonego rozwoju energetycznego, oferując innowacyjne i ekonomiczne rozwiązania do przechowywania energii. Ich prostota i dostępność czynią je atrakcyjnymi dla różnych zastosowań: od przemysłowych po komercyjne.

**M**agazyny piaskowe, znane również jako baterie piaskowe, to systemy magazynowania energii, które wykorzystują piasek w najprostszej swej postaci – do przechowywania ciepła. Proces ten polega na przekształceniu w ciepło nadmiaru energii elektrycznej, często pochodzącej z odnawialnych źródeł. Dzięki swojej wysokiej pojemności cieplnej, a przy tym niskiej przewodności, piasek jest w stanie przez długi czas magazynować duże ilości energii, którą później, w momencie zapotrzebowania, można niemal dowolnie wykorzystać.

W dobie intensywnego rozwoju OZE, takich jak energia wiatrowa i słoneczna, magazynowanie energii staje się kluczowym wyzwaniem. Coraz częściej mówi się dziś o wykorzystaniu piasku jako medium do przechowywania energii cieplnej. Technologia ta, choć stosunkowo nowa, zdobywa coraz większe uznanie ze względu na swoją efektywność, niskie koszty i ekologiczny charakter. Ma oczywiście także swoje wady, ale o nich później.

fot. 123rf

Zatem, nie chowając głowy w piasek, przeanalizujemy, czy ten materiał może rozwiązać aktualne problemy z magazynowaniem energii?

### Jak działają magazyny piaskowe?

Magazyny piaskowe wykorzystują piasek do przechowywania nadwyżek energii cieplnej, która może być później zastosowana do produkcji energii elektrycznej lub bezpośredniego ogrzewania. Proces ten przebiega według charakterystycznego schematu.

W pierwszej kolejności, za pomocą elementów grzewczych, nadmiar energii przekształcany jest w ciepło, które następnie nagrzewa piasek. Dzięki swoim właściwościom może on wytrzymywać bardzo wysokie temperatury bez degradacji, co czyni go idealnym nośnikiem do długoterminowego magazynowania ciepła.

W końcowym etapie procesu, w momencie zapotrzebowania, ciepło jest uwalniane do wymiennika ciepła, a następnie może zostać przekształcane z powrotem w energię elektryczną lub pełnić funkcję grzewczą.

Mechanizm działania magazynów piaskowych nie jest zatem skomplikowany i na pierwszy rzut oka wydaje się naprawdę efektywny.

### Gdzie energia z piasku znajduje zastosowanie?

Efektywność omawianego rozwiązania otwiera wiele możliwości zastosowania i daje obiecujące perspektywy. Magazyny piaskowe mogą być wykorzystywane do przechowywania energii potrzebnej w procesach przemysłowych, co pozwala na obniżenie kosztów operacyjnych. Mogą także okazać się nieocznione w sektorze komercyjnym i służyć do ogrzewania budynków biurowych, centrów handlowych oraz kompleksów mieszkalnych. Takie rozwiązanie umożliwia bowiem efektywne zarządzanie energią ciepłą nawet w okresach, gdy odnawialne źródła energii nie generują wystarczającej ilości energii.

Wreszcie, co kluczowe, w systemach odnawialnych źródeł magazyny piaskowe mogą gromadzić energię produkowaną przez turbiny wiatrowe czy panele słoneczne, co pozwala w całości wykorzystać ich potencjał oraz zapewnić efektywność tych systemów.

### Zalety i wady zastosowania piasku w magazynowaniu energii

Oprócz wspomnianych powyżej korzyści, główną zaletą wykorzystania piasku jest jego powszechna dostępność na całym świecie oraz niskie koszty pozyskania i transportu. Dzięki temu magazyny piaskowe są znacznie tańsze w budowie i eksploatacji w porównaniu do innych technologii magazynowania energii. Co również istotne, piasek jest materiałem niepalnym i nietoksycznym, co zdecydowanie minimalizuje ryzyko pożarów i zanieczyszczenia środowiska. Piasek można też składować w efektywny i prosty sposób, gdyż nie wymaga specjalnych zbiorników ani

też wzmoczonych standardów bezpieczeństwa (wszak mamy do czynienia po prostu z piaskiem w czystej postaci). Wreszcie, co szczególnie ważne wobec aktualnych wyzwań energetycznych i czego często nie można powiedzieć o innych metodach przechowywania energii, magazyny piaskowe można łatwo skalować, a to umożliwia ich zastosowanie zarówno w małych, jak i dużych instalacjach.

Zalety wykorzystania piasku w magazynowaniu energii można mnożyć. Nie jest to jednak rozwiązanie wolne od wad. Technologia ta stoi przed kilkoma istotnymi wyzwaniami, z których kluczowe wiążą się z minimalizacją strat ciepła oraz wysokimi kosztami początkowymi inwestycji.

Aby uniknąć utraty ciepła podczas jego długoterminowego przechowywania, wymagane jest zastosowanie zaawansowanych i kosztownych materiałów izolacyjnych oraz efektywnych systemów zarządzania ciepłem. Obecnie, mimo wysokiej jakości materiałów i zaawansowanych technologii izolacyjnych, nie dysponujemy jeszcze rozwiązaniem pozwalającym w pełni wykorzystywać potencjał piasku do magazynowania energii.



Magazyny piaskowe mogą być wykorzystywane do przechowywania energii potrzebnej w procesach przemysłowych, co pozwala na obniżenie kosztów operacyjnych

Ponadto, istotne i niekorzystne znaczenie mogą mieć wysokie koszty początkowe związane z budową magazynów piaskowych, co stanowi barierę dla ich powszechnego wdrożenia. Technologia ta, jak już wspominałem, jest stosunkowo nowa i zanim koszty jej wdrożenia zostaną w pełni zoptymalizowane, konieczne jest zrealizowanie wielu podobnych inwestycji i stopniowe ich doskonalenie.

Kolejny istotny problem to konieczność rozwoju infrastruktury łączącej magazyny piaskowe z istniejącymi już sieciami energetycznymi. Wybudowanie magazynów i zastosowanie technologii to jedno, niezbędne jest przy tym jeszcze umożliwienie przesłania zmagazynowanej energii w miejsce, gdzie zostanie ona wykorzystana.

Nie może również umknąć uwadze fakt, że skuteczność magazynowania energii w piasku może zależeć od lokalizacji i różnic w jego dostępności i kosztach. Może się także okazać, że w zależności od zapotrzebowania i miejsca, bezpośrednie magazynowanie energii elektrycznej jest bardziej odpowiednie.



### PRZYSZŁOŚCIOWE ROZWIĄZANIE

Magazynowanie energii w piasku wydaje się być obecnie jednym z najbardziej obiecujących rozwiązań w ramach transformacji energetycznej oraz zrównoważonego rozwoju

#### Kluczowe projekty na świecie

Magazynowanie energii w piasku to stosunkowa nowość, jednak jej ogromny potencjał powoduje, że znajduje coraz szersze zainteresowanie na świecie.

Narodowe Laboratorium Energii Odnawialnej w Stanach Zjednoczonych już pracuje nad technologią wykorzystującą piasek do magazynowania ciepła, szczególnie w kontekście integracji z instalacjami fotowoltaicznymi. Projekt ten ma na celu stworzenie skalowalnych systemów, które mogą być stosowane w różnych warunkach klimatycznych.

We Włoszech z kolei, firma Magaldi Green Energy opracowała technologię magazynowania energii w piasku. Projekt ten jest jeszcze na etapie pilotażowym, ale wykazuje duży potencjał w przechowywaniu energii cieplnej na potrzeby przemysłowe. Z kolei fiński start-up – *Polar Night Energy* – zbudował pierwszy komercyjny magazyn ciepła na bazie piasku dla zakładu energetycznego *Vatajankoski* w Kankaanpää (Finlandia). Ma on moc grzewczą 100 kW i pojemność 8 MWh i umożliwi przechowywanie energii przez kilka miesięcy, przy minimalnych stratach ciepła, a piasek może być podgrzewany do 1000°C.

W Polsce również podejmowane są próby implementacji technologii magazynowania energii w piasku, choć na mniejszą skalę. Projekty te są w fazie testowej i mają na celu ocenę efektywności oraz opłacalności tej technologii w warunkach lokalnych.

\*\*\*

Dynamiczny wzrost wykorzystania piasku jako nośnika energii oraz coraz większa liczba poważnych projektów związanych z jego wykorzystaniem pozwala

twierdzić, że w najbliższej przyszłości to właśnie taki sposób przechowywania będzie jednym z kluczowych kierunków rozwoju magazynowania energii i stanie się remedium na problemy związane z nieciągłością i zmiennością OZE.

Magazynowanie energii w piasku wydaje się być obecnie jednym z najbardziej obiecujących rozwiązań w ramach transformacji energetycznej oraz zrównoważonego rozwoju. Rosnąca liczba projektów oraz dążenie do ulepszenia tego modelu magazynowania kreuje kolejne innowacje zmierzające do poprawienia już i tak znaczącej skalowalności oraz efektywności magazynowania energii w piasku.

Magazyny piaskowe mają potencjał znacząco przyczynić się do zrównoważonego rozwoju energetycznego, oferując innowacyjne i ekonomiczne rozwiązania do przechowywania energii. Ich prostota i dostępność czynią je atrakcyjnymi dla różnych zastosowań: od przemysłowych po komercyjne. Należy jednak pamiętać, że nie ma rozwiązań idealnych, więc przed pełnym i efektywnym wykorzystaniem piasku jako nośnika energii stoi jeszcze wiele wyzwań, głównie natury technologicznej (tj. brak odpowiedniej infrastruktury oraz istotne problemy związane z odpowiednią izolacją), a także ekonomicznej, w postaci bardzo wysokich kosztów początkowych. Konkluzje są jednak jak najbardziej obiecujące, gdyż wraz z rozwojem technologii lwią część tych wyzwań zapewne zniknie. Co do kwestii ekonomicznych, być może uda się je rozstrzygnąć przy zastosowaniu efektywnych i odpowiednio skoordynowanych mechanizmów finansowania oraz dzięki ściślejszej i nakierowanej na wspólny cel współpracy sektora publicznego z przedsiębiorcami. ■



AUTORYZOWANY DYSTRYBUTOR

**ORLEN**  
OIL



# Dostawa środków smarnych Usługi smarownicze i niezawodnościowe Czyszczenie przemysłowe



# CZYNNIKI WPŁYWAJĄCE NA LOKALIZACJĘ MORSKICH FARM WIATROWYCH

Magdalena Przewoźniak

laureatka konkursu Women's Energy In Transition – Polish Edition

Wybór lokalizacji morskiej farmy wiatrowej to złożone zagadnienie, będące przedmiotem licznych analiz i rozważań. Chociaż wskazanie uniwersalnego zestawu czynników kluczowych przy wyborze położenia takich farm nie jest możliwe, w opracowaniach i artykułach naukowych wspomina się kilka kluczowych cech.

**T**ransformacja energetyczna zakłada odejście od spalania paliw kopalnych i zamianę konwencjonalnych źródeł wytwarzania energii na bardziej efektywne i zrównoważone dla klimatu i człowieka. Przykładem rozwiązania, które idealnie się wpisuje

w ten proces, jest technologia morskich farm wiatrowych. Ten rodzaj OZE posiada szereg zalet, dlatego inwestycjami interesuje się cały świat. W 2023 roku do sieci przyłączono 10,8 GW nowych mocy z offshore, a łącznie, globalnie, jest już zainstalowanych ponad

foto. 123rf

75,2 GW. Branża offshore rozwija się intensywnie i przewiduje się, że w latach 2024-2028 kolejne 138 GW mocy zostanie oddanych do eksploatacji [1]. Także Polska posiada plany rozwoju morskich farm wiatrowych w Polskiej Wyłącznej Strefie Ekonomicznej na Morzu Bałtyckim. Obecnie na różnym etapie rozwoju jest ok. 8,4 GW, a projekty realizują rodzime przedsiębiorstwa – ORLEN czy PGE, a także światowi gracze [2].

Morska farma wiatrowa to zespół kilkunastu czy kilkudziesięciu turbin wiatrowych połączonych systemem okablowania z morską stacją elektroenergetyczną. Produkowana energia elektryczna trafia do morskiej stacji, której głównym zadaniem jest zwiększenie wartości napięcia z poziomu właściwego dla kabli wewnętrznych do poziomu napięcia przesyłowego (eksportowego). W ten sposób wyprodukowana przez morskie turbiny energia przekazywana jest na ląd, do stacji lądowej i ponownie – po dostosowaniu poziomu napięcia – do sieci, a w konsekwencji – do użytkowników końcowych.

Wybór lokalizacji dla przedsięwzięcia, jakim jest budowa morskiej farmy wiatrowej, to złożone zagadnienie, będące przedmiotem licznych analiz i rozważań. Chociaż wskazanie uniwersalnego zestawu czynników warunkujących położenie morskich farm wiatrowych (MFW) nie jest możliwe, w opracowaniach i artykułach naukowych wspomina się kilka kluczowych cech, które zostaną omówione w dalszej części artykułu. Należy jednak pamiętać, że czynniki warunkujące zasadność (ang. *feasibility*) budowy MFW

mogą się różnić w zależności od lokalizacji na kuli ziemskiej. Przykładowo, istotne dla inwestycji u wybrzeży Turcji będzie zachowanie buforu od uskoków sejsmicznych, co z kolei jest kwestią zupełnie pomijalną w przypadku projektów na Morzu Północnym [3].

#### PSZW

W Polsce położenie prawne obszarów morskich określa Ustawa z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej (Dz.U. 1991 Nr 32 poz. 131) [4]. Precyzuje ona lokalizację obszarów morskich, pasa nadbrzeżnego, portów i przystani morskich. Ponadto definiuje zasady korzystania z ww. obszarów oraz wskazuje organy administracji morskiej i ich kompetencje. Zgodnie z art. 23. 1. wznoszenie lub wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń w polskich obszarach morskich wymaga uzyskania



pozwolenia ustalającego ich lokalizację oraz określającego warunki ich wykorzystania na tych obszarach. Zgodnie z powyższym, także na potrzeby MFW wydawane są przedmiotowe pozwolenia (tzw. PSZW). Ustawa przedstawia charakterystyczne parametry techniczne przedsięwzięcia, które należy przedłożyć, ubiegając się o pozwolenie PSZW. W przypadku MFW pozwolenie PSZW jest ważne przez okres od dnia, w którym decyzja stała się ostateczna, do upływu 30 lat od dnia, w którym rozpoczęto eksploatację.

## PZPPOM

W ramach Rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 14 kwietnia 2021 r. w sprawie przyjęcia planu zagospodarowania przestrzennego morskich wód wewnętrznych, morza terytorialnego i wyłącznej strefy ekonomicznej w skali 1:200 000 [5] wprowadzono szczegółowy podział na funkcje podstawowe i dopuszczalne dla poszczególnych akwenów. Załącznikiem do wymienionego rozporządzenia jest plan zagospodarowania przedstawiony graficznie. W ramach tzw. PZPPOM wyznaczono obszary, które mogą zostać wykorzystane na cele morskiej energetyki wiatrowej. Zgodnie z § 6. 1. wznoszenie morskich elektrowni wiatrowych jest możliwe jedynie w akwenach, dla których określono funkcję podstawową „pozyskiwanie energii odnawialnej”. W ramach tej funkcji dopuszczalne jest pozyskiwanie, przetwarzanie, przesyłanie i gromadzenie energii ze źródeł odnawialnych, a także wznoszenie konstrukcji wymaganych do pozyskiwania i przesyłania energii wraz z towarzyszącą infrastrukturą. Infrastruktura przyłączeniowa dla MFW, czyli kable energetyczne, może być lokalizowana w ramach akwenów, dla których określono funkcję podstawową „infrastruktura techniczna”.

## Czynniki warunkujące lokalizację MFW

### – legislacja

Niewątpliwie plan zagospodarowania przestrzennego jest czynnikiem wpływającym na lokalizowanie MFW. Farmy wiatrowe nie mogą być lokalizowane na morskich wodach wewnętrznych, ani w ramach morza terytorialnego. Poszczególne akweny, dla których określono funkcję podstawową „pozyskiwanie energii odnawialnej” znajdują się w Polskiej Wyłącznej Strefie Ekonomicznej. Te lokalizacje są ponadto tożsame z obszarami wymienionymi w załącznikach 1 i 2 do Ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz.U. 2021 poz. 234) [6]. W ich granicach mogą zostać zlokalizowane morskie farmy wiatrowe, w odniesieniu do których wytwórca energii elektrycznej może ubiegać się o przyznanie prawa do pokrycia ujemnego salda. Szacowany potencjał rozwoju MFW na obszarach przeznaczonych w PZPPOM to 15,3 GW, jednak zgodnie z analizą Polskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej (PSEW) potencjał Bałtyku jest ponaddwukrotnie większy [7].

## Czynniki warunkujące lokalizację MFW

### – prędkość wiatru

Podstawową kwestią, jaką analizuje się przed podjęciem decyzji o rozwoju projektu wiatrowego (zarówno na lądzie, jak i na morzu), jest prędkość wiatru. Na prędkość, ale także jego turbulencję ma wpływ tzw. szorstkość terenu. Na morzu nie występują żadne przeszkody terenowe, więc przepływ powietrza nie jest zakłócany. Bardzo często wiąże się to również z większymi średnimi prędkościami wiatru i stabilniejszymi warunkami niż na lądzie.

Oszacowanie średniego rozkładu prędkości wiatru w cyklu dobowym i rocznym prowadzi się podczas tzw. kampanii pomiarowej. Pomiar odbywa się z wykorzystaniem metod *in situ* lub tzw. teledetekcyjnych. W przypadku farm na morzu często stosuje się boje pomiarowe wyposażone w niezbędną aparaturę kontrolno-pomiarową. Takie rozwiązanie jest lepsze od tradycyjnych masztów pomiarowych z fundamentami z uwagi na brak konieczności uzyskania pozwoleń lokalizacyjnych (PWSZ) i niższy koszt. W literaturze można znaleźć informacje, że za prędkości wiatru opłacalne dla celów energetycznych uznaje się ok. 6,5 m/s [3]. Niemal cała polska część Morza Bałtyckiego charakteryzuje się średnimi prędkościami wiatru na poziomie ok. 9 m/s na wysokości 100 m [8]. Pod względem wietrzności Bałtyk to niezwykle atrakcyjna lokalizacja dla rozwoju projektów MFW.

## Czynniki warunkujące lokalizację MFW

### – głębokość wody

Kolejną niezwykle istotną kwestią jest głębokość wody, co przekłada się bezpośrednio na wybór technologii fundamentów. Liczy się także rodzaj podłoża – konieczne jest rozpoznanie budowy dna morskiego. Dla głębokości do 60 m stosuje się fundamenty związane

#### ROŚNIE SIŁA WIATRU

Branża offshore zyskuje na znaczeniu i każdego roku na świecie przyłączane są kolejne GW. W Polsce, pierwsze projekty powinny zostać oddane do eksploatacji przed końcem dekady



foto: 123rf



## II EDYCJA WOMEN'S ENERGY IN TRANSITION – POLISH EDITION

Drugą edycję programu Women's Energy in Transition – Polish Edition zorganizowała firma Dalkia Polska we współpracy z Politechniką Śląską, Politechniką Warszawską i Akademią Górniczo-Hutniczą. Gala wręczenia nagród odbyła się 15 marca 2024 r. w warszawskim Brain Embassy.

Laureatkami II edycji programu zostały:

- **I miejsce** – Magdalena Przewoźniak (AGH) za pracę „Optimization of offshore wind farm locations using GIS-based tools”.
- **II miejsce** – Justyna Łaskawska (AGH) za badania „Badania zmiany właściwości biomasy odpadowej pochodzenia roślinnego w procesie wodnego wmywania”.
- **III miejsce ex aequo:**
  - Urszula Derkacz (Politechnika Poznańska) za pracę „Modelowanie budynku energooszczędnego zlokalizowanego w różnych krajach Europy pod kątem energooszczędnych rozwiązań instalacyjno-budowlanych”.
  - Agnieszka Gierz (Politechnika Warszawska) za pracę „Analiza efektywności instalacji sezonowego magazynowania ciepła w małym domu jednorodzinny w zależności od medium magazynującego z wyróżnieniem magazynowania w reakcjach termochemicznych”.

Nagroda Women's Energy In Transition – Polish Edition przyznawana jest studentkom i absolwentkom kierunków związanych z energetyką za najlepsze prace dyplomowe dotyczące zagadnienia transformacji energetycznej.

Źródło: Dalkia Polska

z dnem, powyżej dominują technologie fundamentów pływających (ang. *floating*). Najczęściej wybierane rozwiązania to fundament typu monopal, fundament kratownicowy (ang. *jacket*) oraz fundament grawitacyjny (ang. *gravity base*) [9].

W przypadku projektów rozwijanych w polskiej części Morza Bałtyckiego najprawdopodobniej zastosowane zostaną fundamenty typu monopal lub kratownicowe, z uwagi na występujące głębokości.

### Czynniki warunkujące lokalizację MFW – obszary chronione

Obszary, gdzie lokalizowanie morskich farm wiatrowych nie będzie możliwe, to z pewnością tereny objęte ochroną z uwagi na środowisko, np. chronione w ramach programu Natura 2000, które ustanowiono w celu ochrony gatunków roślin i zwierząt. Udokumentowane miejsca występowania ptaków morskich także pozostają wykluczone z rozważań, ponieważ łopaty turbin wiatrowych mogą stanowić tu zagrożenie. Pomimo zastosowania różnego rodzaju zabezpieczeń w postaci detektorów ruchu, sensorów, sygnałów akustycznych itp. problem nie został w pełni rozwiązany. Z tego powodu MFW nie są lokalizowane na obszarach chronionych.

W zachodniej części Polskiej Wyłącznej Strefy Ekonomicznej wyznaczono obszary: Natura 2000 Zatoka Pomorska oraz Natura 2000 Ostoja na Zatoce Pomorskiej. Ponadto, w środkowej części znajduje się obszar Natura 2000 Ławica Słupska. Rozwijane projekty omijają wymienione tereny chronione.

### Inne czynniki warunkujące lokalizację MFW

Istnieje szereg innych czynników, które mają pośredni lub bezpośredni wpływ na możliwości lokalizowania MFW. Wśród nich należy wymienić np. odległość od podmorskich kabli i gazociągów, odległości od obszarów połowów i żeglugi, odległość od wraków, poligonów wojskowych. Jak wcześniej wspomniano, zasadność danego kryterium będzie uzależniona od danego akwenu. Co ciekawe, w przyszłości należy wziąć pod uwagę także potencjalną możliwość wystąpienia oddziaływań skumulowanych w przypadku lokalizowania MFW blisko siebie.

\*\*\*

Proces wyboru właściwej lokalizacji do budowy MFW jest złożony i związany z wieloma kwestiami. Rozwój projektu i budowa może trwać kilka, a nawet kilkanaście lat. Należy tu wziąć pod uwagę szereg czynników: uwarunkowania prawne, środowiskowe i techniczne. Branża offshore zyskuje jednak na znaczeniu i każdego roku na świecie przyłączane są kolejne GW. W Polsce pierwsze projekty powinny zostać oddane do eksploatacji przed końcem dekady.

### Literatura

- [1] J. Lee i F. Zhao, „GLOBAL WIND REPORT 2024”, GWEC, kwi. 2024. [Online]. Dostępne na: [https://gwec.net/wp-content/uploads/2024/04/GWR-2024\\_digital-version\\_final-1.pdf](https://gwec.net/wp-content/uploads/2024/04/GWR-2024_digital-version_final-1.pdf)
- [2] Bojanowska B., Karlikowska M., Makowska J., Piotrowicz Ł., Wójcik M., „Program rozwoju morskiej energetyki i przemysłu morskiego w Polsce – aktualizacja 2018 r.”, Fundacja na rzecz Energetyki Zrównoważonej, Warszawa, 2018.
- [3] E. Caceoğlu, H. K. Yildiz, E. Oğuz, N. Huvaj, i J. M. Guerrero, „Offshore wind power plant site selection using Analytical Hierarchy Process for Northwest Turkey”, *Ocean Eng.*, t. 252, s. 111178, maj 2022, doi: 10.1016/j.oceaneng.2022.111178.
- [4] „Ustawa z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej.”, Dz.U. 1991 nr 32 poz. 131, mar. 1991.
- [5] „Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 14 kwietnia 2021 r. w sprawie przyjęcia planu zagospodarowania przestrzennego morskich wód wewnętrznych, morza terytorialnego i wyłącznej strefy ekonomicznej w skali 1:200 000”, Dz.U. 2021 poz. 935, kwi. 2021.
- [6] „Ustawa z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych”, Dz.U. 2021 poz. 234, grudz. 2020.
- [7] KP Consulting, Instytut Morski Uniwersytetu Morskiego w Gdyni, Ramboll, DWF, „Potencjał Morskiej Energetyki Wiatrowej w Polsce”, PSEW, lis. 2022.
- [8] <https://globalwindatlas.info/en/>; Dostęp: czerwiec 2024”.
- [9] Praca zbiorowa pod redakcją Łukasza Sikorskiego, „Morska energetyka wiatrowa: praktyczne wprowadzenie”. Helion S.A., 2023”. ■



foto: Fortum

# KRĘTE DROGI DO ELEKTRYFIKACJI CIEPŁOWNICTWA

Piotr Górnik

Fortum

Hasło „transformacja sektora energetycznego” odmieniliśmy przez wszystkie przypadki i osoby. Powstały wokół niego doktoraty, habilitacje i światłe kariery. Tymczasem procesem równie potrzebnym jak transformacja energetyki jest równoczesna transformacja ciepłownictwa. Skalę wyzwań dla sektora w Polsce pokazują trzy liczby: udział węgla, potrzebne moce i konieczne nakłady na transformację ciepłownictwa.

**W** Polskim ciepłownictwie wiele się zmieniło na przestrzeni ostatnich lat, jednak – jak pokazuje rys. 1 i 2 – wciąż w ogromnej większości w ciepłownictwie systemowym i ogrzewnictwie jesteśmy uzależnieni od węgla. Aż 70% ciepła wytwarzanego w Polsce w 2022 r. powstało z wykorzystaniem węgla

kamiennego i brunatnego, mniej niż 15% ciepła w systemach ciepłowniczych pochodzi ze źródeł odnawialnych. Tylko niewielka część to efektywne systemy grzewcze, a jedynie te w przyszłości będą mogły otrzymać dofinansowanie z UE<sup>1</sup>. Dodając do tego równania wielkość mocy potrzebnych do wymiany w najbliższych latach

z powodu wieku, kondycji technicznej i stosowanego paliwa, nakłady na transformację ciepłownictwa zaczynają być kolosalne. Jeżeli spojrzymy na rentowność branży wg URE<sup>2</sup> na poziomie (-) 22%, zaczynamy dostrzegać ogromne wyzwanie, przed którym stoimy. Potrzebujemy konkretnych systemów wsparcia – bez tego branża nie da rady.

### Ciepłownictwo w Polsce – szanse i zagrożenia

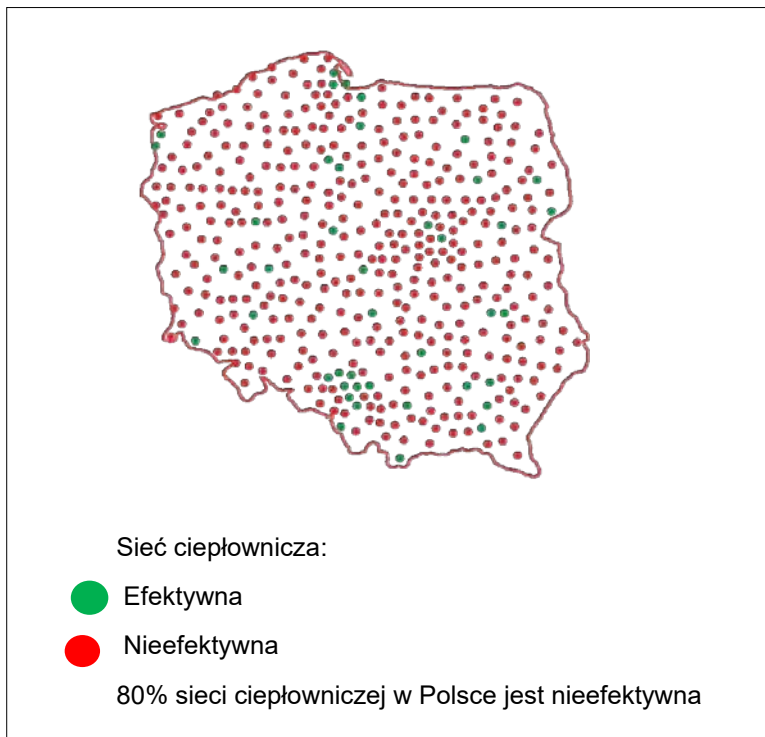
Jeszcze trochę o liczbach. W związku ze wzrostem kosztów ciepła systemowego (wojna w Ukrainie, przerwane łańcuchy dostaw, ETS<sup>3</sup>) spadła jego sprzedaż. W 2021 r., po raz pierwszy od lat, ciepłownicy musieli mierzyć się ze znaczną destabilizacją rynku dostaw paliw, w szczególności gazu, w przeważającej części importowanego ze wschodu. Nastąpił tu znaczny wzrost kosztów: koszt jednostkowy gazu ziemnego wysokometanowego wzrósł dwukrotnie, zaś gazu ziemnego zaazotowanego – o 78%. W 2022 roku, po napaści Rosji na Ukrainę, podobny problem mieliśmy z węglem w zakresie jego dostępności i ceny. Czynniki te wpłynęły na poziom cen ciepła, które są ściśle związane z rodzajem paliwa zużywanego do jego wytwarzania oraz kosztem uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> – rys. 3. A te w analizowanym okresie drastycznie wzrosły. Niektóre analizy i długofalowe trendy pokazują wręcz, że w 2031 roku mogą osiągnąć cenę nawet 210 euro za tonę<sup>4</sup>. Spowodowało to, oprócz czynników temperaturowych, że w ciągu 2022 r. ciepłownie i elektrociepłownie sprzedały ponad 357 tys. TJ ciepła, co stanowi spadek o ponad 7,2% w stosunku do 2021 roku.



Docelowo ciepłownictwo powinno stać się równoprawnym partnerem dla systemu energetycznego opartego na energii odnawialnej

NCBiR szacuje, że zapotrzebowanie na ciepło sieciowe do 2050 roku może spaść do 50% obecnego poziomu. Możliwym scenariuszem są odłączenia od sieci dotychczasowych odbiorców, w tym przechodzenie do lokalnych mikrosieci<sup>5</sup>.

To czarny scenariusz dla polskiego ciepłownictwa w obecnym kształcie, zwłaszcza biorąc pod uwagę unikalne warunki, jakimi Polska w sektorze dysponuje. Mamy prawie 400 przedsiębiorstw ciepłowniczych operujących sieciami ciepłowniczymi o długości 22,5 tys. km i mocą zainstalowaną wynoszącą 54 GW<sup>6</sup>. Sieć zaopatruje w ciepło ponad połowę gospodarstw domowych, czyli ok. 15 mln Polaków. Stwarza to warunki funkcjonowania ciepłownictwa w sposób



RYS. 1  
Polski krajobraz sieci ciepłowniczych  
(źródło: IGCP)

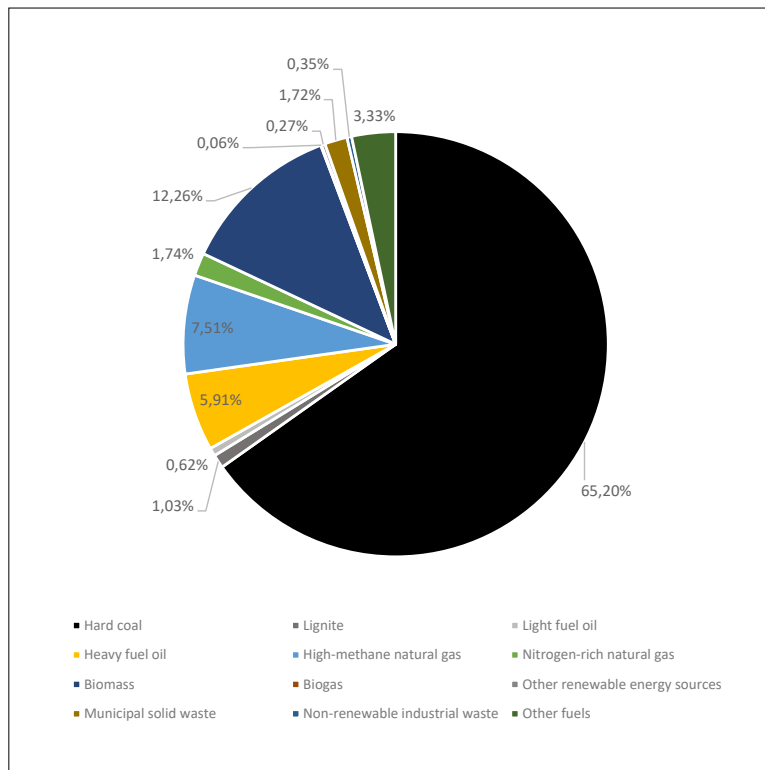
efektywny zarówno dla poprawy klimatu, ograniczenia zanieczyszczenia powietrza, jak i wykorzystania skali i specyfiki polskiego systemu ciepłowniczego do wsparcia systemu energetycznego.

Mówiąc wprost, jak mawiają Anglicy: „The time is now”.

### Walec historii

Biorąc pod uwagę wnioski z raportu URE<sup>7</sup> opisane powyższymi liczbami, na ewolucyjne zmiany nie mamy już czasu, jeśli nie chcemy zostać przejechani przez walec historii. Potrzebny jest skoordynowany program. A więc kroki odważne i rewolucyjne, a zarazem realistyczne. Muszą je wykonać razem: organy państwa poprzez systemy zachęt i potrzebne regulacje, samorządy, bo ciepłownictwo jest lokalne, a także firmy ciepłownicze i elektroenergetyczne poprzez niezbędne inwestycje.

Główne bariery rozwoju firm ciepłowniczych to: koszty, regulacje i potrzebne nakłady. Największym kosztem spółki ciepłowniczej są dzisiaj: wysokie ceny paliw i idące ramię w ramię z nimi ceny emisji. To zrozumiałe, skoro sektor w ogromnej większości bazuje na paliwach kopalnych. Wniosek jest zatem oczywisty: stosowanie węgla w ciepłownictwie nie ma perspektyw ze względu na kurczącą się podaż krajowego węgla, rosnące koszty emisji CO<sub>2</sub> oraz stopień zużycia tradycyjnych instalacji ciepłowniczych. Idąc dalej, zmiana jest nieunikniona zarówno w gospodarstwach domowych, jak i w systemach ciepłowniczych: tych małych, średnich oraz największych. Nie możemy przy tym skupiać się tylko na wymianie źródeł, ale na transformacji każdego z elementów łańcucha wartości.



**RYS. 2**  
Struktura konsumpcji źródeł paliw dla celów produkcji energii w Polsce (źródło: URE, opracowanie własne Fortum)

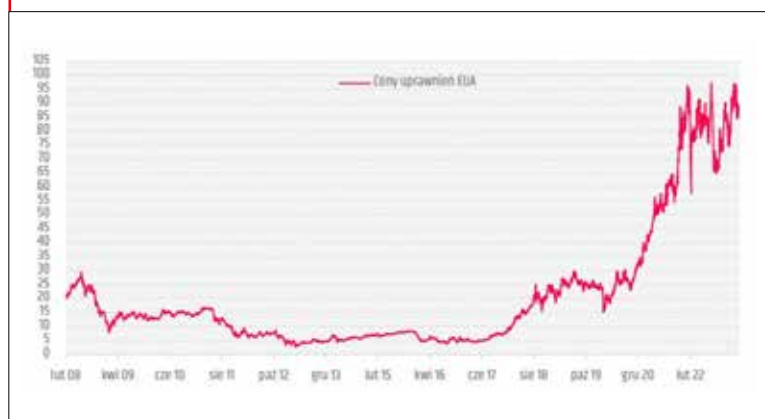
### W którą stronę z tym ciepłownictwem systemowym?

Eliminacja węgla w ciepłownictwie wymaga zastosowania innych niż obecnie technologii i już dziś wiemy, że będzie to raczej cała gama źródeł energii, a nie jedno dominujące paliwo. Priorytet będą oczywiście miały źródła odnawialne i energia odpadowa odzyskana z procesów technologicznych.

Węgiel i gaz z czasem zostaną zastąpione przez:

- energię elektryczną ze źródeł odnawialnych – wielkoskalowe pompy ciepła z wykorzystaniem ciepła odpadowego jako dolnego źródła ciepła i kotły elektrodowe,
- lokalne paliwo alternatywne RDF,
- lokalną biomasę,

**RYS. 3**  
Dzienne ceny zamknięcia transakcji uprawnieniami EUA na rynku spot w latach 2008-2023 (w EURO) (źródło: Raport z rynku CO<sub>2</sub>, KOBIZE, marzec 2023 r.)



- wykorzystywaną dzisiaj w marginalnym stopniu geotermię,
- w dłuższej perspektywie – biometan zmieszany z zielonym wodorem,
- SMR-y, które jednak będą dostępne znacznie później. Zwróćmy natomiast na nie uwagę, ponieważ mogą łączyć potrzeby ciepłownictwa systemowego i elektroenergetyki w lokalnej perspektywie.

Jednocześnie pamiętajmy, że technologia nie powinna być hamulcem rozwoju i zmiany. Istnieją skomercjalizowane technologie umożliwiające ich wykorzystanie z uwzględnieniem lokalnych uwarunkowań. Dobór powinien tu brać pod uwagę specyfikę dostępnych miejscowych zasobów i technicznych uwarunkowań systemu ciepłowniczego. W tej układance kluczowy stanie się dobór źródeł ciepła odpowiednich do lokalnych warunków.

Dlatego też powinniśmy wykorzystywać biomasę i RDF jako paliwa lokalne, które dodatkowo wspierają lokalną gospodarkę rolną czy gospodarkę odpadami, tak kosztowną dla mieszkańców. Pamiętajmy również, że wiele systemów nie obejdzie się, przynajmniej w krótkiej perspektywie, bez gazu. Wszystkie te paliwa muszą mieć jednak limity ich wsparcia i jasną przyszłość, chociażby CCU dla biomasy<sup>8</sup> czy biometan dla gazu.

W tym mieszkaniu źródeł ciepła najważniejszą rolę pełni (i oczywiście będzie pełnić) elektryfikacja wytwarzania ciepła. Można ją bowiem wykorzystać w znacznej mierze w ciepłownictwie, a dla ogrzewnictwa powinna stanowić jedyną docelową alternatywę.

Pamiętajmy, że transformacja ciepłownictwa ma bardzo złożony charakter i dziś wielokrotnie to odbiorcy ciepła wyprzedzają w działaniach swoich dostawców. Dość szybko zmienia się ich świadomość i potrzeby w zakresie korzystania z ciepła. Mają nowe możliwości techniczne i finansowe, które pozwalają inwestować we własne źródła OZE i wymuszają zmiany na przedsiębiorstwach ciepłowniczych. Znaczna część odbiorców ciepła będzie powoli uniezależniała się od dostaw energii elektrycznej i ciepła systemowego.

### Ciepłownictwo przyszłości

Docelowo ciepłownictwo powinno stać się równoprawnym partnerem dla systemu energetycznego opartego na energii odnawialnej, wspierając jego bilansowanie poprzez wykorzystanie nadwyżek energii w okresie nadprodukcji ze źródeł pogodozależnych i dostarczanie energii elektrycznej w czasie niedoboru.

Dekarbonizacja gospodarki spowoduje, że w przyszłości ciepłownictwo i system elektroenergetyczny będą coraz silniej ze sobą powiązane. Ciepłownictwo na wiele sposobów może zostać włączone do bilansowania systemu elektroenergetycznego w ramach tzw. łączenia sektorów (ang. *sector coupling*). Jednym z rozwiązań jest kogeneracja w elektrociepłowniach, ale to za mało. Wydaje się, że technologią, która ma

Dostarczamy kompleksowe rozwiązania *pod klucz*  
do pomiaru emisji zanieczyszczeń powietrza  
oraz optymalizujemy procesy spalania

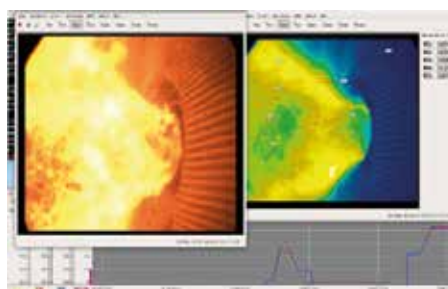
PROJEKT | DOSTAWA | MONTAŻ | URUCHOMIENIE | SZKOLENIE | SERWIS

- Ciągłe systemy monitoringu emisji zanieczyszczeń powietrza z certyfikatem QAL1 (CEMS)
- Ciągłe systemy pomiarów technologicznych gazów i pyłów do sterowania węzłami oczyszczania spalin: SCR i SNCR, redukcji związków kwaśnych (HCl, HF i SO<sub>2</sub>), redukcji węglowodorów, odpylania oraz pomiaru zawartości rtęci (Hg)
- Analizatory spalin, pyłomierze i przepływomierze (w tym przenośne zestawy do badań okresowych)
- Kompletnie instalacje palnikowe (gazowe, olejowe, olejowo-gazowe) z osprzętem sterującym i zabezpieczającym
- Optyczne systemy nadzoru, kontroli i optymalizacji spalania

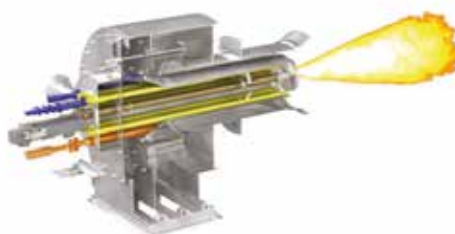
System pomiarowy CEMS – FTIR Gasmet



Kocioł energetyczny / palnik pyłowy  
Obraz rzeczywisty i termogram



Systemy palnikowe





**PUMPS & VALVES GROUP**  
pompy i armatura przemysłowa

[www.pvg.pl](http://www.pvg.pl)

**Kiedy celem jest  
niezawodność**



Firma PERSTA specjalizuje się w produkcji zaworów odcinających, wykonanych z najwyższej jakości odkuwek. Armatura PERSTA jest przystosowana do pracy w ekstremalnych warunkach, wytrzymując najwyższe ciśnienia i temperatury pary stosowane w energetyce. Dzięki zaawansowanej technologii i solidnej konstrukcji, zawory PERSTA gwarantują niezawodność i bezpieczeństwo w najbardziej wymagających zastosowaniach. PERSTA stands for persistent – nasze zawory symbolizują stabilność i wytrzymałość w każdych warunkach.

**Wybierz PERSTA dla maksymalnej wydajności, trwałości i bezpieczeństwa.**

[www.persta.com](http://www.persta.com)



HORA to lider w produkcji armatury regulacyjnej do pary w sektorze energetycznym. Wypracowane na przestrzeni lat rozwiązania inżynierskie zapewniają niezawodność, precyzję i długowieczność, spełniając najwyższe standardy jakości. Consider excellence to be the standard – to wdrożona filozofia, która znajduje odzwierciedlenie w każdym produkcie HORA.

**Wybierając armaturę HORA, wybierasz doskonałość, innowacyjność i bezpieczeństwo.**

[www.hora.de](http://www.hora.de)

największą przyszłość, są wielkoskalowe pompy ciepła i kotły elektrodowe połączone z usługami elastyczności i usługami jakościowymi dla energii elektrycznej.

Powtórzmy jeszcze raz: samo PtH jest niewystarczające: zarówno w ciepłownictwie, jak i ogrzewnictwie. Jako sektor musimy wejść w lokalne bilansowanie energii elektrycznej, a tam, gdzie jesteśmy z produkcją ciepła i energii elektrycznej (ciepłownictwo to przecież lokalny biznes) możemy również świadczyć usługi jakościowe dla systemu dystrybucyjnego energii.

Przypomnijmy ponownie prognozy NCBiR. Zapotrzebowanie na ciepło do 2050 roku spadnie z 265 000 do 135 100 TJ rocznie<sup>9</sup>, przede wszystkim ze względu na postępującą termomodernizację oraz wymianę energochłonnych budynków na te nowoczesne i efektywne energetycznie. Wyliczenia NCBiR obejmują realizację regulacji przyjętych przez Unię Europejską, głównie tzw. „dyrektywy budynkowej” (EPBD), której głównym celem jest redukcja zużycia energii w budynkach na terenie UE oraz ograniczenie emisji gazów cieplarnianych poprzez wycofywanie paliw kopalnych z ogrzewania budynków. Drugą kluczową regulacją jest dyrektywa w sprawie efektywności energetycznej (EED), wprowadzająca zarówno większą transparentność w zakresie zużycia energii, jak i redukcję jej zużycia dla właściwie wszystkich sektorów gospodarki.

Zatem w przyszłości ciepłownictwo musi się odnaleźć w bardzo konkurencyjnym krajobrazie rynkowym. Do jego skutecznej transformacji niezbędna będzie cyfryzacja i zastosowanie inteligentnych rozwiązań, które pozwolą na zmniejszenie zużycia i poprawę efektywności zarówno u producenta energii i ciepła, jak i u odbiorcy. Cyfryzacja daje szansę na to, by maksymalnie zoptymalizować oraz usprawnić procesy produkcyjne i dystrybucyjne ciepła. Może być zastosowana do poprawy efektywności oraz ograniczania zużycia energii i mocy. Może być użyta w całym łańcuchu wartości: od produkcji, przez dystrybucję, po zarządzanie popytem.

Nowoczesny system ciepłowniczy z wieloma producentami będzie wymagał wsparcia AI z tego prostego powodu, że człowiek sam nie nadąży za dynamicznymi zmianami zachodzącymi w systemie. To z kolei oznacza automatyzację jego działania i prognozowanie. Nie jest możliwa dekarbonizacja bez digitalizacji, ponieważ to właśnie ona pozwala na niemarnowanie energii.

Digitalizacja ciepłownictwa to właśnie poszukiwany przez cały sektor „nisko wiszący owoc”. Sama sieć ciepłownicza może posłużyć do magazynowania energii oraz równoważenia systemu elektroenergetycznego, gdy zapotrzebowanie na energię jest mniejsze niż jej produkcja. DSR (Demand – Side – Response) stanowi właśnie jedno z takich narzędzi. Jego nazwę można przetłumaczyć jako „odpowiedź ze strony popytowej” i oznacza „zmianę zapotrzebowania

energetycznego na wezwanie operatora systemu”. To rozwiązanie stosuje się w systemach elektroenergetycznych, natomiast w sieciach ciepłowniczych wciąż jest działaniem niestandardowym, a pozwala na wykorzystanie sieci ciepłowniczej i budynków jako magazynu ciepła. Bazuje ono na czasowym przesuwaniu zapotrzebowania cieplnego odbiorców. Oddziałuje się w ten sposób na profil odbioru ciepła i traktuje budynki nie jako pasywnych odbiorców ciepła, ale jako aktywny element systemu. Digitalizacja oznacza więc elastyczne podejście do zarządzania systemem (tak ważne, gdy rzeczywistość zmienia się dynamicznie), a tym samym optymalizację sektora, mimo przeregulowania i taryfikowania rynku.

Digitalizacja jest zatem pierwszym krokiem, obok wspomnianej dywersyfikacji, do gruntownej dekarbonizacji systemu, które w modelu Fortum wyrażają się jako 3D.

”

Digitalizacja jest pierwszym krokiem, obok dywersyfikacji, do gruntownej dekarbonizacji systemu, które w modelu Fortum wyrażają się jako 3D

### Niezbędne regulacje

Skoro o regulacjach mowa. Podstawową barierą szybkiego procesu elektryfikacji jest dostęp do taniej i czystej energii odnawialnej. Dlatego, pomimo obecnych problemów z przepustowością sieci, nie mamy innego wyjścia jak inwestować w nie, aby szybko rozwijać źródła OZE. Żeby jednak nakłady na sieci ograniczyć, musimy dążyć do lokalnego bilansowania produkcji i zużycia energii elektrycznej z uwzględnieniem ciepłownictwa. Wymaga to nakładów, ale i zmian legislacyjnych, w tym uelastycznienia funkcjonowania systemów: zarówno elektroenergetycznego, jak i ciepłowniczego. Aby technologie PtH były opłacalne w obecnej rzeczywistości, konieczne jest wprowadzenie systemu wsparcia finansowego. Jednym z pomysłów są: fundusze inwestycyjne i wsparcie operacyjne, ponieważ nakłady, które ciepłownictwo poniesie, nie mogą obciążać jedynie klientów ciepła. Należy premiovwać zarówno firmy, jak i samorządy, które podejmą wysiłek chociaż częściowego bilansowania produkcji i zużycia energii na swoim terenie.

Konieczne wydaje się również uznanie ciepła wyprodukowanego z energii elektrycznej pochodzącej z OZE jako ciepła z OZE oraz reforma taryf dystrybucyjnych dla takich źródeł. Taka zmiana polegałaby na obniżeniu obciążeń ciepłownictwa z tytułu zakupu

**DYWERSYFIKACJA  
DZIAŁALNOŚCI**

Ciepłownictwo musi wejść w lokalne bilansowanie energii elektrycznej, a tam, gdzie jesteśmy z produkcją ciepła i energii elektrycznej możemy również świadczyć usługi jakościowe dla systemu dystrybucyjnego energii. Na zdj. EC Zabrze, należąca do Fortum



fot. Fortum

energii elektrycznej i usług dystrybucji energii elektrycznej.

\*\*\*

Priorytetowym kierunkiem działań dla osiągnięcia celów środowiskowych w Unii Europejskiej, ale też (a może przede wszystkim) rentowności sektora ciepłowniczego w Polsce, przy jednoczesnym zachowaniu akceptowalnych cen ciepła, jest: zwiększenie efektywności energetycznej budynków, elektryfikacja ogrzewalnictwa i modernizacja ciepłownictwa systemowego, aby mogło korzystać ze źródeł odnawialnych i bezemisyjnych, oraz integracja z systemem energetycznym. Cyfryzacja sektora jest pierwszym krokiem do poprawy jego rentowności, zwłaszcza w dobie kryzysu na rynku paliw i pilnego odejścia od źródeł paliw z Rosji. A skoro ważne jest, by jak najefektywniej wykorzystywać dostępne zasoby i środki produkcji, powinniśmy sięgnąć po digitalizację jako łatwy i tak nam potrzebny sukces.

Wdrażając rozwiązania transformujące ciepłownictwo rzucmy okiem na północ – wykorzystujmy doświadczenia Skandynawów, którzy od ponad dwóch dekad inwestują w technologie, które my dopiero wdrażamy – zarówno jeśli chodzi o wykorzystanie

ciepła odpadowego z procesów produkcyjnych, jak i zastosowanie wielkich systemowych pomp ciepła do ogrzewania miast (jak choćby ta w Espoo w Finlandii).

Jednak nadgonienie Skandynawów to nie spacer, a maraton w tempie sprinterów. Wdrożenie zmian wymaga szybkich i zdecydowanych kroków, a nie markowanych gestów ze strony wszystkich uczestników rynku.

**Przypisy**

- <sup>1</sup> Nowe rozwiązania dla ciepłownictwa, NCBiR, Załącznik nr 2 do ogłoszenia do konsultacji rynkowych, str. 9
- <sup>2</sup> Raport URE „Energetyka Ciepła w liczbach 2022”, [www.ure.gov.pl](http://www.ure.gov.pl), dostęp z dnia 5.08.2024 r.
- <sup>3</sup> Jw.
- <sup>4</sup> Analizy KOBiZE na podstawie Veyt, Ceny uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> załamały się w czerwcu. Blisko ważny technicznie poziom - Bankier.pl, dostęp z dnia: 08.08.2024 r.
- <sup>5</sup> <https://www.gov.pl/web/ncbr/ncbr-opracowal-konceptcje-dekarbonizacji-cieplownictwa-systemowego>, dostęp z dnia 05.08.2024 r.
- <sup>6</sup> Raport URE „Energetyka Ciepła w liczbach 2022”, [www.ure.gov.pl](http://www.ure.gov.pl), dostęp z dnia 5.08.2024 r.
- <sup>7</sup> Jw.
- <sup>8</sup> CCU (Carbon Capture and Utilisation).
- <sup>9</sup> Konceptcja dekarbonizacji ciepłownictwa systemowego w Polsce wg NCBiR. ■



### REALIZACJE POD KLUCZ

### ARMATURA PRZEMYSŁOWA

### TECHNOLOGIE WODOROWE



*dobra energia!*



INTEC S.A. prowadzi działalność od 1991 roku. Od chwili powstania nasza firma projektuje i produkuje elementy i systemy automatyki dla przemysłu energetycznego. Realizujemy budowy obiektów energetycznych w formule „pod klucz”. Jesteśmy generalnym wykonawcą instalacji technologicznych. Dostarczamy specjalistyczną armaturę przemysłową na wysokie parametry. Od roku 2014 INTEC S.A. rozwija i realizuje instalacje w obszarze produkcji i wykorzystania wodoru.

### REALIZACJE POD KLUCZ

- budowa obiektów energetycznych w formule „pod klucz”,
- generalne wykonawstwo instalacji technologicznych,
- modernizacje, remonty, utrzymanie ruchu instalacji ciepłno-mechanicznych, elektrycznych, AKPiA i informatycznych.

### ARMATURA PRZEMYSŁOWA

- kompletacja dostaw armatury przemysłowej oraz napędów,
- produkcja specjalistycznej armatury przemysłowej na wysokie parametry, w tym parametry nadkrytyczne (zawory rozruchowe kotłów, by-pass turbin, zawory wtryskowe, by-pass regeneracji wysokopiętnych itp.).

### TECHNOLOGIE WODOROWE

- zabudowy i uruchomienia klasycznych elektrolizerów,
- zabudowy i uruchomienia elektrolizerów stałotlenkowych (SOE),
- instalacje metanizacji wodoru,
- stacje redukcyjne wodoru z regulacją temperatury,
- instalacje przygotowania i przesyłu wodoru do chłodzenia generatorów.

# TRANSFORMACJA wobec transformacji

O zmianach w Energopomiarze – w obliczu transformacji energetyki, przemysłu oraz geopolitycznej niepewności – mówi Tomasz Słupik, który objął w maju 2024 roku stanowisko prezesa zarządu firmy.

## Przemysław Płonka: Spodziewałeś się awansu?

**Tomasz Słupik:** W naszej firmie od lat obowiązuje pewien standard, zasada – która zresztą dotyczy nie tylko najwyższych stanowisk – że wytypowani pracownicy powinni być gotowi do zastąpienia swojego przełożonego. To swego rodzaju droga sukcesji, w jasny sposób pokazująca możliwości awansu. Dodam, że w bieżącym roku chcemy doprowadzić do sfinalizowania ważnego kroku, jakim jest zbudowanie ścieżek kariery, będących elementem nowoczesnej polityki personalnej spółki.

Zatem, czy spodziewałem się zmiany stanowiska? Powiedziałbym, że raczej byłem na to gotowy, gdyż przygotowania na taką ewentualność rozpoczęły się praktycznie zaraz po tym, jak objąłem stanowisko dyrektora technicznego. Myślę, że podobnie było w przypadku Mariusza Mietskiego, który zastąpił mnie w obowiązkach dyrektora technicznego.

Przez ostatnie kilka lat prezesem Energopomiaru był Robert Witek, a wcześniej – Adam Smolik. Zwłaszcza ten drugi – kierujący firmą przez ponad 20 lat – odcisnął mocne piętno na jej kształcie i charakterze. Czy teraz spółkę czekają zmiany, czy kontynuacja obranej drogi?

Prezes Adam Smolik przez wspomniane dwadzieścia lat przeprowadził z sukcesem spółkę przez okres bogaty w zmiany w obszarze struktur właścicielskich, a także kreowania się polityki klimatycznej. Dzisiaj mamy do czynienia z zupełnie inną rzeczywistością, dlatego zamierzam prowadzić firmę w kierunku, który wypracowaliśmy kilka lat temu, tj. po objęciu stanowiska przez Roberta Witka. W 2021 roku przystąpiliśmy bowiem do reorganizacji spółki, czego wymagała dynamiczna sytuacja rynkowa. Nie zostaliśmy więc zaskoczeni przez obecne trendy (wojna w Ukrainie, polityka Unii Europejskiej i geopolityka), bo przygotowaliśmy się do nowych usług i roli Energopomiaru w zmienionych realiach od dłuższego czasu.

## Transformacja wobec transformacji?

Można tak powiedzieć. Osobiście – pracując w firmie już ponad 20 lat – od około 15 przyglądam się zmianom w energetyce i przemyśle. One bowiem nie następują od wczoraj, a co najmniej od dwóch dekad. Przygotowania do wprowadzenia konkluzji BAT i implementacji opłat

TOMASZ  
SŁUPIK  
prezes zarządu  
Energopomiar



fot. Energopomiar

za emisje CO<sub>2</sub>, różne decyzje odnośnie uruchamiania nowych odkrywek czy pierwsze sygnały dotyczące zielonej produkcji przemysłowej – to były zwiastuny transformacji, pokazujące, że zaczyna zmieniać się myślenie o energetyce, produkcji przemysłowej i rzeczywistości, która nas otacza.

### Jak to „przygotowanie do transformacji” następowało w Energopomiarze?

Dziesiątki rozmów, w różnym składzie, setki różnych analiz, które miały wykształtować jasną wizję naszej firmy i kierunku, w jakim chcemy zmierzać. Trzy lata temu zmieniliśmy strukturę organizacyjną spółki, opracowaliśmy jej nową misję i wizję, przystąpiliśmy też do opracowania nowej strategii, która została zatwierdzona przez Radę Nadzorczą w momencie wybuchu wojny w Ukrainie. Dziś – i to mimo narastających zmian i niepewności, globalnych niepokojów, prawdopodobnej „rozgrywki” handlowej Zachodu ze Wschodem – jesteśmy gotowi wspierać klientów w ich procesach transformacji.

### Tak brzmi zresztą wasza misja: „Energopomiar to ekspercka firma doradcza i pomiarowa wspierająca klientów w procesach efektywnej transformacji ukierunkowanych na neutralność klimatyczną”.

Tak, a szczegóły zawarliśmy we wspomnianej strategii, która koncentruje się wokół misji i czterech obszarów wizji spółki: pracowników, organizacji, rynku i finansów. Moje doświadczenia z prac nad strategią kojarzę także z obszarem elektroprosumeryzmu, który opisuje m.in. profesor Jan Popczyk. Od lat jestem uczestnikiem jego konwersatoriów i między innymi dzięki przekazywanej tam wiedzy i promowanemu podejściu, w naszej strategii mocno podkreślany jest zestaw narzędzi i kompetencji, które będą istotne dla nowej energetyki, energetyki przyszłości, w której bilansowanie energii w osłonach kontrolnych nabierze zupełnie nowego znaczenia.

Nawiasem mówiąc, patrząc nieco szerzej na obszar energetyki zawodowej, ciepłownictwa, przemysłu – myśląc o tej przyszłości – widzę, że mamy dziś problem z pewnego rodzaju „architektem” nowego systemu. Brakuje osoby, a raczej instytucji, która widziałaby całość problematyki w skali gospodarki polskiej i europejskiej.

### A konkretnie?

Chcemy mieć produkcję przemysłową – powinna być oczywiście niskoemisyjna, aby zachować konkurencyjność – dlatego też oczekujemy, by zostały odblokowane fundusze pod zielone inwestycje w obszarze wytwarzania energii. Stąd obecny od kilku lat trend z wydzieleniem aktywów węglowych. Ale mamy też problem z redukcjami energii elektrycznej ze źródeł OZE, a także z szeregiem zagadnień w ciepłownictwie, które powinno spełniać kryteria systemów efektywnych energetycznie. No i energia powinna jeszcze

być tania i zawsze dostępna... Nie masz wrażenia, że to swego rodzaju węzeł gordyjski, który bez funkcji „generalnego architekta” i krojonych pod to regulacji prawnych jest niemożliwy do rozwiązania? Oczywiście, owo „krojenie regulacji” potraktujmy jako formułę dyskusyjną, ponieważ obecne przeregulowanie na pewno nie jest optymalnym stanem wspierającym transformację.

### Przed wyzwaniem stoi także wspomniane przez ciebie ciepłownictwo.

Jest na progu transformacji, choć w wielu spółkach zmiany są już daleko posunięte. Pojawia się też wyzwanie budowania odporności strategicznej państwa. Zabezpieczenie w energię elektryczną i ciepło to kluczowe obszary w kontekście architektury bezpieczeństwa strategicznego kraju. Tu można choćby popatrzeć, jak zachowuje się agresor wobec aktywów energetycznych w Ukrainie, gdzie niszczona jest infrastruktura krytyczna. W naszej ocenie odpowiedzią na te wyzwania i wyżej opisane problemy związane z redukcją energii z OZE może być dążenie do lokalnego bilansowania energii.

”

Transformacja bez zmiany mentalnej, bez zmiany nastawienia ludzi, nie powiedzie się

Uważam, że modernizacja energetyki i ciepłownictwa powinna następować wspólnie. A przemysł? Cóż, on potrzebuje zasilania niskoemisyjną energią, ale jest także otwarty na inwestowanie we własne źródła i oferuje coraz bardziej pożądane dla ciepłownictwa ciepło odpadowe, pozwalające spełnić kryteria efektywnego systemu ciepłowniczego.

### A w kontekście samej transformacji... Co wymaga tu doprecyzowania? Czy wszystko jest jasne odnośnie kierunków zmian?

Nie jest. Dzisiaj jednym z kluczowych kryteriów efektywności przedsięwzięcia są opłaty za emisję CO<sub>2</sub> traktowane jako emisje bezpośrednie. Ale raportowanie niefinansowe i taksonomia, będące w coraz szerszym zakresie obligatoryjne, rozszerzają optykę śladu węglowego w rachunku ciągnionym, tzn. od źródła do emisji bezpośrednich. Powstaje zatem pytanie, co nas czeka przy kolejnej rewizji dyrektyw i dokumentów powiązanych. Ponadto mamy problem z brakiem jednolitej metody przyjętej do opisywania owej transformacji. Kilka lat temu – nawet wyprzedzając naszą strategię – podjęliśmy się wdrożenia do praktyki inżynierskiej metod wyznaczenia śladu środowiskowego i implementacji na poziomie narzędzi informa-

tycznych działających w trybie online. Na warsztatach wzięliśmy metodę LCA, która jest rekomendowana przez UE (taksonomia i raportowanie niefinansowe) oraz metodę kosztu termoeologicznego, bazującą na termodynamice. Testując te dwie metody w praktyce doszliśmy do wniosków, że skrupulatne opisywanie postępów transformacyjnych czy chociażby postępów w kierunku gospodarki o obiegu zamkniętym jest niezmiernie trudne. Dzisiaj na postępy w transformacji energetycznej patrzy się tylko przez pryzmat redukcji śladu węglowego, przyjmując za pewnik, że technologie OZE są wytwarzane w zgodzie z poszanowaniem środowiska. Obraz ten zaburza jednak fakt, że sporo kopalń, chociażby litu, zostało w Europie zamkniętych i ich reaktywacja zaczyna następować teraz, kiedy praktycznie pełną kontrolę nad surowcami krytycznymi dla transformacji sprawują Chiny. Temat jest trudny i wielowątkowy w realiach europejskiego zielonego ładu, który „zakłada” (interpretacja autora wypowiedzi), że uciążliwą środowiskowo produkcję surowców i komponentów realizujemy poza Europą.

”

Energopomiar to spółka, która ma wspierać klientów w transformacji, by w sposób inżynierski ją opisać

Na poziomie unijnym brak jednolitego podejścia do opisywania transformacji stanowi istotny problem i daje pole do sporych nadużyć, w tym greenwashingu. Warto także zwrócić uwagę, że zmiany w dyrektywie IED dopuszczają stronę społeczną do procesu wydawania decyzji środowiskowych, stąd niezwykle istotne jest możliwie kompleksowe przygotowanie się przez inwestorów do rzeczowej rozmowy ze stroną społeczną, do czego metoda LCA może być bardzo pomocna.

**Wróćmy jeszcze do twojego nowego stanowiska. Wspomniałeś, że pracujesz w Energopomiarze już ponad 20 lat. Czy z takim doświadczeniem, ze znajomością firmy „od podszewki”, ale i z może z pewnymi przyzwyczajeniami – jest trudniej czy łatwiej?**

Trudno jednoznacznie odpowiedzieć. Na pewno w niektórych obszarach jest mi prościej, gdyż bardzo dobrze znam spółkę, w której karierę zaczynałem na poziomie inżyniera pomiarowego. Długo byłem kierownikiem działu turbinowego, w którym odpowiadałem także za „nowe tematy”, jak choćby kwestie efektywności energetycznej, digitalizacji sieci ciepłowniczych czy dedykowane dla energetyki i przemysłu systemy informatyczne.

Zajmowałem ponadto stanowisko dyrektora technicznego, z czym wiązała się codzienna aktywność operacyjna, ale i budowanie dużego zespołu specjalistów na czas transformacji. Ludzi elastycznych, ambitnych, z wysokimi kompetencjami, z wyobraźnią. Te doświadczenia z „miękkiego HR” przydają mi się i dziś, kiedy pracujemy w firmie nad strategią personalną i staramy się możliwie najlepiej zarządzać zmianą, która w obecnych czasach w biznesie – obok podatków – jest jedynym pewnikiem.

**Chcesz skupić się tylko na zarządzaniu, czy wciąż zamierzasz brać czynny udział w pracach poszczególnych zespołów?**

Choć liczba procesów zarządczych, za które odpowiadam, jest bardzo duża, to jednak nie chciałbym zupełnie zrezygnować z „merytoryki”. Oczywiście, to nie będzie taki poziom zaangażowania, jaki miałem na stanowisku dyrektora technicznego, ale chciałbym być prezesem, który wie, co dzieje się w każdym istotnym dla spółki obszarze. Potrzebuję rozmów z zespołem, z ekspertami, z kierownikami będącymi bliżej procesów. Energopomiar to spółka, która – jak wspomniałem – ma wspierać klientów w transformacji, by w sposób inżynierski ją opisać. Muszę więc być „na bieżąco”, zwłaszcza, że przeżywamy dziś przełomowy czas. Transformacja jest już mocno rozpędzona, a równocześnie pojawiają się obawy o ogólne bezpieczeństwo państwa. Niektórzy wprost stwierdzają, że prowadzimy obecnie wojnę hybrydową, a więc transformacja energetyczna powinna uwzględniać ten fakt.

**Do tego dochodzą też choćby zmiany klimatyczne.**

Tak, na co zwraca uwagę zwłaszcza młode pokolenie, które mocno naciska na zieloność produkcji. Natomiast pytanie: z jakich wygód jest w stanie zrezygnować? Czy jego przedstawiciele są świadomi, że smartfony, które wymieniają co rok czy dwa lata, zostały zbudowane z surowców krytycznych pozyskiwanych najczęściej poza naszym kontynentem? Czy powszechnie korzystając z dobrodziejstw, jakie daje internet, zdają sobie sprawę ze śladu cyfrowego? To bardzo istotny problem transformacji – brak samowystarczalności surowcowej Europy i niska świadomość inżynierii procesów związanych z transmisją danych. Innym wyzwaniem jest fakt – co podkreśla mocno m.in. prof. Krzykawski, współautor pracy zbiorowej pt. „Gospodarka i entropia. Jak wyjść z polikryzysu?” – że transformacja bez zmiany mentalnej, bez zmiany nastawienia ludzi, nie powiedzie się. Musimy o tym pamiętać.

*Rozmawiał Przemysław Płonka,  
redaktor naczelny BMP*

# Zapewniamy bezpieczeństwo energetyczne Polski

Wytwarzamy energię w sposób zrównoważony, zachowując wysokie standardy ekologiczne. Nasze kompleksy górniczo-energetyczne to przykład odpowiedzialnego pogodzenia wyzwania, jakim jest udział w zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego Polski z troską o środowisko naturalne.



Górnictwo i Energetyka  
Konwencjonalna S.A.

# NOWY ELEMENT UKŁADANKI W TRANSFORMACJI ENERGETYCZNEJ

## Biogazownia Grupy E.ON w Polsce

**Paweł Błados**

Biuro prasowe E.ON Polska S.A.

W czerwcu 2024 roku, w ramach budowy biogazowni E.ON w Nowych Borzach nieopodal Pułtuska, poczyniono znaczący krok zbliżający do finalizacji tego projektu. Zakończył się montaż kluczowych elementów – agregatu kogeneracyjnego oraz transformatora. W biogazowni będzie wytwarzane około 8 GWh zielonej energii rocznie.

**B**iogazownia w Nowych Borzach to pierwsza tego typu inwestycja Grupy E.ON w Polsce. Jej budowa rozpoczęła się w listopadzie 2023 roku, a zakończenie prac zaplanowano na koniec 2024. Projekt jest realizowany we współpracy z firmą Biowatt.

– Dzięki najnowszym technologiom i strategicznemu podejściu chcemy, aby projekt ten przyczynił się nie tylko do produkcji zielonej energii. Ma także wspierać lokalne społeczności i gospodarkę obiegu zamkniętego – tłumaczy Bartłomiej Asztemborski, kierownik projektu z ramienia E.ON Business Solutions

Polska. – Realizując projekty w obszarze E.ON Energy Infrastructure Solutions (E.ON EIS) w Polsce korzystamy z szerokiego, międzynarodowego doświadczenia Grupy E.ON. Szczególnie chętnie sięgamy po wiedzę kolegów z Niemiec i Danii, gdzie koncern jest liderem na rynku biometanu – dodaje.

### Potencjał nowej biogazowni

Nowa biogazownia będzie obiektem o mocy zainstalowanej 1 MWe w wysokosprawnej kogeneracji. Ma pracować w trybie ciągłym, czyli 8 200 godzin rocznie,

fol. zasoby autora EON





**ZAAWANSOWANY ETAP**

Budowa biogazowni w Nowych Borzach – wewnątrz betonowego zbiornika w trakcie prac montażowych

przez przynajmniej 15 lat. Przewidywana roczna produkcja energii wyniesie około 8 GWh i jest wystarczająca do zaspokojenia potrzeb energetycznych np. małego zakładu przemysłowego. Ciepło wytwarzane jako produkt uboczny również znajdzie swoje zastosowanie. Inwestycja wpisuje się w strategię grupy E.ON, która dzięki wdrażanym rozwiązaniom aktywnie wspiera transformację energetyczną i redukcję śladu węglowego.

**Postęp prac**

Prace konstrukcyjno-budowlane są na zaawansowanym etapie i postępują zgodnie z harmonogramem. W czerwcu zamontowano agregat kogeneracyjny i transformator. Przygotowano też do użytku wszystkie zbiorniki procesowe – zarówno fermentacyjne, jak i te na poferment. Obecnie trwa uzbrajanie infrastruktury

**INSTALACJA TECHNOLOGII**

Agregat prądowórczy oraz zbiornik fermentacyjny w trakcie prac budowlanych



oraz budowa hali przyjęcia substratów. Firma Biowatt, która jest odpowiedzialna za realizację inwestycji, będzie również obsługiwać obiekt przez pierwsze dwa lata jego funkcjonowania.

**Ekologiczna energia i zrównoważony rozwój**

Działanie biogazowni E.ON w Nowych Borzach wpisuje się w model gospodarki obiegu zamkniętego. W obiekcie będą wykorzystywane substraty biomasy rolniczej i odpady, a materiał pofermentacyjny posłuży lokalnym rolnikom jako bogaty w mikroelementy nawóz. Dzięki ściśle kontrolowanym procesom i hermetycznym przestrzeniom biogazownia nie będzie źródłem nieprzyjemnych zapachów. Jest to istotny atut w porównaniu do innych tego typu instalacji.

Biogazownie – w przeciwieństwie do farm wiatrowych i instalacji fotowoltaicznych – mogą generować energię niezależnie od warunków atmosferycznych, co czyni je stabilnym źródłem energii odnawialnej. Grupa E.ON w Polsce widzi w obszarze EIS kluczowy element zrównoważonej oferty produktów i usług energetycznych.



Możliwość stabilnej produkcji energii niezależnie od pogody oraz wykorzystanie lokalnych zasobów i odpadów sprawiają, że biometanownie i biogazownie są istotnym elementem transformacji energetycznej w Polsce

– Dostrzegamy duży potencjał w rynku biogazu w Polsce i jesteśmy gotowi na kolejne inwestycje w tym obszarze – stwierdza Jakub Roszkiewicz, prezes E.ON Business Solutions Polska. – Decyzje o rozpoczęciu nowych projektów i tempo ich realizacji będą zależały od atrakcyjności dostępnych możliwości. Chcielibyśmy, aby biogazownie stały się integralną częścią zrównoważonego portfela energetycznego E.ON i pomagały osiągnąć cele związane z redukcją emisji i zrównoważonym rozwojem.

Jakub Roszkiewicz dodaje również, że w kontekście polityki Zielonego Ładu i osiągnięcia zeroemisyjności do 2050 roku, biometan i biogaz odgrywają kluczową rolę. Możliwość stabilnej produkcji energii niezależnie od pogody oraz wykorzystanie lokalnych zasobów i odpadów sprawiają, że biometanownie i biogazownie są istotnym elementem transformacji energetycznej w Polsce. ■

# INTEGRACJA OZE

z tradycyjnymi systemami energetycznymi

Wojciech Sikorski

ekspert z obszaru energetyki

Integracja odnawialnych źródeł energii z tradycyjnymi systemami energetycznymi stanowi kluczowy aspekt współczesnej transformacji energetycznej, której nadrzędnym celem jest redukcja emisji gazów cieplarnianych. Wdrażanie OZE na szeroką skalę wiąże się z licznymi wyzwaniami technicznymi, ekonomicznymi i regulacyjnymi, które muszą być precyzyjnie zarządzane, aby zapewnić stabilność, bezpieczeństwo i niezawodność systemów elektroenergetycznych.

Magazynowanie energii odgrywa kluczową rolę w stabilizacji i optymalizacji systemów elektroenergetycznych, które coraz częściej opierają się na odnawialnych źródłach. Ze względu na inherentną zmienność produkcji energii z OZE, wynikającą z niestabilnych warunków atmosferycznych (zmienność nasłonecznienia i siły wiatru), technologie magazynowania energii, takie jak baterie litowo-jonowe, przepływowe baterie redoks, systemy magazynowania energii cieplnej (TES) czy elektrownie szczytowo-pompowe, umożliwiają akumulację nadwyżek energii wytworzonej w okresach niskiego

rycznych (zmienność nasłonecznienia i siły wiatru), technologie magazynowania energii, takie jak baterie litowo-jonowe, przepływowe baterie redoks, systemy magazynowania energii cieplnej (TES) czy elektrownie szczytowo-pompowe, umożliwiają akumulację nadwyżek energii wytworzonej w okresach niskiego

fol. 123rf



zapotrzebowania. Technologie te pozwalają na jej późniejsze uwalnianie w okresach zwiększonego popytu, co nie tylko poprawia efektywność i niezawodność systemu elektroenergetycznego, ale również redukuje potrzebę uruchamiania szybkich, ale mniej efektywnych jednostek rezerwowych bazujących na paliwach kopalnych. Magazyny energii odgrywają również istotną rolę w zapewnieniu stabilności częstotliwości i napięcia w sieci, umożliwiając szybkie reakcje na zmiany w obciążeniu i produkcji energii, co jest szczególnie ważne w kontekście rozwijających się inteligentnych sieci energetycznych (smart grids). Dzięki zdolności do gromadzenia energii i jej elastycznego dostarczania, magazyny stają się nieodzownym elementem nowoczesnych, zrównoważonych systemów energetycznych, które dążą do maksymalizacji wykorzystania OZE i minimalizacji emisji gazów cieplarnianych.

### Nowoczesne sieci

Wspomniane inteligentne sieci energetyczne reprezentują zaawansowane systemy elektroenergetyczne, które umożliwiają dwukierunkowy przepływ energii oraz integrację rozproszonych źródeł energii (DER), takich jak instalacje fotowoltaiczne, farmy wiatrowe oraz jednostki magazynowania energii. Te nowoczesne sieci wykorzystują zaawansowane technologie informatyczne, w tym Internet Rzeczy (IoT), zaawansowane liczniki (smart meters) oraz systemy automatyki i sterowania, aby skutecznie monitorować i zarządzać przepływem energii w czasie rzeczywistym. Kluczowym elementem inteligentnych sieci jest zarządzanie popytem (Demand Side Management, DSM), które umożliwia dynamiczne dostosowywanie zapotrzebowania na energię do aktualnych warunków w systemie, co pozwala na optymalizację wykorzystania energii z OZE i minimalizację przeciążeń sieci. Dzięki DSM konsumenci mogą automatycznie regulować zużycie energii w odpowiedzi na sygnały cenowe lub zapotrzebowanie sieciowe, co sprzyja lepszemu dopasowaniu produkcji do zużycia energii. Dodatkowo, mikrosieci stanowią autonomiczne jednostki w ramach inteligentnych sieci, które mogą działać niezależnie od głównej sieci elektroenergetycznej. Integrują one lokalne źródła OZE, systemy magazynowania energii oraz technologie DSM, co zwiększa ich elastyczność, stabilność czy zdolność do utrzymania dostaw energii w przypadku awarii głównej sieci. Taka architektura sprzyja decentralizacji systemu energetycznego, poprawiając niezawodność i odporność całej sieci elektroenergetycznej.

### Systemy zarządzania energią

Systemy zarządzania energią (Energy Management Systems, EMS) odgrywają fundamentalną rolę w optymalizacji operacji elektroenergetycznych, zapewniając efektywne monitorowanie i kontrolę przepływu energii w całej sieci. EMS zbiera i analizuje dane w czasie rzeczywistym z różnych elementów

systemu elektroenergetycznego, w tym z rozproszonych źródeł energii, magazynów oraz odbiorców końcowych, co umożliwia podejmowanie dynamicznych decyzji dotyczących dystrybucji i konsumpcji energii. Kluczowym aspektem tych systemów jest zintegrowane zarządzanie energią, które polega na scentralizowanym sterowaniu różnorodnymi źródłami i systemami magazynowania w sposób optymalny dla całej sieci. Dzięki takiej integracji możliwe jest bardziej efektywne wykorzystanie dostępnych zasobów energetycznych, co prowadzi do redukcji strat przesyłowych, minimalizacji kosztów operacyjnych oraz zwiększenia niezawodności dostaw energii. Zintegrowane systemy zarządzania energią umożliwiają również lepsze bilansowanie podaży i popytu, co jest szczególnie istotne w kontekście rosnącego udziału niestabilnych źródeł odnawialnych w miksie energetycznym, zapewniając stabilność sieci i optymalizując koszty operacyjne.

”

Integracja OZE z tradycyjnymi systemami elektroenergetycznymi niesie ze sobą istotne wyzwania w zakresie stabilności i niezawodności sieci, które pierwotnie były projektowane do obsługi stabilnych, przewidywalnych źródeł

### Wyzwania w zakresie stabilności i niezawodności sieci

Integracja źródeł energii odnawialnej, takich jak energia wiatrowa i słoneczna, z tradycyjnymi systemami elektroenergetycznymi niesie ze sobą istotne wyzwania w zakresie stabilności i niezawodności sieci, które pierwotnie były projektowane do obsługi stabilnych, przewidywalnych źródeł energii, takich jak elektrownie węglowe czy gazowe. Zmienność produkcji energii z OZE prowadzi do fluktuacji w częstotliwości i napięciu sieci, co wymaga zastosowania zaawansowanych systemów regulacji, takich jak STATCOM (Static Synchronous Compensator) i FACTS (Flexible AC Transmission Systems), które umożliwiają dynamiczną kompensację mocy biernej oraz stabilizację parametrów sieci. Ponadto wprowadzenie znacznego udziału OZE w miksie energetycznym zwiększa konieczność utrzymania odpowiednich rezerw mocy operacyjnej, które mogą być szybko uruchamiane w odpowiedzi na nagłe zmiany w produkcji energii. Rezerwy te są niezbędne do zapewnienia ciągłości dostaw energii oraz ochrony przed zjawiskami, takimi jak spadki napięcia czy przerwy w zasilaniu, które



fot. 123rf

#### WIĘCEJ OZE

Stabilność i niezawodność sieci w warunkach rosnącego udziału OZE wymaga zaawansowanego zarządzania, uwzględniającego zarówno techniczne systemy stabilizacji, jak i strategię utrzymywania rezerw mocy operacyjnej, co jest kluczowe dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego

mogą wynikać z nagłego spadku produkcji z OZE, na przykład podczas bezwietrznych dni lub nocy. Dlatego też stabilność i niezawodność sieci w warunkach rosnącego udziału OZE wymaga zaawansowanego zarządzania, uwzględniającego zarówno techniczne systemy stabilizacji, jak i strategię utrzymywania rezerw mocy operacyjnej, co jest kluczowe dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego.

Integracja odnawialnych źródeł energii z tradycyjnymi systemami elektroenergetycznymi wiąże się z koniecznością poniesienia znaczących kosztów inwestycyjnych i modernizacyjnych, aby dostosować istniejącą infrastrukturę do nowych wymogów technologicznych. Tradycyjne sieci elektroenergetyczne, zaprojektowane pierwotnie do jednokierunkowego przepływu energii z dużych, centralnych elektrowni, muszą zostać zmodernizowane, aby obsłużyć dwukierunkowy przepływ energii oraz integrację zróżnicowanych, rozproszonych źródeł zasilania, takich jak instalacje fotowoltaiczne i farmy wiatrowe. Modernizacja ta obejmuje konieczność budowy nowych linii przesyłowych, implementacji zaawansowanych systemów zarządzania siecią, takich jak SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) oraz wdrożenia technologii monitorowania i automatyzacji, które umożliwiają dynamiczne zarządzanie przepływem energii i zapewniają stabilność sieci.

Ekonomia magazynowania energii stanowi kluczowe wyzwanie, ponieważ wysokie koszty systemów magazynowania, zwłaszcza w skali sieciowej, są istotną barierą dla ich szerokiego wdrożenia. Osiągnięcie efektywności ekonomicznej tych systemów wymaga opracowania innowacyjnych modeli biznesowych oraz wdrożenia mechanizmów wsparcia finansowego, takich jak subsydia, ulgi podatkowe czy programy inwestycyjne, które mogłyby obniżyć koszty początkowe i operacyjne, przyspieszając tym samym transformację energetyczną i zwiększając udział OZE w miksie energetycznym.

#### Systemy taryf gwarantowanych

Skuteczna integracja analizowanych systemów wymaga opracowania i wdrożenia odpowiednich ram regulacyjnych oraz polityk wsparcia, które zapewnią stabilność inwestycji oraz stymulują rozwój technologii OZE. Kluczowym elementem tego procesu są systemy taryf gwarantowanych (Feed-in Tariffs, FiT), które oferują producentom OZE stałą cenę za wytworzoną energię, co minimalizuje ryzyko inwestycyjne i sprzyja szybkiemu rozwojowi nowych instalacji. Jednocześnie niezbędne jest opracowanie regulacji dotyczących integracji systemów magazynowania energii z siecią elektroenergetyczną, obejmujących normy techniczne oraz standardy bezpieczeństwa, aby umożliwić szerokie wdrożenie tych technologii, które są kluczowe dla stabilizacji sieci i efektywnego zarządzania energią z niestabilnych źródeł. Na poziomie międzynarodowym, harmonizacja standardów technicznych dotyczących OZE oraz sieci energetycznych jest istotna dla ułatwienia integracji transgranicznej, co może zwiększyć elastyczność i niezawodność systemów energetycznych na skalę globalną. Współpraca międzynarodowa, w tym rozwój mechanizmów umożliwiających transgraniczny handel energią z OZE, pozwala na lepsze zrównoważenie produkcji i zapotrzebowania na energię, co przyczynia się do bardziej efektywnego wykorzystania zasobów energetycznych na poziomie regionalnym i globalnym, wspierając tym samym światową transformację energetyczną.

\*\*\*

Integracja odnawialnych źródeł energii z tradycyjnymi systemami energetycznymi wymaga zatem kompleksowego podejścia inżynierskiego, które uwzględni zarówno techniczne aspekty stabilności i niezawodności sieci, jak i ekonomiczne oraz regulacyjne wyzwania związane z inwestycjami i modernizacją infrastruktury. Wdrażanie zaawansowanych technologii magazynowania energii, inteligentnych sieci energetycznych oraz systemów zarządzania energią jest kluczowe dla skutecznej transformacji energetycznej, która prowadzi do redukcji emisji gazów cieplarnianych i systematycznego wdrażania odnawialnych źródeł energii na coraz większą skalę. ■

BIPRORAF

— ENERGY

**INDEPENDENCE**

**Business DECARBONISATION**



**WE ARE HYDROGEN EXPERTS**  
hydrogen@biproraf.com.pl



*Projektowanie i budowa instalacji wodorowych • Analiza opłacalności • Analiza ryzyka  
• Studium wykonalności • Konceptje techniczne • Optymalizacje energetyczne*



GREEN  
ENERGY  
TRICITY



Zapraszamy na konferencje!

# NOWE WYZWANIA DLA BRANŻY ENERGETYCZNEJ

Dyrektywa NIS 2 i nowelizacja ustawy  
o Krajowym Systemie Cyberbezpieczeństwa

---

r. pr. Katarzyna Mędraś

wiceprezes zarządu, TAURON Wytwarzanie S.A.

Integracja odnawialnych źródeł energii z tradycyjnymi systemami energetycznymi stanowi kluczowy aspekt współczesnej transformacji energetycznej, której nadrzędnym celem jest redukcja emisji gazów cieplarnianych. Wdrażanie OZE na szeroką skalę wiąże się z licznymi wyzwaniami technicznymi, ekonomicznymi i regulacyjnymi, które muszą być precyzyjnie zarządzane, aby zapewnić stabilność, bezpieczeństwo i niezawodność systemów elektroenergetycznych.

**N**iedawna aktualizacja istniejących przepisów miała na celu dostosowanie uregulowań prawnych do rosnącego poziomu cyfryzacji i zmieniającego się krajobrazu cyberzagrożeń. Chodziło o rozszerzenie zakresu stosowania przepisów dotyczących cyberbezpieczeństwa na nowe sektory i podmioty, aby zwiększyć ich odporność na cyberataki. Jak wygląda to w praktyce?

Ustawa z dnia 5 lipca 2018 r. o krajowym systemie cyberbezpieczeństwa (dalej „ustawa o KSC”), uchwalona w wyniku implementacji Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE)2016/1148 z dnia 6 lipca 2016 r. w sprawie środków na rzecz wysokiego wspólnego poziomu bezpieczeństwa sieci i systemów informatycznych na terytorium Unii (Dz. Urz. UE. L 2016/1148 z 19.07.2016), jako pierwsza stworzyła ramy prawno-institutionalne dla cyberbezpieczeństwa na poziomie krajowym.

Z uwagi na komplikujące się środowisko geopolityczne (w tym inwazję Rosji na Ukrainie) oraz galopujące zmiany technologiczne, dostrzeżono konieczność dopasowania obowiązujących uregulowań do dzisiejszych wyzwań, a związanych z szybko postępującą transformacją cyfrową, powiększającą się siecią wzajemnych połączeń w społeczeństwie, jak i wzrastającą liczbą cyberataków. W tym też duchu uchwalono Dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2022/2555 z dnia 14 grudnia 2022 r. w sprawie środków na rzecz wysokiego wspólnego poziomu cyberbezpieczeństwa na terytorium Unii, zmieniającą rozporządzenie (UE) nr 910/2014 i dyrektywę (UE) 2018/1972 oraz uchylającą dyrektywę (UE) 2016/1148 (zwana dalej „dyrektywą NIS 2”).

Z uwagi na fakt, że obowiązująca ustawa z dnia 5 lipca 2018 r. nie jest zgodna z dyrektywą NIS 2, rozpoczęto proces nowelizacji ustawy o KSC, tak aby prawidłowo implementować rozwiązania europejskie do porządku prawnego Rzeczypospolitej Polskiej najpóźniej do dnia 17 października 2024 r.

### Co się zmienia?

Ministerstwo Cyfryzacji postuluje w projekcie nowelizacji ustawy o KSC istotne rozszerzenie katalogu sektorów i podmiotów objętych systemem cyberbezpieczeństwa. Obok dotychczasowych sektorów energii, transportu, zdrowia, bankowości, infrastruktury ryn-

ków finansowych, zaopatrzenia w wodę i infrastruktury cyfrowej, system ten ma objąć również sektory ścieków, zarządzania ICT, przestrzeni kosmicznej, poczty, produkcji, produkcji i dystrybucji chemikaliów, jak również produkcji i dystrybucji żywności.

Wprowadza się – w ślad za dyrektywą NIS 2 – zasadę size-cap, co oznacza, że przepisami zostaną objęte wszystkie duże i średnie przedsiębiorstwa z sektora energetyki, a nie (jak do tej pory) jedynie wyznaczone przez organy właściwe ds. cyberbezpieczeństwa operatorów usług kluczowych. Ponadto podmioty będą miały obowiązek zgłaszania nie tylko incydentów, ale także zagrożeń, co stawia przed branżą energetyczną szereg nowych wyzwań.

”

Nowelizacja ustawy o KSC ma wejść w życie po upływie miesiąca od dnia jej ogłoszenia, przy czym przewiduje się 6-miesięczny okres dostosowawczy do jej przepisów

Nowelizacja przewiduje również istotne zmiany w zakresie definicji ustawowych, co bezpośrednio wynika ze zmian w siatce pojęciowej jakie wprowadziła dyrektywa NIS 2. Z uwagi na to, że dotychczasowe pojęcie „cyberbezpieczeństwa” zostaje zastąpione „bezpieczeństwem systemów informacyjnych”, to odpowiednio dostosowuje się definicję „incydentu”, którym ma być zdarzenie, które ma (lub może mieć) niekorzystny wpływ na bezpieczeństwo systemów informacyjnych. Dotychczasową definicję „systemu informacyjnego” uzupełnia się o wskazanie, że może to być również urządzenie lub grupa połączonych urządzeń elektrycznych lub elektronicznych i oprogramowania, zaprogramowanych w celu przetwarzania danych. W ten sposób projektodawca chce przeciąć wątpliwości co do tego, czy systemy OT mieszczą się w ramach obecnej definicji systemu informacyjnego, czy nie.

### Zmiana pojęć – podmiot kluczowy i podmiot ważny

Główną nowością jest, że w miejsce dotychczasowych „operatorów usług kluczowych” i „operatorów usług cyfrowych” zaproponowano wprowadzenie pojęcia „podmiotu kluczowego” oraz „podmiotu ważnego”, które mają być głównymi adresatami obowiązków wynikających z ustawy o KSC. Różnica pomiędzy tymi kategoriami podmiotów dotyczy sposobu nadzoru nad nimi. Względem „podmiotu ważnego” czynności nadzorcze może prowadzić jedynie nadzór następczy (i to jedynie w razie podejrzenia nieprawidłowości), a względem „podmiotu kluczowego” – również nadzór prewencyjny (także w przypadku braku podejrzenia nieprawidłowości).



Aktualizacja istniejących przepisów miała na celu dostosowanie uregulowań prawnych do rosnącego poziomu cyfryzacji i zmieniającego się krajobrazu cyberzagrożeń

Wartym podkreślenia jest, że wg definicji, „podmiot kluczowy”, to:

1. osoba fizyczna, osoba prawna albo jednostka organizacyjna nieposiadająca osobowości prawnej, wskazana w załączniku nr 1 i nr 2 do ustawy, która przewyższa wymogi dla średniego przedsiębiorstwa określone w art. 2 ust. 1 załącznika I do rozporządzenia 651/2014/UE;
2. przedsiębiorca komunikacji elektronicznej, który co najmniej spełnia wymogi dla średniego przedsiębiorcy określone w rozporządzeniu 651/2014/UE;
3. niezależnie od wielkości podmiotu:
  - a. dostawca usług DNS,
  - b. dostawca usług zarządzanych w zakresie cyberbezpieczeństwa,
  - c. kwalifikowany dostawca usług zaufania np. rozumieniu art. 3 pkt 20 Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 910/2014 z dnia 23 lipca 2014 r. w sprawie identyfikacji elektronicznej i usług zaufania w odniesieniu do transakcji elektronicznych na rynku wewnętrznym oraz uchylającego dyrektywę 1999/93/WE (Dz. Urz. UE L 910/2014 z 28.08.2014),
  - d. podmiot krytyczny,
  - e. podmiot publiczny,
  - f. podmiot zidentyfikowany jako podmiot kluczowy przez organ właściwy do spraw cyberbezpieczeństwa,

g. rejestr nazw domen najwyższego poziomu (TLD).

Natomiast „podmiotem ważnym” jest:

1. osoba fizyczna, osoba prawna albo jednostka organizacyjna nieposiadająca osobowości prawnej, wskazana w załączniku nr 1 lub nr 2 do ustawy, która spełnia wymogi dla średniego przedsiębiorcy określone w rozporządzeniu 651/2014/UE oraz która nie jest podmiotem kluczowym;
2. niekwalifikowany dostawca usług zaufania będący mikro-, małym lub średnim przedsiębiorcą w rozumieniu rozporządzenia 651/2014/UE;
3. przedsiębiorca komunikacji elektronicznej będący mikro- lub małym przedsiębiorcą w rozumieniu rozporządzenia 651/2014/UE;
4. podmiot zidentyfikowany jako podmiot ważny przez organ właściwy do spraw cyberbezpieczeństwa.

Zachowana została zatem wynikająca z dyrektywy NIS 2 zasada size-cap rule, wprowadzająca kryterium wielkości jako ogólną zasadę identyfikowania podmiotów kluczowych i ważnych. Natomiast w odróżnieniu od przepisów dyrektywy NIS 2, w projekcie nowelizacji przewidziano, że dostawca usług zarządzanych w zakresie cyberbezpieczeństwa (podmiot typu *Security Operations Center*, *Computer Emerge Response Team* itp.) jest podmiotem kluczowym niezależnie od wielkości. Zmianą w stosunku do postanowień dyrektywy jest również objęcie przepisami ustawy wszystkich podmiotów publicznych, niezależnie od wielkości.

Projekt nowelizacji dopuszcza również jeszcze inną formę uznania osoby fizycznej, osoby prawnej albo jednostki organizacyjnej nieposiadającej osobowości prawnej za podmiot kluczowy lub podmiot ważny, jeżeli jest ona mikro- lub małym przedsiębiorcą, prowadzi działalność określoną w załączniku nr 1 lub nr 2 do ustawy oraz spełnia chociaż jedną z poniższych przesłanek:

- jako jedyna świadczy usługę, która ma kluczowe znaczenie dla krytycznej działalności społecznej lub gospodarczej,
- zakłócenie świadczenia przez nią usługi spowoduje poważne zagrożenie dla bezpieczeństwa państwa, bezpieczeństwa i porządku publicznego lub obronności,
- zakłócenie świadczenia przez nią usługi spowoduje ryzyko systemowe zaprzestania świadczenia usług przez podmioty kluczowe lub podmioty ważne, a świadczenie przez nią usług ma istotne znaczenie na poziomie krajowym lub województwa lub ma znaczenie dla dwóch lub więcej sektorów określonych w załączniku nr 1 lub nr 2 do ustawy.

Do dalszych obowiązków podmiotów kluczowych i ważnych będzie należało wdrożenie systemu zarządzania bezpieczeństwem informacji, obejmującego m.in. prowadzenie systematycznego szacowania

# auma®

*Solutions for a world in motion*

## Technika akwatoryki i nowe technologie pomagają człowiekowi żyć, a społeczeństwu się rozwijać



Wieloobrotowy akwator armatury SA10.2 ze sterownikiem AC01.2



Niepełnoobrotowy akwator armatury SQ10.2 ze sterownikiem AC01.2



Niepełnoobrotowy akwator armatury PROFOX PF-Q150 ze zintegrowanym sterownikiem



Wieloobrotowy akwator armatury TIGRON TR-M120 ze zintegrowanym sterownikiem

AUMA Polska Sp. z o.o.  
ul. Komuny Paryskiej 1d  
41-219 Sosnowiec  
Tel. +48 32 783 52 00  
Fax +48 32 783 52 08  
[www.auma.com.pl](http://www.auma.com.pl)

Biuro regionalne  
Rumia  
ul. Dąbrowskiego 48  
Tel. +48 58 667 30 95  
Fax +48 58 667 30 96

Biuro regionalne  
Warszawa  
Dział handlowy  
ul. Bysławska 82/404  
Tel. +48 22 612 67 60  
Fax +48 22 612 30 96

Biuro regionalne  
Września  
ul. Turkusowa 2  
Tel. +48 61 640 01 35  
Fax +48 61 640 01 35



## INDUSTRIAL VALVES

Experience and quality since 1889

Firma Waldemar Pruss Armaturenfabrik GmbH, z siedzibą w Hanowerze, wyspecjalizowała się w produkcji armatury regulacyjnej.

Utworzona w roku 1889, jako producent zaworów do ogrzewania, rozpoczęła jednocześnie stały proces rozwoju wykonawstwa i konstrukcji armatury regulacyjnej.

Na tej podstawie mogliśmy naszym Klientom zaoferować niezwykle wysoki poziom jakości i mimo wahań w zapotrzebowaniu na produkt, być przez ostatnie 125 lat, uznanym światowym producentem.

Jesteśmy dumni z tego, że dla naszych Klientów, od przeszło stu lat, możemy wytwarzać produkty „Made in Germany”, które na całym świecie uczyniliśmy wzorcem jakości! Obecnie nasze kompetencje skoncentrowane są przede wszystkim na przemyśle energetycznym jak również petrochemicznym.



### Przedstawicielstwo w Polsce

Techno-Commerce • 04-035 Warszawa  
Tel. 22 871 52 88 • [biuro@techno-commerce.pl](mailto:biuro@techno-commerce.pl)

### Waldemar Pruss Armaturenfabrik GmbH

Schulenburger Landstraße 261 • 30419 Hanower, Niemcy  
Telefon: +49 (0) 511 279 86-0 • Faks: +49 (0) 511 279 86-87

[info@pruss.de](mailto:info@pruss.de) • [www.pruss.de](http://www.pruss.de)



ryzyka wystąpienia incydentu, zarządzanie tym ryzykiem oraz wdrożenie odpowiednich i proporcjonalnych środków technicznych i organizacyjnych. O ile już teraz obowiązek ten dotyczy niektórych jednostek, to jednak po nowelizacji krąg podmiotów nim objętych zostanie znacznie rozszerzony. Ponadto system zarządzania bezpieczeństwem informacji będzie wdrożony nie tylko w systemie informacyjnym wykorzystywanym do świadczenia usług, ale również w procesach organizacji mających na celu świadczenie usług.

### Wpis do wykazu

Do tej pory operatorzy usług kluczowych byli wyznaczani w drodze decyzji administracyjnej organu właściwego do spraw cyberbezpieczeństwa. Nowelizacja odchodzi jednak od tej zasady i wprowadza samoidentyfikację podmiotów kluczowych i ważnych, nakładając na nie obowiązek samodzielnej rejestracji w wykazie prowadzonym przez ministra właściwego do spraw informatyzacji. Czas na złożenie wniosku o wpis do wykazu to miesiąc od spełnienia przesłanek uznania za podmiot kluczowy lub ważny.

Przyjmuje się, że wykaz będzie zawierał wszystkie informacje niezbędne do skutecznego nadzoru nad tymi podmiotami oraz do wykonywania ustawowych zadań nałożonych na zespoły CSIRT poziomu krajowego oraz CSIRT sektorowe. Oprócz danych identyfikujących podmiot, w wykazie znajdzie się m.in. informacja o ewentualnych zawartych porozumieniach w sprawie wymiany informacji o zdarzeniach z zakresu cyberbezpieczeństwa (m.in. porozumienie w sprawie inicjatyw typu ISAC) oraz informacja, czy podmiot jest podmiotem krytycznym w rozumieniu dyrektywy CER. Oprócz tego, podmiot będzie musiał zadeklarować, czy wykonuje działalność w innych państwach członkowskich UE, co pozwoli określić m.in. wpływ transgraniczny potencjalnych incydentów.

Minister może też samoistnie dokonać wpisu podmiotów z grup, które w całości znajdują się w wykazie, np. przedsiębiorców telekomunikacyjnych, podmiotów krytycznych, dostawców usług zaufania czy podmiotów publicznych. Dane wykorzystane w tym celu będą pochodzić z rejestrów publicznych. Wykaz będzie prowadzony w systemie teleinformatycznym S46, a wnioski do niego składane mają być w formie elektronicznej, również z wykorzystaniem tego systemu.

Wpis do wykazu ma być równoznaczny z uznaniem podmiotu za kluczowy lub ważny i będzie dokonywał się automatycznie, z chwilą złożenia poprawnego wniosku. Organ właściwy do spraw cyberbezpieczeństwa będzie mógł weryfikować dane zawarte w wykazie i w razie potrzeby wzywać podmiot do ich zmiany pod rygorem nałożenia administracyjnej kary pieniężnej.

### Incident poważny i na dużą skalę

Z uwagi na treść dyrektywy NIS 2 nowelizacja zawiera uzupełnienie definicji „incydentu poważnego”.

Po pierwsze wskazano, że jest to incydent, który powoduje lub może spowodować poważne obniżenie jakości lub przerwanie ciągłości świadczenia usługi przez podmiot kluczowy lub podmiot ważny (a nie – jak do tej pory – świadczenia usługi kluczowej przez operatora usługi kluczowej). Ponadto incydemem poważnym będzie też taki, który powoduje straty finansowe dla podmiotu kluczowego i ważnego albo wpływa na inne podmioty – osoby fizyczne, osoby prawne i ułomne osoby prawne – w taki sposób, że wywołuje szkodę materialną albo niematerialną.

Zgodnie z dyrektywą NIS 2 dodano również definicję „incydentu w cyberbezpieczeństwie na dużą skalę” – jest to incydent, którego skutki przekraczają możliwości reagowania państwa lub ma poważny wpływ na inne państwo członkowskie. Zakres tego pojęcia może krzyżować się z definicją incydentu krytycznego, co jest działaniem celowym ustawodawcy.

Proponowana nowelizacja wprowadza też zmiany w zakresie zgłaszania incydentów poważnych. W znowelizowanym brzmieniu ustawy o KSC wymagane będzie wczesne ostrzeżenie o incydencie poważnym, w terminie 24 godzin od jego wykrycia, do CSIRT sektorowego (podczas gdy aktualnie konieczne jest zgłoszenie „incydentu”, a nie wczesnego ostrzeżenia, do CSIRT MON, CSIRT NASK lub CSIRT GOV). Zgłoszenie incydentu poważnego ma natomiast nastąpić w terminie 72 godzin od jego wykrycia.

### Dostawca i dostawca wysokiego ryzyka

Za dyrektywą NIS 2 dodano także definicje: dostawcy sieci, dostarczania treści, dostawcy usług chmurowych, dostawcy usług DNS, dostawcy usługi ośrodka przetwarzania danych, dostawcy usług zarządzanych, dostawcy usług zarządzanych w zakresie cyberbezpieczeństwa, dostawcy wyszukiwarki internetowej, platformy sieci usług społecznościowych czy podmiotu świadczącego usługi rejestracji nazw domen.

Nowością jest również sama definicja „dostawcy” (tożsama z tą zawartą w art.2 pkt 3-6 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 765/2008 z dnia 9 lipca 2008 r. ustanawiającego wymagania w zakresie akredytacji i uchylającego rozporządzenie (EWG) nr 339/93), zgodnie z którą jest nim:

- producent – każda osoba fizyczna lub prawna, która wytwarza produkt lub która zleca zaprojektowanie lub wytworzenie produktu i oferuje ten produkt pod własną nazwą lub znakiem towarowym;
- upoważniony przedstawiciel – osoba fizyczna lub prawna mająca siedzibę w Unii Europejskiej, posiadająca pisemne pełnomocnictwo od producenta do występowania w jego imieniu w zakresie określonych zadań w odniesieniu do obowiązków producentów wynikających z odpowiedniego prawodawstwa wspólnotowego;
- importer – każda osoba fizyczna lub prawna, mająca siedzibę w Unii Europejskiej, wprowadzająca na rynek wspólnotowy produkt z kraju trzeciego;

- dystrybutor – każda osoba fizyczna lub prawna w łańcuchu dostaw, inna niż producent lub importer, która udostępnia produkt na rynku.

Wraz ze zmianą pojęcia dostawcy, projekt nowelizacji zawiera propozycję mechanizmu uznania za „dostawcę wysokiego ryzyka” określonego dostawcy sprzętu lub oprogramowania dla szczególnego rodzaju podmiotów gospodarczych i społecznych. Co ciekawe, ten mechanizm nie jest przewidziany przez dyrektywę NIS 2, a przepisy zaproponowane w projekcie nowelizacji ustawy o KSC nie odnoszą się do kraju pochodzenia produktu. Bezpośrednią konsekwencją decyzji o uznaniu danego podmiotu za dostawcę wysokiego ryzyka będzie obowiązek wycofania z przedsiębiorstw objętych nową ustawą o KSC produktów, usług i procesów ICT pochodzących od dostawcy wysokiego ryzyka. Projekt nie przewiduje przy tym żadnych odszkodowań dla przedsiębiorców.

Podmiotem uprawnionym do wszczęcia postępowania uznania za dostawcę wysokiego ryzyka (HRV) jest minister właściwy ds. informatyzacji. Może to nastąpić z urzędu lub na wniosek przewodniczącego Kolegium do Spraw Cyberbezpieczeństwa. Postępowanie musi być wszczęte w celu ochrony bezpieczeństwa państwa lub bezpieczeństwa i porządku publicznego, a przedmiotem postępowania w sprawie uznania za dostawcę wysokiego ryzyka jest sprzęt lub oprogramowanie wykorzystywane przez:

- podmioty kluczowe lub podmioty ważne, z wyłączeniem podsektora komunikacji elektronicznej, lub
- przedsiębiorców telekomunikacyjnych, których roczne przychody z tytułu wykonywania działalności telekomunikacyjnej w poprzednim roku obrotowym były wyższe od kwoty 10 milionów złotych.

Stroną postępowania uznania za HRV jest każdy, wobec kogo wszczęto postępowanie – czyli kto został zawiadomiony, lub wskazany w BIP na stronie ministra właściwego ds. informatyzacji.

Decyzja o uznaniu za dostawcę wysokiego ryzyka jest wydawana przez ministra właściwego ds. informatyzacji i zawiera w szczególności wskazanie produktów, rodzajów usług lub procesów ICT. Ogłasza się ją w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej „Monitor Polski” oraz udostępnia w Biuletynie Informacji Publicznej ministra i na stronie internetowej urzędu go obsługującego.

W przypadku uznania za HRV podmioty kluczowe i ważne mają obowiązek wycofania typów produktów, rodzajów usług i procesów ICT objętych decyzją ministra, nie później niż 7 lat od dnia ogłoszenia decyzji lub udostępnienia o niej informacji. Wszystkie te podmioty mają także zakaz wprowadzania do użytkowania rzeczonych produktów, usług i procesów objętych decyzją. Nie ogranicza to jednak dopuszczalności korzystania, naprawy, modernizacji wymiany

elementu lub aktualizacji rozwiązań objętych decyzją, pod warunkiem, że jest to niezbędne dla zapewnienia odpowiedniej jakości i ciągłości świadczonych usług.

### **Polecenie zabezpieczające**

Kolejnym nowym środkiem wprowadzonym w projekcie nowelizacji jest możliwość wydania polecenia zabezpieczającego. W przypadku wystąpienia incydentu krytycznego minister właściwy do spraw informatyzacji może fakultatywnie wydać w drodze decyzji polecenie zabezpieczające. Dotyczy ono nieokreślonej liczby podmiotów kluczowych i ważnych, a strony zawiadamia się o czynnościach w sprawie poprzez publiczne udostępnienie informacji w Biuletynie Informacji Publicznej ministra właściwego do spraw informatyzacji. Polecenie podlega natychmiastowej wykonalności, a uznaje się je za doręczone z chwilą jego ogłoszenia.

Polecenie zabezpieczające musi zawierać określone ustawowo elementy, takie jak wskazanie rodzaju lub rodzajów podmiotów, których dotyczy, a także obowiązek określonego zachowania zmniejszającego skutki incydentu krytycznego albo zapobiegającego jego rozprzestrzenianiu się oraz termin jego wdrożenia.

Polecenie zabezpieczające wydaje się na czas koordynacji obsługi incydentu krytycznego lub na czas oznaczony, nie dłużej jednak niż na 2 lata. Wygasa ono w dwóch sytuacjach: z dniem wskazanym w ogłoszeniu o zakończeniu koordynacji obsługi incydentu w dzienniku urzędowym ministra właściwego do spraw informatyzacji lub po upływie czasu, na który zostało wydane. Projekt nowelizacji wskazuje katalog nakazów albo zakazów określonego zachowania, zmniejszającego skutki incydentu krytycznego czy zapobiegającego jego rozprzestrzenianiu się, możliwe do umieszczenia w poleceniu zabezpieczającym.

### **CSIRT sektorowy, ocena bezpieczeństwa, system 46 i inne obowiązki**

Nowelizacja ustawy wprowadza obowiązek powołania przez organ właściwy do spraw cyberbezpieczeństwa „CSIRT sektorowego”, właściwego dla danego sektora lub podsektora. Takie zespoły docelowo mają wspierać podmioty kluczowe i ważne w obszarze przyjmowania zgłoszeń i reagowania na incydenty oraz stanowić ogniwo łączące te podmioty z CSIRT poziomu krajowego. Do czasu osiągnięcia zdolności operacyjnej przez CSIRT sektorowe, podmioty kluczowe i ważne będą jednak zgłaszały incydenty poważne do właściwego CSIRT MON, CSIRT NASK lub CSIRT GOV, czyli tak jak obecnie. Ważnym obowiązkiem dla CSIRT sektorowych w przypadku przyjęcia wczesnego ostrzeżenia o incydencie poważnym będzie przekazanie podmiotowi zgłaszającemu wytycznych dotyczących wdrożenia odpowiednich środków lub udzielenie wsparcia technicznego. W przypadku incydentu poważnego, wyczerpującego znamiona przestępstwa, CSIRT sektorowy przekazuje



foto: 123rf

**O KROK DALEJ**  
Projekt nowelizacji ustawy o KSC nie tylko dokonuje implementacji przepisów unijnych do prawa polskiego, ale idzie nawet o krok dalej, albowiem nakłada na przedsiębiorców i administrację publiczną więcej wymogów niż te określone dyrektywą NIS 2

podmiotowi również informacje o sposobie zgłoszenia organom ścigania.

Jednym z nowych rozwiązań przewidzianych w nowelizacji ustawy o KSC, mającym zwiększać bezpieczeństwo systemów informacyjnych wykorzystywanych przez podmioty krajowego systemu cyberbezpieczeństwa, jest „ocena bezpieczeństwa”. Co do zasady, może być ona przeprowadzana przez CSIRT GOV, CSIRT MON lub CSIRT NASK po poinformowaniu organu właściwego do spraw cyberbezpieczeństwa o takim zamiarze. Przepisy dopuszczają także możliwość przeprowadzenia oceny bezpieczeństwa przez CSIRT sektorowy za zgodą właściwego CSIRT poziomu krajowego, przy zachowaniu wymogu poinformowania organu właściwego dla danego sektora. Ocena bezpieczeństwa będzie mogła być przeprowadzona wyłącznie za zgodą podmiotu krajowego systemu cyberbezpieczeństwa, wyrażoną w postaci pisemnej lub elektronicznej pod rygorem nieważności. Dopuszcza się jednak wykonanie takiej oceny na zlecenie organu właściwego do spraw cyberbezpieczeństwa, co wypełnia wprowadzone dyrektywą NIS 2 przepisy dotyczące tzw. security scans.

„System S46” według założeń nowelizacji ma być głównym środkiem komunikacji pomiędzy podmiotami KSC – zarówno w zakresie informacji o charakterze operacyjnym (w tym wczesne ostrzeżenia, zgłoszenia incydentów poważnych i sprawozdania z ich obsługi), jak i organizacyjnym (informacje o gotowości operacyjnej CSIRT sektorowych oraz wnioski o wpis, jego zmianę lub wykreślenia z wykazu podmiotów) i nadzorczym.

Projekt ustawy nakłada na przedsiębiorców szereg nowych obowiązków, za nieprzebrnięcie których ustawodawca przewiduje wysokie kary finansowe, a to jest wymóg:

- stworzenia systemów zarządzania bezpieczeństwem informacji zgodnie z ISO27001 i ISO22301,
- wdrożenia zabezpieczeń przed incydentami cyberbezpieczeństwa zgodnie z analizą ryzyka oraz w oparciu o najnowszy stan wiedzy,
- dokonania zgłoszeń incydentów do organu nadzorczego (wczesne ostrzeżenie w terminie 12 h/24 h, zgłoszenie w ciągu 72 h) oraz powiadomienia o incydencie wszystkich użytkowników,
- zarządzania ryzykiem łańcucha dostawców ICT,
- prowadzenia na własny koszt audytu wstępnego (w ciągu 12 miesięcy) i regularnych audytów bezpieczeństwa co 2 lata oraz udostępnienie wyników tych audytów organowi regulacyjnemu w ciągu 3 dni,
- wdrożenia nowej rozbudowanej dokumentacji dot. cyberbezpieczeństwa.

#### Nadzór

Nowelizacja ustawy o krajowym systemie cyberbezpieczeństwa zawiera rozbudowany – w porównaniu do obecnej wersji – rozdział dotyczący nadzoru i kontroli. Uprawnienia nadzorcze wobec podmiotów kluczowych i ważnych przyznane zostały wyłącznie organom właściwym do spraw cyberbezpieczeństwa (dalej „organy właściwe”). W ramach nadzoru nad podmiotami kluczowymi i ważnymi organ właściwy może:



foto. 123rf

#### DŁUŻSZA LISTA DO SYSTEMU

Ministerstwo Cyfryzacji postuluje w projekcie nowelizacji ustawy o KSC istotne rozszerzenie katalogu sektorów i podmiotów objętych systemem cyberbezpieczeństwa. Obok dotychczasowych sektorów energii, transportu, zdrowia, bankowości, infrastruktury rynków finansowych, zaopatrzenia w wodę i infrastruktury cyfrowej, system ten ma objąć również m.in. sektor oczyszczania ścieków

1. prowadzić kontrole, w tym doraźne, w siedzibie podmiotu, miejscu wykonywania działalności gospodarczej lub zdalnie – w przypadku przedsiębiorców; czas takiej kontroli nie może przekroczyć 48 dni roboczych w jednym roku kalendarzowym,
2. zobowiązać podmiot w drodze decyzji do przeprowadzenia audytu bezpieczeństwa systemu informacyjnego wykorzystywanego do świadczenia usługi, w szczególności w sytuacji wystąpienia poważnego incydentu lub naruszenia przepisów ustawy przez podmiot,
3. zlecić CSIRT: MON, NASK, GOV lub sektorowym dokonanie oceny bezpieczeństwa systemu informacyjnego podmiotu,
4. wystąpić z wnioskiem o udzielenie informacji niezbędnych do oceny:
  - wdrożonych środków technicznych i organizacyjnych, odpowiednich i proporcjonalnych do oszacowanego ryzyka,
  - stosowanych środków zapobiegających i ograniczających wpływ incydentów na bezpieczeństwo systemu informacyjnego wykorzystywanego do świadczenia usługi,
  - stosowanych środków komunikacji elektronicznej w ramach krajowego systemu cyberbezpieczeństwa,
  - zgodności z obowiązkiem przedkładania informacji właściwym organom, zgodnie z przepisami o wykazie podmiotów kluczowych i ważnych,
5. wystąpić z wnioskiem o udzielenie dostępu do danych, dokumentów i informacji koniecznych do wykonywania nadzoru;
6. wystąpić z wnioskiem o przedstawienie dowodów realizacji wymogów dotyczących wdrażania systemu zarządzania bezpieczeństwem informacji w procesach wpływających na świadczenie usług przez podmiot.

Ponadto podmioty kluczowe i ważne mają obowiązek przekazywania, na żądanie organu właściwego, danych, informacji i dokumentów niezbędnych do wykonywania przez organ jego ustawowych uprawnień i obowiązków z zakresu sprawowania nadzoru i kontroli. Zasadnicza różnica w nadzorze nad podmiotami kluczowymi i ważnymi dotyczy jego charakteru. Nadzór sprawowany nad podmiotami kluczowymi może być zarówno prewencyjny, jak i następczy, podczas gdy w przypadku podmiotów ważnych może być prowadzony jedynie następczo, w szczególności gdy wystąpi uzasadnione podejrzenie, że zachodzi możliwość naruszenia przepisów ustawy.

#### Kary pieniężne

Nowelizacja znacząco zwiększa górną granicę kary możliwej do nałożenia na podmiot kluczowy lub ważny. Według aktualnych przepisów, najwyższa dopuszczalna kara wynosi 1 milion złotych i można ją nałożyć w przypadku najcięższych naruszeń, które prowadzą do skutków, takich jak spowodowanie bezpośredniego i poważnego zagrożenia w dziedzinie cyberbezpieczeństwa dla obronności, bezpieczeństwa państwa lub życia i zdrowia ludzi czy też zagrożenia wywołania poważnej szkody majątkowej. W znowelizowanej wersji ustawy, na podmiot, który dopuści się tego rodzaju naruszeń,

organ może nałożyć karę w maksymalnej wysokości aż do 100 milionów złotych.

Zaostrzeniu uległy również sankcje za inne rodzaje uchybień przepisom ustawy. Za niewypełnianie obowiązków, na podmiot kluczowy może zostać nałożona kara w wysokości do 10 milionów euro (wyrażona w złotych) lub 2% przychodów z działalności gospodarczej w roku obrotowym poprzedzającym wymierzenie kary, a na podmiot ważny – do 7 milionów euro lub 1,4% przychodu. Co więcej, taka kara nie może być niższa niż 20 000 złotych w przypadku podmiotu kluczowego i 15 000 złotych w przypadku ważnego.

Zaproponowane zostały także zmiany w przepisach dotyczących kary pieniężnej, która może zostać nałożona na kierownika podmiotu objętego obowiązkami wynikającymi z ustawy. Zgodnie z obecną wersją przepisów, za niedochowanie należytej staranności w zakresie wypełnienia określonych obowiązków, na kierownika operatora usługi kluczowej może zostać nałożona kara w kwocie nie większej niż 200% jego miesięcznego wynagrodzenia. Według znowelizowanej wersji przepisów, karze pieniężnej może podlegać kierownik podmiotu kluczowego lub ważnego za niewykonanie wskazanych w ustawie obowiązków, jeżeli przemawia za tym czas, zakres lub charakter naruszenia. Zwiększeniu ulega również maksymalna kwota kary możliwej do wymierzenia – do 600% otrzymywanego przez kierownika wynagrodzenia, obliczanego według zasad obowiązujących przy ustalaniu ekwiwalentu pieniężnego za urlop. Co więcej, kara pieniężna może zostać nałożona na kierownika podmiotu kluczowego lub ważnego, bez względu na karę nałożoną na sam podmiot.

Niezależnie od wymierzenia kary za naruszenia ustawy, organ właściwy może ukarać podmiot kluczowy lub ważny okresową karą pieniężną, jeżeli opóźnia się on z wykonaniem obowiązków nałożonych na niego w ramach czynności nadzorczych lub środków egzekwowania przepisów. Taka kara wynosi od 500 do 100 000 złotych za każdy dzień opóźnienia.

Oprócz opisanych wyżej zmian, w nowelizacji przewidziano kompetencję do nadania decyzji o wymierzeniu kary rygoru natychmiastowej wykonalności w całości lub w części. Ponadto, podmiot kluczowy lub ważny, wobec którego wszczęto postępowanie o nałożenie kary lub zatrudniający kierownika, wobec którego je wszczęto, jest zobowiązany do dostarczenia organowi na każde jego żądanie, we wskazanym przez niego terminie, danych niezbędnych do określenia podstawy wymiaru kary pieniężnej. W przypadku gdy podmiot ich nie dostarczy albo będą one niewystarczające, organ właściwy ustali podstawę wymiaru kary pieniężnej w sposób szacunkowy, uwzględniając w szczególności wielkość danego podmiotu, specyfikę jego działalności czy ogólnodostępne dane finansowe.

Nałożona na podmiot lub jego kierownika kara pieniężna musi zostać uiszczona w terminie 14 dni od

momentu, którym decyzja o jej wymierzeniu stała się ostateczna lub od dnia doręczenia decyzji z klauzulą natychmiastowej wykonalności.

\*\*\*

Aktualizacja istniejących przepisów miała na celu dostosowanie uregulowań prawnych do rosnącego poziomu cyfryzacji i zmieniającego się krajobrazu cyberzagrożeń. Chodziło o rozszerzenie zakresu stosowania przepisów dotyczących cyberbezpieczeństwa na nowe sektory i podmioty, aby zwiększyć ich odporność na cyberataki. W praktyce, projekt nowelizacji ustawy o KSC nie tylko dokonuje implementacji przepisów unijnych do prawa polskiego, ale idzie nawet o krok dalej, albowiem nakłada na przedsiębiorców i administrację publiczną więcej wymogów niż te określone dyrektywą NIS 2. Za przykład może służyć uznanie części sektorów, określonych w dyrektywie jako ważne, za sektory kluczowe (produkcja żywności, chemikaliów wyrobów medycznych i ICT), co wiąże się z dodatkowymi wymogami formalnymi oraz kosztami. Kolejnym przykładem są obowiązkowe cykliczne (co 2 lata) audyty bezpieczeństwa nałożone nie tylko na podmioty kluczowane (co przewiduje dyrektywa NIS 2), ale i na podmioty ważne.

”

W miejsce dotychczasowych operatorów usług kluczowych i operatorów usług cyfrowych zaproponowano wprowadzenie pojęcia podmiotu kluczowego oraz podmiotu ważnego

Kontrowersje budzi również instytucja dostawcy wysokiego ryzyka, która wiąże się z obowiązkiem wycofania w każdym momencie, na własny koszt, z użytkowania produktów, usług i procesów ICT w 18 sektorach gospodarki, w przypadku uznania ich dostawcy za podmiot wysokiego ryzyka. Wiadomo, że na mocy tych przepisów pod lupę wzięci mogą zostać przede wszystkim chińscy dostawcy. Szacuje się, że około 90% komponentów instalacji fotowoltaicznych wykorzystywanych w Polsce pochodzi z Chin. Koszty ich wymiany (lub też koszty wynikające z zakazu wprowadzania ich do obrotu) mogą okazać się gigantyczne.

Nowelizacja ustawy o KSC ma wejść w życie po upływie miesiąca od dnia jej ogłoszenia, przy czym przewiduje się 6-miesięczny okres dostosowawczy do jej przepisów, dla podmiotów kluczowych i podmiotów ważnych. Obecnie projekt ustawy czeka na pierwsze czytanie – można oczekiwać, że będzie w czasie obrad Sejmu budził wiele emocji. ■

WIZUALIZACJA  
ELEKTROWNI  
JĄDROWEJ  
z dwoma reaktorami  
EPR w lokalizacji  
śródlądowej ©EDF

# OD WĘGLA DO WIELKOSKALOWEGO ATOMU

EDF partnerem w transformacji polskiej energetyki

EDF Polska

Polska gospodarka, przez lata bazująca na węglu, stoi dziś przed kluczowym wyzwaniem dekarbonizacji źródeł wytwórczych działających w podstawie jej systemu elektroenergetycznego. Musimy więc podjąć strategiczne wybory, które będą podstawą dla budowania zrównoważonego przemysłu. Do tego potrzeba odważnych decyzji i szybkich działań, ponieważ ograniczone zasoby odpowiedniej jakości węgla i wzrost cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> stwarzają ryzyko utraty konkurencyjności polskiej gospodarki.

**N**ajbezpieczniejszym rozwiązaniem, podobnym zresztą do przyjętego przez znaczącą część krajów Europy, jest równoległa budowa mocy OZE, jak i przynajmniej dwóch wielkoskalowych elektrowni jądrowych, zgodnie z założeniami PEP 2040 i Programu Polskiej Energetyki Jądrowej (PPEJ). Trzeba przy tym pamiętać, że w przypadku dużego ato-

mu – w odróżnieniu od tzw. małego, czyli reaktorów SMR – technologia, koszty i terminy budowy są już dziś znane w praktyce. Elektrownie jądrowe będą doskonałym uzupełnieniem dla rozwoju odnawialnych źródeł energii, ograniczając przy tym wskazywane np. przez PSE ryzyko tzw. luki wytwórczej począwszy od początku lat 2030.

## Od węgla do atomu

Ważnym elementem polskiej transformacji będzie tzw. przejście „od węgla do atomu”, czyli możliwie duże wykorzystanie istniejących kompetencji, przemysłu i kadry związanej z wydobyciem węgla i energetyką węglową do pracy na rzecz branży jądrowej. Trzeba mieć przy tym świadomość, że sam „atom” nie może być tu jedynym rozwiązaniem.

Przejście od węgla do atomu obejmować może też kwestie bardziej lokalne, takie jak wykorzystanie „tkanki przemysłowej” – firm obsługujących dzisiejszą elektrownię systemową w wybranej lokalizacji, a także rekonwersję zawodową części jej pracowników.

To, co z wielu względów nie będzie możliwe w przypadku pierwszej elektrowni w ramach Programu Polskiej Energetyki Jądrowej (PPEJ), usytuowanej nad morzem, może i powinno jednak w pełni wpisać się w budowę drugiej, która ma powstać w głębi kraju. Dlaczego? Bo będzie ona najpewniej usytuowana blisko terenu którejś z trzech spośród głównych obecnych elektrowni systemowych wykorzystujących kotły węglowe, na co wskazują liczne wypowiedzi przedstawicieli polskiego rządu.

### Budowa drugiej elektrowni jądrowej PPEJ – co jest ważne?

Wykorzystanie dla drugiej elektrowni PPEJ lokalizacji w pobliżu jednej z istniejących elektrowni systemowych pozwoli na zagospodarowanie doprowadzonych do niej przyłączy do KSE. Umożliwi też użycie obecnych kompetencji i pracowników, zdolności przemysłowych czy obsługujących firm. By jednak było to wykonalne, konieczne jest spełnienie dwóch warunków. To wybór odpowiedniego partnera do budowy i dotrzymanie jej terminu.

Co oznacza ów wybór odpowiedniego dostawcy technologii? By zwiększyć szanse na powodzenie transformacji „od węgla do atomu” wybrany partner powinien sam posiadać doświadczenie podobnej transformacji. Powinien także znać potencjał i umożliwić jak najszerze wykorzystanie istniejącego krajowego przemysłu związanego z energetyką węglową. Powinien również umieć budować reaktory w głębi lądu.

EDF jest właśnie takim partnerem. Dysponuje doświadczeniem, ponieważ francuska energetyka przeszła podobną, do planowanej w Polsce, transformację począwszy od lat 70. XX wieku. Wtedy to, w związku z pierwszym kryzysem paliwowym w Europie, podjęta została decyzja o zmianie miksu elektroenergetycznego, bazującego wtedy w niemal 70% na paliwach kopalnych tak, aby uniezależnić się od ich dostaw. W ciągu kolejnych 30 lat Francja wybudowała 58 reaktorów jądrowych. Dziś francuski miks produkcji energii elektrycznej to ponad 70% energii z atomu i 24% z OZE. Ten przykład potwierdza, że w Polsce jest możliwa transformacja miksu w ciągu 20 lat w oparciu o OZE i atom.

EDF ma istniejący już europejski łańcuch dostaw dla budowy swoich reaktorów jądrowych, obejmujący też polskie firmy, które pracowały przy budowie reaktorów EPR (Flamanville 3, Olkiluoto 3, Taishan), a które uczestniczą w budowanych obecnie (Hinkley Point C) i przygotowują się do zleceń przy kolejnych (Sizewell C, 6-14 reaktorów technologii EPR we Francji). Francuski koncern ma także portfel realnych zamówień obejmujący do 16 kolejnych reaktorów technologii EPR we Francji i Wielkiej Brytanii oraz szanse na następne zamówienia w Europie. To oznacza, że polskie firmy, które zaczną pracować w branży jądrowej dla EDF, będą mogły wykorzystać kompetencje przy kolejnych projektach na dostępnym im europejskim rynku, w ramach budowy europejskiej floty reaktorów EPR. EDF posiada wiedzę na temat budowy elektrowni jądrowej w głębi lądu, a więc w warunkach trudniejszych dla chłodzenia bloków jądrowych, ma też odpowiednie rozwiązania techniczne.

”

Elektrownie jądrowe będą doskonałym uzupełnieniem dla rozwoju odnawialnych źródeł energii, ograniczając przy tym wskazywane np. przez PSE ryzyko tzw. luki wytwórczej

### W grze konkurencyjność polskiej gospodarki

Aby opisywana transformacja była możliwa, terminy wygaszania ostatnich bloków węglowych nie mogą być zbyt odległe od terminu uruchomienia elektrowni jądrowej. Uruchomienie pierwszego reaktora nie powinno nastąpić później niż określono w PPEJ, tj. w 2039 r. Patrząc na te terminy, przypadające za dwie kolejne kadencje parlamentu, naturalna w Polsce jest tendencja do odsuwania w czasie decyzji mających zaowocować w tak odległej perspektywie. Tymczasem w przypadku procesu rozwoju projektu, a następnie budowy i uruchomienia drugiej elektrowni jądrowej, czasu – wbrew pozorom – nie jest wiele. Należy przy tym pamiętać, że w grze jest także konkurencyjność polskiego przemysłu i gospodarki, która obecnie pozostaje jedną z najbardziej emisyjnych w UE. Również inwestycje zagraniczne w Polsce zależą od dostępu do konkurencyjnych źródeł energii.

W różnych wypowiedziach decydentów przewija się ostatnio stwierdzenie, że „decyzja o lokalizacji drugiej elektrowni ma zapasć – zgodnie z PPEJ – w 2028 r.”. Chodzi tu o decyzję środowiskową, w ramach której zostanie ostatecznie wybrana lokalizacja elektrowni. Decyzję poprzedza jednak wiele lat prac, począwszy od określenia krótkiej listy najlepszych lokalizacji. Określenie tej listy miało nastąpić w 2023 r. – rok temu, tak-

**ELEKTROWNIA  
JĄDROWA  
W CIVAUX  
(FRANCJA)**  
posiadająca  
specjalne systemy  
chłodzenia ze  
względu na  
ograniczoną  
dostępność wody do  
chłodzenia ©EDF



foto. Marc Drieter

że zgodnie z PPEJ. Nie jest więc tak, że sprawę drugiej elektrowni PPEJ można odłożyć na kilka lat „na półkę” chociażby po to, by uporać się z uzgodnieniami dotyczącymi budowy w pierwszej, nadmorskiej lokalizacji. Tych terminów nie da się w zdecydowanej większości „skompresować”. Jeśli proces rozwoju projektu, obejmujący jeszcze przed etapem budowy m.in. ustalenie lokalizacji, uzyskanie pozwoleń, rozmowy techniczne i kontraktowe czy rozwój łańcucha dostaw, zacznie się później, to później także się zakończy.

”

Razem możemy przeprowadzić transformację polskiej energetyki i przemysłu od węgla do atomu, jeśli zaczniemy nad tym pracować od zaraz

#### **Tymczasem atomowy renesans na świecie nabiera tempa**

Kryzys energetyczny spowodowany agresją Rosji na Ukrainę zwiększył w wielu krajach świadomość tego, że wyłącznie miks energetyczny bazujący na energii odnawialnej i jądrowej umożliwi im osiągnięcie „zera netto” przy akceptowalnych dla odbiorców kosztach energii, zapewniając przy tym ciągłość dostaw.

To z kolei zaowocowało wzrostem zainteresowania budową nowych mocy jądrowych – zarówno w Europie (Czechy, Słowacja, Słowenia, Holandia, Bułgaria, etc.), jak i w innych częściach świata. Tymczasem w państwach szeroko pojętego „Zachodu” jest niewielu producentów (znajdują się we Francji, Korei Płd. i Japonii) dysponujących kompetencjami i infrastrukturą przemysłową, niezbędnymi do całkowicie bezpiecznej produkcji głównych elementów elektrowni jądrowych, takich jak zbiorniki reaktorów. Dla bardziej dojrzałych projektów budowy elektrowni jądrowych będą w perspektywie następnych kilku (2-3) lat składane zamówienia na reaktory. Co ważne, pierwsi zamawiający będą pierwszymi obsługiwani, niezależnie od ich planów zamykania źródeł wytwórczych opierających się na paliwach kopalnych.

#### **EDF jest dobrym partnerem dla drugiej elektrowni PPEJ**

EDF pozostaje w gotowości do rozmów odnośnie budowy drugiej elektrowni PPEJ. Służy też swoim doświadczeniem i zasobami, sprawdzonymi w praktyce w środowisku Unii Europejskiej, a przy tym wielokrotnie większymi od tych posiadanych przez pozostałych dostawców technologii, po to, by zbudować tę elektrownię jak najsprawniej. Razem możemy przeprowadzić transformację polskiej energetyki i przemysłu „od węgla do atomu”, jeśli zaczniemy nad tym pracować od zaraz. ■



## Niezawodne dozowanie płynnych substancji chemicznych



**DULCOFLEX DFYa**

**HYDRO API/  
HYDRO CLASSIC**



**ORLITA EVOLUTION**



**GAMMA/ XL**





# GLOBALNE ASPIRACJE I LOKALNE DZIAŁANIA

## Polska transformacja energetyczna

**Marta Iwańczuk-Grzywna**

starsza menedżerka, Energy,  
Resources & Industrials, Deloitte

**dr Adam Kałużny**

Partner Associate, Deloitte

W polskich przedsiębiorstwach, po wielu latach braku szczególnej uwagi w obszarze zarządzania energią, widzimy efekt planowanych i wdrażanych działań transformacyjnych. Dlatego właśnie dla transformacji energetycznej warto przyjąć optykę przedsiębiorcy. Które trendy oraz zmiany mają szansę rozwinąć łańcuch energetyczny, a jakie ryzyka spowolnią proces dekarbonizacji?

W ostatnich latach termin „transformacja energetyczna” odmiennie jest przez wszystkie przypadki oraz rozpatrywany poprzez pryzmat szeregu zamian – makroekonomicznych, regulacyjnych i finansowych, a skończywszy na technologicznych. Wspólnym mianownikiem oka-

zuje się być kierunek przedmiotowej transformacji. W całym łańcuchu energetycznych wartości, co do zasady, dążymy do niskoemisyjności, bezpieczeństwa energetycznego, wykorzystania nowoczesnych technologii, a także optymalizacji zarówno kosztów, jak i wolumenu.

## Nie ma transformacji bez strategii

Strategia energetyczna jest jak mapa drogowa, dzięki której można dotrzeć z punktu A do punktu B. Jak każda mapa wymaga stałej aktualizacji oraz uwzględnienia zmian, jakie zaszły w infrastrukturze. Dobra strategia energetyczna działa w sposób proaktywny. Wyznaczy optymalną trasę, wskaże objazd oraz pomoże ominąć przeszkody, aby przedsiębiorstwo nie miało nieplanowanych przerw w dostawie energii i gazu. Kluczowym, choć oddolnym trendem w transformacji energetycznej sektorów czy całej gospodarki jest fakt, że poszczególne spółki opracowują i wdrażają własne strategie.

Dotychczasowe ogólne narzędzia zarządzania obszarem energetyki w przedsiębiorstwie zazwyczaj okazują się niewystarczające lub mało elastyczne. Warto sięgnąć po rozwiązania takie jak: strategia energetyczna, dzięki której w perspektywie krótko-, średnio- i długoterminowej można zadbać zarówno o bezpieczeństwo dostaw mediów energetycznych, jak i zapewnić sobie optymalizację oraz dywersyfikację kosztów. Co to w praktyce oznacza? Przedsiębiorcy – i to również ci mniej energochłonni – zmieniają modele zakupowe, decydują się także na inwestowanie we własne źródła OZE lub/i długoterminowe umowy typu cPPA (ang. Power Purchase Agreement). Inwestują ponadto w efektywność energetyczną. Obawa przed zmiennością ceny energii oraz o bezpieczeństwo dostaw wpłynęła na wzrost świadomości energetycznej odbiorców energii.

## Koszty mają znaczenie

Wysokość, a przede wszystkim zmienność cen na rynku energii elektrycznej oraz gazu, a także ich dostępność w nadchodzących latach, będzie kształtowana przez znaczną liczbę zróżnicowanych czynników rynkowych i regulacyjnych. Konieczność spełnienia coraz wyższych wymogów związanych z udziałem OZE w „miksie energetycznym”, wymóg dekarbonizacji oraz modernizacji starzejącego się sektora wytwarzania i sieci przesyłowych oraz dywersyfikacja dostaw węglowodorów, mogą przyczynić się do wzrostów cen energii elektrycznej oraz gazu, a także dużej ich zmienności w krótkim okresie. Niestabilna sytuacja na rynkach w Europie czy prognozowane zmiany wymagają opracowania optymalnego podejścia do zarządzania kosztami i zapotrzebowaniem na media energetyczne. Ponadto krajowy sektor energetyczny potrzebuje nakładów na nowe aktywa wytwórcze spełniające najnowsze normy emisji, co będzie wiązało się z wysokimi funduszami na inwestycje. Pozyskanie środków na ten cel może spowodować wprowadzenie dodatkowych opłat, takich jak np. obowiązująca od 2021 roku opłata mocowa lub wzrost opłaty OZE.

Nie możemy zapomnieć również o wpływie przepisów podatkowych na zwiększanie kosztów funkcjonowania całej branży energetycznej. Obo-

wiązujący w Polsce podatek od nieruchomości jest ukształtowany w taki sposób, że generuje większe obciążenie w przeliczeniu na MW produkowanej energii elektrycznej dla aktualnie powstających źródeł energii niż dla istniejących od dekad elektrowni węglowych. Wynika to z faktu, że podatek naliczany jest od wartości budowli, a te budowane obecnie są dużo droższe niż stawiane przed kilkudziesięciu laty. Dodatkowo w ostatnich latach organy podatkowe i sądy zaczęły przyjmować niekorzystne dla podatników podejście w zakresie opodatkowania urządzeń powiązanych z siecią elektroenergetyczną, takich jak transformatory czy rozdzielnie. Coraz częściej są one traktowane jako budowle obciążone podatkiem od nieruchomości, który wynosi 2% rocznie od ich wartości, z czym wielu się nie zgadza i próbuje takie podejście kwestionować.

Ten negatywny dla branży trend może zostać utrwalony przez nadchodzące zmiany w prawie. W styczniu 2025 roku wejdzie w życie gruntowna nowelizacja przepisów regulujących podatek od nieruchomości. Opublikowany przez Ministerstwo Finansów projekt zmian sankcjonuje opodatkowanie urządzeń technicznych powiązanych z siecią elektroenergetyczną. Jeśli przepisy w takim kształcie zostaną uchwalone, w oczywisty sposób wpłynie to na podwyższenie kosztów funkcjonowania zarówno elektrowni, jak i sieci przesyłowych.



Strategia energetyczna jest jak mapa drogowa. Wyznaczy optymalną trasę, wskaże objazd oraz pomoże ominąć przeszkody

Bez względu na to, czy rozważany jest wariant krótko-, średnio- czy długoterminowy, realizacja strategii energetycznej w pierwszej kolejności koncentruje się na analizie specyficznej sytuacji przedsiębiorstwa w kontekście trendów rynkowych i regulacyjnych na rynkach surowców. Każdy obiekt na rynku nieruchomości posiada indywidualną charakterystykę, do której należy dostosować koncepcję rozwiązań zarówno technologicznych, jak i biznesowych. Jest to o tyle istotne, że nie można skopiować rozwiązań 1:1 z przedsiębiorstwa A do przedsiębiorstwa B. W każdym przypadku najistotniejsze są indywidualne uwarunkowania, w których funkcjonuje odbiorca energii, gazu oraz pozostałych mediów energetycznych. Gdy posiadamy już scharakteryzowane potrzeby, przeanalizowane zostały ryzyka i szanse – z uwzględnieniem powyższych elementów – opracowana zostaje stra-



foto: 123rf

**GWARANTUJĄC DŁUGOTERMINOWĄ DOSTAWĘ**

zielonej energii po „z góry” określonej cenie, PPA wpisują się w potrzeby wytwórców OZE poszukujących stabilnego strumienia przychodów

tegia energetyczna obejmująca możliwe działania optymalizacyjne.

**Jakie dane będą potrzebne?**

Z czego w istocie składa się opracowanie strategii działań w krótkim i średnim terminie? Jest to zarówno analiza obecnie stosowanych zasad kontraktacji mediów, analiza charakterystyki zużycia energii elektrycznej i gazu oraz bieżących poziomów cenowych, jak i opracowanie rekomendacji działań optymalizujących na bazie rozwiązań dostępnych krótkoterminowo. Zazwyczaj działania te koncentrują się na aspektach biznesowych, ponieważ rozwój czy też implementacja rozwiniętej, lecz niestosowanej dotąd w przedsiębiorstwie technologii, wymaga pogłębienia analiz i opracowania szerszej koncepcji działań. Opracowanie strategii zaopatrzenia wybranych obiektów powinno uwzględniać ich specyfikę m.in. w kontekście wielkości oraz profilu zapotrzebowania na energię czy odchyłeń pomiędzy zgłoszonym zapotrzebowaniem na moc a jej faktycznym poborem. Pozwoli to na sprecyzowanie popytu na energię elektryczną i gaz oraz określenie warunków brzegowych strategii.

Elementem, który z jednej strony zwiększa wiedzę o gospodarce energetycznej własnego przedsiębiorstwa, a z drugiej stanowi źródło niezbędnych danych, jest również analiza aktualnych umów na dostawę energii elektrycznej i gazu. Obecnie obowiązujące umowy zawarte z dostawcami energii elektrycznej, w zależności od okresu ich obowiązywania, mogą mieć wpływ na możliwość optymalizacji cen energii elektrycznej i gazu. Aby adekwatnie dopasować stra-

tegię krótkoterminowej optymalizacji cen mediów do strategii biznesowej i krótkoterminowych planów przedsiębiorstwa, w pierwszej kolejności analizie zostanie poddana bieżąca sytuacja na rynku energii elektrycznej i gazu oraz oczekiwania rynkowe w zakresie przyszłych poziomów cen. Uwolnić tu możemy potencjał drzemący w wykorzystywaniu kontraktów SPOT czy też innych rynków i indeksów, na bazie których można budować portfel zakupowy przedsiębiorstwa.

Kluczowym zadaniem jest także przyjrzenie się ewentualnej sezonowości zużycia i jej wpływu na koszty kontraktacji oraz możliwość ich optymalizacji (np. zakupy energii w transzach). Zwińczeniem tego etapu prac powinna być rekomendacja i opis zaktualizowanych zasad kontraktacji energii elektrycznej i gazu oraz charakterystyka możliwych do podjęcia działań w horyzoncie krótkoterminowym, związanych z optymalizacją pozostałych aspektów wpływających na koszty zakupu mediów energetycznych.

Zgodnie z opisywanymi wyżej założeniami kolejnym zadaniem do wykonania na etapie opracowywania indywidualnej strategii energetycznej dla przedsiębiorstwa powinno być określenie kluczowych inicjatyw związanych z zaopatrzeniem w energię elektryczną i gaz w średnim i długim terminie.

**Umowa PPA zyskuje na popularności**

Trend w transformacji energetycznej, który warto obserwować i który może stanowić kluczowy element strategii energetycznej w przedsiębiorstwie, to umowy PPA. Na przestrzeni ostatnich lat systematycznie zyskują one na popularności oraz stają się jednym

z najbardziej perspektywicznych produktów na rynku energetycznym. Gwarantując długoterminową dostawę zielonej energii po „z góry” określonej cenie, PPA wpisują się w potrzeby wytwórców OZE poszukujących stabilnego strumienia przychodów. Adresują przy tym również wymagania przedsiębiorców, pozwalając im zabezpieczyć stabilność kosztów i osiągnąć cele dekarbonizacyjne. Umowy te wiążą się jednak z szeregiem ryzyk dla obu stron, a wygranymi będą te podmioty, którym uda się zawrzeć PPA, jednocześnie adekwatnie minimalizując powiązane ryzyko.

Najczęściej pod pojęciem umowy PPA rozumiemy kontrakt dotyczący zakupu energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródła energii wraz z powiązanymi z nią gwarancjami pochodzenia. Energia w umowach PPA charakteryzuje się z góry określoną ceną (stałą lub indeksowaną) oraz okresem rozliczeń z reguły w przedziale 5-15 lat, czyli wykraczającym poza płynność transakcji na rynku giełdowym. Umowy te mogą być rozliczane przez fizyczną dostawę energii elektrycznej (tzw. umowy fizyczne) lub w środkach pieniężnych (tzw. umowy wirtualne/finansowe), dla których kwota rozliczenia zależy od różnicy pomiędzy ceną rynkową w okresach przyszłych i ceną ustaloną w kontrakcie. W obu przypadkach transakcja prowadzi do ograniczenia zmienności kosztów zakupu/przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej oraz transferu gwarancji pochodzenia. Najczęściej wolumen kontraktowanej energii w ramach pojedynczej umowy kształtuje się na poziomie kilkudziesięciu GWh w skali roku, jednak obserwuje się także transakcje o wyższych wolumenach. Wraz ze wzrostem zaangażowania spółek obrotu oraz standaryzacji kontraktów, w niedalekiej przyszłości można się spodziewać również umów obejmujących mniejsze wolumeny energii. Umowa sprzedaży energii z OZE może zostać zawarta

bezpośrednio z odbiorcą końcowym (tzw. corporate PPA) lub pomiędzy wytwórcą OZE a spółką obrotu (tzw. utility PPA).

### Co czeka nas w przyszłości?

Oprócz wspomnianych wyżej rozwiązań wynikających z opracowania i wdrożenia strategii energetycznej, które na przestrzeni kolejnych lat staną się standardem (jakim dziś jest możliwa od połowy 2007 roku zmiana sprzedawcy energii), nie możemy zapomnieć o technologii. Wykorzystanie sztucznej inteligencji w procesach produkcyjnych oraz zarządzaniu infrastrukturą nie budzi już kontrowersji. Z kolei bardziej namacalny, chociaż niewidzialny zielony wodór, może odegrać kluczową rolę z perspektywy dekarbonizacji różnych sektorów gospodarki.

Rozproszone wytwarzanie niskoemisyjnej energii jest faktem, jej magazynowanie w dalszym ciągu wyzwaniem, ale i na tym kierunku zauważalna jest spora zmiana, co widać po liczbie toczących się na różnych szczeblach dyskusji i deklaracji związanych z tym zagadnieniem. Myśląc o magazynowaniu energii należy również pamiętać o przedsiębiorcach, odbiorcach energii, którzy coraz częściej uwzględniają ten element w strategii energetycznej. Jednak ostatnie zmiany regulacyjne dotyczące korekcyjnego współczynnika dyspozycyjności oraz rynku bilansującego wskazują potrzebę głębokiej analizy energetycznej oraz finansowej dla funkcjonowania magazynu energii w prowadzonym biznesie i/lub przy źródle OZE. Ostatnie lata pokazały, że bierna postawa oraz brak dywersyfikacji w zakresie źródeł pozyskiwania energii (nie tylko tej neutralnej klimatycznie) potrafią spowodować istotne zmiany na rynkach energii od strony kosztu dostępności produktu, a interwencje regulacyjne są działaniami reaktywnymi. ■

Reklama

# Cantoni<sup>®</sup>

GROUP

Silniki elektryczne  
od 0,04 kW do 7000 kW  
w tym do energetyki

[www.cantonigroup.com](http://www.cantonigroup.com)

BESEL<sup>®</sup>

since 1920

CELMA  
indukta<sup>®</sup>

since 1878

EMIT<sup>®</sup>

ELFA<sup>®</sup>

# NOWE RAMY REGULACYJNE DOTYCZĄCE OGRZEWANIA I CHŁODZENIA

z odnawialnych źródeł  
energii do 2030 r.



**dr hab. inż. Arkadiusz Węglarz**

doradca zarządu ds. gospodarki niskoemisyjnej

**Karolina Loth-Babut**

dyrektor Departamentu Współpracy Międzynarodowej i Ekspertyz,  
Krajowa Agencja Poszanowania Energii S.A.

Większość państw członkowskich Unii nie opracowała jeszcze wystarczająco ambitnych i skutecznych strategii dla sektora ogrzewania i chłodzenia, zgodnie z przepisami wynikającymi z prawodawstwa UE.

Ogrzewanie i chłodzenie odpowiada za 50% zapotrzebowania na energię finalną w Europie, z czego ponad 80% jej zużycia przypada na gospodarstwa domowe. Ponadto nowa sytuacja geopolityczna i energetyczna skłania Europę do przyspieszenia wysiłków na rzecz dekarbonizacji i zmniejszenia zależności od paliw kopalnych, a w szczególności gazu. W 2023 r. UE postanowiła zaostrzyć swoje przepisy, aby przyspieszyć wprowadzanie energii odnawialnej. Dekarbonizacja ogrzewania i chłodzenia ma zasadnicze znaczenie dla osiągnięcia szerszego celu, jakim jest uczynienie naszego sektora energetycznego neutralnym pod względem emisji dwutlenku węgla. Dlatego w pakiecie „Fit for 55” wprowadzono szereg środków mających na celu znaczne zwiększenie wykorzystania odnawialnych źródeł energii i zrównoważonych technologii do 2030 r., dążąc do osiągnięcia neutralności emisyjnej do 2050 r., Ambitne cele, które należy

przełożyć na działania w ramach planów lokalnych i krajowych, obejmują niemal podwojenie obecnego udziału energii ze źródeł odnawialnych w koszyku energetycznym UE do poziomu 42,5% w perspektywie 2030 r., z ambicją osiągnięcia 45% w ramach dyrektywy w sprawie odnawialnych źródeł energii.

Ogrzewanie i chłodzenie odgrywają kluczową rolę w realizacji ww. celów. Problem jednak pozostaje, ponieważ większość państw członkowskich nie opracowała jeszcze wystarczająco ambitnych i skutecznych strategii dla sektora ogrzewania i chłodzenia zgodnie z przepisami wynikającymi z prawodawstwa UE.

## Zmieniający się kontekst polityki europejskiej w zakresie ogrzewania i chłodzenia

Europejski Zielony Ład, zainicjowany przez Komisję Europejską w grudniu 2019 r., to kompleksowy pakiet inicjatyw politycznych mających na celu ukierun-

kowanie europejskiej gospodarki na zrównoważoną i neutralną dla klimatu przyszłość. Strategia zakłada osiągnięcie neutralności klimatycznej do 2050 r. i dotyczy wielu sektorów, w tym transportu, rolnictwa, budownictwa, przemysłu i energii. Określono w nim jasny plan działania na rzecz poprawy efektywnego gospodarowania zasobami, promowania czystej gospodarki o obiegu zamkniętym, przeciwdziałania zmianie klimatu, odwrócenia procesu utraty różnorodności biologicznej.

Aby przełożyć ambicje Zielonego Ładu na konkretne środki wykonawcze, 14 lipca 2021 r. Komisja Europejska przedstawiła kompleksowy zestaw propozycji, zwanych zbiorczo pakietem „Fit for 55”<sup>1</sup>. Propozycje te mają na celu zmianę europejskich przepisów dotyczących klimatu, energii i transportu, aby dostosować je do celów klimatycznych UE wynikających z Zielonego Ładu i Europejskiego prawa o klimacie. Pakiet „Fit for 55” wziął swoją nazwę od zobowiązania UE do ograniczenia emisji gazów cieplarnianych netto o co najmniej 55 proc. do 2030 r. w porównaniu z poziomami z 1990 r.

Kluczowe elementy pakietu obejmują reformę unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji (ETS), wprowadzenie nowego systemu handlu uprawnieniami do emisji w odniesieniu do paliw budowlanych i drogowych, ustanowienie Społecznego Funduszu Klimatycznego oraz zmiany dyrektyw: w sprawie efektywności energetycznej (EED), w sprawie odnawialnych źródeł energii (REDIII) i w sprawie charakterystyki energetycznej budynków (EPBD).

### REPowerEU i jego wpływ na politykę w zakresie ogrzewania i chłodzenia

Wraz z wprowadzeniem pakietu „Fit for 55” Unia Europejska uruchomiła ważną inicjatywę o nazwie REPowerEU<sup>2</sup> – w odpowiedzi na głębokie zakłócenia w globalnym sektorze energetycznym wywołane inwazją Rosji na Ukrainę. To strategiczne posunięcie Komisji Europejskiej, zapoczątkowane w maju 2022 r., ma sprostać dwóm pilnym wyzwaniom: zmniejszeniu zależności Europy od rosyjskich paliw kopalnych i przyspieszeniu zbiorowej reakcji na kryzys klimatyczny oraz przyspieszeniu transformacji w ramach pakietu „Fit for 55”.

Centralnym elementem planu REPowerEU<sup>3</sup> jest kompleksowe podejście do oszczędzania energii, wytwarzania czystej energii i dywersyfikacji jej dostaw w Europie. Jego ogólny cel to przyspieszenie odejścia od paliw kopalnych w różnych sektorach, w tym w budownictwie mieszkaniowym, przemysłowym i energetyce.

### Dyrektywa w sprawie efektywności energetycznej (EED) w zakresie ogrzewania i chłodzenia

Dyrektywa w sprawie efektywności energetycznej została przyjęta w październiku 2012 r. w celu

zapewnienia ram dla działań na rzecz efektywności energetycznej w Unii Europejskiej. W pierwszej wersji dyrektywy w sprawie efektywności energetycznej określono wiążący cel polegający na zmniejszeniu zużycia energii w UE o 20% do 2020 r. (w stosunku do scenariusza referencyjnego z 2007 r.), a także zobowiązania prawne i środki dla państw członkowskich mające przyczynić się do osiągnięcia tego ogólnego celu. Kluczowe środki obejmowały ustanowienie krajowych systemów oszczędzania energii w celu uzyskania rocznej redukcji sprzedaży energii o 1,5% w latach 2014-2020; renowacja co najmniej 3% zasobów budowlanych będących własnością instytucji rządowych na szczeblu centralnym lub przez nie zajmowanych; opracowywanie krajowych długoterminowych strategii renowacji zasobów budowlanych, krajowych planów działania na rzecz racjonalizacji zużycia energii (aktualizowanych co 3 lata) oraz kompleksowych ocen efektywności ogrzewania i chłodzenia (aktualizowanych co 5 lat).

”

Państwa członkowskie podejmują wysiłki, aby osiągnąć cele UE na 2030 r. i kolejne lata, jednak w wielu przypadkach istnieje potrzeba zaostrzenia przewidywanych celów i strategii

W lipcu 2021 r. Komisja zaproponowała szersze przekształcenie dyrektywy w ramach pakietu „Fit for 55”, aby dostosować jej przepisy do prawnie wiążących celów redukcji emisji gazów cieplarnianych o 55% do 2030 r. i osiągnięcia neutralności klimatycznej do 2050 r. Zmieniona dyrektywa została przyjęta we wrześniu 2023 r. i weszła w życie 10 października<sup>4</sup>.

Najważniejszym elementem nowego tekstu jest wyższy ogólny cel na 2030 r., który ustalono na poziomie 11,7% w porównaniu z unijnym scenariuszem odniesienia z 2020 r. W wartościach bezwzględnych odpowiada to zużyciu energii końcowej w UE nie więcej niż 763 Mtoe, co stanowi znacznie ambitniejszy cel w porównaniu z 2018 r., kiedy redukcja o 32,5% odnosiła się do scenariusza z 2007 r. i oznaczałaby zużycie energii końcowej nie większe niż 956 Mtoe.

Artykuły 25 i 26 dyrektywy w sprawie efektywności energetycznej dotyczące ogrzewania i chłodzenia zostały w nowej wersji w znacznym stopniu zmodyfikowane. W szczególności wprowadzono cztery nowe ważne przepisy:

- dostosowanie kompleksowej oceny ogrzewania i chłodzenia do krajowych planów w dziedzinie energii i klimatu.

- Wymóg lokalnego planowania ogrzewania i chłodzenia w miastach i miasteczkach liczących ponad 45 000 mieszkańców.
- Ponowne zdefiniowanie kryteriów efektywności sieci ciepłowniczych, przy czym nowe kryteria zostaną wprowadzone stopniowo do 2045 r. i obejmą zakaz stosowania paliw kopalnych w takich sieciach.
- Większe uwzględnienie ciepła odpadowego i zalecenie dla centrów danych dotyczących przyłączenia.

Dwa wspomniane artykuły mogą w znacznym stopniu przyczynić się do wprowadzenia przez państwa członkowskie niezbędnych ram legislacyjnych i ram wsparcia, aby osiągnąć cele na 2030 r. i wyznaczyć drogę do neutralności pod względem emisji dwutlenku węgla do 2050 r.

”

Należy dołożyć większych starań w zakresie uproszczenia procedur administracyjnych i wsparcia odnośnie przyłączenia do DHC

### Dyrektywa w sprawie odnawialnych źródeł energii w ogrzewaniu i chłodzeniu

W 2008 r. UE opracowała pierwszą dyrektywę w sprawie odnawialnych źródeł energii, w której określono tzw. cele 20/20/20: 20% energii ze źródeł odnawialnych, 20% efektywności energetycznej i 20% redukcji emisji gazów cieplarnianych do 2020 r. na szczeblu UE, oraz wiążące cele krajowe. Dyrektywa w sprawie odnawialnych źródeł energii została zrewidowana w 2018 r. podczas prac nad pakietem „Czysta energia”. W ramach projektu REDII wyznaczono nowe orientacyjne cele w zakresie 32% udziału energii ze źródeł odnawialnych, 32,5% efektywności energetycznej i 40% ograniczenia emisji gazów cieplarnianych.

Zmieniony REDIII opiera się na przeglądzie z 2018 r. w celu promowania ambitniejszych celów i inicjatyw *ad hoc* na rzecz dalszego rozwoju odnawialnych źródeł energii w kilku sektorach. Nowelizacja z 2022 roku wprowadza nowe cele dla energii ze źródeł odnawialnych:

- główny cel dotyczący udziału odnawialnych źródeł energii w koszyku energetycznym UE w 2030 r. (art. 3), który wzrósł do 42,5%, czyli o ponad dziesięć punktów procentowych więcej niż poprzednio.
- Cel sektorowy dotyczący udziału odnawialnych źródeł energii w ogrzewaniu i chłodzeniu (art.

23) stał się wiążący; chociaż cel sam w sobie jest zbliżony do dotychczasowego scenariusza postępowania, jego obowiązkowy charakter to kluczowy krok w celu zapewnienia przestrzegania przepisów przez państwa członkowskie.

- Nowy orientacyjny cel dotyczący udziału odnawialnych źródeł energii w budynkach w 2030 r. (art. 15a), który ustalono na poziomie 49%.
- Nowy orientacyjny cel dotyczący udziału odnawialnych źródeł energii w przemyśle (art. 22a), wymagający średniego rocznego wzrostu o 1,6 punktu procentowego w latach 2021-2025 i 2026-2030.
- Cel dotyczący udziału energii ze źródeł odnawialnych w ciepłownictwie komunalnym, choć utrzymany jako orientacyjny (niewiązący), został podniesiony ze średniorocznego wzrostu o 1 % do 2,2 punktu procentowego.

Przegląd dyrektywy w sprawie odnawialnych źródeł energii znacznie zwiększył jej ogólne ambicje, a także wysiłki sektorowe w zakresie ogrzewania i chłodzenia.

### Dyrektywa w sprawie charakterystyki energetycznej budynków (EPBD)

Przekształcenie dyrektywy w sprawie charakterystyki energetycznej budynków jest częścią pakietu „Fit for 55” w programie prac Komisji na 2021 r. i uzupełnia pozostałe elementy pakietu zaproponowanego w lipcu 2021 r., określając wizję osiągnięcia bezemisyjnych zasobów budowlanych do 2050 r. Dyrektywa w sprawie charakterystyki energetycznej budynków jest szczególnie ważna, ponieważ budynki odpowiadają za 40% zużywanej energii i 36% bezpośrednich i pośrednich emisji gazów cieplarnianych związanych z energią. W UE ogrzewanie, chłodzenie i ciepła woda użytkowa odpowiadają za 80% energii zużywanej przez gospodarstwa domowe. Zwiększenie odporności Europy wymaga renowacji budynków w UE, dzięki czemu staną się one bardziej energooszczędne i mniej zależne od paliw kopalnych. Renowacja ma kluczowe znaczenie dla zmniejszenia zużycia energii w budynkach, zmniejszenia emisji i obniżenia rachunków za energię.

Najważniejsze artykuły zawarte we wniosku Komisji, mające wpływ na ogrzewanie i chłodzenie, są następujące:

- Artykuł 2: Definicje „budynku bezemisyjnego”, „budynku o niemal zerowym zużyciu energii” oraz „gruntownej renowacji”;
- Artykuł 3: Długoterminowe strategie renowacji zostały przemianowane na Krajowe plany renowacji budynków,
- Artykuł 7: Nowe budynki bezemisyjne – od dnia 1 stycznia 2028 r. – w przypadku nowych budynków będących własnością instytucji publicznych, a od 2030 r. wszystkie inne nowe budynki,
- NOWY Artykuł 9: Minimalne normy charakterystyki energetycznej dla budynków niemieszkalnych





ODKRYJ  
GEOTERMIE

WARSZTATY

# CIEPŁOWNIA PRZYSZŁOŚCI

## #OdkryjGeotermię

### ZAPRASZAMY:

PRZEDSTAWICIELI  
SAMORZĄDÓW ORAZ  
CIEPŁOWNI I SPÓŁEK  
KOMUNALNYCH

Celem warsztatów jest wsparcie merytoryczne inwestorów na etapie planowania i realizacji projektów geotermalnych.

### TERMIN

14-16 października 2024 r.

### MIEJSCE

Aparthotel  
„Termy Uniejów”  
ul. Termalna 1,  
99-210 Uniejów



WIZYTA STUDYJNA W GEOTERMII  
W SIERADZU I KOLE



KNOW HOW PROJEKTÓW INWESTYCYJNYCH  
Z ZAKRESU ENERGII GEOTERMALNEJ



NETWORKING - INTEGRACJA ŚRODOWISKA  
REALIZUJĄCEGO PROJEKTY GEOTERMALNE

WIĘCEJ INFORMACJI O WARSZTATACH:  
[WWW.ODKRYJGEOTERMIE.PL](http://WWW.ODKRYJGEOTERMIE.PL)

ZAREJESTRUJ SIĘ



### ZAKRES TEMATYCZNY:

- Geologia - budowa geologiczna, potencjał geotermalny
- Wiertnictwo - technologia wykonania otworu geotermalnego, optymalna pod względem złożowym i ciepłowniczym lokalizacja otworu, kompleksowy nadzór nad wykonaniem inwestycji
- Ciepłownictwo - projektowanie instalacji napowierzchniowej, budowa ciepłowni geotermalnej, eksploatacja wody geotermalnej, trendy w projektowaniu i przegląd dostępnych rozwiązań
- Aspekty prawne i finansowe projektów geotermalnych - możliwości finansowania projektów, koszty utrzymania, nakłady inwestycyjne, przepisy prawa i niezbędna dokumentacja



Dofinansowano ze środków Narodowego Funduszu  
Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej



#ODKRYJGEOTERMIE

Sprawdzony dostawca pod klucz kompletnych elektrociepłowni biomasowych z wykorzystaniem kotłów biomasowych oraz turbozespołów parowych własnej konstrukcji. Dzięki zaprojektowaniu obu głównych urządzeń przez naszych specjalistów, elektrociepłownie uzyskują podczas pracy **najwyższe sprawności i współczynniki skojarzenia**, co jest szczególnie ważne, gdy ceny energii elektrycznej i ciepła są wysokie.

Współpracujemy z klientem od fazy koncepcji bloku biomasowego, po serwis pogwarancyjny. Dostarczamy urządzenia szytę na miarę, ściśle wg wymagań Użytkownika.



**Kompletne elektrociepłownie na biomasę**  
**Kotły parowe i wodne - na biomasę ale także na inne paliwa**  
**Kotły odzysknicowe specjalne**  
**Turbozespoły parowe - kondensacyjne, ciepłownicze od 1 MWe**

**Projektowanie   Produkcja   Montaż   Rozruch   Serwis   Remonty**

**Doświadczenie   Poziom techniczny   Referencje   Jakość**



#### CHARAKTERYSTYKA ENERGETYCZNA BUDYNKÓW

Dyrektywa w sprawie charakterystyki energetycznej budynków jest szczególnie ważna, ponieważ budynki odpowiadają za 40% zużytej energii i 36% bezpośrednich i pośrednich emisji gazów cieplarnianych z związanych z energią

foto: 123rf

i trajektorie progresywnej renowacji dla zasobów budynków mieszkalnych,

- NOWY Artykuł 10: Energia słoneczna w budynkach,
- Nowy Artykuł 11: Budynki bezemisyjne,
- NOWY Artykuł 12: Paszport renowacji – dla wieloetapowych termomodernizacji,
- NOWY Artykuł 17: Zachęty finansowe, umiejętności i bariery rynkowe,
- Artykuł 18 Punkty kompleksowej obsługi do spraw charakterystyki energetycznej budynków,
- Artykuły 19-22: Świadectwa charakterystyki energetycznej, zakładające m.in. wprowadzenie klas energetycznych budynków (A-G),
- Załącznik I: Wspólne ramy ogólne do obliczania charakterystyki energetycznej budynków.

8 grudnia 2023 r. Rada i Parlament osiągnęły wstępne porozumienie polityczne w sprawie wniosku Komisji dotyczącego zmiany dyrektywy w sprawie charakterystyki energetycznej budynków<sup>5</sup>. Główne punkty porozumienia są następujące:

- od dnia 1 stycznia 2028 r. we wszystkich nowych budynkach mieszkalnych i niemieszkalnych nie mogą powstawać lokalnie emisje z paliw kopalnych, a od dnia 1 stycznia 2030 r. – w przypadku wszystkich innych nowych budynków, z możliwością zastosowania szczególnych zwolnień;
- w odniesieniu do budynków niemieszkalnych państwa członkowskie będą musiały do 2030 r. przeprowadzić renowację 16% budynków o najgorszej charakterystyce energetycznej, a do 2033 r. 26% budynków o najgorszej charakterystyce energetycznej;
- w odniesieniu do budynków mieszkalnych średnie zużycie energii pierwotnej w całym zasobie miesz-

- kaniowym będzie musiało zostać zmniejszone o co najmniej 16% do 2030 r. i o 20-22% do 2035 r.;
- państwa członkowskie muszą uwzględnić w swoich krajowych planach renowacji budynków plan działania w celu stopniowego wycofywania kotłowni na paliwa kopalne do 2040 r.;
- od 2025 r. państwa członkowskie będą również musiały zaprzestać subsydiowania samodzielnych kotłowni na paliwa kopalne.

Oprócz ewentualnych zmian dotyczących terminów realizacji różnych celów, o których mowa w powyższych artykułach, należy z zadowoleniem przyjąć stopniowe wysiłki zmierzające do zwiększenia liczby budynków bezemisyjnych i stopniowego wycofywania budynków o najgorszej charakterystyce energetycznej; w tym sensie ogrzewanie i chłodzenie ze źródeł odnawialnych może być komplementarne w osiąganiu tych celów.

#### Dyrektywa w sprawie systemu handlu uprawnieniami do emisji (ETS)

Unijny System Handlu Emisjami to rynek uprawnień do emisji dwutlenku węgla. Obejmuje energochłonne gałęzie przemysłu i sektora elektroenergetycznego. Opiera się na limitach emisyjnych i na handlu uprawnieniami do emisji. Jest to główne narzędzie UE służące ograniczaniu emisji. Od czasu jego wprowadzenia w 2005 roku emisje w UE spadły o 41%.

W ramach pakietu „Fit for 55” Dyrektywa 2023/959 z dnia 10 maja 2023 r. wprowadza system handlu uprawnieniami do emisji w odniesieniu m.in. do sektora budowlanego i sektora transportu (tzw. dyrektywa ETS 2). Zgodnie z zapisami dyrektywy ETS 2 na dostawców, sprzedawców paliw kopalnych zostaną

#### BRAK PLANOWANIA LOKALNEGO SYSTEMU CIEPŁOWNICZEGO

Wciąż w wielu przypadkach brakuje wymogu planowania lokalnego systemu ciepłowniczego, a także związanych z tym środków wsparcia, które mogłyby pomóc władzom lokalnym



nałożone koszty emisji. Maksymalna cena uprawnień do emisji przez ww. sektory nie może przekroczyć 45 euro. ETS 2 zacznie obowiązywać najwcześniej od 2027 roku, a dochody z tego tytułu będą zasilać nowo utworzony Społeczny Fundusz Klimatyczny. Ma on na celu zmniejszenie obciążenia finansowego obywateli i mikroprzedsiębiorstw najbardziej dotkniętych podwyżkami cen energii, w szczególności ogrzewania.

#### Wnioski i uwagi końcowe

Zagadnienia dotyczące ogrzewania i chłodzenia odgrywają coraz większą rolę w prawodawstwie europejskim, również w wyniku inwazji Rosji na Ukrainę i potrzeby zmniejszenia zależności Europy od gazu. Prawodawstwo europejskie ewoluuje w bardzo szybkim tempie, co może stanowić duże wyzwanie dla państw członkowskich. Wydaje się, że jednym z głównych wyzwań jest przejście z paliw kopalnych na energię odnawialną, ale także wdrożenie skutecznych strategii szkoleniowych w celu powstania wykwalifikowanej kadry pracowników zdolnej do realizacji transformacji energetycznej. Poniżej przedstawiono podsumowanie głównych wyników analiz dotyczących kluczowych źródeł energii odnawialnej i technologii w zakresie zrównoważonego ogrzewania i chłodzenia, a także wyników analizy krajowych planów w dziedzinie energii i klimatu.

##### • DHC

W dyrektywie w sprawie efektywności energetycznej uznano kluczową rolę systemów ciepłowniczych i chłodniczych (DHC) w dekarbonizacji europejskiego sektora ciepłowniczego i chłodniczego. Wprowadzono w nim bardziej rygorystyczną definicję efektywnych systemów DHC w oparciu o kryteria, takie jak udział energii

odnawialnej, ciepła odpadowego i wysokosprawnej kogeneracji w określonych okresach. Do 2045 r. efektywne systemy ciepłownicze powinny wykorzystywać co najmniej 75% energii ze źródeł odnawialnych i ciepła odpadowego. Szczegółowe cele w zakresie energii ze źródeł odnawialnych, ciepła odpadowego i wysokosprawnej kogeneracji w systemach ciepłowniczych zapewniają państwom członkowskim elastyczność w osiąganiu ich celów w zakresie dekarbonizacji.

##### • Ciepło odpadowe

W dyrektywie w sprawie odnawialnych źródeł energii (RED III) podkreślono potrzebę przyspieszenia rozwoju systemów ciepłowniczych poprzez powiązanie ich z zewnętrznymi dostawcami energii ze źródeł odnawialnych i ciepła odpadowego, stąd potrzeba współpracy między operatorami systemów ciepłowniczych a dostawcami ciepła odpadowego i energii ze źródeł odnawialnych. Infrastruktura miejska i planowanie energetyczne powinny zatem obejmować integrację energii odnawialnej oraz ciepła odpadowego i chłodu odpadowego. Ponadto dyrektywa w sprawie efektywności energetycznej wprowadza określony procent odzysku ciepła odpadowego jako jedno z kryteriów definiujących efektywny system DHC. Lokalne plany w zakresie ogrzewania i chłodzenia muszą zawierać ocenę potencjalnej poprawy efektywności energetycznej, odzysku ciepła odpadowego i wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych.

##### • Bioenergia

Zmiany w dyrektywie w sprawie odnawialnych źródeł energii zapewniają zrównoważony rozwój bioenergii, która odgrywa ważną rolę w biogospodarce o obiegu zamkniętym.

- **Energia geotermalna**

Ogrzewanie i chłodzenie geotermalne mają cechy, które mogą odegrać kluczową rolę w przyszłym koszyku energetycznym UE: są niskoemisyjne, zapewniają społeczeństwu przystępne cenowo ogrzewanie i chłodzenie oraz umożliwiają konkurencyjność europejskiego przemysłu. Wydaje się, że prawodawca UE zdał sobie z tego sprawę, zobowiązując się do potrojenia mocy energii geotermalnej do 2030 r.

- **Energia słoneczna termiczna**

Dyrektywa w sprawie odnawialnych źródeł energii i dyrektywa w sprawie efektywności energetycznej wprowadzają istotne zmiany w celu wsparcia i przyspieszenia wykorzystania odnawialnych źródeł energii. Energia słoneczna termiczna może obniżyć emisyjność ogrzewania i chłodzenia w gospodarstwach domowych i przemyśle. Niemniej należy podkreślić dwie kluczowe kwestie: po pierwsze, unijne i krajowe wysiłki na rzecz dekarbonizacji ogrzewania i chłodzenia są nadal w dużej mierze niewystarczające biorąc pod uwagę, że sektor ten odpowiada za połowę zużycia energii w UE. Po drugie, terminowa transpozycja i skuteczne środki wykonawcze mają kluczowe znaczenie dla powodzenia wprowadzonych nowych przepisów.

”

Jednym z największych wyzwań jest stopniowe odchodzenie od paliw kopalnych, przy zastosowaniu jasnych i rygorystycznych środków, oraz wprowadzanie odnawialnych źródeł energii

- **Pompy ciepła**

Dyrektywa w sprawie odnawialnych źródeł energii wprowadza bardziej zdecydowane środki w celu zapewnienia pełnego wykorzystania wszystkich możliwości dalszego rozwoju odnawialnych źródeł energii. Pompy ciepła są wyraźnie wymienione jako istotna technologia w ocenie krajowego potencjału wzrostu efektywności w zakresie ogrzewania i chłodzenia (załącznik X), która obejmuje zastosowania

mieszkańcowskie, komercyjne i przemysłowe, a także systemy ciepłownicze.

- **Podejście lokalne – w jaki sposób uwzględnia się poziom lokalny**

Szczegół lokalny jest znacznie lepiej uwzględniany w nowych wersjach dyrektyw w sprawie efektywności energetycznej i odnawialnych źródeł energii. W tekstach zwrócono większą uwagę zarówno na korzyści płynące z lokalnego podejścia do transformacji, jak i na nowe obowiązki władz lokalnych (planowanie ogrzewania i chłodzenia, wyznaczanie stref akceleracji OZE, nowe cele obowiązujące władze lokalne). Ważne jest jednak, aby transpozycji do ustawodawstwa krajowego towarzyszyły odpowiednie mechanizmy wsparcia technicznego, finansowego i ludzkiego dla władz lokalnych.

- **Krajowe plany działań na rzecz energii i klimatu**

Analiza potwierdziła, że państwa członkowskie podejmują wysiłki, aby osiągnąć cele UE na 2030 r. i kolejne lata, jednak w wielu przypadkach istnieje potrzeba zaostrzenia przewidywanych celów i strategii, jak wykazano w niniejszym sprawozdaniu oraz w niedawnej ocenie KE projektów krajowych planów w dziedzinie energii i klimatu z 2023 r. W wielu przypadkach w nakreślonych konkretnych strategiach brakuje jasnych środków umożliwiających osiągnięcie poszczególnych celów i harmonogramów. Jednym z największych wyzwań wydaje się być stopniowe odchodzenie od paliw kopalnych, przy zastosowaniu jasnych i rygorystycznych środków, oraz wprowadzanie odnawialnych źródeł energii. W większości przypadków brakuje wymogu planowania lokalnego systemu ciepłowniczego, a także związanych z tym środków wsparcia, które mogłyby tu pomóc władzom lokalnym. Ponadto należy dołożyć większych starań w zakresie uproszczenia procedur administracyjnych i wsparcia odnośnie przyłączania do DHC. Związek między ogrzewaniem i chłodzeniem a innymi aspektami, takimi jak energia elektryczna, nie zawsze jest jasny. Krajowe plany w dziedzinie energii i klimatu różnią się również znacznie w poszczególnych krajach pod względem treści, struktury, a także jakości redakcyjnej i tłumaczeniowej. Państwa członkowskie w większości przypadków stworzyły jednak dobrą podstawę do dekarbonizacji. ■



Niniejszy artykuł został przygotowany w oparciu o wyniki jednego z zadań projektu REDI4HEAT, który wspiera państwa członkowskie i władze lokalne w zrozumieniu istniejących polityk w zakresie ogrzewania i chłodzenia, a także dostarcza zaleceń dotyczących przyszłych polityk (strategiczne priorytety możliwe scenariusze przyjęcia polityki i wymiana najlepszych praktyk).

Projekt współfinansowany przez Unię Europejską. Wyrażone poglądy i opinie są jednak poglądami wyłącznie autora (autorów) i niekoniecznie odzwierciedlają stanowisko Unii Europejskiej lub CINEA. Ani Unia Europejska, ani organ przyznający pomoc nie mogą ponosić za nie odpowiedzialności.

# MOBILNE ROZWIĄZANIA W ZAKRESIE UZDATNIANIA WODY I OCZYSZCZANIA ŚCIEKÓW

Minimalizacja uciążliwości środowiskowych w sektorze energetycznym

## NSI Mobile Water Solutions

W sektorze energetycznym, gdzie skuteczne zarządzanie wodą i ściekami jest kluczowe zarówno dla efektywności operacyjnej, jak i zgodności z przepisami, mobilne rozwiązania uzdatniania wody i oczyszczania ścieków odgrywają coraz większą rolę. Jakub Jasiński z NSI Mobile Water Solutions (MWS), firmy będącej częścią Nijhuis Saur Industries, analizuje, jak te technologie adaptują się do zmieniających się wymogów przemysłowych, oferując równocześnie korzyści dla środowiska.

Produkcja wysokiej jakości wody często opiera się na technologiach wymiany jonowej (IX), które wykorzystują żywice do usuwania i redukcji rozpuszczonych jonów. Ta metoda od dawna stanowi podstawę mobilnych rozwiązań w zakresie uzdatniania wody, gdzie żywice jonowymienne są umieszczone w zbiornikach montowanych na przyczepach.

W ostatnich latach tradycyjne systemy wymiany jonowej stały się bardziej zaawansowane i korzystniejsze, szczególnie w sytuacjach kryzysowych lub

wymagających szybkiej reakcji. Obecnie kierownicy zakładów produkcyjnych chcą mieć pewność, że mogą skontaktować się z dostawcami, a jednostki oraz inżynierowie będą dostępni całodobowo, 365 dni w roku. Oczekują dostarczenia wymaganej ilości uzdatnionej wody o wymaganej jakości zawsze, gdy tego potrzebują.

Jednostki wymiany jonowej montowane na przyczepach, takich jak MODI 15000T produkcji NSI Mobile Water Solutions, wyróżniają się krótkim czasem wdrożenia, co zaspokaja pilne potrzeby operatorów przemysłowych. Te wysokowydajne i wysokoprzepływowe jednostki typu plug-and-play mogą być uruchomione w zakładzie w ciągu kilku godzin, umożliwiając szybkie napełnienie zbiorników wody uzdatnionej i zmniejszenie ryzyka produkcyjnego. Co więcej: MODI 15000T cechuje się niewielkimi gabarytami, własnym zasilaniem i możliwością zdalnego monitorowania.

### Korzyści regeneracji jonowymiennej poza terenem zakładu

W odpowiedzi na potrzeby europejskich kierowników zakładów produkcyjnych, firma NSI Mobile Water Solutions strategicznie ulokowała centra regeneracji żywic jonowymiennych w kluczowych lokalizacjach: Heinsbergu w Niemczech, Wissous we Francji oraz w Wielkiej Brytanii. Centra te wspierają osiem magazynów, które MWS posiada w Europie, w tym jeden w Polsce. Dzięki temu kierownicy zakładów mają za-



pewniony stały i pewny dostęp do uzdatnionej wody przez całą dobę, 365 dni w roku.

Wprowadzenie wymiany jonowej z mobilną demineralizacją (MODI) przynosi operatorom zakładów produkcyjnych wiele korzyści, zwłaszcza w zakresie zarządzania ściekami. Tradycyjna regeneracja żywicy w zakładzie klienta, przy braku systemu odwróconej osmozy (RO), wymaga codziennej regeneracji, co generuje strumienie ciężkich ścieków. W Polsce i całej Unii Europejskiej takie ścieki są objęte specjalnymi kodami odpadów, co sprawia, że ich usuwanie jest trudniejsze, droższe i podlega surowym ograniczeniom zgodnie z wymogami środowiskowymi UE i lokalnych władz.

Innowacyjność wymiany jonowej z wykorzystaniem zasobów MODI NSI Mobile Water Solutions polega na przeniesieniu problemu obsługi ścieków z terenu zakładu klienta na specjalistyczne centra regeneracyjne. Oznacza to, że ścieki zawierające szkodliwe substancje chemiczne są generowane i zarządzane poza zakładem.

Dzięki regeneracji żywicy poza zakładem, kierownicy mogą ograniczyć produkcję ciężkich ścieków na swoim terenie. Model najmu wymiany jonowej promuje zrównoważony rozwój środowiska poprzez recykling żywicy, jednocześnie umożliwiając operatorom zakładów korzystanie z zasobów do uzdatniania wody bez ich bezpośredniego udziału. Metoda ta przynosi korzyści ekonomiczne i środowiskowe, optymalizując wykorzystanie zasobów. W ten sposób wymiana jonowa MODI usprawnia zarządzanie ściekami i dostosowuje się do zmieniających przepisów dotyczących ochrony środowiska, oferując kompleksowe rozwiązanie dla operatorów zakładów.

### Optymalizacja uzdatniania wody dzięki połączonym rozwiązaniom RO i IX

Operatorzy zakładów coraz częściej wybierają technologie mieszane w celu osiągnięcia jeszcze lepszych wyników uzdatniania wody, efektywności kosztowej oraz przestrzegania rygorystycznych lokalnych wymagań środowiskowych. Ta zmiana pokrywa się z nowymi potrzebami zakładów przemysłowych, które wymagają obecnie szerszego zakresu mobilnych technologii. Wymagania te obejmują różne metody, w tym oczyszczania wstępnego, takie jak klaryfikacja i filtrowanie, oraz zaawansowane procesy jak odwrócona osmoza, absorpcja dwutlenku węgla czy ultrafiltracja.

Jedną z popularnych możliwości jest zastosowanie odwróconej osmozy (RO) przed wymianą jonową do produkcji wody demineralizowanej. RO i IX często są uważane za technologie uzupełniające. W RO wykorzystuje się półprzepuszczalną membranę do oddzielania 95-98% rozpuszczonych ciał stałych i cząstek z wodzie. W procesie RO woda zasilająca wpływa do membrany pod ciśnieniem, a cząsteczki wody przenikają, podczas gdy zanieczyszczenia są przechwytywane i odprowadzane do kanalizacji.

## W SKŁAD MOBILNYCH TECHNOLOGII NSI MOBILE WATER SOLUTIONS WCHODZĄ:

- Odwrócona osmoza
- Demineralizacja
- Ultrafiltracja
- Nanofiltracja
- Odgazowywanie
- Odtlenianie
- Filtry żwirowe
- Filtry multimedialne
- Filtry bębnowe
- Filtry węglowe
- Flotatory (DAF)
- Odwadnianie osadu
- Zestawy pompowe
- Zbiorniki buforowe
- I wiele innych

W porównaniu z metodami alternatywnymi jednostka RO zainstalowana przed systemem IX ma wiele zalet. Wymaga ona ograniczonego użycia środków chemicznych, ułatwiając pracę utrzymuje niskie koszty i zapewnia bezpieczniejsze środowisko pracy. Dzięki RO proces demineralizacji nie jest tak obciążający dla żywic. W związku z tym zmniejsza się zapotrzebowanie na regenerację i powstaje mniej ścieków, co pozwala znacznie zaoszczędzić oraz zmniejszyć wpływ na środowisko.

Zastosowanie mobilnego RO produkcji NSI Mobile Water Solutions, w połączeniu z mobilnym systemem wymiany jonowej MODI 15000T, stanowi idealne rozwiązanie przy minimalnych wymaganiach dotyczących regeneracji, zapewnia efektywność kosztową i całkowicie eliminuje powstawanie problematycznych strumieni ścieków (klasyfikowanych według kodu odpadu) po zakończeniu procesu wymiany jonowej w zakładzie produkcyjnym.

### Kompleksowe mobilne rozwiązania dla zrównoważonych strategii uzdatniania wody i oczyszczania ścieków

W Europie rośnie znaczenie działań związanych z uzdatnianiem wody, motywowane coraz większą koncentracją na jakości wody, problemami środowiskowymi oraz surowszymi lokalnymi przepisami. Przedsiębiorstwa przemysłowe szukają sposobów na poprawę metod uzdatniania wody i oczyszczania ścieków.

NSI Mobile Water Solutions oferuje rozwiązania mobilne, które można zastosować w swojej firmie w kilka tygodni, kilka dni, a nawet kilka godzin od zgłoszenia klienta.

Po integracji z Nijhuis Industries (NSI) w grudniu 2022 roku, NSI Mobile Water Solutions dysponuje jedną z największych flot w Europie, oferując mobilne zasoby do uzdatniania wody i oczyszczania ścieków.

W celu uzyskania dodatkowych informacji prosimy o kontakt pod adresem:  
mws@nijhuisindustries.com ■

# XXVIII Forum Ciepłowników Polskich Polish District Heating Forum



Międzyzdroje  
15-18 września 2024

Serdecznie zapraszamy do udziału  
w XXVIII Forum Ciepłowników Polskich!

XXVIII FCP odbędzie się w dniach  
15-18 września 2024 roku  
w Hotelu Vienna House Amber Baltic  
w Międzyzdrojach

szczegółowe informacje  
[www.fcp.org.pl](http://www.fcp.org.pl)



Izba Gospodarcza  
Ciepłownictwo Polskie



# OLEJE SHELL TURBO T

Precyzyjnie dopasowane  
do potrzeb nowoczesnych turbin



foto: Shell

**Radostaw Gwardecki**

Business Development Manager, Shell Polska

Branża czystej energii jest najszybciej rozwijającym się sektorem rynku energetycznego<sup>1</sup>. Produkcja energii odnawialnej mocno zależy tymczasem od sprawnego działania turbin, które wymagają specjalistycznych środków smarnych.

W ciągu następnych kilku lat branża energetyczna będzie musiała sprostać dużo wyższemu zapotrzebowaniu na energię, ale też dostosować się do zmian w przepisach dotyczących ochrony środowiska. Będzie to wymagało optymalizacji wydajności eksploatacyjnej oraz stabilności dostaw elektryczności, wiąże się również z dopasowaniem sprzętu generującego energię. Nowoczesne turbiny są tymczasem coraz bardziej obciążone, a nieustanne dążenie do wyższej wydajności – przy wysokich temperaturach pracy i jednoczesnym zmniejszeniu rozmiarów miski olejowej oraz częstotliwości wymian oleju – znacznie zwiększa ryzyko nadmiernego napowietrzenia i pienienia się, nieskutecznej separacji wody oraz szybszej degradacji oleju. Może to prowadzić do zablokowania filtrów, uszkodzeń i awarii. Koszt nieplanowanego przestoju z powodu awarii turbiny szacuje się na 160-320 tysięcy zł<sup>2</sup>.

## 60 lat doskonałości w olejach turbinowych

Shell współpracuje z głównymi producentami turbin od ponad 60 lat. Shell Turbo T to oleje dostosowane do wymagań przemysłowych turbin parowych i hydroelektrycznych, lekko i wysoko obciążonych układów gazowych i gazowo-parowych, pomp i niskociśnieniowych układów hydraulicznych oraz turbokompresorów. Wytwarzane w technologii GTL (gas-to-liquid) oleje Turbo T spełniają i przewyższają specyfikacje producentów, takich jak: Siemens, MAN Energy Solution, GE oraz Alstom<sup>3</sup>. Wszystko dzięki

specjalnie opracowanej formule, zawierającej inhibitory korozji oraz utleniania, dodatki deemulgujące i przeciwzuzyciowe. Większa stabilność oksydacyjna i termiczna czy wysoka tolerancja na zanieczyszczenia pomagają zapobiegać blokowaniu filtrów i tworzeniu się szlamów i osadów. Stosowane razem z regularnym monitorowaniem stanu oleju, produkty Shell Turbo T zapewniają doskonałą ochronę, obniżają koszty eksploatacji i wydłużają żywotność turbin.

Skuteczność ochrony zapewnianej przez oleje turbinowe Shell Turbo T potwierdza praktyka. Chińska firma energetyczna Guodian Zhejiang Beilun Power, która używa Shell Turbo T 32 w dwóch swoich turbinach o mocy 600 MW, bezpiecznie wydłużyła okres eksploatacji tych urządzeń do 20 lat. Oszczędności dotyczące obniżenia kosztów obsługi turbin wynoszą około 52 tysięcy zł na rok<sup>4</sup>.

## Przypisy

- <sup>1</sup> IEA (2019), International Energy Outlook 2019. [www.iea.gov/outlooks/ieo](http://www.iea.gov/outlooks/ieo)
- <sup>2</sup> Badania rynku przeprowadzone przez Lubrizol.
- <sup>3</sup> Potwierdzenia Siemens, MAN i Alstom mają formę listów zatwierdzających po przetestowaniu oleju przez producenta sprzętu, podczas gdy w przypadku jest to GE samodzielna certyfikacja.
- <sup>4</sup> Podane kwoty są właściwe dla daty obliczeń i wspomnianej lokalizacji. Mogą się one różnić w zależności od lokalizacji i innych czynników, na przykład w zależności od zastosowania, warunków pracy, aktualnie używanych produktów, stanu sprzętu i praktyk konserwacyjnych. ■

# Istotą jest niezależność

– Mam to szczęście i zaszczyt, że od 24 lat prowadzę Izbę. Czasem trzeba być tu niepoprawnym optymistą, ale zawsze konieczne jest zachowanie konsekwencji w działaniu i patrzenie na dobro branży, bez względu na zawirowania i zmiany polityczne. Trzeba dbać o to, co moim zdaniem jest istotą samorządu gospodarczego: niezależność od jakichkolwiek wpływów. Nam, przez te wszystkie lata, udało się to robić i tego życzę Izbie oraz sobie na przyszłość – mówi **Jacek Szymczak**, prezes zarządu Izby Gospodarczej Ciepłownictwo Polskie.



JACEK  
SZYMCZAK  
prezes  
zarządu Izby  
Gospodarczej  
Ciepłownictwo  
Polskie

foto. zasoby IGCP

**Dominika Miensopust:** Branża ciepłownicza niejednokrotnie wskazywała na niejasności i brak precyzji w przepisach krajowych czy unijnych, które jej dotyczyły. Jakie zmiany legislacyjne mogą pomóc w rozwoju tego sektora w Polsce?

**Jacek Szymczak:** Już niedługo będziemy mogli uczestniczyć w konsultacjach nad Krajowym Planem na Rzecz Energii i Klimatu. To dokument strategiczny, w którym – mamy nadzieję – ciepłownictwo, w tym systemowe, zostanie szeroko i poważnie potraktowane. Przepisy w nim zawarte są uzgadniane na szczeblu europejskim, a na ich podstawie przygotowuje się konkretne rozwiązania np. na poziomie dyrektyw.

Bardzo cieszy nas zapowiedź Ministerstwa Klimatu odnośnie przygotowania strategii dla ciepłownictwa. Na przestrzeni ostatnich kilkudziesięciu lat sektor nasz nie miał bowiem takiego dokumentu rządowego.

**Był traktowany „po macoszemu”?**

Znajdował się trochę w cieniu elektroenergetyki i innych sektorów energetycznych, stąd doceniamy fakt, że dostrzeżono potencjał ciepłownictwa systemowego. A ten jest znaczący, jeden z największych w Unii Europejskiej. Warto przypomnieć, że 17% energii elektrycznej dostarczanej do systemu powstaje w elektrociepłowniach. Możemy wykorzystywać także to, co oferuje silny sektor rolniczy w Polsce. Liczymy na przykład, że zwiększy się produkcja biogazu oraz powstaną instalacje produkujące bio-

metan, który następnie może być zatłaczany do sieci gazowniczej.

Reasumując: wspomniany dokument strategiczny jest niezwykle dla nas ważny i jeżeli zostanie odpowiednio przygotowany, powinny z niego wynikać ustawy krajowe dotyczące ciepłownictwa.

Warto dodać, że równolegle, kilka miesięcy temu, złożyliśmy do Ministerstwa Klimatu i Środowiska „izbową” propozycję szybkich zmian legislacyjnych, które w krótkiej perspektywie mogą poprawić sytuację sektora. Zwróciliśmy się także z prośbą o powołanie „formalnego ciała”, czyli zespołu ekspertów przy MKiŚ – cieszy nas, że propozycja ta zyskała akceptację i w najbliższym czasie taki zespół powstanie. Również z naszej inicjatywy parlamentarzyści zdecydowali się powołać zespół ds. ciepłownictwa, który odbył już kilka spotkań. Ciepłownictwem zajęła się ponadto podkomisja stała do spraw transformacji energetycznej, odnawialnych źródeł energii i energetyki jądrowej, ale i podkomisja stała do spraw wdrażania Europejskiego Zielonego Ładu.

Działamy zatem na poziomie parlamentarno-rządowym, jasno i wyraźnie artykułując, jakie są wyzwania i potrzeby sektora. Staramy się pokazać nasz potencjał, ale równocześnie składamy propozycje konkretnych rozwiązań legislacyjnych: zarówno tych „szybkich”, jak wieloletnich.

### **Niedawno odbyły się wybory do Parlamentu. Czy pana zdaniem można liczyć na istotną zmianę w unijnej polityce energetycznej? Czego ciepłownictwo oczekuje od nowych europosłów?**

Zacznę od przypomnienia, że od wielu lat IGCP jest aktywna nie tylko na poziomie krajowym, ale też unijnym, będąc członkiem EuroHeat&Power. Utrzymujemy kontakty z europarlamentarzystami, głównie z dwóch komisji: Przemysłu i Handlu oraz Ochrony Środowiska (ITRE i ENVI), ale kontaktujemy się także z przedstawicielami Komisji Europejskiej, gdzie Generalne Dyrekcje Klimatu, Energii, Konkurencji są dla nas partnerami do rozmów.

A wracając do niedawnych eurowyborów... Warto przypomnieć, że przed tym wydarzeniem pojawiły się głosy o potrzebie korekty „Zielonego Ładu”.

### **Co sygnalizowały zwłaszcza partie skrajnie prawicowe.**

Tak, natomiast postulowane przez nie odrzucenie „zielonej transformacji” spowodowałoby również inne konsekwencje np. odnośnie Dyrektywy ETS, a co za tym idzie – bardzo duże konsekwencje dla całego sektora energetycznego i ciepłownictwa systemowego w Polsce.

Ostatecznie skrajna prawica nie uzyskała większości, natomiast bardzo ciekawa była reakcja rynków na to, co mogły spowodować ewentualne zmiany polityczne. Jeszcze przed wyborami zauważyliśmy,

że Glencore, czyli 6. firma w Europie pod względem przychodów z działalności, aktywna w obszarze energetycznym, metalurgicznym i agronomicznym, zasugerowała ostrożność w odchodzeniu od aktywów węglowych. Wkrótce potem to samo zalecił BlackRock – największy fundusz inwestycyjny na świecie, który obraca aktywami o wartości 10 bilionów dolarów. Podaję te przykłady by pokazać, jak kwestie polityczne mogą w praktyce wpływać na globalną politykę energetyczną i klimatyczną.

Pytała pani, czego ciepłownictwo oczekuje od nowych europosłów... Przede wszystkim, żeby przepisy unijne w większym stopniu uwzględniały specyfikę sektorów energetycznych w państwach członkowskich.

”

Życzyłbym sobie i całemu środowisku, żeby kolejna dekada była dekadą sukcesów, w której funkcjonujemy już w nowej formie, otwarci na oczekiwania naszych klientów

### **Co konkretnie ma pan na myśli?**

Podam przykład: przez wiele lat postulowaliśmy, aby co roku nie wydawać pieniędzy na zakup uprawnień do emisji, ale przeznaczyć te środki na transformację, czyli na dekarbonizację. W naszym rozumieniu owa dekarbonizacja to odchodzenie od węgla, ale nie od gazu ziemnego, bez którego transformacji nie można przeprowadzić. Ostatnia aktualizacja dyrektywy o ETS pokazuje pozytywny kierunek zmian. Mówi o tym, że jeżeli przedsiębiorstwa przygotują plany neutralności klimatycznej, które zostaną zatwierdzone przez organa krajowe, a następnie europejskie, to począwszy od 2026 będą mogły przeznaczać ekwiwalent finansowy w wysokości 30% uprawnień do emisji jako wkład własny w realizację inwestycji służących dekarbonizacji. Zatem byłaby szansa na to, by nie wydawać wszystkich środków na pozyskanie „papierowego uprawnienia”, ale przeznaczać je na konkretne działania inwestycyjne.

A skoro przy uprawnieniach do emisji jesteśmy... Korekty wymaga też kwestia udziału instytucji finansowych w systemie handlu tymi uprawnieniami.

### **Czyli?**

W 2018 r., na podstawie zmian Dyrektywy MIFID II, zostały dopuszczone do niego instytucje finansowe. To w mojej opinii niezgodne z przepisami unijnymi odnośnie funkcjonowania rynków finansowych, gdyż eliminuje równowagę podmiotów. Instytucja finansowa nie emituje przecież dwutlenku węgla, więc nie musi się bilansować uprawnieniami, natomiast

obracając pieniędzmi, może tym rynkiem sterować. Wybuch wojny w Ukrainie spowodował, że wartość uprawnień spadła o 30-40% i... nic się nie stało. Na giełdzie, kiedy następuje taki krach, wstrzymywane są tymczasem wszelkie transakcje. Unijny nadzór instytucji finansowych powinien być zatem zwiększony.

Uważam również, że cele odnośnie udziału OZE, jak i te związane z poprawą efektywności, należałoby ustalać, uwzględniając specyfikę sektorów energetycznych w poszczególnych krajach członkowskich. Jakakolwiek poprawa w stosunku do obecnej sytuacji w konkretnych państwach efektywnie przełożyłaby się bowiem na poprawę ogólnego stanu klimatu czy jakości powietrza.

Podobna sytuacja występuje w przypadku ciepła odpadowego, na przykład w kontekście instalacji termicznego przekształcania odpadów. Ciepło uzyskiwane z odpadów – choć wpisuje się w gospodarkę obiegu zamkniętego i spełnia wymogi unijnych przepisów, takich jak pięciostopniowa hierarchia gospodarowania odpadami komunalnymi (gdzie czwarty etap obejmuje energetyczne wykorzystanie odpadów) – nie jest prawnie zrównane z ciepłem odpadowym. W naszym przekonaniu ciepło z odpadów powinno być traktowane na równi z tym odpadowym, biorąc pod uwagę jego zgodność z innymi unijnymi regulacjami. Ta część odpadów stanowi 25% wszystkich odpadów komunalnych. Nie koliduje z odpadami przeznaczonymi do recyklingu, ponieważ 65% trafia do ponownego przetworzenia,

a jedynie 10% może być składowane na wysypiskach. Jednak te pozostałe 25% pozostaje bez możliwości zagospodarowania, gdyż nie ma tu odpowiedniej technologii, poza energetycznym wykorzystaniem. To „energetyczne wykorzystanie”, jeżeli ciepło jest wytworzone, niemożliwe do uniknięcia i skierowane do sieci ciepłowniczych, również spełnia definicję ciepła odpadowego. Dlatego dyskutujemy, poszukujemy rozwiązań – na poziomie unijnym i krajowym – żeby polityka energetyczna była realnie definiowana.

### Zbliża się kolejna edycja Forum Ciepłowników Polskich. Czy najczęściej wypowiedianym słowem podczas tego spotkania będzie „transformacja”?

Transformacja energetyczna to główny temat zarówno na poziomie unijnym, jak i krajowym, zatem z pewnością często pojawi się w rozmowach kulturalnych czy w programie Forum. Panele merytoryczne przygotowywane bezpośrednio przez Izbę, o nazwie: „Systemowo.EU” i „Systemowo.PL”, będą dotyczyły trzech filarów owej transformacji: legislacji, technologii i edukacji. Skupimy się głównie na kwestiach legislacyjnych, podczas gdy nasi partnerzy omówią transformację z perspektywy praktycznej, zwłaszcza technologii. Panel „Systemowo.EU”, z udziałem liderów innych organizacji branżowych, będzie natomiast poświęcony dekarbonizacji, efektywności energetycznej i współpracy międzysektorowej.

#### DZIAŁANIA EDUKACYJNE

Jacek Szymczak: „Bez działań promocyjnych i edukacji transformacja nie będzie możliwa. Społeczeństwo musi zrozumieć, dlaczego nadchodzą pewne zmiany i z czym się one wiążą”



foto: 123rf

Chcemy także omówić możliwość zmian w polityce energetyczno-klimatycznej, by dostosować ją do specyfiki państw członkowskich. Nowa legislacja unijna oraz krajowa będą kluczowe dla inwestycji i funkcjonowania sektora. Szybkie zmiany są niezbędne, aby zapewnić stabilność przedsiębiorstw, zwłaszcza w obliczu potencjalnych kryzysów energetycznych.

Dyskusje obejmą ponadto ochronę gospodarstw domowych przed wzrostem kosztów energii w trakcie transformacji, zwłaszcza tych pozostających w sferze ubóstwa energetycznego.

### **Od wielu lat obserwuje pan różne podejścia przedsiębiorstw ciepłowniczych do zmian, do transformacji. Jaką strategię powinny dziś obrać?**

Zdecydowana większość zarządów przedsiębiorstw ciepłowniczych ma świadomość konieczności transformacji. Jeśli dana spółka jeszcze nie przeprowadziła zmian, jest w trakcie ich wdrażania lub przygotowań, mając jednocześnie świadomość wszystkich słabości i braków legislacyjnych, które wymagają pilnych zmian. Do transformacji bowiem potrzebujemy pewności prawa oraz sprecyzowania jej strategicznych kierunków. Ważne np., aby inwestycje w instalacje termicznego przekształcania były traktowane jako zrównoważone, nawet jeśli są objęte ETS-em, a także by mogły liczyć na wsparcie finansowe. Istotne jest także wsparcie dla budowy magazynów ciepła: zarówno dobowych, jak i sezonowych, oraz większe wykorzystanie pomp ciepła czy kotłów elektrodowych. Te technologie mogą decydować o uzyskaniu statusu efektywnego systemu ciepłowniczego, co jest kluczowe dla branży.

Jak wspomniałem, świadomość potrzeby inwestycji jest powszechna, a wiele firm, zwłaszcza małych i średnich, już podejmuje konkretne działania, np. poprzez korzystanie z silników kogeneracyjnych czy planowanie rozwiązań geotermalnych.

Reasumując: nie ma jednego modelu transformacji dla wszystkich przedsiębiorstw ciepłowniczych. Istnieje szeroki wachlarz rozwiązań technologicznych, które mogą być zaadaptowane w strategiach uwzględniających lokalne warunki. Bardzo ważnym jest, by możliwe rozwiązania technologiczne analizować w sposób kompleksowy, dostosowany do transformacji danego systemu ciepłowniczego. Specyfiką sektora ciepłownictwa systemowego jest bowiem jego lokalny charakter. Występuje tu bardzo duże zróżnicowanie chociażby w możliwości korzystania z biomasy czy wspomnianej geotermii. Sama wielkość przedsiębiorstwa również ma znaczenie. Mniejsze może bardziej postawić na OZE, natomiast większe – na gaz.

### **Czyli nie wszystkie PEC-e będą do końca „zielone”?**

Bo niekoniecznie muszą być całkowicie „zielone”, to bardzo ważne. W jakiejś części – oczywiście tak, w jakiejś części mogą korzystać natomiast z ciepła od-

padowego; tu większy potencjał mają spółki z dużych miast. Ważne, żeby wszystkie spełniały warunek efektywnego systemu ciepłowniczego, co oznacza również wykorzystywanie paliwa gazowego, czyli kopalnego ale w wysokosprawnej kogeneracji, w miksie z OZE i z ciepłem odpadowym.

### **Aktualna polityka energetyczna zakłada, że w 2030 r. 80% systemów powinno spełniać warunek efektywnego systemu ciepłowniczego.**

Mamy przyłączyć 1,5 miliona nowych gospodarstw domowych do systemów ciepłowniczych, a wszystkie budynki mają być zasilane albo ciepłem systemowym, albo zero- lub niskoemisyjnym. Mam wątpliwości, czy uda się ten cel zrealizować, gdyż dziś jesteśmy dopiero na etapie badań i weryfikacji. Ostatnie dane wskazywały, że dziś jedynie ok. 20% przedsiębiorstw spełnia ten warunek, a nie wprowadzono jeszcze zmian legislacyjnych i dokumentów strategicznych potrzebnych do procesu transformacji.

”

Czego ciepłownictwo oczekuje od nowych europosłów? Przede wszystkim, żeby przepisy unijne w większym stopniu uwzględniały specyfikę sektorów energetycznych w państwach członkowskich

### **Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie obchodzi w tym roku swoje 30-lecie. Czy – patrząc na minione lata – dzisiejszy czas jest najtrudniejszy dla sektora?**

Podczas Gali Jubileuszowej, która miała miejsce w kwietniu, podzieliliśmy te 30 lat na trzy dekady. Każda z nich miała swoje wyzwania i cele.

Pierwsze dziesięciolecie to czas kształtowania się jednorodnego samorządu gospodarczego. Pojawiły się pierwsze rozwiązania prawne, powstał Urząd Regulacji Energetyki, a wraz z nim olbrzymie wyzwanie, żeby zbudować taryfę i zupełnie nowy model rynku.

Branża ciepłownicza była rozproszona, działające wówczas organizacje ciepłownicze nie miały sformalizowanego kształtu, więc w 1994 r. powstała Izba Gospodarcza, która miała zintegrować środowisko. Dzięki jednej, silnej organizacji łatwiej było pozyskiwać informacje, wiedzę, doświadczenia z innych państw, zwłaszcza skandynawskich.

### **Kolejna dekada: 2004-2014...**

Nazwaliśmy ją „Rozwój”. Byliśmy już wówczas ukształtowanym samorządem gospodarczym, z peł-

**GALA  
JUBILEUSZOWA**  
W 1994 r. powstała  
Izba Gospodarcza,  
która zintegrowała  
środowisko  
ciepłownicze  
w Polsce. Teraz działa  
w imię jednej, silnej  
organizacji



fol. zasoby /GCP

nią reprezentacją, a jednocześnie pojawiły się nowe wyzwania, gdyż oprócz krajowych regulacji zaczęły funkcjonować przepisy unijne, np. system handlu uprawnieniami do emisji czy dyrektywa dotycząca źródeł spalania powyżej 50 MW. W Izbie pracowaliśmy nad tym, żeby nasi członkowie mieli wystarczającą wiedzę, by w tych nowych wytycznych dobrze się odnaleźć oraz by urealniać cele zawarte w dyrektywach. Udało nam się to bardzo dobrze chociażby w przypadku dyrektywy MCP, w której – przypomnę – pierwsze propozycje standardów emisyjnych były tak wysokie, że praktycznie żadne z małych czy średnich przedsiębiorstw w Polsce nie miałyby szans funkcjonować. Potrzebne były przepisy przejściowe, żeby spełnić nowe wymagania.

Ostatnia dekada minęła natomiast pod hasłem „transformacja”. Na poziomie unijnym pojawiły się wówczas dokumenty bardzo mocno strategiczne, wyzwania związane z dekarbonizacją, o których już mówiłem.

Myślę, że przez te 30 lat każdy czas miał swoje cele i swoje trudności do pokonania.

### Jakie hasło będzie obowiązywało przez kolejne 10 lat?

Życzyłbym sobie i całemu środowisku, żeby była to dekada sukcesów. Dekada, w której z powodzeniem realizujemy rozpoczętą transformację. W której funkcjonujemy już w nowej formie, otwarci na oczekiwania naszych klientów. Jako sektor ciepłowniczy musimy bowiem wsłuchiwać się właśnie w potrzeby odbiorców, ponieważ – wbrew pozorom – nie jesteśmy monopolem naturalnym. To przecież w odpowiedzi na wyzwania rynku do minimum ograniczyliśmy liczbę awarii i wyeliminowaliśmy przerwy technologiczne w dostawach ciepła. Dziś coraz mocniejsze jest nato-

miast oczekiwanie, byśmy dostarczali ciepło „zielone”. Musimy mu sprostać.

Patrząc na te wszystkie zmiany z trzech wspomnianych dekad, warto podkreślić jeszcze jeden istotny element – komunikację. Od 16 lat prowadzimy program promocji ciepła systemowego, jedyny w swoim rodzaju w całym sektorze energetycznym. Organizujemy ogólnopolskie kampanie edukacyjne, jak „lekcje ciepła” dla dzieci ze szkół podstawowych, w których do tej pory uczestniczyło już ponad 600 tys. uczniów.

Od 2020 r. prowadzimy akcję „20 stopni dla klimatu” (również we współpracy z Towarzystwem Alergologicznym). Naszym dziełem jest także kampania związana z walką z niską emisją. Bez tego typu działań promocyjnych transformacja nie będzie możliwa. Społeczeństwo musi zrozumieć, dlaczego nadchodzą pewne zmiany, dlaczego przez jakiś czas będzie np. drożej. Jeżeli konsekwentnie prowadzimy rzetelną politykę informacyjną, później o wiele łatwiej jest wdrożyć wszelkie rozwiązania innej polityki – energetycznej. Izba z pewnością będzie nadal takie działania inicjować, wspierać i również prowadzić.

Na zakończenie chciałbym dodać, że mam to szczęście i zaszczyt, że od 24 lat prowadzę Izbę. Czasem trzeba być tu niepoprawnym optymistą, ale zawsze konieczne jest zachowanie konsekwencji w działaniu i patrzeć na dobro branży, bez względu na zawirowania i zmiany polityczne. Trzeba dbać o to, co moim zdaniem jest istotą samorządu gospodarczego: niezależność od jakichkolwiek wpływów. Nam, przez te wszystkie lata, udało się to robić i tego życzę Izbie oraz sobie na przyszłość.

*Rozmawiała Dominika Miensopust,  
redaktorka czasopisma Kierunek Energetyka*

# NOPA INDUSTRIEARMATUREN WE SERVICE. YOUR VALVES.

„Jesteśmy partnerem we wszystkich sprawach związanych z armaturą przemysłową. Od projektu po dostawę poprzez instalację i konserwację - wszystko z jednej ręki”



ZAKŁADY TERMICZNEGO  
PRZEKSZTAŁCANIA  
ODPADÓW



ZAKŁADY  
CHEMICZNE



RAFINERIE



HUTY



PRZEMYSŁ  
PAPIERNICZY



ELEKTROWNIE

## NASZA OFERTA

- doradztwo i engineering
- autoryzowany serwis
- produkty najwyższej jakości
- dostawy od jednego produktu po kompletne projekty
- bogate stany magazynowe zaworów i części zamiennych
- dokumentacja jakościowa i techniczna (PL / DE / EN)
- fachowa wiedza i wieloletnie doświadczenie w branży

## NASZ ZESPÓŁ NA TEREN POLSKI



**Paweł Stobba**  
inżynier sprzedaży  
+49 3364 283 243  
+48 606 716 808  
p.stobba@nopa-valves.de



**Martin Rogalski**  
przedstawiciel handlowy  
+48 886 237 236  
m.rogalski@nopa-valves.de



**Danuta Piecha**  
zarządzenie jakością i dokumentacja  
+49 3364 - 28 32 50  
d.piecha@nopa-valves.de

nopa-valves.de



**NOPA**<sup>®</sup>

INDUSTRIEARMATUREN GMBH

WE SERVICE. YOUR VALVES.

# DEKARBONIZACJA SEKTORA CIEPŁOWNICTWA W POLSCE

## Potrzeby i wyzwania, szanse i zagrożenia

dr hab. inż. Jacek Kalina, prof. PŚ

Katedra Techniki Ciepłej, Politechnika Śląska, Gliwice

W niektórych sektorach prowadzenie koniecznej transformacji wydaje się być wyjątkowo trudne z uwagi na znaczne różnice pomiędzy stanem zastanym i docelowym, bariery technologiczne i infrastrukturalne, ograniczony dostęp do zasobów technicznych i kapitałowych oraz nieodpowiednie zaangażowanie i opór kluczowych interesariuszy przeciwko zmianom dotychczasowych praktyk. Sytuacja taka w znacznym stopniu występuje w ciepłownictwie systemowym.

Przyspieszające globalne zmiany klimatyczne i rosnący problem dostępności zasobów energii pierwotnej spowodowały bezprecedensową zmianę w podejściu do planowania dostaw energii i ewolucji systemów energetycznych. Obecnie systemy te przechodzą radykalne zmiany strukturalne i organizacyjne ze względu na wzrost świadomości społecznej, nowe podejście do planowania, pozyskiwania energii i wy-

korzystywania wcześniej niewykorzystanych zasobów, rozwój technologii konwersji energii i narzędzi modelowania oraz powszechnie akceptowaną koncepcję przejścia na czystą energię [1]. Według World Energy Outlook 2023 [2], opublikowanego przez Światową Agencję Energii, na koniec 2023 r. zobowiązania krajów dotyczące osiągnięcia zerowej emisji netto obejmowały ponad 85% globalnych emisji związanych z energią



i prawie 90% światowego produktu krajowego brutto (PKB). Istnieją wyraźne oznaki przyspieszenia wdrażania rozwiązań czystej energii, innowacyjnych rozwiązań organizacyjnych i technologicznych, wzrostu liczby inwestycji i powstającej gospodarki czystej energii. Według głównych organizacji [3, 4, 5], cyfryzacja, dekarbonizacja, decentralizacja, odporność na zakłócenia i demokratyzacja to obecnie paradygmaty projektowania systemów energetycznych. Według raportu IRENA [5], aby ograniczyć wzrost globalnej temperatury do znacznie poniżej 2 stopni Celsjusza powyżej poziomu sprzed epoki przemysłowej, roczna emisja CO<sub>2</sub> związana z energią powinna spaść do 2050 r. o 70% poniżej obecnego poziomu. Żeby to osiągnąć, energia elektryczna musi stopniowo stawać się głównym nośnikiem ener-

gii. Jej udział w globalnym zużyciu końcowym winien stopniowo wzrastać do prawie 50% do 2050 r.; 86% wytwarzanej energii elektrycznej powinno pochodzić ze źródeł odnawialnych, a 60% z energii słonecznej i wiatrowej. Raport pokazuje również, że do 2050 roku na całym świecie trzeba zainstalować około 334 miliony pomp ciepła.

”

Aby spełnić wymogi polityki energetycznej i klimatycznej w ciepłownictwie, musi nastąpić tu przyspieszenie procesu transformacji

#### Kierunki zmian w ciepłownictwie

Głównymi kierunkami zmian w sektorze ciepłownictwa są: efektywność energetyczna, integracja odnawialnych i odpadowych źródeł energii, decentralizacja, elektryfikacja i magazynowanie energii. Jednak aby spełnić wymogi polityki energetycznej i klimatycznej w ciepłownictwie, musi nastąpić tu przyspieszenie procesu transformacji. Wymaga to znacznego postępu w zmianie obecnych praktyk oraz przyjęcia nowych koncepcji technicznych i nietechnicznych, a także już zaprezentowanych przykładów dobrych praktyk. Chociaż strategia UE na rzecz bardziej efektywnego i zrównoważonego ogrzewania i chłodzenia została ogłoszona w 2016 r. [6, 7], w niektórych regionach Europy zrobiono niewiele. Średnio

w UE tylko około 25% ciepła sieciowego jest obecnie wytwarzane ze źródeł odnawialnych [8]. W Polsce nadal około 82% (dane za 2022 r.; 85% w 2020 r.) energii pierwotnej dostarczanej do systemów ciepłowniczych pochodzi z paliw kopalnych, głównie węgla, a dywersyfikacja źródeł energii pierwotnej wykorzystywanej do produkcji ciepła postępuje bardzo powoli [9]. Jeśli chodzi o odnawialne źródła w ciepłownictwie, głównym z nich jest biomasa, z 12,26% udziałem w energii wejściowej do produkcji ciepła. Ponadto w miastach dominują wysokotemperaturowe sieci ciepłownicze. Średnia sprawność wytwarzania ciepła wynosi 82,84%, a dystrybucji 87,03% [9].

Głównym trendem transformacyjnym od około 2002 r. było przejście z węgla na gaz ziemny i biomasę oraz z kotłów opalanych wyłącznie ciepłem na kogenerację opalaną gazem ziemnym, która była silnie promowana przez różne zachęty. Chociaż wiele firm ciepłowniczych rozpoczęło ostatnio projekty inwestycyjne skoncentrowane na odnawialnych źródłach energii, dominującym trendem inwestycyjnym jest kogeneracja opalana biomasą. Udział technologii, które w procesie produkcji ciepła nie wykorzystują procesów spalania paliw, jest obecnie znikomy. Większość systemów ciepłowniczych pozostaje nieefektywna zarówno w sensie termodynamicznym, jak i pod względem wymagań zmienionej dyrektywy w sprawie efektywności energetycznej (EED) [10].

W Polsce, jak również w innych krajach Unii Europejskiej, głównym czynnikiem napędzającym realne zmiany w systemach ciepłowniczych są nowe regulacje prawne wprowadzane w ramach strategii wzrostu gospodarczego nazywanej Europejskim Zielonym Ładem (ang. European Green Deal). Głównymi jej celami są: oddzielenie wzrostu gospodarczego od zużycia zasobów naturalnych, zapewnienie dostępności energii oraz osiągnięcie neutralności klimatycznej do roku 2050. Znajdują one odzwierciedlenie w aktach prawnych wchodzących w skład programów takich jak „Fit for 55” czy „REPowerEU”. Wśród nich znajdują się znowelizowane dyrektywy EED [10], RED III [11], EPBD [12] oraz reforma systemu handlu emisjami EU ETS [13], które mają ogromny wpływ na zmiany zarówno w sektorze ciepłownictwa systemowego, jak i ogrzewnictwa indywidualnego. Bezpośrednio wynika z nich konieczność radykalnej zmiany infrastruktury wytwórczej i przesyłowej systemów ciepłowniczych, implementacja nowych technologii, wprowadzanie do sieci rozproszonych źródeł ciepła i magazynów oraz zmian organizacyjnych i sposobu zarządzania majątkiem. Zmiany te są zgodne z przyjętą w 2016 roku europejską strategią dla ciepłownictwa [6,7]

W niniejszym artykule przedstawiono wyniki analizy identyfikacyjnej potrzeb, wyzwań, szans i zagrożeń związanych z procesem transformacji energetycznej i dekarbonizacji sektora ciepłownictwa systemowego w Polsce. Artykuł jest wynikiem realizacji projektu LIFE22-CET-SET\_HEAT [14], pt. „Wspomaganie trans-

formacji energetycznej i dekarbonizacji w sektorze ciepłownictwa”, którego głównym celem jest zainicjowanie strategicznych programów inwestycyjnych przedsiębiorstw ciepłowniczych w Chorwacji, na Litwie, w Polsce i Rumunii, mających na celu spełnienie przez wybrane systemy ciepłownicze wymagań dyrektywy EED i osiągnięcie statusu efektywnego systemu ciepłowniczego. Przedstawione w artykule wnioski sformułowano na podstawie ankiet i wywiadów, a także doświadczeń własnych zespołu projektowego.

**Ciepłownictwo przyszłości**

Systemy ciepłownicze mają do odegrania ważną rolę zarówno w przyszłych systemach energetycznych, jak i w dekarbonizacji globalnej gospodarki. Wskazywana w literaturze ścieżka transformacji zakłada przejście od systemów opalanych paliwami kopalnymi do tych ze znacznym udziałem różnych form energii odnawialnej i ciepła odpadowego. Zgodnie z dyrektywą EED zmiana taka powinna nastąpić do roku 2050, co zilustrowano w tabeli 1. Wynika z niej, że paliwa kopalne w ciepłownictwie systemowym mogą być stosowane do roku 2049 włącznie, przy czym od roku 2040 ich wykorzystanie powinno ograniczać się do pokrycia obciążeń szczytowych z uwagi na niski nakład inwestycyjny i wysokie koszty operacyjne, związane głównie z uprawnieniami do emisji CO<sub>2</sub>. Jeśli żadne inne środki nie zostaną pomyślnie wdrożone, takie jak niwelacja obciążeń szczytowych przez zarządzanie obciążeniem i pracę magazynów ciepła, po 2050 r. powinno nastąpić przejście na paliwo alternatywne. Może to być wodór, amoniak lub metanol lub inne paliwa ciekłe z przetwarzania biomasy, które prze-

TAB. 1  
Ścieżki dekarbonizacji ciepłownictwa systemowego według dyrektywy EED (źródło: zasoby autora)

| Źródło ciepła                                | Onawialne źródła energii | Ciepło odpadowe | Wysokosprawna kogeneracja | Kogeneracja | Kotły węglowe | Kotły gazowe |
|--|--------------------------|-----------------|---------------------------|-------------|---------------|--------------|
| <b>Do 31 grudnia 2027</b>                    |                          |                 |                           |             |               |              |
| Możliwość 1                                  | 50%                      |                 |                           | 50%         |               |              |
| Możliwość 2                                  |                          | 50%             |                           | 50%         |               |              |
| Możliwość 3                                  | any                      |                 |                           | 75%         |               | <25%         |
| <b>Od 1 stycznia 2028 do 31 grudnia 2034</b> |                          |                 |                           |             |               |              |
| Możliwość 1                                  | 50%                      |                 |                           | 50%         |               |              |
| Możliwość 2                                  |                          | 50%             |                           | 50%         |               |              |
| Możliwość 3                                  |                          | 50%             |                           | 50%         |               |              |
| Możliwość 4                                  |                          |                 | 80%                       |             |               | 20%          |
| Możliwość 5                                  | 5%                       |                 | 45%                       |             |               | 50%          |
| <b>Od 1 stycznia 2035 do 31 grudnia 2039</b> |                          |                 |                           |             |               |              |
| Możliwość 1                                  | 50%                      |                 |                           | 50%         |               |              |
| Możliwość 2                                  |                          | 50%             |                           | 50%         |               |              |
| Możliwość 3                                  |                          | 50%             |                           | 50%         |               |              |
| Możliwość 4                                  | 35%                      |                 | 45%                       |             |               | 20%          |
| Możliwość 5                                  | 35%                      |                 | 45%                       |             |               | 20%          |
| <b>Od 1 stycznia 2040 do 31 grudnia 2044</b> |                          |                 |                           |             |               |              |
| Możliwość 1                                  | 75%                      |                 |                           | 25%         |               |              |
| Możliwość 2                                  |                          | 75%             |                           | 25%         |               |              |
| Możliwość 3                                  |                          | 75%             |                           | 25%         |               |              |
| Możliwość 4                                  | 35%                      |                 | 55%                       |             |               | 5%           |
| <b>Od 1 stycznia 2045 do 31 grudnia 2049</b> |                          |                 |                           |             |               |              |
| Możliwość 1                                  | 75%                      |                 |                           | 25%         |               |              |
| Możliwość 2                                  |                          | 75%             |                           | 25%         |               |              |
| Możliwość 3                                  |                          | 75%             |                           | 25%         |               |              |
| <b>Od 1 stycznia 2050</b>                    |                          |                 |                           |             |               |              |
| Możliwość 1                                  | 100%                     |                 |                           | 0%          |               |              |
| Możliwość 2                                  |                          | 100%            |                           | 0%          |               |              |
| Możliwość 3                                  |                          | 100%            |                           | 0%          |               |              |



TWORZYMY POZYTYWNAŁ ENERGIĘ

WWW.ECOCLEANENERGY.PL





# *Spraying Systems Co.*<sup>®</sup>

## Experts in Spray Technology



### Rozwiązania natryskowe:

**Chłodzenie gazów**

**Kondycjonowanie gazów**

**DeNO<sub>x</sub> I FGD**

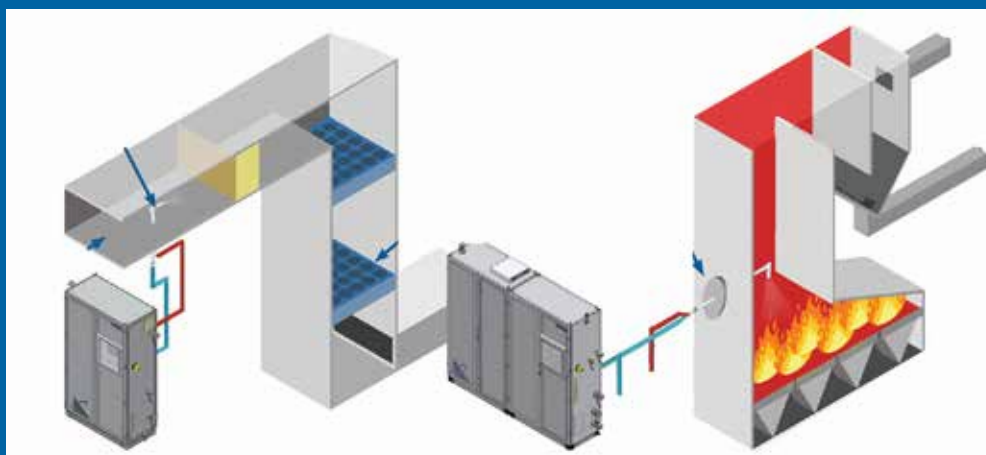
**De-Superheating**

**Chłodzenie powietrza wlotowego turbiny**

**Schładzanie skraplaczy**

**Ochrona ppoż**

**Kontrola zapylenia**



[Spray.com/en-eu](http://Spray.com/en-eu)

chowamy w miejscu wytwarzania ciepła. Chociaż są to paliwa o wysokiej wartości gospodarczej i powinny znaleźć głównie zastosowanie w sektorach trudnych do dekarbonizacji, takich jak przemysł czy transport, ich uzasadnieniem dla użycia w ciepłownictwie będzie krótki roczny czas wykorzystania i stosunkowo niski nakład inwestycyjny. Z przedstawionych definicji wynika ponadto, że wysokosprawna kogeneracja wykorzystująca gaz ziemny będzie odgrywać istotną rolę w ciepłownictwie do roku 2044 włącznie. Od roku 2045 traci ona znaczenie w kontekście statusu efektywnego przedsięwzięcia ciepłowniczego. W sensie technicznym zarówno wykorzystanie wysokosprawnej kogeneracji, jak i paliw kopalnych w ogóle może mieć miejsce do roku 2049 włącznie. Doświadczenia duńskie pokazują, że przy znacznym nasyceniu rynku energii elektrycznej odnawialnymi źródłami energii rola kogeneracji gazowej zmienia się ze źródła podstawowego na źródło pozwalające na minimalizację kosztu wytwarzania ciepła, a jej praca odbywa się w godzinach wysokich cen energii elektrycznej (około 1600 godzin w roku).

Źródła ciepła, których wykorzystanie przewiduje się w systemach ciepłowniczych w przyszłości, pokazano w ramce.

Większość wskazanych źródeł charakteryzuje się stosunkowo małą mocą, stosunkowo niską temperaturą nośnika ciepła, zwykle nieprzekraczającą 30°C. Ich wykorzystane w systemie ciepłowniczym wymaga stosowania pomp ciepła. Coraz większym zainteresowaniem cieszą się również kotły elektryczne. Ich zastosowanie wymaga jednak odpowiedniego profilu zmienności rynkowej ceny energii elektrycznej. Zwykle kocioł elektryczny jest wdrażany razem z zasobnikiem ciepła, a jego roczny czas wykorzystania mocy znamionowej kształtuje się na poziomie 500 godzin w roku [15].

Jako kluczowy kierunek transformacji wskazuje się też konieczną znaczną poprawę efektywności energetycznej w odbiorach, integrację sektorową oraz rozwój wystarczających zdolności magazynowania ciepła. Według [16, 17] nowa infrastruktura ciepłownicza powinna być zaprojektowana dla systemu energetycznego przyszłości i przede wszystkim umożliwić głęboką integrację ciepłownictwa z elektroenergetyką, sektorem przemysłowym oraz paliwowo-energetycznym, a także chłodnictwem systemowym. W ramach zintegrowanej infrastruktury ciepłownictwo powinno świadczyć usługi na rzecz sektora elektroenergetycznego oraz wykorzystywać energię odpadową z pozostałych sektorów, a system ciepłowniczy przyszłości to tzw. system czwartej generacji. Według Światowej Agencji Energii [18] czwarta generacja systemów ciepłowniczych (4GDHN) to spójna wielowymiarowa koncepcja technologiczna i instytucjonalna, która za pomocą rozwiązań inteligentnych wspomaga odpowiedni rozwój zrównoważonych systemów energetycznych. Kluczową



#### Źródła ciepła, których wykorzystanie przewiduje się w systemach ciepłowniczych w przyszłości:

- promieniowanie słoneczne,
- powietrze atmosferyczne,
- rzeki i jeziora,
- zasoby geotermalne,
- biogazownie,
- spalanie odpadów,
- zakłady przemysłowe,
- oczyszczalnie ścieków,
- systemy chłodzenia sklepów wielkopowierzchniowych,
- magazyny energii elektrycznej realizujące ścieżkę power-to-x,
- centra danych i serwerownie,
- obiekty sportowe,
- chłodzenie transformatorów energetycznych,
- powietrze wentylacyjne w dużych budynkach,
- skraplacze elektrowni i układy wychwytu CO<sub>2</sub>,
- zakłady biorafinacji.

cechą 4GDHN są istotnie niższe temperatury wody sieciowej (maksymalna temperatura zasilania 70°C), które umożliwiają efektywną integrację technologii niskoemisyjnych.

#### Wielowymiarowość transformacji

Możliwości techniczne dekarbonizacji ciepłownictwa w Polsce oraz ich skutki ekonomiczne zostały w obszerny sposób omówione w raporcie Forum energii [19]. Przykłady szczegółowych rozwiązań technicznych źródeł ciepła, opracowane przez konsorcja składające propozycje projektów w programach Narodowego Centrum Badań i Rozwoju „Ciepłownia Przyszłości, czyli system ciepłowniczy z OZE” oraz „Elektrociepłownia w lokalnym systemie energetycznym”, dostępne są w serwisie „Dobre praktyki transformacji systemu elektrociepłowniczego w kierunku OZE” (<https://www.gov.pl/web/ncbr/raporty-dobre-praktyki>). Koncepcje te dotyczą sys-

temów ciepłowniczych o stosunkowo niedużej mocy szczytowej i dotyczą głównie rozwiązań technicznych źródeł ciepła.

Istotnym zagadnieniem, które nie wybrzmiewa w pełni w publikowanych analizach, jest wielowymiarowość problemu transformacji lokalnych systemów ciepłowniczych obecnie wykorzystujących dyspozycyjne źródła ciepła o wysokiej gęstości energii. Mając na uwadze obecną strukturę technologiczną większości systemów ciepłowniczych w Polsce, bazującą na centralnym źródle spalania paliw kopalnych lub biomasy, oraz sieci ciepłowniczej wysokotemperaturowej tzw. drugiej generacji [18] dochodzi się do wniosku, że spełnienie wymagań dyrektyw EED i RED III w wymaganym horyzoncie czasowym jest poważnym wyzwaniem gospodarczym. Przede wszystkim widać, że w większości przypadków transformacja energetyczna i dekarbonizacja nie są możliwe w ramach obecnych fizycznych granic działania obiektów wytwórczych (ciepłowni i elektrociepłowni) i sieci. Konieczne są szeroko zakrojone działania modernizacyjne, ekspansja terytorialna, dekompozycja, rekonfiguracja i rozproszenie źródeł wytwórczych, których udział w wytwarzaniu ciepła często będzie niewielki, a roczny czas pracy stosunkowo krótki. Przykładowo identyfikacja oraz przegląd źródeł ciepła odpadowego w wybranych systemach ciepłowniczych wykazały, że potencjał tkwi w wielu rozproszonych źródłach o stosunkowo niskiej mocy grzewczej (zazwyczaj poniżej 1 MW). Co więcej, wiele z tych źródeł jest niepewnych pod względem dyspozycyjności i potencjału ciągłych dostaw ciepła. Oznacza to, że przyszłe systemy będą bardzo złożonymi rozwiązaniami technicznymi, a sterowanie nimi – trudnym zadaniem, które musi być wspierane przez dedykowane algorytmy sterowania i oprogramowanie. Co więcej, złożoność systemu i wyzwania operacyjne nie mogą być obecnie w pełni przewidziane, ponieważ transformacja jest na wczesnym etapie i nie ma systemów referencyjnych na tyle rozwiniętych, aby spełnić wymagania dyrektywy EED w roku 2050. W szczególności problemem są rozległe systemy dużej mocy.

### Ramy planowania systemów ciepłowniczych

Na rysunku 1 pokazano wyniki przykładowej symulacji dla systemu ciepłowniczego Opola. Teoretycznie rozważane źródła ciepła obejmowały instalację solarną na 15 ha powierzchni, przemysłową pompę ciepła o mocy znamionowej 12 MW w oczyszczalni ścieków, 2 pompy ciepła typu powietrze-woda o mocy znamionowej 10 MW każda, odzysk ciepła ze spalarni odpadów i cementowni. Taka kombinacja źródeł ciepła może teoretycznie dostarczyć do sieci około 1108584 GJ ciepła rocznie, co pokrywa około 70% zapotrzebowania. Z drugiej strony powyższa konfiguracja wymaga zmagazynowania sezonowego około 328150 GJ ciepła, co przy różnicy temperatur magazynowania 35°C (głębokość magazynowania bez dodatkowej pompy

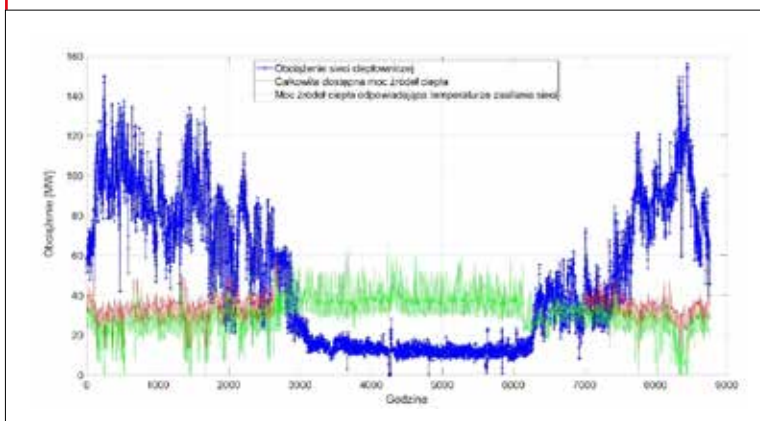
ciepła) daje około 2 307 000 m<sup>3</sup>. Jest to wartość nie-realna w kontekście możliwości zabudowy, dlatego w takich systemach należy zintegrować źródła ciepła, które mogą bezpośrednio dostarczać ciepło do sieci ciepłowniczej. Z kolei projekty tego typu będą finansowo uzasadnione tylko w przypadku zapewnienia wystarczającego rocznego czasu pracy lub odpowiednio wysokiej ceny ciepła. Prowadzi to do wniosku, że przeprowadzenie efektywnej dekarbonizacji w dużych systemach wymaga szeregu działań technicznych, organizacyjnych, biznesowych i społecznych. Większość przedsiębiorstw ciepłowniczych, które dotychczas działały w warunkach lokalnego monopolu, nie jest w pełni przygotowana na podjęcie innowacyjnych kroków w zakresie planowania strategicznego, w tym na współpracę z otoczeniem społeczno-gospodarczym w miejscu prowadzenia działalności.

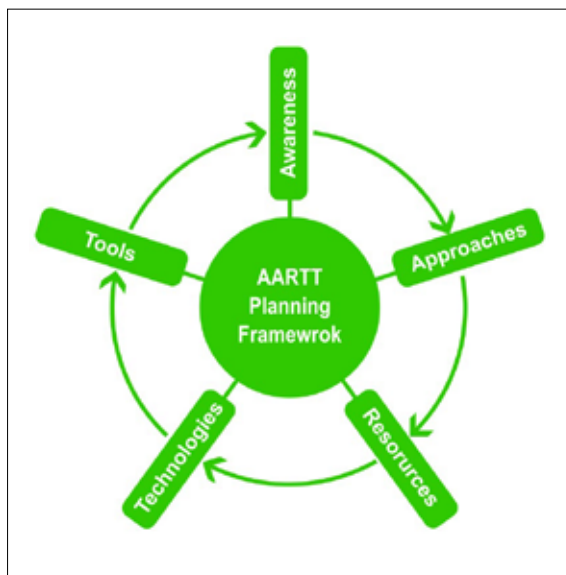
Przyszłość systemów ciepłowniczych nie zależy wyłącznie od technologii, ale raczej od holistycznego podejścia i skoordynowanych działań wielo- i interdyscyplinarnych. Planowanie przyszłych systemów ciepłowniczych jest zbiorową i iteracyjną działalnością wielu interesariuszy i obejmuje różnorodne środki polityczne, społeczne, ekonomiczne i techniczne, a także podejmowanie decyzji oparte na informacji. Wszystkie te czynniki mają wpływ na zakres zmian i ich dynamikę. Można je ująć w pięciu kategoriach tworzących ramy planowania systemów ciepłowniczych. Są to: Świadomość (ang. *Awareness*), Podejścia (ang. *Approaches*), Zasoby (ang. *Resources*), Technologie (ang. *Technologies*) i Narzędzia (ang. *Tools*). W ten sposób powstają ramy AARTT, które reprezentują nie tylko holistyczne podejście do procesu planowania, ale także wyrażają iteracyjny charakter ewolucji systemów energetycznych w ogóle.

Zgodnie z ramami AARTT opracowanie strategicznych planów transformacji energetycznej i dekarbonizacji wymaga rozwoju świadomości wszystkich interesariuszy zaangażowanych w proces, opracowania odpowiednich podejść (instytucjonalnych, prawnych, zarządczych, rynkowych,

RYS. 1

Zapotrzebowanie na ciepło i całkowita przewidywana moc grzewcza odnawialnych i odpadowych źródeł ciepła w Opolu (źródło: zasoby autora)





RYS. 2  
Ramy AART planowania systemów energetycznych  
(źródło: zasoby autora)

biznesowych, interdyscyplinarnych, analitycznych, itd.), inwentaryzacji dostępnych zasobów, wyboru technologii i wdrożenia efektywnych narzędzi wspomagających zarówno proces planowania, jak i późniejszą eksploatację systemu i wspomaganie decyzji operacyjnych.

### Potrzeby

Przez potrzeby rozumie się działania umożliwiające opracowanie strategicznych planów transformacji energetycznej i dekarbonizacji lokalnych systemów ciepłowniczych. Rezultaty tych działań zwykle stanowią kamienie milowe na ścieżce transformacji. Określenie potrzeb wymaga możliwie pełnej identyfikacji przeszkód na drodze do osiągnięcia statusu efektywnego przedsiębiorstwa ciepłowniczego zgodnie z wymaganiami obowiązującej dyrektywy EED. W ramach projektu SET\_HEAT zidentyfikowano następujące (tłustym drukiem wyróżniono przeszkody, które przedsiębiorstwa ciepłownicze w ankietach wskazywały za najważniejsze poprzez nadanie wagi powyżej 7 w 10 punktowej skali):

- Niepewność co do długoterminowych trendów rynkowych. Nieznany przyszły wzrost gospodarczy i związane z nim zapotrzebowanie na energię. Niepewne rynki energii i ograniczona dostępność odnawialnej energii elektrycznej. Niepewne rynki finansowe i znaczące wymagania dotyczące tzw. bankowości projektów.
- Niepewne wskaźniki ekonomiczne, takie jak zdyskontowane przepływy pieniężne, stopy procentowe, kursy wymiany walut, inflacja itp. prowadzące do znacznego wydłużenia procesu decyzyjnego i spowolnienia inwestycji.
- Niepewność co do instrumentów politycznych i regulacji prawnych w zakresie energii odnawialnej,

rozproszonego wytwarzania energii, sieci elektroenergetycznych itp.

- Niepewność regulacyjna w zakresie subsydiowania i ekonomiki projektów w zakresie energii konwencjonalnej i odnawialnej oraz brak wystarczającego wsparcia w przypadku projektów odzysku ciepła odpadowego.
- Ewolucja ram prawnych oraz niekorzystne obecne doświadczenia przedsiębiorstw ciepłowniczych pokazujące, że zmiany w polityce energetycznej i klimatycznej mogą znacząco zmienić podjęte już decyzje inwestycyjne, w tym wpłynąć na zarzucenie już realizowanych projektów. Prowadzi to do odkładania inwestycji strategicznych na później.
- Niekorzystne dotychczasowe wskaźniki ekonomiczne przedsiębiorstw ciepłowniczych powodujące podniesienie ryzyka dla instytucji finansujących.
- Zorientowanie spółek ciepłowniczych na zysk pomimo zwykle wysokiego udziału interesariuszy publicznych w strukturach własnościowych.
- Niski poziom akceptacji ryzyka przez spółki ciepłownicze.
- Występowanie kosztów osieroconych wynikających z niedawnych inwestycji w technologie kogeneracyjne oraz technologie ochrony środowiska w sektorze ciepłowniczym.
- **Wysokie koszty nowych technologii prowadzące do znacznego zapotrzebowania na kapitał inwestycyjny, który nie jest łatwo dostępny dla przedsiębiorstw ciepłowniczych. Obecnie większość technologii OZE wymaga wsparcia finansowego. Fundusze zewnętrzne są wskazywane przez przedsiębiorstwa ciepłownicze jako ekstremalnie lub bardzo ważne dla podejmowania projektów inwestycyjnych.**
- **Regulacja gospodarcza rynku ciepła systemowego z uwagi na cechy monopolu naturalnego lokalnych systemów ciepłowniczych, przez co wskaźniki rentowności projektów inwestycyjnych zwykle nie są wystarczająco satysfakcjonujące, aby przyciągnąć kapitał prywatny.**
- Niewystarczająca wola zmiany technologii wytwórczych i obecnych praktyk biznesowych w przedsiębiorstwach ciepłowniczych.
- **Długotrwała promocja technologii kogeneracyjnych oraz dostępność programów dofinansowania dla tych technologii, co skutkuje kształtowaniem preferencji przedsiębiorstw ciepłowniczych i utrudnia wdrażanie technologii innych niż wykorzystujące spalanie paliw.**
- Niewielkie doświadczenie przedsiębiorstw ciepłowniczych w zakresie technologii innych niż wykorzystujące procesy spalania. W szczególności przeszkodą są: ograniczona wiedza i umiejętności w zakresie eksploatacji systemów ciepłowniczych z wieloma rozproszonymi źródłami ciepła niskotemperaturowego.

- Ograniczona rynkowa dostępność technologii energii odnawialnej dla ciepłownictwa i technologii odzysku ciepła odpadowego, co w praktyce skutkuje niską elastycznością łańcuchów dostaw i wysokimi kosztami. Znaczny udział w rynku dostawców zagranicznych.
- Nieodpowiednia infrastruktura i parametry eksploatacyjne sieci ciepłowniczych dostosowanych do współpracy z wysokotemperaturowymi źródłami ciepła.
- Budynki i ich instalacje wewnętrzne nieodpowiednio dostosowane do współpracy z sieciami ciepłowniczymi niskotemperaturowymi.
- Niewystarczająca dostępność gruntów w otoczeniu silnie zurbanizowanym. Konkurencja ze strony spółek deweloperskich i przemysłowych.
- Niewystarczające zasoby organizacyjne i ekonomiczne przedsiębiorstw. Mniej niż połowa ankietowanych spółek deklaruwała wewnętrzną zdolność do oceny technicznej i ekonomicznej wykonalności projektów inwestycyjnych. Większość informowała o braku odpowiednio wykwalifikowanych zasobów osobowych. Wszystkie wskazywały na znaczne zaangażowanie konsultantów zewnętrznych w proces planowania. Główne braki kompetencji odnotowano w zakresie ustalania redukcji emisji CO<sub>2</sub>, modelowania technologii i systemów,

modelowania hydrauliki sieci ciepłowniczej, modelowania finansowego czy pisania wniosków o dofinansowanie. W zdecydowanej większości przedsiębiorstw nie jest wykorzystywane żadne oprogramowanie wspomagające planowanie strategiczne. Powszechnie stosowane narzędzie to MS Excel. Wskazywano również na fakt, że wsparcie zewnętrzne jest często niewystarczające lub przedsiębiorstwa ciepłownicze nie mogą sobie na nie pozwolić ze względu na wysokie koszty firm konsultingowych.

- Wysoka biurokratyzacja oraz skomplikowane procedury administracyjne i decyzyjne.
- Brak lub nieefektywne wsparcie administracyjne i organizacyjne dla projektów inwestycyjnych.
- Niewystarczająca wiedza przedsiębiorstw ciepłowniczych na temat transformacji energetycznej i przyszłej roli systemów ciepłowniczych w systemie energetycznym.
- Planowanie zorientowane na pojedyncze projekty. Holistyczne podejście systemowe i planowanie strategiczne nie jest wystarczająco praktykowane.
- Niewystarczająca współpraca między przedsiębiorstwami ciepłowniczymi a lokalnymi interesariuszami, takimi jak odbiorcy ciepła czy dostawcy ciepła odpadowego. Brak efektywnych zachęt do takiej współpracy z uwagi na sztywne ramy prawne funkcjonowania przedsiębiorstw ciepłowniczych. Brak możliwości motywowania i kreowania zachowań odbiorców ciepła.
- Czynniki społeczne i kulturowe, takie jak stosunek do projektów energii odnawialnej względem rozwiązań tradycyjnych wykorzystujących procesy spalania.
- Niewystarczający poziom konkurencji na lokalnych rynkach ciepła.

#### KIEDY TRANSFORMACJA BĘDZIE REALNA?

W większości przypadków transformacja energetyczna i dekarbonizacja nie są możliwe w ramach obecnych fizycznych granic działania obiektów wytwórczych (ciepłowni i elektrociepłowni) i sieci. Konieczne są szeroko zakrojone działania modernizacyjne, ekspansja terytorialna, dekompozycja, rekonfiguracja i rozproszenie źródeł wytwórczych



Na podstawie przeprowadzonej identyfikacji barier można sformułować następujące potrzeby:

- Potrzeba wyraźnego i znacznego zaangażowanie zarówno władz krajowych, jak i lokalnych w promowanie i wspieranie dekarbonizacji sektora ciepłownictwa systemowego. Opracowanie jednoznacznych zaleceń oraz krajowego planu/strategii rozwoju ciepłownictwa systemowego oraz odpowiadających mu planów lokalnych.
- Potrzeba dostosowania ram prawnych do obecnych zadań dekarbonizacyjnych, w tym wprowadzenie regulacji prawnych zwiększających elastyczność operacyjną systemów ciepłowniczych i ich możliwą konwersję do przedsiębiorstw multienergetycznych.
- Potrzeba dotarcia do możliwie dużej grupy interesariuszy, utworzenie sieci współpracy oraz zrównoważonych lokalnych ekosystemów w otoczeniu spółek ciepłowniczych w celu sprostania dynamicznie zmieniającemu się środowisku biznesowemu i zmianom dotychczasowego modelu biznesowego.





- Oferujemy kompleksowe usługi w zakresie napraw i remontów pomp wirowych
- Dostawa nowych pomp
- Modernizacja pompowni
- Zadania pod klucz

Remonty  
i modernizacje  
pomp  
przemysłowych

Produkcja  
filtrów i dostawy  
armatury



Dostawy  
pomp firmy  
ANDRITZ



**VEGA VALVE Sp. z o.o.**  
ul. Inwestycyjna 51  
05-850 Konotopa  
e-mail: [biuro@vega-valve.pl](mailto:biuro@vega-valve.pl)  
[www.vega-valve.pl](http://www.vega-valve.pl)





**TRANSITION**  
TECHNOLOGIES  
CONTROL SOLUTIONS

# ZABEZPIECZ PRZYSZŁOŚĆ PRZEDSIĘBIORSTWA Z **NIS2**

**NIS2** to nie tylko wymóg, to szansa na **wzmocnienie Twojej firmy**.

Nasze usługi cyberbezpieczeństwa gwarantują pełną zgodność z nowymi regulacjami, **chroniąc Twoje dane i budując zaufanie klientów**.

## PRZEPROWADZIMY CIĘ PRZEZ NIS2:

- **ocenimy ryzyko** przy wykorzystaniu metod FMEA i HAZOP,
- dokładnie **zidentyfikujemy zagrożenia**,
- **zaimplementujemy środki zaradcze**,
- będziemy na bieżąco **monitorować i raportować proces**,
- holistycznie **zaopiekujemy się procesem**.

**Skontaktuj się z nami i dowiedz się więcej!**

Paweł Przygodzki

Dyrektor ds. Projektów Rozwojowych

tel.: +48 695 900 337

e-mail: pawel.przygodzki@tt-cs.com.pl



[tt-cs.com.pl](https://tt-cs.com.pl)

- Potrzeba opracowania przez przedsiębiorstwa ciepłownicze wstępnych wizji i strategii transformacji oraz uruchomienie dialogu społecznego w celu minimalizacji ryzyka. Zdefiniowanie celów transformacji na poziomie lokalnym zgodnie z zasadą SMART (ang. Specific, Measurable, Achievable, Relevant, and Time-Bound), określenie ról poszczególnych uczestników procesu.
- Potrzeba opracowania i wdrożenia innowacyjnych modeli biznesowych odpowiadających nowej roli przedsiębiorstw ciepłowniczych na lokalnych rynkach energii. Modele takie powinny uwzględniać możliwość odbioru dostarczania ciepła do systemu ciepłowniczego przez licznych wytwórców w instalacjach OZE oraz odzysku ciepła odpadowego, jak również odbioru ciepła przez aktywnych odbiorców, w tym prosumentów.
- Potrzeba wprowadzenia odpowiednich mechanizmów wsparcia i zachęt dla projektów dekarbonizacji bazujących na niskotemperaturowym ciepłe odnawialnym i odpadowym.
- Potrzeba stworzenia odpowiednich warunków ramowych dla holistycznego procesu planowania na szczeblu lokalnym uwzględniającego mnogość czynników wpływu, w tym czynników społeczno-ekonomicznych i zewnętrznych (ang. *externalities*), trudnych do przedstawienia w postaci wartości monetarnej, oraz pozycję przedsiębiorstwa ciepłowniczego jako kluczowego elementu lokalnego systemu społeczno-gospodarczego.
- Potrzeba uproszczenia procedur aplikowania o środki publiczne i zwiększenie wydajności systemu rozpatrywania wniosków.
- Potrzeba zwiększenia zdolności przedsiębiorstw ciepłowniczych do pozyskiwania środków z funduszy zewnętrznych, w tym zagranicznych w ramach istniejących i nowo tworzonych programów wsparcia.
- Potrzeba opracowania programów szkoleń dla przedsiębiorstw ciepłowniczych i lokalnej administracji publicznej, w tym pozwalających na zwiększenie kompetencji w planowaniu.
- Potrzeba opracowania i udostępnienia spółkom ciepłowniczym modeli i prognoz rynku energii w celu zmniejszenia ryzyka inwestycyjnego. Modele takie powinny uwzględniać zmiany sektorach elektroenergetycznym i paliwowo-energetycznym, takie jak na przykład wdrożenie magazynów energii elektrycznej.
- Potrzeba zmiany modelu zaopatrzenia ciepłowni w energię elektryczną. Przedsiębiorstwa ciepłownicze ze zelektryfikowanym i zdywersyfikowanym majątkiem wytwórczym powinny stać się aktywnymi uczestnikami rynku energii elektrycznej, co pozwoli im na optymalizację kosztu wytwarzania ciepła przez odpowiednie zarządzanie pracą zelektryfikowanych źródeł ciepła i magazynów.
- Potrzeba inwentaryzacji lokalnych zasobów energetycznych i utworzenie baz zasobów. Opracowanie map ciepła uwzględniających źródła i odbiorniki wraz z ich parametrami ilościowymi i jakościowymi.
- Potrzeba obniżenia temperatury wody w sieciach ciepłowniczych oraz dostosowanie odbiorników do współpracy z takimi sieciami. Opracowanie modeli sieci ciepłowniczych i wdrożenie odpowiednich narzędzi analitycznych w celu identyfikacji niezbędnych interwencji, w tym tworzenia stref grzewczych, integracji źródeł z obiorcami, itp.
- Potrzeba cyfryzacji systemów ciepłowniczych i pozostałych systemów energetycznych w gminach, pozwalająca na identyfikację możliwości integracji wykorzystanie synergii.



Transformacja energetyczna w sektorze ciepłowniczym nie może być pozostawiona wyłącznie przedsiębiorstwom ciepłowniczym

- Potrzeba wdrożenia rozwiązań umożliwiających konsumentom podejmowanie działań, w tym wdrożenie odpowiedniej infrastruktury jak sieciowe i budynkowe układy pomiarowe, inteligentne liczniki ciepła, bazy danych lokalnych, systemy informatyczne (w tym do zarządzania siecią), narzędzia konsumenckie (np. aplikacje, oprogramowanie, platformy dostępu i wymiany danych itp.), a także szkoleń.
- Potrzeba opracowania nowych zasad tworzenia i zatwierdzania taryf dla ciepła, zwiększających elastyczność przedsiębiorstw ciepłowniczych w zakresie kreowania zmian zachowań odbiorców ciepła. Wprowadzenie do taryf sezonowości i uwzględnienie granicznego kosztu wytwarzania ciepła.
- Potrzeba opracowania lokalnych planów zagospodarowania przestrzennego, rozwoju infrastruktury energetycznej w gminach i towarzyszących im planów zaopatrzenia w media. Określenie dostępności terenów dla zaspokojenia potrzeb ekspansji terytorialnej systemów ciepłowniczych.
- Potrzeba zwiększenia efektywności procedur administracyjnych na szczeblu lokalnym, szczególnie związanych z wydawaniem pozwoleń – pozwala to na skrócenie czasu procesu inwestycyjnego.

#### Wyzwania

Przez wyzwania rozumie się zadania trudne, w znaczącym stopniu wykraczające poza zakres

dotychczasowych praktyk, wymagające nowej wiedzy i umiejętności oraz kreatywności, które tworzą nowe ramy działania przedsiębiorstw ciepłowniczych i prowadzą do rozwiązań unikalnych, pierwszych w swoim rodzaju. Do najważniejszych wyzwań związanych z dekarbonizacją systemów ciepłowniczych, przed którymi stoją przedsiębiorstwa i samorządy, można zaliczyć:

- mobilizacja przedsiębiorstw ciepłowniczych i samorządów do efektywnego planowania działań ukierunkowanych na strategiczny rozwój, modernizację, rekonfigurację i dekarbonizację istniejących systemów z uwzględnieniem rozproszonych źródeł ciepła odnawialnego i odpadowego niskiej jakości.
- Opracowanie strategii zaspokojenia krótkotrwałych obciążeń szczytowych.
- Uruchomienie szerokiej współpracy pomiędzy interesariuszami procesu transformacji energetycznej i dekarbonizacji na szczeblu lokalnym. W szczególności dotyczy to współpracy z użytkownikami ciepła w celu obniżenia temperatury wody w sieciach ciepłowniczych.
- Osiągnięcie zaangażowania wszystkich podmiotów w zmianę obecnych praktyk w zakresie dostaw ciepła. Ponieważ systemy ciepłownicze mają pewne cechy lokalnego monopolu istnieje przekonanie, że niewiele można zmienić, a przedsiębiorstwa wytrzymają obecne zawirowania legislacyjne.
- Zdefiniowanie nowej roli przedsiębiorstw ciepłowniczych na lokalnych rynkach energii. Przykładowe role, jakie można przypisać przedsiębiorstwu ciepłowniczymu, to integrator systemów energetycznych, dostawca usług poprawy efektywności energetycznej w gminie, dostawca usług dekarbonizacji sektora budynków i niektórych podmiotów sektora przemysłowego, dostawca usług elastyczności dla systemu energetycznego, operator komunalnego hubu energii, operator lokalnych magazynów energii, itp.

- Zapewnienie odpowiedniego poziomu integracji systemów i akceptacja zwiększonego poziomu złożoności planowania, projektowania i eksploatacji.
- Zmiana priorytetów biznesowych przedsiębiorstw ciepłowniczych i gmin – z działań zorientowanych na zysk na działania zorientowane na misję.
- Przełamanie istniejących modeli biznesowych i opracowanie nowych, dostosowanych do roli przedsiębiorstw ciepłowniczych na lokalnych rynkach energii.
- Zmiana istniejących umów na dostawę ciepła z predefiniowaną temperaturą wody zasilającej.
- Zapewnienie konkurencyjnych cen ciepła systemowego wobec indywidualnych źródeł ciepła, przede wszystkim pomp ciepła, a przy rozwoju gospodarki wodorowej – również ogniw paliwowych.
- Poprawa efektywności ekonomicznej przedsiębiorstw ciepłowniczych przez zwiększenie liczby źródeł przychodów (ang. *value stackig*) poprzez wprowadzenie nowej infrastruktury, nowych produktów i usług (wodór, e-paliwa, energia elektryczna dla mobilności, magazynowanie energii, itp.).
- Przeprowadzenie efektywnej dekompozycji i rekonfiguracji systemu zapewniających elastyczność operacyjną i zwiększających stopień swobody w zadaniach optymalizacyjnych.
- Znalezienie konsensusu i równowagi w planowaniu przestrzennym między potrzebami w zakresie dostaw energii a innymi, takimi jak rozwój przemysłowy, mieszkalnictwo, usługi i handel detaliczny czy rekreacja.
- Wdrożenie wielkoskalowego i sezonowego magazynowania ciepła.

#### Szanse

Szanse to korzystne elementy zewnętrzne w otoczeniu społeczno-gospodarczym, które przedsiębiorstwa ciepłownicze i ich partnerzy mogą wykorzystać w celu opracowania skutecznych rozwiązań dekarbonizacyjnych i przeprowadzenia udanej transformacji

Reklama



## ELEKTRYZUJĄCE NEWSY

z branży energetycznej, reportaże, artykuły techniczne, wywiady

kierunek **energetyka**



energetycznej. Niewątpliwie dla sektora ciepłownictwa szansami na przeprowadzenie skutecznej transformacji energetycznej i dekarbonizacji sektora ciepłownictwa są:

- Rosnąca świadomość globalnej transformacji energetycznej wśród konsumentów oraz świadomość możliwości podjęcia działania na rzecz ochrony klimatu. Zmniejszająca się akceptacja paliw kopalnych.
- Starzenie się społeczeństwa, przez co coraz większa liczba osób może preferować rozwiązania systemowe.
- Rosnąca świadomość globalnej transformacji energetycznej wśród potencjalnych inwestorów (właściciele kapitału prywatnego, funduszy inwestycyjnych) i świadomość możliwości kreowania wartości zdekarbonizowanych produktów i usług.
- Prognozowany długoterminowy wzrost cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> w systemie EU ETS promujący inwestycje w źródła zeroemisyjne. W odpowiedziach zebranych w ramach ankiet był to najważniejszy czynnik wpływający na podejmowanie działań w kierunku planowania dekarbonizacji.
- Znaczny przyrost mocy zainstalowanej i osiągalnej w źródłach OZE w sektorze energii elektrycznej [20].
- Rosnące zapotrzebowanie na usługi stabilizacji i wsparcia sieci w sektorze energii elektrycznej. Możliwość pracy na rynku bilansującym w zakresie usług DSR (ang. *Demand Side Response*). W przeciwieństwie do indywidualnych pomp ciepła, w ciepłownictwie systemowym występuje możliwość wykorzystania dywersyfikacji technologicznej, zdekarbonizowanych paliw oraz magazynów ciepła do zmniejszenia obciążenia sieci elektroenergetycznej w czasie występowania obciążeń szczytowych i niedoborów mocy.
- Możliwe obniżenie poziomu rynkowych cen energii elektrycznej (tylko w korzystnych scenariuszach rozwoju krajowego systemu energetycznego).
- Efekt skali pozwalający na uzyskanie przez przedsiębiorstwo ciepłownicze niższych cen nośników energii, np. energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym oraz niższych jednostkowych nakładów inwestycyjnych.
- Rosnąca liczba nowych technologii dla ciepłownictwa (np. przemysłowych pomp ciepła, sezonowe magazyny ciepła).
- Znacznie większa elastyczność w zakresie absorpcji i dywersyfikacji technologii oraz zwykle znacznie korzystniejsze wskaźniki efektywności energetycznej dla urządzeń dużej mocy.
- Większe możliwości magazynowania różnych form energii, w tym paliw.
- Możliwość wykorzystania efektów synergii wynikających z integracji systemowej.
- Lokalne działania gmin ukierunkowane na zarządzanie energią oraz poprawę efektywności energetycznej i nowe inwestycje w tym obszarze.

Przykładowo wskazać tu można budowę infrastruktury technologicznej lokalnych klastrów energii, których obecnie w Polsce działa około 170-180 [21].

- Dalsza presja regulacyjna w kierunku dekarbonizacji sektora budynków i stopniowego wycofywania paliw kopalnych z tego sektora, w tym ograniczające możliwości ucieczki z systemu ETS przez obniżenie progu mocy wejścia do systemu oraz wprowadzenie ETS2. W efekcie sprzyja to podniesieniu konkurencyjności ciepła systemowego.

”

Jednym z wyzwań ciepłownictwa jest opracowanie strategii zaspokojenia krótkotrwałych obciążeń szczytowych

- Konieczność spełnienia wymagań zrewidowanej dyrektywy EPBD oraz ograniczone możliwości techniczne jej realizacji w warunkach miejskich o wysokiej gęstości zabudowy. W świetle braku możliwości wykorzystania gazu ziemnego, który dotychczas stanowił rozwiązanie konkurencyjne dla ciepła systemowego, lokalny system ciepłowniczy może być jedyną akceptowalną alternatywą.
- Konieczność dekarbonizacji sektorów transportu oraz przemysłu, która może zostać wykorzystana przez przedsiębiorstwa ciepłownicze do stworzenia nowej lokalnej oferty zarówno w zakresie zdekarbonizowanych produktów, jak i usług (np. chłodzenia systemowego). Oferta taka może stać się podstawą dla przedsiębiorców do lokowania działalności (w tym tzw. nowych biznesów i startupów) w gminach, w których dostępne są systemy pozwalające na obniżenie śladu węglowego produktów i usług końcowych, a zatem może być czynnikiem stymulującym lokalny wzrost gospodarczy.
- Nowe obowiązki gmin w zakresie planowania energetycznego, wynikające z dyrektyw EED i RED III.
- Istotny przyrost liczby nowych budynków w wysokim standardzie energetycznym.
- Postępujący program zmniejszania energochłonności i modernizacji budynków. Dalsze inwestycje w głęboką renowację wynikające z konieczności spełnienia wymagań dyrektywy EPBD.
- Funkcjonujące w gminach lokalne programy poprawy jakości powietrza.
- Pierwsze doświadczenia w zakresie obniżania temperatury wody w sieciach ciepłowniczych. Oferta technologiczna i pierwsze wdrożenia stre-

fowych połączeń wysokotemperaturowych stref ciepłowniczych z niskotemperaturowymi strefami ciepłowniczymi przez implementację lokalnych systemów mieszających.

- Rosnąca oferta technologiczna w zakresie cyfryzacji sieci ciepłowniczych i technologii smart grid dla ciepłownictwa.
- Poszukiwanie przez wytwórców energii elektrycznej w źródłach odnawialnych możliwości zawierania umów bilateralnych z odbiorcami, które pozwalają uniknąć wymuszonych wyłączeń źródeł OZE oraz zapewniają akceptowalny poziom ceny. Pojawianie się nowych ofert produktów strukturyzowanych (np. kocioł elektryczny z magazynem i prądem).
- Zwiększenie środków przeznaczonych na wsparcie publiczne zarówno w ramach programów krajowych, jak i europejskich. Przykładowo 37% środków w ramach Krajowego Planu Odbudowy (KPO) w ramach Instrumentu na rzecz Odbudowy i Zwiększania Odporności ma być przeznaczonych na cele klimatyczne, w tym transformację w kierunku czystej energii oraz 20% na transformację cyfrową. Przykładami nowych programów mogą być mechanizmy aukcyjne w Funduszu Innowacji, programy LIFE-CET czy InvestEU [22].

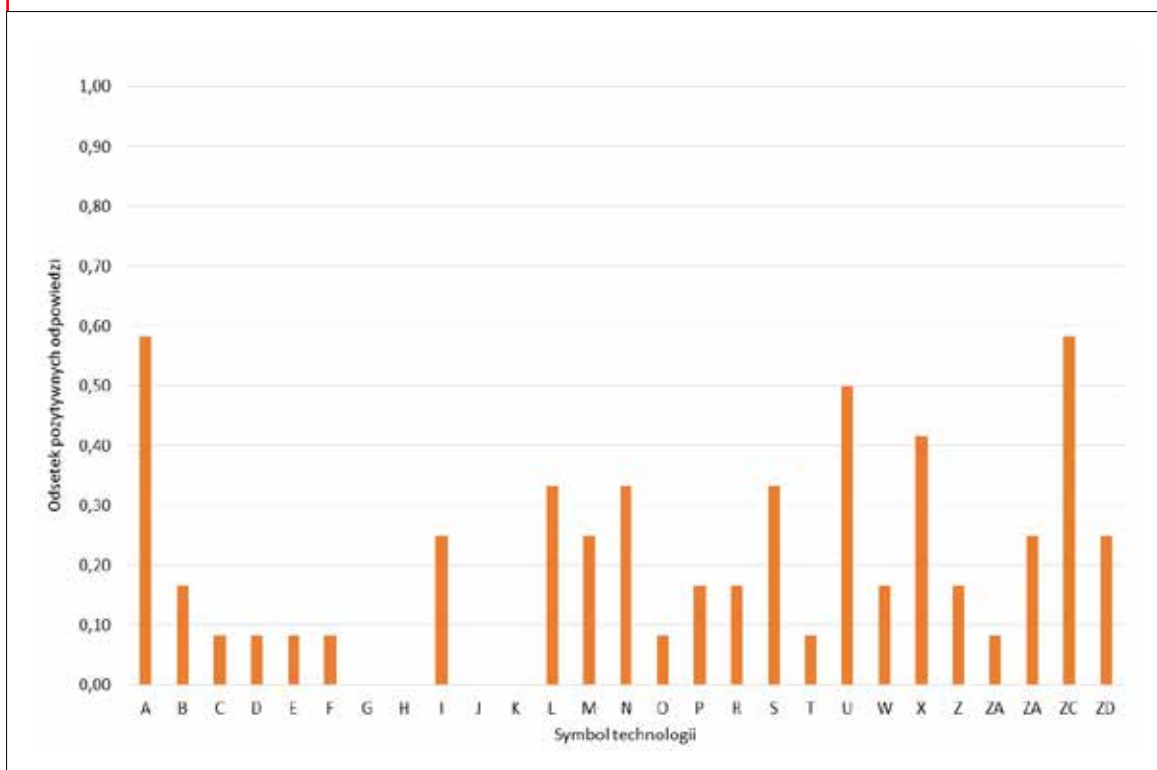
Niewątpliwie też korzystnym czynnikiem wpływającym na przyspieszenie transformacji ciepłownictwa systemowego jest rosnąca liczba przykładów projektów zorientowanych na wykorzystanie odnawialnych źródeł energii i ciepła odpadowego, prowadząca do powiększania bazy wiedzy i dobrych praktyk. Obserwuje się również wzrost aktywności przedsiębiorstw ciepłowniczych w podejmowaniu działań w zakresie planowania strategicznego. W coraz większej liczbie spółek powoływane są zespoły ds. planowania, a samo planowanie staje się elementem codziennej działalności. Na pytanie: „Czy uważasz, że sektor ciepłowniczy może skorzystać na transformacji energetycznej?” wszyscy ankietowani odpowiedzieli twierdząco. Z drugiej strony większą część ankietowanych deklarowała wczesny etap planowania w odniesieniu do technologii innych niż kogeneracja.

### Rozważane technologie

Na rysunku 3 przedstawiono, które technologie przedsiębiorstwa ciepłownicze biorą pod uwagę w planach rozwojowych. Z pozyskanych informacji wynika, że największą popularnością cieszą się gazowe układy kogeneracyjne z silnikami tłokowymi

RYS. 3

Technologie deklarowane w ankietach jako rozważane w planach rozwojowych spółek ciepłowniczych (legenda: A. Kogeneracja, silnik gazowy opalany gazem ziemnym; B. Kogeneracja, silnik gazowy opalany wodorem; C. Kogeneracja, silnik gazowy – inne paliwo (np. biogaz); D. Kogeneracja z turbiną gazową – opalane gazem ziemnym; E. Kogeneracja z turbiną gazową – gaz ziemny + wodór; F. Kogeneracja z turbiną gazową – inne paliwo; G. Kogeneracja, układ kombinowany gazowo-parowy, opalany gazem ziemnym; H. Kogeneracja, układ kombinowany gazowo-parowy – gaz ziemny + wodór; I. Kogeneracja opalana biomasą (turbina parowa lub ORC); J. Zintegrowana kogeneracja bazująca na zgazowaniu biomasy; K. Kotły – węgiel; L. Kotły – gaz ziemny; M. Kotły – biomasa; N. Kotły – RDF lub paliwo niekonwencjonalne; O. Kotły – metanol; P. Kotły – wodór; R. Kotły – amoniak; S. Kotły elektryczne; T. Pompa ciepła – źródło gruntowe; U. Pompa ciepła – woda lub ścieki; W. Pompa ciepła – powietrze atmosferyczne; X. Instalacja solarna; Z. Instalacja geotermalna; ZA. Ciepło odpadowe od osób trzecich – wysoka temperatura/bezpośrednie wykorzystanie; ZB. Ciepło odpadowe od osób trzecich – niska temperatura/przez pompę ciepła; ZC. Zbiorniki ciepła – krótkoterminowe magazynowanie; ZD. Magazynowanie ciepła na dużą skalę – magazynowanie sezonowe) (źródło: zasoby autora)



i zbiornikowe magazyny ciepła. W zakresie źródeł niskotemperaturowych – dużym zainteresowaniem cieszą się pompy ciepła typu woda-woda oraz instalacje solarne.

### Zagrożenia

Przez zagrożenia dla efektywnej transformacji energetycznej sektora ciepłownictwa systemowego rozumie się niekorzystne elementy bądź zdarzenia w otoczeniu społeczno-gospodarczym, które mogą skutkować nieosiągnięciem zakładanych celów i uniemożliwieniem uzyskania statusu efektywnego przedsiębiorstwa ciepłowniczego. Główne zagrożenia wynikają przede wszystkim z podjęcia niedostatecznych działań zmierzających do zniesienia zidentyfikowanych barier i zmniejszenia ryzyka inwestycyjnego. Ponadto do istotnych zagrożeń dla ciepłownictwa systemowego należy zaliczyć:

- nieodpowiednie tempo realizacji założeń polityki energetyczno-klimatycznej UE, w tym w sektorze elektroenergetycznym i paliwowym,
- ogromna wymagana skala transformacji zarówno w ujęciu sektorowym, jak i geograficznym. Działania dekarbonizacyjne są wymagane we wszystkich sektorach gospodarek narodowych co powoduje konkurencję w dostępie do ograniczonych zasobów kapitałowych,
- niedostateczny rozwój w Polsce infrastruktury wytwórczej i przesyłowej w sektorze elektroenergetycznym, w tym rosnące prawdopodobieństwo niedoborów mocy w systemie [23],
- znaczny udział w mocach zainstalowanych OZE fotowoltaiki, przez co znaczna podaż energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych ma miejsce w lecie. Prawdopodobieństwo wysokich cen energii elektrycznej w sezonie grzewczym,
- rosnąca konkurencja na rynku energii elektrycznej wynikająca z elektryfikacji transportu, projektów wodorowych i power-to-X, co może spowodować wzrost cen energii elektrycznej,
- masowa skala przedsięwzięć inwestycyjnych i modernizacyjnych (odtworzeniowych) wymaganych w całym sektorze ciepłownictwa, co wynika z ograniczonych działań dotychczasowych ukierunkowanych na odejście od monokultury węglowej oraz wymaganego przez dyrektywę EED szybkiego tempa zmian,
- niska świadomość interesariuszy zewnętrznych dotycząca ich roli w transformacji ciepłownictwa oraz ograniczona chęć uczestnictwa i działania. Przykładowo, działania w kierunku identyfikacji i integracji z systemem energetycznym źródeł ciepła odpadowego charakteryzują się z niską partycypacją podmiotów sektora przemysłu,
- niechęć zakładów przemysłowych i brak możliwości osiągnięcia odpowiednich porozumień i modeli biznesowych w zakresie wprowadzania ciepła odpadowego do sieci ciepłowniczej,



foto. 123rf

#### SZANSA NA TRANSFORMACJĘ

Niewątpliwie szansą na przeprowadzenie skutecznej transformacji energetycznej i dekarbonizacji sektora ciepłownictwa jest m.in. rosnąca świadomość globalnej transformacji energetycznej wśród konsumentów, świadomość możliwości podjęcia działania na rzecz ochrony klimatu oraz zmniejszająca się akceptacja paliw kopalnych

- wysoka niepewność co do długoterminowej dostępności źródeł ciepła odpadowego co wynika ze zmian w zakresie produkcji w przemyśle,
- niedostateczne zaangażowanie konsumentów w proces transformacji wynikające z braku wiedzy i zaufania,
- wysoka konkurencyjność źródeł kogeneracji gazowej oddanych do eksploatacji do 31 grudnia 2028 roku i korzystających ze wsparcia w postaci premii kogeneracyjnej. Praktycznie uniemożliwia to wykorzystanie drogich technologii, takich jak pompy ciepła czy ciepłownie solarne w podstawie obciążenia systemu ciepłowniczego,
- możliwość utraty dostępu do części zewnętrznych programów finansowania w związku z nieosiągnięciem statusu efektywnego przedsiębiorstwa ciepłowniczego,
- pogorszenie konkurencyjności w związku ze wzrostem kosztów wytwarzania ciepła wynikającym ze wzrostu cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> w systemie

- EU ETS. Brak możliwości budowy własnych zasobów kapitałowych,
- brak możliwości przeprowadzenia głębokiej renowacji zgodnej z definicją zawartą w propozycji nowelizacji dyrektywy EPBD i osiągnięcia wysoce energooszczędnych zasobów budowlanych z uwagi na niedostateczną dostępność środków finansowych w gminach,
  - wzrost podaży i znaczący rozwój indywidualnych technologii grzewczych dla budynków (np. pompy ciepła, ogniwa paliwowe itp.),
  - potencjalne odłączenie odbiorców przemysłowych od wysokoemisyjnych systemów ciepłowniczych ze względu na ich wysiłki na rzecz obniżenia śladu węglowego produktów i usług,
  - rozwój nowych struktur organizacyjnych, takich jak spółdzielnie energetyczne, huby energetyczne o złożonych strukturach technologicznych i inne po stronie konsumentów, co może skutkować odłączeniem od systemu ciepłowniczego,
  - niedostateczna dostępność terenów pod zabudowę źródeł ciepła OZE,
  - niedostateczne uprzemysłowienie gmin i brak ciepła odpadowego,
  - rosnące prawdopodobieństwo zdarzeń o charakterze klęsk żywiołowych czy konfliktów zbrojnych.

Podkreślić należy, że nieosiągnięcie przez przedsiębiorstwa ciepłownicze statusu efektywnych, w praktyce skutkować będzie brakiem możliwości zapewnienia budynkom publicznym statusu budynków zeroemisyjnych od 1 stycznia 2026, zgodnie z propozycją nowelizacji dyrektywy EPBD, brakiem możliwości zapewnienia wszystkim nowym budyn-

kom statusu budynków zeroemisyjnych od 1 stycznia 2028, zgodnie z propozycją nowelizacji dyrektywy EPBD oraz brakiem możliwości zapewnienia nowym budynkom wymaganych wartości wskaźnika zużycia energii pierwotnej EP.

\*\*\*

Z technicznego punktu widzenia transformacja i dekarbonizacja ciepłownictwa systemowego jest możliwa. Jej planowanie w Polsce nie jest jednak zadaniem trywialnym. Liczba identyfikowanych obecnie barier i zagrożeń znacznie przewyższa widoczne szanse. Prowadzi do wniosku, że oczekiwana dekarbonizacja sektora ciepłowniczego będzie w naszym kraju przeprowadzona w warunkach wysokiego ryzyka. Z pewnością nie należy oczekiwać jej szybkiego zakończenia. Bardziej prawdopodobnym jest powolny proces, w którym nastąpi określenie nowej roli ciepłownictwa systemowego w krajowym systemie energetycznym. W definiowaniu tej roli powinno się brać pod uwagę nie tylko lokalny wymiar finansowy, ale także zagadnienia społeczno-ekonomiczne, ekologiczne, bezpieczeństwa zaopatrzenia w energię i jakości życia. Istotnym czynnikiem, który obecnie nie zwykle nie jest brany pod uwagę w planowaniu projektów inwestycyjnych jest identyfikacja i wycena efektów zewnętrznych.

Barieri i zagrożenia mają charakter systemowy, infrastrukturalny, legislacyjny, ekonomiczny, biznesowy i społeczny. Wdrażanie zmian jest tu procesem długofalowym i iteracyjnym oraz wymaga zaangażowania znacznych zasobów. Ogromne znaczenie ma również gigantyczna skala trwającej globalnej transformacji energetycznej oraz liczba obszarów, w których należy dokonać zmian. Niewątpliwie konieczne jest całościowe spojrzenie na rozwój krajowej gospodarki i systemu energetycznego, a także przeprowadzenie kompleksowych analiz w celu wygenerowania danych dla decydentów i zmniejszenia ryzyka inwestycyjnego. Przede wszystkim prace studialne powinny zapewnić przemyślane korzystanie z technologii. Nie ma bowiem jednej technologii, która rozwiąże wszystkie problemy ciepłownictwa, a w większości przypadków należy wypracować rozwiązania indywidualne, dostosowane do poszczególnych systemów. Podkreślić przy tym trzeba, że sektor ciepłowniczy w ramach procesu dekarbonizacji może wchłonąć wiele różnych technologii i usług, co stworzy nowe łańcuchy wartości i da możliwość rozwoju gospodarki krajowej.

Transformacja energetyczna w sektorze ciepłowniczym nie może być pozostawiona wyłącznie przedsiębiorstwom ciepłowniczym. Podstawowymi czynnikami warunkującymi osiągnięcie zakładanych celów polityki energetycznej i klimatycznej są: uruchomienie na szczeblu lokalnym planowania strategicznego, zaangażowanie w proces możliwie dużej liczby interesariuszy oraz wsparcie przedsiębiorstw ciepłowniczych i gmin. Zaangażowanie interesariuszy,

## PODZIĘKOWANIA

Praca została wykonana w ramach projektu: Supporting Energy Transition and Decarbonisation in District Heating Sector, akronim LIFE22-CET-SET\_HEAT, numer projektu 101119793. Strona internetowa projektu: <https://setheat.polsl.pl>, w ramach Programu Działań na Rzecz Środowiska i Klimatu LIFE, podprogram LIFE Clean Energy Transition. Autor dziękuje za dofinansowanie prac.



Współfinansowane przez Unię Europejską. Wyrażone poglądy i opinie są jednak wyłącznie poglądami autorów i niekoniecznie odzwierciedlają poglądy Unii Europejskiej lub CINEA. Ani Unia Europejska, ani organ udzielający dotacji nie mogą być za nie pociągnięte do odpowiedzialności.



w tym konsumentów, w proces wspólnego planowania powinno zapewnić przejrzystość i sprawliwą transformację istniejących zasobów ciepłowniczych.

#### Literatura

1. Kalina J.: The quest for game changers - Review of new trends and innovations in the design of large-scale energy systems. *Energy* 277 (2023), 127750.
2. International Energy Agency: World Energy Outlook 2023. October 2023. [www.iea.org](http://www.iea.org) (Accessed: 13-February-2024)
3. Net Zero by 2050. A Roadmap for the Global Energy Sector. IEA Flagship Report. IEA Publications, May 2021, [www.iea.org](http://www.iea.org). IEA (2021), Net Zero by 2050, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050>, License: CC BY 4.0 (Accessed: 28-January-2024).
4. World Economic Forum Global Future Council on Energy 2016-18: Transformation of the Global Energy System. January 2018. [http://www3.weforum.org/docs/White\\_Paper\\_Transformation\\_Global\\_Energy\\_System\\_report\\_2018.pdf](http://www3.weforum.org/docs/White_Paper_Transformation_Global_Energy_System_report_2018.pdf) (Accessed: 28-January-2024).
5. International Renewable Energy Agency: World Energy Transitions Outlook 2022. <https://www.irena.org/Digital-Report/World-Energy-Transitions-Outlook-2022> (Accessed: 28-January-2024).
6. Communication from The Commission to the European Parliament, the Council, The European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. An EU Strategy on Heating and Cooling. Brussels, COM/2016/051 final. 16.2.2016.
7. European Parliament resolution of 13 September 2016 on an EU Strategy on Heating and Cooling (2016/2058(INI))
8. Delmastro Ch., Briens F., Husek M., Martinez-Gordon R.: District Heating. International Energy Agency Tracking report. September 2022.
9. Urząd Regulacji Energetyki: Energetyka ciepła w liczbach - 2022., Warszawa, Październik 2023. <https://www.ure.gov.pl/pl/cieplo/energetyka-ciepna-w-1/11407,2022.html>.
10. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/1791 z dnia 13 września 2023 r. w sprawie efektywności energetycznej oraz zmieniająca rozporządzenie (UE) 2023/955 (wersja zmieniona).
11. 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.
12. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie charakterystyki energetycznej budynków (wersja prze-
- kształcona w procesie legislacji, planowane przyjęcie w roku 2024).
13. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/959 z dnia 10 maja 2023 r. zmieniająca dyrektywę 2003/87/WE ustanawiającą system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych w Unii oraz decyzję (UE) 2015/1814 w sprawie ustanowienia i funkcjonowania rezerwy stabilności rynkowej dla unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych.
14. Programme for the Environment and Climate Action, LIFE Clean Energy Transition sub-programme. Project: Supporting Energy Transition and Decarbonisation in District Heating Sector, acronym LIFE22-CET-SET\_HEAT, project number 101119793. Project website: <https://setheat.polsl.pl>.
15. Danish Energy Agency and Energinet: Technology Data - Energy Plants for Electricity and District heating generation. <http://www.ens.dk/teknologikatalog>.
16. Lund H., Werner S., Wiltshire R., Svendsen S., Thorsen J.E., Hvelplund F., Mathiesen B.V.: 4th Generation District Heating (4GDH). Integrating smart thermal grids into future sustainable energy systems. *Energy*, Vol 68, pp. 1-11, April 2014.
17. Lund H.: Renewable heating strategies and their consequences for storage and grid infrastructures comparing a smart grid to a smart energy systems approach. *Energy*, Vol 151, May 2018.
18. International Energy Agency Technology Collaboration Programme On District Heating And Cooling: IEA DHC District heating network generation definitions. Publisher: IEA DHC, Publication Date: February 2024.
19. Kleinschmidt P.: Przyszłość bez gazu i węgla Strategia dla sektora ciepła. Forum Energii, 16 listopada 2023, <https://www.forum-energii.eu/cieplownictwo-bez-wegla-i-gazu>
20. Agencja Rynku Energii SA (ARE): Informacja statystyczna o energii elektrycznej. <https://www.are.waw.pl/wydawnictwa#informacja-statystyczna-o-energii-elektrycznej>.
21. Pająk P.: Zmiany w prawie dla klastrów energii. Czego zabrakło? [gramwielone.pl](https://www.gramwielone.pl), 15.01.2024, <https://www.gramwielone.pl/trendy/20178467/zmiany-w-prawie-dla-klastrow-energii-czego-zabraklo>.
22. Komisja Europejska: Current funding. [https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-efficiency/financing/eu-programmes/current-funding\\_en](https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-efficiency/financing/eu-programmes/current-funding_en).
23. Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA: Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2025 - 2034. Marzec 2024. <https://www.pse.pl/-/projekt-nowego-planu-rozwoju-sieci-przesylowej-na-lata-2025-2034>. ■

REKLAMA

Kierunek  
**Energetyka**

POLUB NASZ PROFIL

# NAJPIERW DEKARBONIZACJA, POTEM NEUTRALNOŚĆ,

czyli transformacja łódzkiego systemu ciepłowniczego

**Dorota Jeziorowska**

Polskie Towarzystwo  
Elektrociepłowni Zawodowych

**Robert Żmuda**

Veolia Energy Contracting Poland

**Mariusz Twardawa**

Instytut Energetyki Odnawialnej

Pełna dekarbonizacja systemu do roku 2030, a docelowo – osiągnięcie neutralności klimatycznej do 2050 r. – to cel, jaki postawiła sobie Veolia Energia Łódź. W jaki sposób zamierza go zrealizować?

Sektor energetyczny w całej Unii Europejskiej stoi obecnie przed wyzwaniami związanymi z koniecznością realizacji wymogów polityki klimatyczno-energetycznej zdefiniowanej w Nowym Zielonym Ładzie i pakiecie legislacyjnym Fit for 55. Systemy ciepłownicze są zobowiązane do osiągnięcia w 2050 roku neutralności klimatycznej, a do tego czasu muszą w określonych latach wypełniać kolejne kamienie milowe w postaci uzyskania statusu efektywnego systemu ciepłowniczego. Kryterium to z biegiem czasu będzie się zmieniało – wzrośnie wymagany udział ciepła z odnawialnych źródeł energii oraz ciepła odpadowego, które zastąpią bardziej emisyjne źródła ciepła. Brak wypełnienia kryterium spowoduje szereg konsekwencji, przede wszystkim konieczność

zwrotu pomocy publicznej, która została udzielona na modernizację infrastruktury ciepłowniczej, co może bezpośrednio wpłynąć na wzrost cen ciepła dla odbiorców końcowych.

## Technologie dla transformacji

Analiza Polskiego Towarzystwa Elektrociepłowni Zawodowych pt. „Ocena wpływu rozstrzygnięć unijnego pakietu Fit for 55 na transformację sektora ciepłownictwa systemowego w Polsce” (<https://ptez.pl/wp-content/uploads/2023/05/202305-RAPORT-PTEZ-Ocena-wplywu-rozstrzygniec-unijnego-pakietu-Fit-for-55-na-transformacje-sektora-cieplownictwa-systemowego-w-Polsce.pdf>) wskazuje na technologie (nieliczne), które mogą zostać wykorzystane



Fot. 123rf

w procesie transformacji ciepłownictwa systemowego w kontekście spełnienia wymogów określonych w przepisach. To źródła niskotemperaturowe oparte o OZE oraz ciepło odpadowe, charakteryzujące się brakiem możliwości podgrzania nośnika ciepła do tak wysokich temperatur, jak w przypadku źródeł bazujących na paliwach kopalnych. W tym przypadku dystrybucja ciepła jest utrudniona, ponieważ istniejąca infrastruktura przesyłowa i dystrybucyjna nie jest kompatybilna z tymi źródłami – efektywne wykorzystanie energii z OZE i odpadowej wymaga obniżenia temperatury wody w sieci ciepłowniczej z obecnego poziomu 135/70°C na 65/40°C. Warto jednak zauważyć, że prowadzona od szeregu lat termomodernizacja budynków mieszkalnych, coraz większa świadomość społeczna w zakresie oszczędzania energii, a także coraz cieplejsze zimy sprzyjają obniżeniu parametrów czynnika grzewczego. Bardzo często spotykamy się z sytuacją, że temperatura wody grzewczej w piecach ciepłowniczych nie przekracza 100 stopni. Zatem wykorzystanie ciepła odpadowego staje się jeszcze bardziej pożądane. W przypadkach, kiedy wymagana będzie wyższa temperatura zasilania, uruchomione mogą zostać szczytowe źródła konwencjonalne bądź kotły elektrodowe zasilane zieloną energią elektryczną.

Innym bardzo istotnym aspektem jest praca systemu ciepłowniczego w okresie letnim na potrzeby podgrzewu ciepłej wody użytkowej, bowiem czas ten charakteryzuje się niższymi parametrami sieciowego czynnika grzewczego, rzędu 75/35°C. Zatem w okresie letnim istnieje możliwość pełnego wykorzystania źródeł ciepła odpadowego i pogodozależnych OZE do zasilania sieci ciepłowniczych i uzyskania efektu synergii tych źródeł.

Zdaniem Doroty Jeziorowskiej, dyrektor Polskiego Towarzystwa Elektrociepłowni Zawodowych, bardzo ważne jest podejmowanie przez przedsiębiorstwa energetyczne działań, które docelowo mają doprowadzić do zwiększania wykorzystania ciepła z OZE i ciepła odpadowego w systemach ciepłowniczych. Jest to technicznie znacznie trudniejsze w dużych systemach, jak np. w Łodzi, a pierwsze ważne zmiany wymogów w zakresie definicji efektywnego systemu ciepłowniczego wchodzi w życie już 1 stycznia 2028 r. Czasu zatem zostało bardzo mało, stąd ważna jest realizacja działań na różnych frontach, zarówno poprzez inwestycje w nowe jednostki wytwórcze, jak i działania na sieci i w instalacjach odbiorczych, które będą prowadzić do ograniczenia zapotrzebowania na ciepło.

### Sieć ciepłownicza w Łodzi

Łódź posiada rozbudowany system ciepłowniczy, który jest jednym z największych w Polsce. Głównym dostawcą ciepła dla miasta jest Veolia Energia Łódź, która zarządza siecią ciepłowniczą o długości ponad 860 km. System ten zasila w ciepło zarówno budynki



**RYS. 1**  
Dane na temat sieci ciepłowniczej w Łodzi  
(źródło: zasoby autorów)

mieszkalne, jak i obiekty użyteczności publicznej oraz zakłady przemysłowe.

Ciepło dostarczane jest z dwóch głównych źródeł: z elektrociepłowni EC4 oraz EC3. Obecnie jego większość pochodzi ze spalania węgla kamiennego, ale również z biomasy. Czas pokazuje, że bezpieczeństwo energetyczne nie może zależeć od jednego rodzaju paliwa, dlatego Veolia wdraża rozwiązanie w postaci elektrociepłowni hybrydowej, w której paliwami będą: gaz, biomasa, paliwo z odpadów, czyli pre-RDF dedykowany dla Zakładu Odzysku Energii. Analizowane są także innowacyjne rozwiązania w wychwytywaniu emisji CO<sub>2</sub>, odzysku ciepła z procesów przemysłowych, wdrażaniu wielkoskalowych pomp ciepła czy jego magazynowaniu. Veolia Energia Łódź systematycznie inwestuje również w rozwój i modernizację łódzkiej sieci ciepłowniczej. Ma to na celu ograniczenie możliwości występowania awarii oraz zmniejszenie strat na przesyłach ciepła, co przekłada się też na redukcję emisji dwutlenku węgla. Efektem 7-letniego programu modernizacji sieci w ramach Zintegrowanych Inwestycji Terytorialnych (w latach 2017-2023) jest wymiana blisko 70 km sieci ciepłowniczych z lat 60., 70. i 80. ubiegłego wieku. Dzięki temu projektowi o 110,0 TJ/rok zmniejszono zużycie energii pierwotnej, o 18 000 t CO<sub>2</sub>/rok nastąpił spadek emisji gazów cieplarnianych, a redukcja pyłów wyniosła 1,7 t/rok. Również tutaj widoczny jest proces dekarbonizacyjny – realizacja omawianych inwestycji spowodowała roczne ograniczenie zużycia węgla o 5 500 ton, co odpowiada rocznemu wykorzystaniu tego paliwa przez 1 500 użytkowników domowych pieców węglowych. Obecnie prawie 70% łódzkiej sieci ciepłowniczej jest wykonane w nowoczesnej technologii preizolowanej z systemem alarmowym.

W roku 2023 wyprodukowano ciepło o wolumenie 12,5 PJ i 1580 HWh.

## Zmiany parametrów

Zmieniający się klimat i rosnące temperatury, które znajdują odzwierciedlenie w malejącej liczbie stopniodni grzewczych, stale rosnąca świadomość odbiorców ciepła na temat efektywnego jego wykorzystania, zainstalowana telemetria i możliwość zdalnego sterowania prawie wszystkimi większymi węzłami cieplnymi, skłoniły służby eksploatacyjne Veolii do określenia optymalnych parametrów sieci.

W maju 2024 r. Veolia Energia Łódź wprowadziła zmiany w Ogólnych Warunkach Umowy Kompleksowej Dostarczania Ciepła (OWU), które umożliwiają elastyczne dostosowywanie temperatur wody sieciowej w celu optymalizacji efektywności pracy źródeł i sieci ciepłowniczej przy zachowaniu wymaganego przez klienta komfortu cieplnego.

Jak wspomniano wcześniej, postępująca termomodernizacja budynków, jak i modernizacja stacji wymienników ciepła u odbiorców sprawia, że budynki charakteryzują się większą bezwładnością cieplną i nie ulegają nagłemu wychłodzeniu czy wzrostowi temperatury. Natomiast nowoczesne węzły ciepłe pozwalają na bardzo szybkie reagowanie na zapotrzebowanie ciepła poprzez układy regulacji nie tylko jakościowej, ale i ilościowej, dostarczając taką samą ilość ciepła poprzez zwiększenie przepływu u odbiorców. Tym samym niższe temperatury zasilania oraz większe wahania temperatury wody sieciowej, które mogą wystąpić, nie będą zauważalne przez klientów.

Elastyczność w zakresie temperatur wody zasilającej umożliwia uzyskanie szeregu korzyści – patrz ramka.

Zmiany w Ogólnych Warunkach Umowy Kompleksowej Dostarczania Ciepła mają na celu poprawę efektywności energetycznej i dostosowanie do zmieniających się standardów dostaw ciepła systemowego.

Główne zmiany to:

- zmiana dopuszczalnych odchyłek temperatury zasilania z +2%/-5% na +10%/-10%. Umożliwi ona przeprowadzanie przełączeń między różnymi źródłami ciepła oraz podłączanie nowych źródeł, w tym wykorzystujących ciepło odpadowe z procesów przemysłowych;
- obniżenie strat ciepła przy utrzymaniu mocy cieplnej, dzięki obniżeniu temperatur i kontroli przepływu czynnika grzewczego, może przyczynić się do kształtowania akceptowalnych kosztów i cen ciepła dla klientów;
- od dnia 01.07.2024 r. zaktualizowane zostają tabele regulacyjne, wprowadzające m.in. podział miasta na poszczególne obszary zasilania. Tabele regulacyjne zostały opublikowane na [www.energiadlaldzi.pl](http://www.energiadlaldzi.pl).

## Efektywność energetyczna

Efektywność energetyczna to takie gospodarowanie energią, które prowadzi do minimalizacji jej zużycia przy procesach produkcji, eksploatacji czy prowadzenia działalności.

Z raportu autorstwa Forum Energii i AGH w Krakowie „Niskotemperaturowe sieci ciepłownicze. Baza dla modernizacji sektora ciepła” (<https://www.forum-energii.eu/sieci-niskotemperaturowe>) wynika, że:

- transformacja sektora ciepłownictwa z wykorzystaniem sieci niskotemperaturowych niesie duże korzyści w porównaniu do scenariusza dekarbonizacji ciepłownictwa z zachowaniem obecnych parametrów sieci;
- większość sieci ciepłowniczych w Polsce została zaprojektowana do transportu wody podgrzanej do minimum 120°C. Tak wysoka temperatura pracy sieci blokuje możliwość wykorzystania wielu nowoczesnych, dobrze rozwiniętych w innych krajach technologii produkujących ciepło ze źródeł odnawialnych, geotermalnych czy energii odpadowej.

Zdaniem specjalistów rozwiązaniem jest obniżenie temperatury pracy sieci do poziomów poniżej 100 stopni. Jest to, jak wyjaśnili, naturalną konsekwencją ewolucji technologii grzewczych i budowlanych. Autorzy raportu potwierdzają również, że poziom strat zależy wprost od temperatury wody w sieci: im wyższy poziom temperatury, tym większe straty związane z jej dystrybucją.

Aby umożliwić obniżenie temperatury wody w sieci, konieczna jest poprawa efektywności energetycznej budynków i obniżenie temperatur w instalacjach wewnętrznych. Tradycyjna termomodernizacja polegająca na dociepleniu przegród budynków i wymianie okien jest pierwszym etapem działań, ale to nie wystarczy. Konieczne są dalsze prace związane z instalacjami grzewczymi. I tu pomocą może służyć rozwiązanie opracowane przez Grupę Veolia, jako odpowiedź na potrzeby odbiorcy – innowacyjny system OptiGo! mający na celu optymalizację zużycia ciepła w budynkach. Rozwiązanie to jest stopniowo wdrażane w obiektach, do których Veolia dostarcza ciepło na terenie całej Polski. To część szerszej strategii firmy

## KORZYŚCI Z ELASTYCZNOŚCI W ZAKRESIE TEMPERATUR

Elastyczność w zakresie temperatur wody zasilającej umożliwia:

- pracę z niższą temperaturą zasilania, gdy tylko pozwala na to przepływ w sieci,
- redukcję strat ciepła,
- wzrost sprawności urządzeń wytwórczych,
- przyłączenie źródeł niskotemperaturowych (pomp ciepła, kotłów elektrodowych, ciepła z odzysku, lokalnej kogeneracji, źródeł słonecznych wraz z sezonowymi magazynami ciepła),
- ograniczenie emisji CO<sub>2</sub> do atmosfery,
- współpracę systemu ciepłowniczego z hybrydowymi zdecentralizowanymi, rozproszonymi źródłami ciepła i magazynami ciepła zlokalizowanymi na obrzeżach miasta.



Fot. Veolia Energia Łódź

#### NOWA ENERGIA DLA ŁÓDZI

Kluczowym elementem strategii Veolii jest stopniowa dekarbonizacja oraz wykorzystanie paliw alternatywnych w procesie produkcji ciepła systemowego i energii elektrycznej, dlatego na terenie elektrociepłowni EC4 powstaje Zakład Odzysku Energii, czyli nowoczesna instalacja termicznego przetwarzania odpadów

stawiającej na innowacyjne rozwiązania proekologiczne i efektywne energetycznie.

- OptiGo! to zaawansowany system automatyki budynkowej, który wykorzystuje sztuczną inteligencję i algorytmy uczenia maszynowego do ciągłej analizy i dostosowywania parametrów grzewczych w budynku. Dzięki temu możliwe jest utrzymanie optymalnej temperatury przy jednoczesnej minimalizacji zużycia ciepła.
- Kluczowe elementy systemu OptiGo! to czujniki temperatury, wilgotności i obecności osób znajdujące się w poszczególnych pomieszczeniach oraz centralny system sterowania. Na podstawie zbieranych danych system uczy się preferencji i wzorców użytkownika budynku, a następnie automatycznie reguluje temperaturę zasilania i przepływ czynnika grzewczego.
- Wdrożenie OptiGo! przynosi szereg korzyści, takich jak oszczędności finansowe dzięki zmniejszonemu zużyciu ciepła, zwiększony komfort cieplny dla użytkowników budynku oraz ograniczenie emisji gazów cieplarnianych. Według szacunków Veolii, system ten może obniżyć zużycie ciepła nawet o 25%.
- System OptiGo! jest kolejnym przykładem, jak nowoczesne technologie mogą przyczynić się do zrównoważonego rozwoju miast i budynków. Veolia, jako lider w dziedzinie usług dla miast i przemysłu, aktywnie poszukuje i wdraża takie rozwiązania, łącząc troskę o środowisko naturalne z dbałością o komfort i oszczędności dla mieszkańców.

Ważne jest to, że poprawiając efektywność energetyczną budynków, wysokie temperatury w sieci

nie są już niezbędne, aby zapewnić komfort cieplny mieszkańcom. W dobrze docieplonych budynkach parametry obliczeniowe pracy instalacji grzewczych przestają być wyznacznikiem dobrej pracy systemów ciepłowniczych. Wyposażenie pomieszczeń w czujniki temperatury, na przykład w ramach opisanego systemu OptiGo, pozwala zarządzać komfortem, a nie temperaturą w instalacji.

#### Veolia a transformacja ekologiczna

Wobec powyższego, w celu wprowadzenia do sieci ciepłowniczej ciepła generowanego w lokalnych źródłach OZE, temperatura wody w sieci ciepłowniczej nie może być wyższa niż 100°C; nie będzie miało to wpływu na komfort cieplny użytkowników budynków.

Grupa Veolia w pełni rozumie konieczność transformacji ekologicznej i aktywnie przyczynia się do budowania bardziej zrównoważonej przyszłości. Firma dostrzega pilną potrzebę przeciwdziałania zmianom klimatycznym, ochrony zasobów naturalnych oraz promowania gospodarki o obiegu zamkniętym. Veolia wdraża liczne inicjatywy i rozwiązania, które mają na celu ograniczenie negatywnego wpływu działalności człowieka na środowisko naturalne. Obejmuje to między innymi inwestycje w odnawialne źródła energii, efektywne systemy zarządzania wodą i ściekami, recykling odpadów oraz wdrażanie technologii umożliwiających odzysk cennych surowców.

Firma stawia sobie ambitne cele w zakresie redukcji emisji gazów cieplarnianych, oszczędności wody i energii oraz zwiększania udziału surowców wtórnych w swoich procesach. Jednocześnie aktywnie

**ODEJŚCIE OD WĘGLA**  
na rzecz źródeł odnawialnych i niskoemisyjnych pozwoli znacząco ograniczyć emisję gazów cieplarnianych



Fot. 123rf

promuje ideę gospodarki o obiegu zamkniętym, gdzie odpady traktowane są jako cenny zasób, który można wykorzystać, a nie składować.

Transformacja ekologiczna to dla Grupy Veolia nie tylko obowiązek, ale także szansa na rozwój innowacyjnych, zrównoważonych rozwiązań, które przynoszą korzyści zarówno środowisku naturalnemu, jak i społeczeństwu. Firma stale poszukuje nowych sposobów na zmniejszenie swojego śladu węglowego oraz wspieranie miast i przedsiębiorstw w dążeniu do bardziej ekologicznego modelu funkcjonowania.

Veolia rozumie, że transformacja ekologiczna jest procesem długofalowym, wymagającym zaangażowania wszystkich interesariuszy – firm, władz, organizacji pozarządowych i społeczeństwa. Dlatego też aktywnie współpracuje z różnymi podmiotami, dzieląc się wiedzą i doświadczeniem, aby wspólnie budować bardziej zrównoważoną przyszłość dla obecnych i przyszłych pokoleń.

### Inteligentna sieć ciepłownicza

Ważnym elementem efektywnego systemu ciepłowniczego jest Hubgrade – centrum zarządzania energią. To miejsce, gdzie specjaliści z zakresu eksploatacji węzłów ciepłowniczych, wyposażeni w inteligentne narzędzia informatyczne, dzięki danym pozyskiwanym z systemu telemetrii (100% obsługiwanych przez Veolię w Łodzi węzłów posiada telemetrię odczytową), na bieżąco monitorują pracę całego systemu. Natomiast zastosowanie Internetu Rzeczy w ciepłownictwie pozwala gromadzić, monitorować i przetwarzać dane, a następnie wykorzystywać je do efektywnej obsługi dostaw ciepła systemowego do klientów. Dzięki wykorzystaniu tego typu rozwiązań dane odczytywane są co godzinę, co pozwala na monitorowanie i bardzo szybkie reagowanie na pracę węzła, zanim odczuje to odbiorca. Pozyskanie danych z taką częstotliwością pozwala na optymalizację pracy węzła ciepłego, dostosowanie dostaw do rzeczywistych potrzeb, a co za tym idzie, przynosi wymierne korzyści odbiorcom ciepła systemowego w postaci oszczęd-

ności przy zapewnieniu stałego komfortu cieplnego, niezależnie od zmian temperatur zewnętrznych.

### Dekarbonizacja Veolia Energia Łódź i neutralność klimatyczna

Grupa Veolia podjęła ambitne wyzwanie dekarbonizacji systemu ciepłowniczego w Łodzi. W ramach tej inicjatywy, firma realizuje projekty zmierzające do całkowitego zaprzestania spalania węgla w swoich źródłach ciepła od 2030 roku. Proces ten jest kluczowym elementem strategii Veolii na rzecz zrównoważonego rozwoju i walki ze zmianami klimatycznymi. Odejście od węgla na rzecz źródeł odnawialnych i niskoemisyjnych pozwoli znacząco ograniczyć emisję gazów cieplarnianych.

W ramach dekarbonizacji systemu ciepłowniczego Veolia planuje inwestycje w takie źródła energii jak biomasa, biogaz, pompy ciepła oraz odzysk ciepła odpadowego z procesów przemysłowych. Równoległe prowadzone będą działania na rzecz zwiększenia efektywności energetycznej sieci ciepłowniczej oraz budynków, co dodatkowo przyczyni się do zmniejszenia zapotrzebowania na ciepło.

Dekarbonizacja systemu ciepłowniczego w Łodzi to ambitny, ale realny cel, który wpisuje się w szerszą strategię Grupy Veolia na rzecz transformacji ekologicznej. Firma aktywnie poszukuje i wdraża innowacyjne rozwiązania, które pozwalają na zrównoważone dostarczanie usług dla miast i przemysłu, przy jednoczesnej dbałości o środowisko naturalne.

Veolia w Polsce, podobnie jak cała Grupa, rozumie konieczność podejmowania zdecydowanych działań w obliczu wyzwań związanych ze zmianami klimatu. Dekarbonizacja systemu ciepłowniczego w Łodzi jest kolejnym krokiem w kierunku budowania bardziej zrównoważonej przyszłości dla obecnych i przyszłych pokoleń.

Jednak ambicje Veolii sięgają jeszcze dalej – do 2050 roku cały łódzki system ciepłowniczy ma osiągnąć neutralność klimatyczną. Oznacza to, że w perspektywie kolejnych niespełna trzech dekad nastąpi całkowite odejście od paliw kopalnych, a wszelkie

emisje gazów cieplarnianych związane z produkcją i dystrybucją ciepła zostaną zniwelowane lub zrównoważone działaniami kompensacyjnymi. To ogromne wyzwanie, które firma podejmuje w imię walki ze zmianami klimatu.

### Transformacji towarzyszy edukacja

Wszyscy powinniśmy współpracować na rzecz realizacji wyzwań środowiskowych z jakimi się mierzymy. Efektywne korzystanie z zasobów, dążenie do ograniczenia emisji: zarówno w skali makro, jak i mikro, poszukiwanie alternatywnych sposobów produkcji ciepła i energii elektrycznej z redukcją tzw. śladu węglowego to kluczowe kierunki w zakresie edukacji ekologicznej, która powinna towarzyszyć transformacyjnym projektom i inwestycjom.

Świadomość ekologiczna polega na pełnym zrozumieniu uwarunkowań, w jakich transformacja będzie realizowana. Jednym z nich jest bezpieczeństwo zaopatrzenia miasta i jego mieszkańców w ciepło, ale również efektywne korzystanie zarówno z zasobów, jak i z ciepła systemowego, bowiem najtańsze ciepło to takie, którego nie zużyjemy. Wobec tego należy mieć na uwadze zmianę naszych codziennych nawyków tak, aby między innymi nie marnować ciepła. Veolia, realizując kampanię „Stopień mniej znaczy więcej”, kładzie szczególny nacisk na edukację w wymiarze optymalnego wykorzystania ciepła systemowego, co jest istotne nie tylko od strony środowiskowej, ale również ekonomicznej i zdrowotnej. Celem kampanii jest przypomnienie mieszkańcom zasad efektywnego korzystania z ciepła systemowego, szczególnie w okresie tzw. sezonu grzewczego. Inicjatywa skupia się na przekazie, że zmniejszenie temperatury ogrzewania nawet o jeden stopień ma znaczący wpływ na zdrowie i jakość życia, ochronę zasobów naturalnych, poprawę jakości powietrza i oszczędności w portfelu.

W obliczu rosnących wyzwań związanych ze zmianami klimatycznymi, dalsze działania edukacyjne i informacyjne wydają się niezbędne. Kształtowanie świadomości ekologicznej i promowanie postaw proekologicznych wśród mieszkańców miast i regionów jest procesem ciągłym, wymagającym konsekwentnych wysiłków i zaangażowania wszystkich interesariuszy. Firma zamierza wykorzystać swoje doświadczenie i wiedzę ekspercką, aby opracować nowe, innowacyjne programy edukacyjne, skierowane do różnych grup społecznych – od najmłodszych po seniorów.

\*\*\*

Środowisko jest od wielu lat priorytetem w Unii Europejskiej. To właśnie pod kątem neutralności klimatycznej jest realizowana transformacja systemów w Grupie Veolia. Obejmuje ona obszary związane z dekarbonizacją i wdrożeniem nowego miksu paliwowego oraz szeroko pojętą efektywnością energetyczną,

która jest dla Veolii „pierwszym paliwem”. Składa się na nią między innymi optymalne wykorzystanie zasobów, produkcja ciepła systemowego i energii elektrycznej w kogeneracji, która jest istotnym atutem polskiej energetyki. Ponadto, digitalizacja procesów produkcji i dostaw ciepła w celu ich optymalizacji i dopasowania do aktualnych potrzeb odbiorców oraz systematyczna modernizacja urządzeń, instalacji i sieci ciepłowniczych.

”

Kształtowanie świadomości ekologicznej i promowanie postaw proekologicznych wśród mieszkańców miast i regionów jest procesem ciągłym, wymagającym konsekwentnych wysiłków i zaangażowania wszystkich interesariuszy

Celem Veolii Energii Łódź jest pełna dekarbonizacja systemu do 2030 roku, to znaczy odejście od wykorzystania węgla w procesie produkcji ciepła i energii elektrycznej. To pierwszy etap w drodze do osiągnięcia neutralności klimatycznej systemu do 2050 roku. Oznacza to, że w najbliższym czasie realizowane będą inwestycje, które pozwolą na efektywną i stabilną produkcję ciepła systemowego, a jednocześnie przyczynią się do ograniczenia emisji związanych z działalnością firmy. Zróżnicowane rozwiązania muszą być dopasowane do warunków lokalnych, ale również opierać się, w przypadku masowej skali produkcji i dystrybucji ciepła systemowego, na sprawdzonych technologiach, aby zapewnić stabilność, odporność i bezpieczeństwo energetyczne miasta. Wszelkie strategie transformacyjne muszą gwarantować w pierwszej kolejności bezpieczeństwo zaopatrzenia miasta w ciepło.

Wobec tego również zmiany prowadzące do elastycznego dostosowywania temperatur wody sieciowej otwierają drogę do optymalizacji efektywności pracy źródeł i sieci ciepłowniczej. Dzięki temu możliwe staje się obniżenie strat ciepła, zwiększenie sprawności urządzeń wytwórczych, a także przyłączanie źródeł niskotemperaturowych, takich jak pompy ciepła, odzysk ciepła odpadowego czy lokalna kogeneracja.

Zmiany te stanowią jeden z niezwykle istotnych kroków w procesie dekarbonizacji systemu ciepłowniczego i stopniowego odchodzenia od paliw kopalnych na rzecz odnawialnych źródeł energii. Umożliwiają generowanie oszczędności: zarówno finansowych, jak i środowiskowych, przyczyniając się do ograniczenia emisji gazów cieplarnianych. ■

# LPG A CIEPŁOWNICTWO

## Gaz w sezonie grzewczym 2024/25

dr inż. Andrzej P. Sikora

prezes zarządu Instytutu Studiów Energetycznych Sp. z o.o. w Warszawie

Umówiłem się z redakcją, że napiszę o możliwym wydobyciu wodoru jako surowca kopalnego (jak gaz ziemny, jak inne węglowodory), gdyż ostatnio właśnie nad tym zagadnieniem bardzo mocno pracuję. Ale wydarzenia początku lipca 2024, kiedy piszę ten tekst, zmusiły mnie do zwrócenia państwa – CIEPŁOWNIKÓW – uwagi na możliwy problem braku odpowiedniej ilości LPG (popularnego autogazu, gazu w butlach) na sezon zimowy 24/25.

W czerwcu (24/06/2024) wprowadzono sankcje na rosyjskie LNG w 14. pakiecie (sic!), które wejdą w życie tylko częściowo. Przewidziano 9-miesięczny okres przejściowy w przypadku zakazu usług przeładunku tegoż LNG na terytorium unijnym, co umożliwi eksport tego paliwa do państw trzecich. Nie będzie zatem możliwe przeniesienie ładunku ze statku na statek ani na brzeg, w celu ponownego załadunku. Rozgraniczono również te kwestie od importu rosyjskiego LNG na potrzeby państw unijnych. Sankcje obejmują

reeksport, ale zainteresowane kraje UE mogą bez przeszkód, na własne potrzeby, sprowadzać omawiane LNG, co spowoduje jego znaczny spadek w europejskich portach. Komentowałem to w kilku ostatnich wypowiedziach i skandalicznym nazwałem wybiórcze, jednak uderzające najbardziej polskiego konsumenta, traktowanie wcześniej małego LNG i wyższych węglowodorów z grupy NGL (ang. natural gas liquids), czyli m.in. propanu, butanu, na dostawach których Rosja w ostatnim czasie zarobiła ponad 4 mld USD.



Fot. 123rf



## Nierozwiązany problem z LPG

W okresie wakacyjnym zwracam państwu uwagę, że właśnie z nimi (mimo okresu przejściowego) będziemy mieć wciąż nierozwiązany problem. 20 grudnia 2024 r. jest terminem wejścia w życie wcześniejszych wobec LNG sankcji na rosyjskie LPG. To bardzo duża zmiana, chociaż na pierwszy rzut oka wydaje się, że strukturalnie rynek krajowy powinien się bilansować. W sytuacji zagrażającej stabilności dostaw państwo ma teoretycznie możliwość podjęcia odpowiednich narzędzi kryzysowych, choć miejmy nadzieję, że takie nadzwyczajne środki okażą się zbędne. Już dziś natomiast potrzebne jest odpowiednie przygotowanie się do sezonu grzewczego, zmniejszające presję na rynek LPG.

Po wejściu sankcji, wg obliczeń, zapasy strategiczne LPG wystarczą na maksymalnie 10 dni normalnego zużycia, a jedynie na 2-3 dni, kiedy mamy zawirowania rynkowo-wojenne. Dziś jeszcze ceny autogazu (LPG) na wschodniej granicy Polski (cysterny kolejowe i autocysterny) oraz ceny gazu importowanego poprzez terminale morskie są ze sobą skorelowane, wykazują historycznie okresowe różnice na korzyść jednego lub drugiego kierunku (w szczególności dla gazu pochodzącego z obszaru ARA vs. gaz rosyjski). Posiadanie obydwu rodzajów terminali pozwala na najbardziej efektywny import LPG, korzystając z „lepszej” w danym momencie ceny z któregoś z dwóch kierunków. Tylko trzy firmy posiadają jednocześnie terminal kolejowy i morski: Orlen, Gaspol i Onico. W przypadku sankcji i braku dostaw z Rosji i Białorusi (uwaga: nie można wykluczyć dostaw ze wschodu, np. z Kazachstanu!) dotychczas funkcjonujący jako strona arbitrażu benchmark DAF BREST straci dla polskiego rynku wartość na rzecz płynnych notowań CIF ARA Large i ANSI. Dostawy z Kazachstanu, o ile będą do Polski docierać, będą najprawdopodobniej wyceniane spotowo lub na zachodnim benchmarku. Nowa sytuacja pozwoli na szerokie wykorzystanie derywatów, co będzie czynnikiem stabilizującym pozwalającym na zawieranie kontraktów długoterminowych ze stałą ceną sprzedaży. Polski rynek przestanie być areną arbitrażu (CIF/DAF) i stanie się homogeniczny, podobnie jak rynek niemiecki. Cena natomiast wzrośnie bardzo znacząco – z olbrzymią presją dla benzyny. Polska jako państwo członkowskie Unii Europejskiej i Międzynarodowej Agencji Energetycznej, jest oczywiście zobowiązana utrzymywać zapasy obowiązkowe ropy i paliw, odpowiadające za minimum 90 dni zapotrzebowania. To niemal ¼ rynku. Podkreślam, że mamy relatywnie niewielkie moce magazynowe w LPG, które obecnie wynoszą tylko ok. 50 tys. ton, przy rocznej konsumpcji na poziomie 2,5 mln t. Ponieważ zgodnie z przepisami zapasy LPG są trzymane w benzynach, jeszcze bardziej zwiększa to presję na pojemności magazynowe.

Chciałbym tu przy okazji namówić rządzących do wystąpienia do UE/USA o dokonanie wyłączeń dla Polski w obszarze LPG (dalej prowadzone są rozmowy

| Właściwość                  | Jednostka         | Propan | Butan   |
|-----------------------------|-------------------|--------|---------|
| Gęstość (w postaci ciekłej) | kg/m <sup>3</sup> | 500    | 610     |
| Stosunek gaz/ciecz          | ilość             | 274    | 233     |
| Temperatura wrzenia         | °C                | -45    | -2      |
| Prężność par w 20°C         | bar               | 8,4    | 2,1     |
| Zawartość siarki            | %                 | 0-0,02 | 0-0,02  |
| Granica łatwopalności       | %                 | 2,2-10 | 1,8-9,0 |
| Min. temperatura zapłonu    | °C                | 460    | 410     |

**TAB. 1**  
Właściwości LPG  
Źródło: Statistical Review of Global LP Gas, MCH Oil&Gas Consultancy, World LP Gas Association, 2007

z Rosją nad utrzymaniem dostaw gazu ziemnego przez Ukrainę, np. do Austrii, Węgier także Słowacji), tak jak można było tego dokonać dla LNG. Z kolei czytelników korzystających z butli gazowych, z ogrzewania LPG – namawiam do dokonania wcześniejszych zakupów, gdyż ceny LPG są jeszcze normalne, ale dostawy z Rosji praktycznie stanęły, ponieważ mimo dokonywanych płatności przez polskie podmioty, zachodnie banki (presja USA) odmawiają dokonywania płatności.

## Ekologiczne i ekonomiczne paliwo

Gaz płynny, mieszanina propanu i butanu, popularnie zwany LPG (ang. Liquefied Petroleum Gas), jest paliwem ekologicznym, ekonomicznym oraz niezwykle wszechstronnym, stosowanym głównie w silnikach, w procesach przemysłowych oraz na szeroką skalę w gospodarstwach domowych. LPG, spośród wszystkich używanych paliw, jest ponadto najczystszy źródłem energii. Powstałe w wyniku jego spalania ilości dwutlenku węgla, dwutlenku siarki, tlenków azotu, sadzy i popiołu są znacznie mniejsze niż w przypadku pozostałych nośników energii. W spalinach powstałych po spalaniu gazu płynnego LPG nie ma tlenków siarki, uważanych za główną przyczynę kwaśnych deszczy; nie ma również pyłów czy fluorotów.

”

Polska ma relatywnie niewielkie moce magazynowe w LPG, które obecnie wynoszą tylko ok. 50 tys. ton

W zależności od zawartości podstawowych węglowodorów i przeznaczenia rozróżnia się trzy rodzaje gazu płynnego:

- butan techniczny (mieszanina A),
- propan butan techniczny (mieszanina B),
- propan techniczny (mieszanina C).

Obecnie, dzięki rewolucji łupkowej, propan i butan (obok metanu i etanu) to główny składnik wydobywanych węglowodorów – te cztery gazy znane są jako natural gas liquids (NGL).

W Europie do 2011-12 roku NGL powstawał głównie jako uboczny produkt rafinacji ropy naftowej – stąd w nazwie „petroleum”. Do dziś znacząca część dostępnego, szczególnie w Europie Zachodniej i Centralnej LPG pochodzi z produkcji rafinerijnej, mimo że propan/butan, jako składnik NGL, coraz częściej jest produktem „stowarzyszonym”, wydobywanym z Ziemi przy eksploatacji złóż ropy naftowej i gazu ziemnego (metanu, ang. „natural gas”). Jest też za każdym razem inny – charakteryzuje się praktycznie dla każdego złoża innym składem, dlatego konieczne stało się wprowadzenie metodologii ujednolicenia jakości (normy) i możliwości rozliczenia (zapłaty) „oderwanej” od składu mieszaniny.

Gaz ziemny, mieszanina głównie metanu z domieszką etanu, propanu, a także obojętnego azotu (kiedy zawartość azotu w mieszaninie jest wysoka mówi się o gazie zaazotowanym) może być przedmiotem handlu w postaci naturalnej (gazowej, stąd ang. „natural gas”), skroplonej (LNG – ang. „liquefied natural gas”), lub sprężonej (CNG – ang. „compressed natural gas”), a także czystego etanu, propanu, butanu czy mieszaniny LPG.

”

Obecną sytuację rynku LPG kształtują w Polsce dwa zjawiska: trwająca kolejny rok inwazja rosyjska na Ukrainę oraz prace legislacyjne nad tzw. pakietem Fit for 55

### Terminale LPG w Polsce

Obecną sytuację rynku LPG kształtują w Polsce dwa zjawiska: trwająca kolejny rok inwazja rosyjska na Ukrainę (kolejne pakiety sankcji nakładanych na Rosję, która przestanie być w IV kw. 2024 jednym z głównych dostawców tego surowca do Polski) oraz prace legislacyjne nad tzw. pakietem Fit for 55. Rok 23/24 był w naszym kraju okresem wyborczym, dlatego prace nad wieloma aktami prawnymi uległy zawieszeniu. Taki los spotkał m.in. pakiet CONNECT+, zawierający głębokie zmiany w prawie energetycznym, ustawie SENT oraz podatku akcyzowym. Wojna w Ukrainie uruchomiła działania zmierzające do wyłączenia Rosji z europejskiego rynku energetycznego. W konsekwencji rynek LPG przechodzi aktualnie drogę, którą wyznaczyły w Europie wcześniej rynki ropy naftowej

i gazu ziemnego. Obowiązujące od 19 grudnia 2023 r. unijne sankcje na LPG z Rosji stanowią domknięcie systemu uniezależniania się od dostaw z tego kraju oraz drastyczną zmianę kierunku dywersyfikacji dostaw węglowodorów.

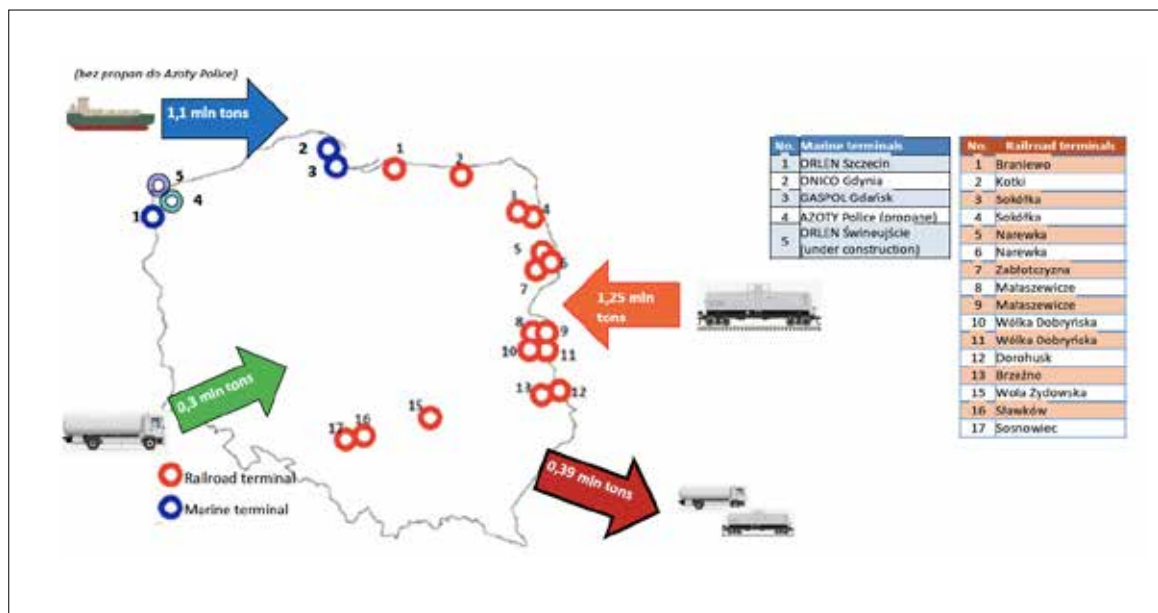
W Polsce mamy dziś trzy działające terminale morskie LPG: Szczecin<sup>1</sup> (Orlen), o pojemności przeładunkowej ok. 250 000 ton/r.; Gdynia<sup>2</sup> (ALPETROL-Onico) – ok. 400 000 ton/r., terminal obsługuje statki o masie do 4000 ton gazu płynnego, głębokości zanurzenia 8,40 m, długości 130 m.; Gdańsk<sup>3</sup> (GASPOL) – został zaprojektowany dla rocznej zdolności przeładunkowej do 500 000 ton/r. Terminal ten stanowi także bazę magazynową dla LPG w relacjach eksportowych. Na ową bazę składa się 16 zakopcowanych zbiorników o całkowitej pojemności magazynowej 13 200 ton. Całością usług zajmuje się „Gaspol” SA – Gdański Terminal Gazowy. Gdańsk był zresztą najbardziej aktywnym portem w Polsce pod względem obsługi LPG w 2023 roku, z około 56% przeładunków. Pozostałą część stanowiły Gdynia i Szczecin, odpowiednio 25% i 19%.

W 2023 r. rozpoczął funkcjonowanie morski terminal gazowy w Policach, którego budowa kosztowała ponad 1 miliard złotych. Powstawał on od podstaw w ramach projektu Polimery Police, głębokość nabrzeża dalbowego wynosi tu 12,5 m. Grupa Azoty zdecydowała o przeznaczeniu całej infrastruktury terminalu do potrzeb nowego kompleksu petrochemicznego. Nie ma dziś zatem możliwości dalszego transportu produktu do Polski czy Niemiec z uwagi na uwarunkowania technologiczne, a także brak skomunikowania nabrzeży z siecią kolejową i drogową.

Tor morski ze Szczecina do Świnoujścia przeszedł zmiany, które wpłynęły na jego funkcjonalność – pogłębiono nabrzeże, dodatkowy teren na ewentualne inne rozwiązania logistyczne również jest dostępny. Wydaje się, że w ciągu 2-3 lat istnieje szansa na zbudowanie sieci kolejowej (linia kolejowa 437), ale wskazane byłoby podjęcie tu prac koncepcyjno-projektowych w celu utworzenia nowych możliwości logistycznych dla gazu płynnego LPG.

### Terminal importowy Orlenu

Decyzją z 14 lipca 2020 roku Komisja Europejska wyraziła zgodę na przejęcie Grupy Lotos SA (dalej: Grupa Lotos) przez PKN ORLEN SA (dalej: Orlen). Jednocześnie jednak Komisja stwierdziła, że połączenie obu spółek może stanowić zagrożenie dla konkurencji na wspólnym rynku, w związku z czym wśród warunków fuzji postawionych przez KE znalazło się zobowiązanie do sprzedaży znacznej części aktywów Grupy Lotos i Orlenu. Aktywami, które będą musiały zostać zbyte na rzecz podmiotów trzecich, jest m.in. 389 dotychczasowych stacji paliw Grupy Lotos oraz 30% udziałów we własności rafinerii należącej do Grupy Lotos. Przede wszystkim jednak Orlen został zobowiązany przez Komisję do sprzedaży dziewięciu składów paliw (w tym jednego w Szczecinie) na rzecz



**RYS. 1**  
 Terminale morskie i kolejowe LPG na rynku polskim wraz z wolumenami w 2023 r.  
 Źródło: Opracowanie własne na bazie publicznie dostępnych danych; www.pogp.pl; www.papihn.pl

niezależnego operatora logistyki oraz budowy nowego terminalu importowego paliwa w Szczecinie, który – po ukończeniu budowy – zostanie przekazany temu operatorowi. Nic na razie nie wiadomo o rozpoczęciu prac przez Koncern.

**Kierunki dostaw LPG**

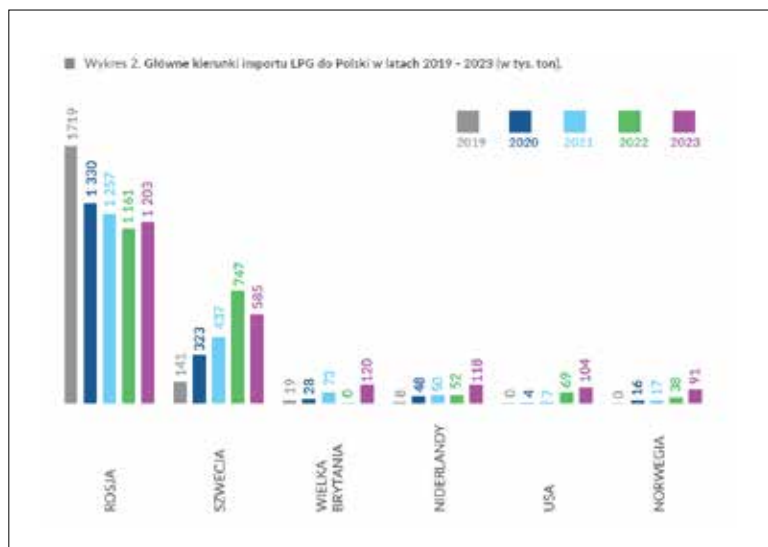
Na to wszystko wpływ ma położenie Polski i Morze Bałtyckie jako praktycznie wewnętrzne morze obszaru NATO. W 2023 r. obserwujemy nową rolę Polski jako hubu LPG dla Ukrainy. Wg danych POGP: „[...] skala reeksportu wzrosła z 10 tys. ton w 2021 r. do 236 tys. ton w 2022 r. i 390 tys. ton w 2023 r. Ukraina odpowiada za 2/3 wywozu LPG z Polski. W tym samym okresie postępowała też dywersyfikacja źródeł importu – udział gazu sprowadzanego z Rosji spadł do 46%, pomimo bardzo atrakcyjnej ceny surowca oferowanego przez rosyjskich dostawców<sup>14</sup>. W Polsce, do czasów sankcji w związku z wojną w Ukrainie, ponad ¾ zapotrzebowa-

nia LPG pokrywała mieszanina importowana z Rosji – w tym z byłych krajów ZSRR (obecnie to ok. 45-50%, 46% w 2023 r. wg wyżej przytoczonych danych POGP), Szwecji, Norwegii, USA, ale także z rafinerii w Europie Zachodniej. Centrum europejskim handlu tym produktem jest ARA (Amsterdam-Rotterdam-Antwerpia) oraz wschodnia granica Polski, gdzie dostarczany jest produkt ze Wschodu. Polskie rafinerie dostarczają ze swojej produkcji ok 15% rocznej konsumpcji LPG. „[...] Całkowita konsumpcja gazu płynnego w Polsce wyniosła 2 500 tys. ton. Na wykresach 2 i 3 przedstawiono główne kierunki przewozu gazu płynnego LPG [...] w latach 2019-2023 w ujęciu ilościowym oraz procentowym. Łączne dostawy gazu płynnego LPG wyniosły 2 625 tys. ton w 2023 r., co oznacza wzrost o 6,5% r./r. [...] Dostawy z Rosji wzrosły o 43 tys. ton r./r., osiągając poziom 1 203 tys. ton. W ujęciu procentowym udział Rosji jako dostawcy, według kryterium kraju pochodzenia, spadł jednak do 45,8% w całości dostaw.



**KLUCZOWA DATA**  
 20 grudnia 2024 r. to termin wejścia w życie sankcji na rosyjskie LPG. To bardzo duża zmiana, chociaż wydaje się, że strukturalnie rynek powinien się bilansować

Fot. 123rf



**RYS. 2**  
Kierunki importu LPG do Polski w latach 2019-2023 r. [tys. ton].  
Źródło: www.pogp.pl; Ministerstwo Finansów

W 2022 r. udział ten wynosił 47,1%, w 2020 r. było to 65,2%. Kluczowym dostawcą produktu na rynek polski pozostała Szwecja, skąd przywieziono 585 tys. ton gazu LPG w 2023 r., co stanowiło 22,3% całości dostaw oraz oznaczało spadek o ponad 160 tys. ton w porównaniu z dostawami w 2022 r.

[...] W przypadku dostaw gazu płynnego LPG z Rosji zdecydowana większość tego produktu (1 mln t) została dostarczona transportem kolejowym, podczas gdy tylko niecałe 30 tys. ton drogą morską. Transportem drogowym przywieziono ponad 100 tys. ton, z czego 4,7 tys. ton z Łotwy, a 11,8 tys. ton z Litwy.

Gaz pochodzenia amerykańskiego dostarczany był różnymi kanałami dystrybucji, a z USA wysłano bezpośrednio do Polski 65 tys. ton. [...] Należy podkreślić, że w 2023 r. nadal dominowały dostawy z Rosji.<sup>5</sup>

**Pojemności magazynowe**

Do czasów inwazji na Ukrainę, w drugiej połowie roku (zwykle od sierpnia do listopada) opłacalny był import LPG z Zachodu (np. statkami z obszaru ARA),

natomiast w pozostałej części roku płynny gaz pochodzący ze Wschodu (głównie Rosja) był zdecydowanie bardziej konkurencyjny. O powodzeniu spółki prowadzącej obrót LPG na polskim rynku decydowało posiadanie dostawcy/kontraktu na dostawy zza polskiej wschodniej granicy. Brak takiej umowy był zawsze podstawowym problemem każdego importera/hurtownika, szczególnie tego, który w pierwszej dekadzie XXI w. swoją pozycję rynkową budował w oparciu o import LPG statkami z Zachodu, wykorzystując opisaną powyżej korzystną relację cenową w drugiej połowie każdego roku.

Polska jako państwo członkowskie Unii Europejskiej i Międzynarodowej Agencji Energetycznej, jest zobowiązana utrzymywać zapasy obowiązkowe ropy i paliw odpowiadające za minimum 90 dni zapotrzebowania. To niemal ¼ rynku. Warto wspomnieć, że mamy relatywnie niewielkie moce magazynowe w LPG, które obecnie wynoszą tylko ok. 50 tys. ton. Ponieważ zgodnie z przepisami zapasy LPG są trzymane w benzynach, jeszcze bardziej zwiększa to presję na pojemności magazynowe. Po wejściu sankcji zapasy strategiczne LPG wystarczają na maksymalnie 10 dni normalnego zużycia i na 2-3 dni, kiedy mamy zawirowania rynko-wojenne (vide luty 2022).

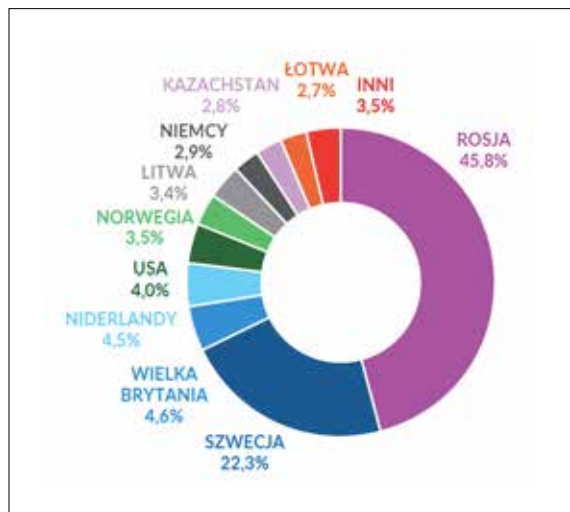
\*\*\*

20 grudnia 2024 r. to termin wejścia w życie sankcji na rosyjskie LPG. To bardzo duża zmiana, chociaż wydaje się, że strukturalnie rynek powinien się bilansować. Krajowa produkcja benzyn może jeszcze trochę wzrosnąć, jednak zakres tego wzrostu jest niewielki. Zwiększone zapotrzebowanie na benzyny zaspokoi import, który jednak nie daje możliwości odłożenia fizycznych zapasów. W sytuacji zagrażającej stabilności dostaw państwo może użyć odpowiednich narzędzi kryzysowych, choć miejmy nadzieję, że takie nadzwyczajne środki okażą się niepotrzebne. Niezmiernie ważne jest tu odpowiedzialne zachowanie konsumentów LPG w segmentach innych niż autogaz, czyli wszędzie tam, gdzie są dostępne zbiorniki, które warto napełnić jak najszybciej, póki widzimy nadpodaż tego paliwa, a jego cena jest rekordowo korzystna. Takie przygotowanie do sezonu grzewczego zmniejszy presję na rynek autogazu, zwłaszcza gdy wejdzie w życie embargo na rosyjskie LPG.

**Przypisy**

- [https://www.ornenpaliwa.com.pl/PL/Kontakt/Terminal-Gazu\\_Plynnego/Strony/TGP\\_Szczecin.aspx](https://www.ornenpaliwa.com.pl/PL/Kontakt/Terminal-Gazu_Plynnego/Strony/TGP_Szczecin.aspx)
- <https://alpetrol.pl/terminal-morski-lpg-gdynia/>
- <https://www.portgdansk.pl/terminal/terminal-przeladunku-gazu-plynnego-lpg/>
- www.pogp.pl Raport roczny 2023. POGP - Polska Organizacja Gazu Płynnego
- Ibidem. ■

**RYS. 3**  
Główni dostawcy LPG do Polski w latach w 2023r. [%].  
Źródło: www.pogp.pl; Ministerstwo Finansów





### Ostony przenośników taśmowych.

Firma Techmont oferuje ostony przenośników wykonane zarówno z tworzywa sztucznego jak i ostony metalowe wykonane z blachy falistej ocynkowanej ogniowo. Jest to jeden z najtańszych sposobów na zabezpieczenie taśmociągów, instalacji oraz ciągów technologicznych przed wpływem warunków atmosferycznych, pyleniem, dostępem osób niepowołanych jednocześnie zabezpieczając instalację pod kątem wymagań BHP.

Oferowane ostony dostępne są w 11 standardowych rozmiarach (dla każdego typu przenośnika taśmowego). W razie potrzeby ostony są w szybki i łatwy sposób demontowane i ponownie zakładane, a zróżnicowane systemy wizjerów rewizyjnych umożliwiają dostosowanie systemu oston do potrzeb każdej instalacji.



### System dławienia pyłów przemysłowych – mgła wodna

System powstał z myślą realizacji zadania wiązania pyłów przemysłowych. Stosunkowo prosta konstrukcja systemu zapewnia wysoką niezawodność a zastosowane dysze eliminują konieczność użycia sprężonego powietrza. Działanie polega na wytworzeniu mgły wodnej, która łączy się z cząstką ciała stałego zawieszona w powietrzu. System mgły wodnej z powodzeniem znajdzie zastosowanie przy takich obiektach jak: przesypy, sita, kruszarki, hałdy i inne, gdzie pojawia się zapylenie. Do podstawowych zalet należą: wysoka skuteczność, niskie zużycie wody, prosty montaż, niska cena.

tel. 77 40 79 300

[www.techmont.com.pl](http://www.techmont.com.pl)

P.P.H.U. TECHMONT

ul. 3-go Maja 39B, 47-303 Krapkowice

P.P.H.U.  
**TECHMONT**  
od 2001r.



**AUTOMATYCZNE USUWANIE NAWISÓW W ZASOBNIKACH**  
- OUTSOURCING  
Skorzystaj z usługi usuwania nawisów w zasobnikach

Zapewniony stały przepływ paliwa przez zasobnik

Gwarancja profesjonalnej i niezawodnej obsługi

Ponoszone tylko koszty operacyjne

Umowa na czas określony

Sprężarki, Armatki Azotowe, Urządzenia Centrujące Bieg Taśmy, Ostony Przenośników, Pneumax Gun, Poliuretany, Zgarniacze, Armatki Powietrzne, Sprężarki, Zgarniacze, Mobilne Usuwanie Nawisów, Techmont, Wibratory, Dławienie Pyłów, Ex21, Dławienie Pyłów



# ZASTOSOWANIE WODORU ODNAWIALNEGO DO REDUKCJI EMISJI CO<sub>2</sub> w branży koksowniczej

Mateusz Klejnowski

JSW KOKS S.A., Katedra Maszyn i Urządzeń Energetycznych, Politechnika Śląska

Katarzyna Stolecka-Antczak

Katedra Maszyn i Urządzeń Energetycznych, Politechnika Śląska

Wykorzystanie paliw kopalnych przyczynia się do zwiększenia emisji gazów cieplarnianych, a tym samym wymusza potrzebę poszukiwania alternatywnych niskoemisyjnych paliw i technologii. Jednym z możliwych rozwiązań jest tu zastosowanie wodoru odnawialnego w celu umożliwienia jego współspalania z gazem koksowniczym.

Mimo konsensusu naukowego wskazującego na wpływ działalności człowieka na ocieplenie klimatu, globalne zapotrzebowanie na węgiel sukcesywnie wzrasta, co czyni go drugim po ropie naftowej nośnikiem energii na świecie. Pomimo podejmowanych wysiłków, gospodarcze wykorzystanie tego surowca wciąż stanowi największe źródło światowej emisji CO<sub>2</sub> (rys. 1).

Wprowadzenie odpowiednich regulacji, przepisów oraz modernizacja dotychczas stosowanych technologii mają na celu odwrócenie tego trendu zarówno w procesie wytwarzania energii elektrycznej, jak i w wielu innych gałęziach przemysłu. Przemysł koksowniczy również objęty jest wieloma regulacjami i presją związaną z ograniczeniem emisji gazów cieplarnianych do atmosfery. W związku z tym koksownie



Skład surowego gazu koksowniczego jest zmienny w czasie i zależy w głównej mierze od stosowanej mieszanki węglowej, a w mniejszym stopniu od czynników takich jak wielkość produkcji koksu czy czasy koksovania węgla. Gaz koksowniczy, ze względu na swoją stosunkowo wysoką wartość opałową, wynoszącą w przybliżeniu 17 MJ/m<sup>3</sup>, stanowi doskonały surowiec do wykorzystania w procesach energetycznych. Jednak ze względu na obecność w gazie surowym zanieczyszczeń, m.in. benzolu, siarkowodoru, amoniaku oraz naftalenu, konieczne jest jego gruntowne oczyszczenie w aparatach oddziały węglowodnorodnych, co umożliwi przemysłowe zastosowanie, a także gwarantuje spełnienie wymogów stawianych przez organy ochrony środowiska.

Gaz koksowniczy wykorzystywany jest na potrzeby własne koksowni, ale także stanowi ważny surowiec, z którego można pozyskać wiele cennych produktów węglowodnorodnych. COG stosuje się również jako paliwo gazowe do wytwarzania ciepła i energii elektrycznej w blokach energetycznych.

Znakomita większość działań związanych z rozwojem branży koksowniczej, modernizacją technologii i wykorzystaniem gazu koksowniczego, ma na celu ograniczenie emisji szkodliwych zanieczyszczeń, a tym samym zmniejszenie uciążliwości branży na środowisko naturalne. Działaniem wpisującym się w ten trend jest również możliwość współspalania mieszaniny gazu koksowniczego z wodorem odnawialnym w komorze spalania. Takie rozwiązanie może wpłynąć na poprawę procesu spalania COG i ograniczenie emisji, w tym CO<sub>2</sub>.

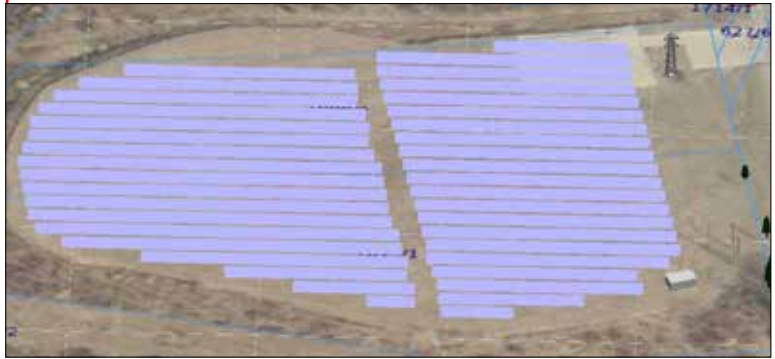
**Analiza możliwości pozyskania wodoru**

W ramach przyjętej koncepcji poddano analizie dwa tereny poprzemysłowe, należące do zakładu koksowniczego, pod kątem zabudowy na nich wielkoskalowych farm fotowoltaicznych. W toku rozważań ujawniono ograniczenia działek, wynikające m.in. z ukształtowania terenu, zadrzewienia oraz istniejącej infrastruktury technicznej. Dokonano również przeglądu zapisów Miejscowego Planu Zagospodarowania Przestrzennego. Działania te spowodowały ograniczenie powierzchni zabudowy o ok. 30% względem dostępnej powierzchni działek.

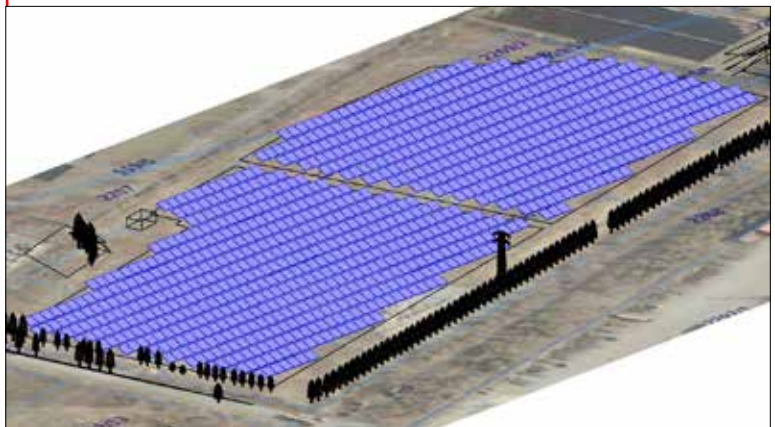
Finalnie przewidziano budowę dwóch farm wyposażonych w moduły fotowoltaiczne bifacjalne, odpowiednio w liczbie: 6 688 szt. i 7 648 szt. W przeprowadzonej analizie produktywności uwzględniono lokalne warunki środowiskowe, jak również nagromadzenie na panelach PV pyłów pochodzących z zakładu (charakterystyka przemysłowa regionu), wpływające na ich zabrudzenie, a także oszacowano straty związane z konwersją i przesyłem energii elektrycznej.

Ostatecznie przyjęto, że na terenie dwóch działek możliwe jest umiejscowienie instalacji fotowoltaicznych o mocy odpowiednio 4 080 kWp i 4 665 kWp. Ich

**RYS. 3**  
Wizualizacja instalacji fotowoltaicznej w lokalizacji nr 1 (źródło: zasoby autorów)



**RYS. 4**  
Wizualizacja instalacji fotowoltaicznej w lokalizacji nr 2 (źródło: zasoby autorów)



wizualizację przedstawiono na rys. 3 i 4, a podstawowe parametry podsumowano w tab. 3.

Na podstawie powyższych danych przeprowadzono analizę możliwości wykorzystania mocy z farm fotowoltaicznych do zasilania elektrolizerów. Produkcja wodoru z użyciem elektrolizerów jest jedną z kluczowych i perspektywicznych metod pozwalających na pozyskanie tego surowca. Gdy oparta jest o wykorzystanie energii elektrycznej pozyskanej ze źródeł odnawialnych, dodatkowo staje się metodą zeroemisyjną. Proces elektrolizy prowadzi się z wykorzystaniem

**TAB. 3**  
Roczne prawdopodobieństwo produkcji

|  | Lokalizacja nr 1 | Lokalizacja nr 2 | Suma        |
|--|------------------|------------------|-------------|
| Powierzchnia działki                       | 6,74 ha          | 7,38 ha          | 14,12 ha    |
| Powierzchnia zabudowy                      | 4,65 ha          | 5,33 ha          | 9,98 ha     |
| Ilość modułów PV                           | 6 688 szt.       | 7 648 szt.       | 14 336 szt. |
| Moc maksymalna zainstalowana STC           | 4 080 kWp        | 4 665 kWp        | 8 745 kWp   |
| Roczna produkcja z prawdopodobieństwem 50% | 4 382 MWh        | 4 992 MWh        | 9 374 MWh   |



elektrolizerów różnego typu. Najczęściej stosowane są polimerowe (Proton Exchange Membrane – PEM), alkaliczne oraz stałotlenkowe. Elektrolizery alkaliczne to dostępna komercyjnie technologia o sprawności na poziomie ok. 50-70%. Pod względem stopnia rozwoju jest najbardziej zaawansowaną i potencjalnie tania technologią, ponieważ nie wymaga stosowania materiałów szlachetnych. Elektrolizery PEM są z kolei proste w konstrukcji, charakteryzują się dużą elastycznością pracy oraz wysoką sprawnością. W porównaniu do elektrolizerów alkalicznych – ich czas uruchamiania jest krótki. Cechują się również dużą elastycznością pracy w zakresie od 0 do 100% mocy znamionowej oraz możliwością krótkotrwałego przeciążania do 160%.

Do wad PEM należy zaliczyć krótszy okres eksploatacji, wynikający z trwałości elektrolitu. Elektrolizery stałotlenkowe charakteryzują się wysokim stopniem sprawności. Wykorzystuje się w nich ceramiczną membranę wykonaną najczęściej z tlenku cyrkonu z domieszką tlenku itru. Ich wadą są ponadto wysokie koszty inwestycyjne i szybka degradacja materiału. Cechują się również ograniczoną trwałością ze względu na wysokie temperatury pracy.

W przyjętej analizie założono symulację pracy elektrolizera typu PEM, a uzyskane wyniki wskazują, że na wytworzenie 1 kg wodoru potrzeba ok. 50 kWh energii. Jeśli więc energia pozyskana z farm fotowoltaicznych to odpowiednio 4 992 MWh/rok oraz 4 382 MWh/rok, ilość potencjalnej ilości wodoru odnawialnego wynosi ponad 185 Mg/rok. Należy jednak pamiętać, że jeżeli to konieczne, część mocy służącej do zasilania elektrolizerów zostaje wykorzystana w procesie sprężania wodoru. Jest to ok. 10-15% energii – potencjalna uzyskana ilość wodoru może być więc mniejsza. Na ilość wytworzonego wodoru wpłyną również inne uwarunkowania związane np. z dyspozycyjnością instalacji fotowoltaicznych oraz samych elektrolizerów.

Należy podkreślić, że powyższe rozważania nie mają charakteru wyłącznie teoretycznego, czego potwierdzeniem jest uruchomiona w tym roku instalacja do produkcji wodoru w województwie dolnośląskim. Zabudowany w ramach klastra energetycznego elektrolizer membranowy o mocy 5 MW zasilany jest energią odnawialną wytworzoną przez turbiny wiatrowe oraz farmę fotowoltaiczną. Uzyskany wodór odnawialny może być wykorzystywany do produkcji energii elektrycznej, ciepła i chłodu w procesie trigeneracji, tym samym wspomagając bądź zastępując istniejącą trigenerację gazową [źródło: 4, 5].

\*\*\*

Branża koksownicza, podobnie jak energetyka oraz inne gałęzie przemysłu, stale modernizuje swoje technologie i prowadzi politykę mającą na celu ograniczenie wpływu na środowisko naturalne. W artykule przedstawiono koncepcję budowy dwóch farm fotowoltaicznych na terenach poprzemysłowych. Zakłada



Fot. zasoby autora

się, że stanowiąc będą one jeden z elementów dążenia koksowni do neutralności klimatycznej. Wodór otrzymany w procesie elektrolizy z wykorzystaniem farm fotowoltaicznych może być potencjalnym źródłem do dalszego zastosowania, w tym przypadku – do współpalania z gazem koksowniczym. Taki zabieg powinien wpłynąć na ograniczenie emisji dwutlenku węgla do atmosfery, a tym samym umożliwić poprawę wyników ekonomicznych i środowiskowych spółki koksowniczej.


**INSTALACJA KRAIC**  
Instalacja katalitycznego rozkładu amoniaku i produkcji siarki metodą Clausa, umożliwiająca bardziej efektywne i ekologiczne wykorzystywanie powstającego w wyniku procesu koksowania gazu koksowniczego

## PODZIĘKOWANIE

Praca została zrealizowana przy wsparciu Ministerstwa Nauki i Szkolnictwa Wyższego w ramach programu Doktorat wdrożeniowy VII M(I) (grant nr 08/050/SDW23/O33S): „Wzbogacanie gazu koksowniczego w wodór odnawialny w celu redukcji emisji CO<sub>2</sub> z przemysłowych jednostek wytwórczych”.

## Literatura

- [1] “Accelerating Just Transitions for the Coal Sector. Strategies for rapid, secure and people-centred change”, International Energy Agency, 2024.
- [2] „Wartości opałowe (WO) i wskaźniki emisji CO<sub>2</sub> (WE) w roku 2021 do raportowania w ramach Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji za rok 2024”, Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami, Warszawa 2023.
- [3] K. Klejnowski, T. Łusiak, J. Morel, Cz. Olczak, A. Sobolewski, M. Ściążko, A. Tatar, “Najlepsze dostępne techniki (BAT). Wytyczne dla branży koksowniczej”, Ministerstwo Środowiska, Warszawa 2005.
- [4] “Odnawialne źródła energii”, Promet-Plast s.c., [https://promet-plast.pl/#energia\\_oze](https://promet-plast.pl/#energia_oze) [dostęp: 19.07.2024].
- [5] “Rusza pierwsza w Polsce komercyjna instalacja do produkcji zielonego wodoru”, Gramzielone.pl Sp. z o.o., <https://www.gramzielone.pl/woddor/20203817/rusza-pierwsza-w-polsce-komercyjna-instalacja-do-produkcji-zielonego-wodoru> [dostęp: 19.07.2024]. ■



# POLIGENERACJA I ENERGIA Z ZIELONYCH MOLEKUŁ

---

**Tomoho Umeda**

prezes zarządu Hynfra P.S.A.

Jaka jest przyszłość systemów produkcji i wykorzystania OZE – w tym odnawialnego wodoru i amoniaku – w kontekście produkcji ciepła i energii elektrycznej?

**W**stęp do tego artykułu mógłby sugerować, że jestem promotorem wykorzystania wodoru na cele energetyczne. Mając na uwadze stan faktyczny rozwoju technologii i konsumpcję wodoru w gospodarce, nie ulega wątpliwości, że w dalszym

ciągu dominujący charakter pierwiastek ten odgrywa w sektorze chemii. Jego wykorzystanie na cele energetyczne, choć odmieniane przez wszystkie przypadki w toku transformacji energetycznej, napotyka na szereg wyzwań: tak technologicznych, jak i funkcjonal-

nych. Aby wodór mógł faktycznie stać się nośnikiem energii czy jej magazynem, konieczne jest radykalne obniżenie kosztu finalnego energii elektrycznej. Żeby była jasność, nie chodzi o obniżenie jej kosztów w celu ekonomicznego wytwarzania tegoż wodoru, ale operowania nim jako najłżejszym pierwiastkiem w dużej skali, co pociąga za sobą określone potrzeby energetyczne.

### Kluczowy koszt energii

Pochłonięci dyskusjami na temat technologii elektrolizy często nie doceniamy tego pozostałego nakładu energetycznego, jaki jest potrzebny w celu używania wodoru: czy to w roli surowca, czy nośnika energii. Kompresja jednej tony wodoru do standardowych ciśnień składowania 250-300 bar to 1 MWh dodatkowej energii potrzebnej na kompresję. Największe dostępne dziś kompresory, przystosowane do sprężania wodoru do ciśnienia nawet 1000 bar, mają imponującą wydajność 100 000 Nm<sup>3</sup>/h, ale jednocześnie osiągają 12,6 MW mocy...

Przytaczam te dane po to, aby uświadomić, jak daleko jesteśmy od wielkoskalowego operowania wodorem jako nośnikiem energii i jak krytyczne znaczenie ma koszt energii w gospodarce, dla przybliżenia nas do tego momentu. Nie chodzi bowiem o samą jego produkcję, ale przetranszowanie siecią gazociągową z jednej lokalizacji do drugiej (o startach wynikających z redukcji ciśnienia np. na cele niskociśnieniowego magazynowania nawet nie wspominam). Jeśli miałyby się to odbywać w oparciu o zasady ekonomii, wówczas koszt energii koniecznej do zasilania tego procesu musi być odpowiednio niski. Ów koszt musi być jeszcze niższy, jeśli chcielibyśmy używać wodoru jako magazynu energii elektrycznej *sensu stricte*, ponieważ efektywność tego procesu przy użyciu najwydajniejszych, komercyjnie dostępnych technologii nie przekracza aktualnie 30%. Dlatego właśnie koszt energii elektrycznej, która ma w tak dużym stopniu zostać utracona w procesie przekształcania jej na gaz i później konwersji tegoż na energię, musi stanowić „stratę akceptowalną”. Mówiąc o perspektywach rozwoju gospodarki wodorowej, nie sposób zatem uciec od tematu energetyki i kosztu energii.

Zacznę od zarysowania stanu faktycznego, w jakim znajduje się obecnie polska energetyka, jako punktu wyjścia dla rozważań dotyczących przyszłości OZE w wytwarzaniu ciepła oraz energii elektrycznej.

W ubiegłym roku 26% energii elektrycznej zostało wyprodukowane przez źródła odnawialne 44,6 TWh, przy malejącym udziale węgla w wytwarzaniu energii (63%). Jednocześnie, za GUS-em, należy przywołać imponujący 41% udział OZE w zużyciu energii brutto w elektroenergetyce i 23% w ciepłownictwie/chłodnictwie. W dalszym ciągu biomasa jest odpowiedzialna za ponad 70% udziału energii pierwotnej pozyskiwanej z OZE.

Mimo że moc OZE dobija do połowy mocy zainstalowanej w Polsce, to ze względu na charakterystykę

profilu produkcji dominującego typu źródeł wytwarzania energii elektrycznej (PV) były one w 2022 r. odpowiedzialne w dalszym ciągu za zaledwie 6% w strukturze pozyskania energii pierwotnej. Dzieje się tak za sprawą ograniczonej możliwości korelacji profilu zużycia energii i jej wytwarzania przez ten typ źródeł oraz znaczącego (kilkunastokrotnego) wahania wydajności produkcji w ujęciu sezonowym. Dlatego, mimo że OZE oferują szereg zalet, do których należą najbardziej konkurencyjne koszty wytwarzania energii i brak emisji (a zatem brak ekspozycji na ryzyko regulacyjne ze strony UE), idą one w parze z niesterownym charakterem pracy.

”

Obok biogazu i biomasy spełniającej coraz surowsze kryteria zrównoważonego rozwoju, to wodór odnawialny ma stanowić uzupełnienie i domknięcie procesu dekarbonizacji

### Rynek energii – mrożenie cen i uchylone obligo

Na rynku energii mamy do czynienia z dwoma abnormatywnymi zjawiskami, które choć wprowadzone w celu mitygowania skutków kryzysu energetycznego z 2022 r., utrzymywane są do dzisiaj. Mam na myśli zarówno kolejną już odsłonę mechanizmu mrożenia cen energii w Polsce, jak i uchylone obligo giełdowe, wypaczające obraz rynku hurtowego.

Uderzanie w ekonomiczne podstawy rynku energii, przy jednoczesnym ingerowaniu w mechanizm kształtowania cen, skutkuje tym, że mamy jedne z najdroższych cen hurtowych prądu w Europie i to przy deprecjacji cen uprawnień do emisji (60-70 EUR/t), połączonej z wielokrotnym spadkiem cen samego paliwa (węgiel kosztuje wszak w granicach 110-115 USD/ tonę, na rynkach ARA, w momencie pisania tego tekstu).

Najważniejszym wektorem pozostaje naturalnie transformacja energetyczna w kierunku nisko- i zeroemisyjnym, która odbywa się nie bez przeszkód i istotnych tarć, tak na gruncie krajowym, jak i europejskim. Wyzwania, z którymi się mierzy, to nie tylko opór społeczny, ale też kwestie techniczne, z których najbardziej dokuczliwą jest konkurencja o dostęp do sieci elektroenergetycznej. Odmowy warunków przyłączenia w ubiegłym roku opiewały na 84 GW, rok wcześniej na 54 GW, a w roku 2021 na „zaledwie” 14,4 GW. Pokazuje to, że z jednej strony rosnące ceny energii stanowią zachętę dla prób rozwoju nowych projektów OZE, z drugiej zaś możliwości ich przyjęcia

**ROLA WODORU  
DZIS I JUTRO**

Funkcja wodoru sprowadza się dzisiaj głównie do roli surowca w sektorze chemicznym i rafineryjnym czy reduktora w stalowym, natomiast w wizji Europy neutralnej dla klimatu, jego znaczenie ma być znacznie szersze



foto: 123rf

przez system stają się nie tylko coraz trudniejsze, ale też problem ten pęcznieje w coraz szybszym tempie. Skłania to Urząd Regulacji Energetyki do proponowania takich rozwiązań, jak aukcje na wolną moc przyłączeniową.

Powyższe pokazuje emancypację źródeł OZE, które nie potrzebują systemu wsparcia (aukcji), wszak do aukcji URE w ub. roku wystawiło 88 TWh energii, podczas gdy inwestorzy złożyli oferty na zaledwie 6,8 TWh (ok. 6%).

**Ewolucja rynku energii**

Obserwujemy zatem ewolucję rynku energii, który w ramach rozbijania monopolu państwa absorbuje najbardziej konkurencyjne technologie zarówno wytwórcze, jak i operacyjne – magazynów energii. Stanowią one jedną z najdynamiczniej rozwijających się gałęzi energetyki w ostatnich latach. Zdominowały ubiegłoroczną aukcję rynku mocy w takim stopniu, że PSE musiały posłużyć się Korekcyjnym Współczynnikiem Dyspozycyjności (redukcja z 96% do 57%), aby dopuścić jednostki gazowe do udziału w tym systemie wsparcia, mimo iż nie bronią się one ekonomicznie w rywalizacji z bateryjnymi magazynami energii. To wszystko dzieje się przy rosnącej presji dostępu do sieci przesyłowej i dystrybucyjnej dla czystych źródeł

energii, którymi wiadomo, że magazyny energii będą się „żywić”, ponieważ to w trakcie ich dominującej generacji w systemie będziemy obserwowali coraz częstsze, ujemne ceny energii na rynku hurtowym.

Rynek energii z jednej strony rozwija się niezwykle dynamicznie (wzrost mocy zainstalowanej), z drugiej zaś buksuje w miejscu (odmowy dostępu do sieci), ponieważ coraz bardziej ewidentny jest brak kompatybilności dotychczasowej architektury systemu z rozproszonym charakterem odnawialnych źródeł. Pomysły organizowania aukcji na moc przyłączeniową czy weryfikacji przy pomocy kamieni milowych rzeczywistych intencji inwestorów (warunki przyłączenia stały się w ciągu ubiegłych kilku lat towarem spekulacyjnym), stanowią remedium w rodzaju plastra na gorejącej ranie. Mogą przynieść doraźną poprawę sytuacji, ale problemu jako takiego nie rozwiążą, ponieważ zużycie energii finalnej w gospodarce przekracza już dziś (przy obecnym poziomie PKB) 1000 TWh, z których mniej niż 20% pokrywane jest przez energię elektryczną. W toku transformacji energetycznej ogromna część z tego zapotrzebowania ma zostać pokryta przez energię elektryczną, jako jeden z niewielu nośników energii, wolny od obciążeń regulacyjnych polityki klimatycznej. Trudno dzisiaj wyobrazić sobie, ile nowych źródeł OZE będzie koniecznych do

zainstalowania, aby pokryć takie potrzeby, natomiast nie ulega wątpliwości, że ta ścieżka została obrana, a reelekcja dotychczasowej szefowej KE wskazuje, że zielona transformacja UE nie jest trendem obliczonym na lata, tylko na wiele dekad.

### Rynek wodoru

Obok biogazu i biomasy spełniającej coraz surowsze kryteria zrównoważonego rozwoju, to wodór odnawialny ma stanowić (obok energii elektrycznej) uzupełnienie i domknięcie procesu dekarbonizacji. Jak wspominałem na początku, jego funkcja dzisiaj sprowadza się głównie do roli surowca w sektorze chemicznym i rafineryjnym czy reduktora w stalowym, natomiast w wizji Europy neutralnej dla klimatu, jego znaczenie ma być znacznie szersze.

Dzisiaj wodór wytwarzany jest w setkach instalacji w całej Europie, w rozproszeniu. Wynika to z wyzwań, jakie stawia operowanie tym gazem w dużych wolumenach na dalekich dystansach. Upowszechnienie wykorzystania wodoru warunkowane jest zatem nie tylko działaniami zorientowanymi na obniżenie kosztu energii elektrycznej, ale też rozwojem architektury rynku, która odzwierciedla racjonalność ekonomiczną operowania tym specyficznym produktem. Innymi słowy, próby uczynienia z wodoru substytutu gazu ziemnego pociągną za sobą nie tylko dużo większe koszty, ale również nie przybliżą nas do celów dekarbonizacyjnych w takim tempie, jakie jest możliwe do osiągnięcia, jeśli rynek wodoru ma „kwitnąć” paralelnie do źródeł OZE. Zatem lokalnie i blisko odbiorcy. Nieprzypadkowo taka formuła pozwala rozwiązywać szereg palących dzisiaj problemów: stan sieci elektroenergetycznej, koszt pozyskania energii czy potrzebę dekarbonizacji ciepłownictwa, które w znacznej mierze musi zostać zelektryfikowane. Tak jak dla wytwarzania (i operowania) wodorem kluczowe znaczenie ma koszt energii używanej do tego procesu, tak samo duży jest jego wpływ na koszty ogrzewania poprzez zelektryfikowane ciepłownictwo. Istnieje tutaj naturalna symbioza interesu, która na dodatek posiada analogiczną strukturę rynku (rozproszoną). Wydaje się zatem racjonalne wykorzystanie tych zależności, zwłaszcza w takich krajach jak Polska, czy – szerzej – Europa Środkowo-Wschodnia, aby komunalne systemy ciepłownicze stanowiły trampolinę dla oddolnego rozwoju rynku wodoru. Schemat po czasach demokracji ludowej w postaci scentralizowanych systemów ciepłowniczych stanowi zarówno wyzwanie w kontekście dekarbonizacji, jak i szansę na poprawę efektywności elektryfikacji czy rozwoju oddolnej gospodarki wodorowej.

### Ewolucja rynku wodoru

W ubiegłym roku na rynku wodoru można było wyróżnić trzy konstytuujące wydarzenia. Nie sposób nie zacząć od wyników aukcji Europejskiego Banku Wodoru, które przyniosły rozczarowujące rezultaty dla większości zainteresowanych tym systemem wsparcia

podmiotów. Okazało się bowiem, że pod płaszczykiem równych szans, Komisja Europejska umyła ręce od odpowiedzialności za formuły kosztowe wytwarzania wodoru. Zwycięskie projekty wniosowały o kwoty, które w minimalnym nawet stopniu nie eliminują luki kosztowej pomiędzy wodorem wytwarzanym w sposób konwencjonalny (reforming gazu ziemnego) a wodorem odnawialnym, jaki warunkował udział w aukcji. Każdy z uczestników, dysponując dowolnością w tym zakresie, mógł zaproponować własny model kalkulacji tego wskaźnika, co skończyło się intencjonalnym i spodziewanym zaniżeniem. Większość uczestników rynku wskazuje na konkurencyjne koszty wytwarzania wodoru z ponadprzeciętnie wysokiej efektywności OZE w krajach, takich jak Portugalia, Hiszpania czy Norwegia, jednak prawdziwą przyczyną takiego a nie innego rozstrzygnięcia jest dowolność kształtowania obliczeń wewnętrznych kosztów wytwarzania (a nie ceny dla klienta końcowego!).

”

Wykorzystanie wodoru na cele energetyczne, choć odmieniane przez wszystkie przypadki w toku transformacji energetycznej, napotyka na szereg wyzwań: tak technologicznych, jak i funkcjonalnych

Kolejnym istotnym zdarzeniem jest orzeczenie Europejskiego Trybunału Obrachunkowego z 17 lipca br., które stanowi krytykę dotychczasowych działań KE na polu rozwoju rynku wodoru odnawialnego. Trybunał wskazał, że regulacje powstają za długo, a ich efekty są zbyt zawiłe, aby umożliwić tak ambitne cele rozwojowe, jak te wyznaczane w komunikatach takich jak REpower EU (10 mln ton produkcji wodoru odnawialnego w UE w 2030 r. + 10 mln ton importu). Asygnowane środki oceniono jako daleko nieodpowiadające skali ambicji, co zresztą jest nawiązaniem do wartości pierwszej aukcji EHB (800 mln EUR).

Ostatnim z trzech wydarzeń jest draft regulacji dotyczący warunków kwalifikacji dla wodoru niskoemisyjnego, tzw. low-carbon. Znaczenie tego dokumentu, choć to na razie tylko robocza wersja, jest niesłychanie ważne, ponieważ ze względu na specyfikę technologii i rygorystyczne kryteria wytwarzania wodoru RFNBO, będzie on odgrywał bardzo istotną rolę uzupełniającą wszędzie tam, gdzie podaż wodoru „pierwszego wyboru” (odnawialnego) będzie niewystarczająca. ■

# AUDYTY PROJEKTÓW INWESTYCYJNYCH

dr inż. Karolina Skalska-Józefowicz

Associate Director w Dziale Consultingu, szefowa Zespołu Doradztwa w Projektach Inżynieryjnych w KPMG w Polsce

Audyt powinien mieć na celu rzetelną i kompleksową analizę przygotowania i realizacji projektu, a wnioski z jego przeprowadzenia mają służyć doskonaleniu organizacji, zdobywaniu cennych doświadczeń na przyszłość oraz unikaniu tych samych błędów. Jest dziś szczególnie istotny wobec dużych inwestycji realizowanych m.in. w sektorze energetyki.

Słowo „audyt” (organizacji, projektu) w ostatnich miesiącach zrobiło zawrotną karierę, choć niestety często budzi negatywne skojarzenia. Zazwyczaj audyt lub przegląd projektu jest przeprowadzany, kiedy zarządzający organizacją dostrzegają, że inwestycja nie jest realizowana w sposób optymalny, co skłania ich do kompleksowej analizy sytuacji.

W swojej praktyce, wraz z moim doświadczonym zespołem, miałam okazję zrealizować kilka audytów projektów przemysłowych, obejmujących strategiczne inwestycje o dużej wartości. Niestety, z przykrością muszę stwierdzić, że wiele błędów, zwłaszcza tych popełnianych na wczesnych etapach przygotowania realizacji inwestycji, jest powielanych w kolejnych projektach.

### Fazy procesu inwestycyjnego w budownictwie wg SIDiR<sup>1</sup>

O fazach projektowych wspominałam już w poprzednim artykule pt. „Siedem grzechów głównych planowania i realizacji złożonych projektów inwestycyjnych”. Będę do nich niezmiennie wracać i przypominać jak mantrę, że prawidłowo przygotowany i prowadzony proces inwestycyjny powinien być podzielony na fazy, gdzie zakończenie jednej pozwala przejść do następnej, co niestety wciąż nie jest oczywiste dla osób realizujących projekty inwestycyjne.

### Jak przeprowadzany jest audyt?

Podczas przeglądu projektu doradcy ściśle współpracują z zespołem realizującym inwestycję. Aby wyciągnąć właściwe wnioski konieczne jest zapoznanie się z dokumentacją realizacji projektu oraz przeprowadzenie wielu rozmów z osobami zaangażowanymi na różnych etapach prac audytowych. Praca wyłącznie z dokumentami może prowadzić do błędnych wniosków. Łatwo jest bowiem oceniać działania z perspektywy czasu, kiedy znamy ich skutki. Doświadczony audytor musi w swoich analizach uwzględnić uwarunkowania i otoczenie projektu, a także zrozumieć motywację, które doprowadziły do podjęcia określonych działań i decyzji zarządczych dotyczących realizacji inwestycji.

Badanie projektu rozpoczynamy od zapoznania się ze stanem faktycznym, podczas którego przeprowadzana jest analiza okoliczności i stanu prawnego, które doprowadziły do bieżącego stanu inwestycji, co

pozwała na opracowanie tzw. mind map. Następnie dokonywany jest szczegółowy przegląd poprawności prowadzenia projektu w odniesieniu do standardów realizacji i zdefiniowanych faz.

### Analizy szczegółowe w kontekście dobrych praktyk realizacji inwestycji

Rozpoczynając analizy szczegółowe, zaczynamy od historii, czyli identyfikacji potrzeby inwestycyjnej. Sprawdzamy, czy przeprowadzono stosowne analizy m.in. o charakterze marketingowym i społecznym oraz zdefiniowano, co jest celem projektu, a co sposobem jego zaspokojenia.

Po zdefiniowaniu celu możemy przejść do analizy kolejnej fazy, czyli planowania sposobu realizacji celu. Zaczynamy od analizy harmonogramu dyrektywnego, przyjętych założeń oraz wykonanych analiz, koncepcji i prac studialnych, niezbędnych do podjęcia racjonalnej decyzji o wyborze wariantu i określenia wstępnego budżetu.

W branży energetycznej i oil&gas, gdzie realizowane są wielomilionowe projekty w ramach drugiej fazy, opracowywany jest tzw. pre-FEED oraz FEED, czyli Front-End Engineering Design, który dostarcza inwestorowi bardziej precyzyjnych informacji, umożliwiając podjęcie decyzji o opłacalności danego przedsięwzięcia inwestycyjnego. Założeniem FEED jest wzmocnienie planowania i projektowania we wczesnej fazie projektu, kiedy istnieją szerokie możliwości optymalizacji rozwiązań projektowych, a koszt wprowadzanych zmian jest relatywnie niski. Zastosowanie tej metodologii ma na celu ograniczenie liczby zmian, które mogą być wprowadzone w fazie realizacji inwestycji, a które generują dodatkowe koszty, prowadząc często do przekroczenia założonego terminu ukończenia projektu.

W ramach prac audytowych weryfikujemy identyfikację ryzyk oraz planowany sposób zarządzania ry-

## MODELE REALIZACJI PRZEDSIĘWZIĘCIA

- E+P+C – Engineering + Procurement + Construction formuła, w której zamawiający kontraktuje każdy element inwestycji (tj. projektowanie, zakupy i wykonawstwo) oddzielnie, samodzielnie koordynując proces inwestycyjny;
- E+PC – formuła, w której zamawiający kontraktuje oddzielnie projektowanie, a zakupy (m.in. materiałów, maszyn i urządzeń, etc.) i wykonawstwo powierza jako pakiet jednemu wykonawcy;
- EPC – zlecenie projektowania, zakupów, wykonawstwa i koordynacji wszystkich elementów inwestycji jednemu podmiotowi, tzw. realizacja „pod klucz”;
- EPCM – zamawiający zleca nadzór nad projektowaniem, realizacją zakupów i budową specjalistycznej firmie, która jest bezstronnym nadzorującym oraz kontrolerem zarówno przygotowania, jak i realizacji procesu inwestycyjnego budowlanego;
- PPP – forma realizacji zadań publicznych, polegająca na długoterminowej, opartej na podziale zadań i ryzyk współpracy pomiędzy podmiotami publicznymi i prywatnymi. Różnica realizacji przedsięwzięć w formule PPP w stosunku do klasycznych zamówień publicznych polega na ponoszeniu przez partnera prywatnego całości lub części kosztów związanych z realizacją przedsięwzięcia oraz na przejściu przez niego części lub całości ryzyk związanych z realizacją i trwaniem przedsięwzięcia.

zykiem, a także zgodność realizacji procesu z uregulowaniami korporacyjnymi. Zapoznajemy się z przyjętą koncepcją planowania realizacji, tj. zasobami ludzkimi i strukturą organizacyjną zespołu projektowego, finansowaniem, planowanymi zamówieniami oraz partnerami przedsięwzięcia (np. doradcy, wykonawcy, etc.). Rozpoznajemy, czy i na jakiej podstawie zdefiniowano model realizacji przedsięwzięcia (np. E+P+C, E+PC, EPC, EPCM, PPP, etc. – patrz ramka).

Faza przygotowania inwestycji powinna rozpocząć się od opracowania strategii i harmonogramu kontraktowania. Następnie winny zostać przeprowadzone postępowania na wybór projektanta lub wykonawcy PFU w zależności od przyjętego modelu realizacji. Z doświadczeń KPMG w Polsce wynika, że w fazie przygotowania inwestycji często dochodzi do zmian modelu realizacji przedsięwzięcia, który powinien być zdefiniowany w fazie 2. Jego modyfikacja pociąga za sobą szereg kolejnych zmian, w tym zmianę budżetu, harmonogramu oraz przynajmniej części zidentyfikowanych ryzyk, które różnią się w zależności od przyjętego modelu realizacji. Pozostałe, jakże istotne zmiany, są wprowadzane *ad hoc*, bez przeprowadzenia stosownych analiz.

Znajdujemy się więc w sytuacji, kiedy powinniśmy doszczegóławiać budżet i harmonogram, a są one konstruowane praktycznie od nowa, często pod presją czasu, bez stosownych analiz i przemyśleń. Takie

działania zwykle odbijają się negatywnie na kolejnych etapach realizacji projektu.

W ramach przeglądu projektu, oprócz zgodności z dobrymi praktykami, zwracamy uwagę, w jaki sposób było prowadzone postępowanie zakupowe, analizujemy jakość dokumentacji przetargowej na wybór doradców i wykonawców, sprawdzamy zgodność prowadzenia procesu zakupowego z uregulowaniami korporacyjnymi oraz przepisami prawa. Analizujemy zapisy kontraktowe w kontekście ryzyk oraz możliwości sprawnej realizacji umowy, waloryzacji i zasad dotyczących wprowadzania zmian do zawartych kontraktów.

Faza przygotowania inwestycji do realizacji jest zdecydowanie fazą krytyczną, determinującą powodzenie inwestycji. Poprawianie błędów popełnionych na tym etapie w fazie realizacji jest bardzo kosztowne i może ostatecznie prowadzić do sytuacji, w której inwestycja staje się bezprzedmiotowa i generuje straty zamiast przynosić spodziewane zyski, stając się obciążeniem dla firmy, która zdecydowała się na jej realizację.

### Podjęcie ostatecznej decyzji inwestycyjnej, tzw. FID

W projektach energetycznych oraz oil&gas funkcjonuje pojęcie FID Final Investment Decision (ostateczna decyzja inwestycyjna). To najbardziej krytyczny etap wielomilionowej inwestycji. FID jest kluczowy, ponieważ otwiera finansowanie projektu i rozpoczyna jego realizację. Na tym etapie właściciele projektu lub udziałowcy zatwierdzają szacowany budżet projektu, po spełnieniu wszystkich poprzednich kroków, dając tym samym oficjalne przyzwolenie na realizację projektu.

Gdy partnerzy projektu są przekonani o zasadności jego kontynuowania, zatwierdzają budżet, pozyskują finansowanie i wybierają wykonawcę EPC.

Firmy przygotowujące do realizacji złożone projekty inwestycyjne często potrzebują lat, aby podjąć ostateczną decyzję inwestycyjną (FID). W Polsce mamy, niestety, tendencję do przechodzenia do kolejnych etapów realizacji na skróty – bez zakończenia poprzednich faz.

W swojej praktyce spotkałam się z przypadkami, kiedy po podjęciu FID zmieniano założenia techniczne i koncepcję realizacji projektu, co w myśl definicji FID, jako decyzji ostatecznej – popartej wieloma szczegółowymi analizami – nie powinno mieć miejsca. Zdarzało się również, że kontynuowano realizację projektu bez zamknięcia prac koncepcyjnych nad FEED, co nie pozwoliło na zdefiniowanie zakresu, budżetu i harmonogramu, a co za tym idzie, powodowało wiele perturbacji związanych z wyborem wykonawców, pozyskaniem finansowania, harmonogramem realizacji, doprowadzając do utraty kontroli nad kosztami realizacji oraz ostatecznie – do uzyskania instalacji niespełniających oczekiwań zamawiającego w zakresie funkcjonalności.





**DOBÓR TECHNOLOGII**  
**TWORZENIE PROJEKTU**  
**SERWIS INSTALACJI**  
**MONTAŻ INSTALACJI**

razem  
**30** lat  
1994 - 2024

**ULTRAFILTRACJA UF**  
**NANOFILTRACJA**  
**ODWRÓCONA OSMOZA RO**  
**INSTALACJE JONITOWE**



Mazańcowice 57  
43-391 Mazańcowice  
(k. Bielska-Białej)  
tel: +48 33 814 60 22  
e-mail: [orientec@orientec.pl](mailto:orientec@orientec.pl)

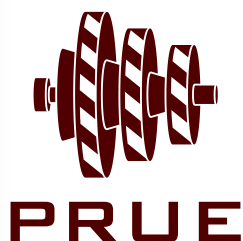


## WYŁĄCZNY PRZEDSTAWICIEL

Firmy **LISEGA SE**

Światowego Producenta **Zamocowań Rurociągów Przemysłowych**

- **zamocowania rurociągów**
  - stałe (sztywne)
  - podatne sprężynowe
  - podatne statositowe
  - tłumiki przemieszczeń
  - obejmmy i siodła rurowe
  - osprzęt
- **obsługa serwisowa zamocowań, w tym**
  - nadzór nad montażem
  - kontrola i diagnostyka podczas eksploatacji
  - uruchamianie
  - regulacja
- **walka z drganiami w instalacjach przemysłowych – firma „córka” VICODA**
  - tłumienie
  - usuwanie przyczyn
  - izolacja



## **Ekspert w remontach i eksploatacji turbin energetycznych i przemysłowych**

- nadzory nad remontem i montażem
- doradztwo techniczne w zakresie napraw i eksploatacji w tym w sytuacjach awaryjnych

## **Specjalne technologie, mobilne obróbki, naprawy i regeneracje np.**

- obróbka włazów do wymienników i walczaków
- obróbka czopów wirników bez otwierania kadłubów
- obróbka tarcz oporowych wirników jw.
- usuwanie śrub „zapieczonych „ lub urwanych bez uszkodzenia gwintów
- regeneracja uszkodzonych gwintów w otworach kotłownicy, itp.

## **PRUE KATOWICE Sp. z o.o.**

ul. Wyzwolenia 5; 43-190 Mikołów

Tel + 48 32 226 41 18 / Kom. + 48 609 20 69 84

prue-katowice@prue.pl; zawieszzenia@prue.pl

www.prue.pl

Decyzję FID podejmowano również dla projektów, które nie wypełniały podstawowych założeń biznesowych, poniżej progu opłacalności, bazując na „optymistycznym” budżecie projektu.

### Konsekwencje w fazie realizacji

Z moich doświadczeń z prowadzonych audytów wynika, że niewłaściwie przeprowadzona faza przygotowania prowadzi do ogromnych trudności w fazie realizacji, która z definicji powinna sprowadzać się do zarządzania kontraktem lub kontraktami. Źle przygotowane kontrakty, bez jednoznacznych mechanizmów wprowadzania zmian, niedoprecyzowany zakres oraz niedoszacowany budżet wprowadzają chaos i sprzyjają podejmowaniu często błędnych decyzji pod presją czasu, gdyż realizacja kontraktu jest w toku. Powoduje to wydłużenie czasu realizacji i zwiększenie budżetu poprzez wprowadzanie zmian *ad hoc*, gdzie zamawiający nie ma możliwości wyboru np. innego wykonawcy czy przyjęcia alternatywnego rozwiązania, bo znajduje się pod presją wykonawcy, który już jest na budowie i realizuje kontrakt. To wszystko prowadzi ostatecznie do znacznych przekroczeń budżetu, co może skutkować utratą uzasadnienia biznesowego dla inwestycji w toku lub/i utratą finansowania. Z moich obserwacji wynika również, że projektów rozpoczętych raczej się nie wstrzymuje. Podejmowane są za to decyzje mające na celu „optymalizację kosztów”, które rzadko kończą się sukcesem. Oczywiście, możliwość zatrzymania realizacji inwestycji zależy od jej zaawansowania, a decyzje tego typu są bardzo trudne do podjęcia i wymagają chłodnej kalkulacji oraz mocnego, merytoryczno-biznesowego uzasadnienia. Pomimo tego, w niektórych przypadkach warto podjąć decyzję o wstrzymaniu inwestycji, zamiast brnąć w projekt, który docelowo będzie stanowił wieloletnie obciążenie dla firmy, która go realizuje.

### Problemy podczas rozpoczęcia eksploatacji

Projekt „optymalizowany” w trakcie fazy realizacji generuje zwykle bardzo dużo problemów podczas fazy rozpoczęcia eksploatacji. Faza przejścia przez zamawiającego poprzedzona jest próbami rozruchowymi i końcowymi, których przebieg i parametry gwarantowane instalacji zdefiniowane są w kontrakcie. W tej fazie konieczna jest współpraca partnerów, gdyż zazwyczaj występuje konieczność wprowadzania poprawek. Strony, zmęczone przedłużającą się realizacją projektu, który kosztował więcej niż zakładano, zamiast współpracować, starają się przerzucić odpowiedzialność na siebie nawzajem. Na przykład wykonawca, z dużym prawdopodobieństwem, będzie kwestionował parametry mediów podawanych przez zamawiającego, obarczając go winą za awarie podczas rozruchu lub problemy z uzyskaniem parametrów gwarantowanych. Z kolei zamawiający będzie stał na stanowisku, że pojawiające się problemy rozruchowe są wyłączną winą wykonawcy, wynikającą np. z błędów

projektowych czy wykonawczych. Dodając do tego widmo kar, które zamawiający może naliczyć wykonawcy, osiągnięcie porozumienia staje się bardzo trudne.

### Rozliczenie, podsumowanie i wnioski

Jeśli faza przygotowania inwestycji nie została przeprowadzona i zakończona prawidłowo, rozliczenie inwestycji i jej podsumowanie staje się problematyczne. Faza rozliczeń zazwyczaj rozpoczyna się równoległe z odbiorami i trwa aż do rozwiązania wszystkich ewentualnych sporów. Im słabsza faza przygotowania i im więcej istotnych zmian wprowadzonych w trakcie realizacji, tym trudniejsze i bardziej czasochłonne staje się rozpatrywanie roszczeń, zamknięcie rozliczeń i rozwiązanie sporów. Dobrą praktyką jest rozwiązywanie kwestii spornych na drodze polubownej. Niestety nie w każdym przypadku jest to możliwe.

”

W niektórych przypadkach warto podjąć decyzję o wstrzymaniu inwestycji, zamiast brnąć w projekt, który docelowo będzie stanowił wieloletnie obciążenie dla firmy, która go realizuje

Ostatnim elementem procesu inwestycyjnego powinno być wyciągnięcie wniosków na przyszłość. Wiele firm, które realizują duże inwestycje, ma wdrożony system zarządzania projektami, gdzie ostatnim elementem jest właśnie opracowanie wniosków. Niestety, raporty, które miałam okazję audytować, były bardzo ogólne i co do zasady nie dotyczyły najważniejszych problemów, z jakimi przyszło zmierzyć się zespołowi projektowemu, w myśl zasady, że błędami nie należy się chwalić. Nawet jeśli w raporcie podsumowującym znalazły się wzmianki np. na temat problemów związanych z zapisami kontraktowymi, nie przekładało się to na przyszłe kontrakty, które były konstruowane w podobny sposób jak te, z jakimi mieliśmy problemy.

### Pozyskanie finansowania

Pozyskiwanie finansowania to równoległy projekt, do którego (jak do każdego innego przedsięwzięcia), trzeba się przygotować. Bez tego trudno będzie osiągnąć sukces lub też nie uda się uzyskać od inwestora korzystnych warunków wejścia kapitałowego. W tym punkcie wracamy do tematu fazy planowania i przygotowania inwestycji, w której powinny zostać opracowane zarówno analizy techniczne, jak i finansowe, związane z projektem planowanym do realizacji.

Pozyskanie finansowania jest czasochłonne i wymaga solidnego oraz wiarygodnego modelu biznesowego. Niezbędny i realistyczny czas na jego pozyskanie powinien być uwzględniony w harmonogramie realizacji projektu. Niestety, wielokrotnie spotkałam się z dość lekceważącym podejściem do kwestii pozyskania finansowania oraz przekonaniem osób zarządzających, że na „tak ważny i strategiczny projekt jak nasz, pieniądze przecież muszą się znaleźć.” W praktyce okazuje się jednak, że wcale nie muszą, a instytucje finansujące bardzo szczegółowo badają opłacalność inwestycji. Słabe przygotowanie materiałów dla instytucji finansujących może skutkować tym, że mimo początkowego znacznego zainteresowania, po przeprowadzeniu dogłębnych analiz nikt nie zdecyduje się na złożenie oferty na finansowanie projektu.

Pół biedy, jeśli decyzja odmowna zostanie przekazana przed wyborem wykonawcy i rozpoczęcia fazy realizacji. Gorzej, jeśli wybierzemy wykonawcę i rozpoczniemy realizację, bez zapewnionego finansowania.

#### NIEŁATWY AUDYT

Kompleksowy audyt projektu jest zadaniem złożonym i czasochłonnym, angażującym znaczne zasoby po stronie zamawiającego jak, i zespołu audytowego. Od audytorów wymaga dużej wiedzy praktycznej związanej z zarządzaniem projektami inwestycyjnymi oraz wyczucia i empatii w kontaktach z zespołem projektowym i osobami zaangażowanymi w realizację inwestycji



wania. W takiej sytuacji kłopoty realizacyjne są niemal pewne, ponieważ projekt jest w toku, wykonawca wystawia kolejne faktury za zrealizowane prace, a pieniądze pochodzące ze środków własnych kurczą się w zawrotnym tempie. Problemy finansowe przekładają się na nie zawsze racjonalne decyzje optymalizacyjne w projekcie, o czym wspominałam powyżej.

Powrót do rozmów z instytucjami finansującymi, kiedy projekt jest już w toku, pogarsza pozycję zamawiającego. Instytucje wiedzą bowiem, że zamawiający jest pod presją wyczerpujących się środków własnych i zgodzi się na mniej korzystne warunki, żeby utrzymać ciągłość realizacji projektu.

#### Zarządzanie projektem

Realizując audyt przyglądamy się również wnikliwie zasadom korporacyjnym prowadzenia projektów. Z moich doświadczeń wynika, że firmy, które realizują duże inwestycje, mają zwykle wdrożone procedury zarządzania projektami. Nie zawsze jednak ogólne zalecenia dotyczące wszystkich rodzajów projektów sprawdzają się przy realizacji tych inwestycyjnych. W takich sytuacjach brakujące procedury są tworzone *ad hoc* już w trakcie trwania projektu, najczęściej w momentach, kiedy pojawia się trudny do rozwiązania problem. Ponadto utworzone już procedury są często zmieniane, co wprowadza chaos w zarządzaniu inwestycją.

Spotkałam się również z sytuacjami, kiedy korporacyjne procedury dedykowane zarządzaniu projektami inwestycyjnymi są bardzo rozbudowane, szczególnie w obszarze uzyskiwania zgód i akceptacji korporacyjnych, *de facto* utrudniając prowadzenie projektu i praktycznie eliminując możliwość podejmowania bieżących decyzji przez kierownika projektu. W takich, w gruncie rzeczy dość często spotykanych przypadkach, każda decyzja musi uzyskać akceptację/opinię wielu gremiów i komitetów, co bardzo utrudnia sprawną realizację i wydłuża czas podejmowania decyzji. Kierownik projektu, zamiast skupić się na prowadzeniu inwestycji, przygotowuje kolejne materiały na potrzeby korporacyjne (komitety/zespoły). Takie sytuacje są również wykorzystywane przez wykonawców, na przykład w przypadku opóźnienia realizacji. Wykonawca będzie utrzymywał, że opóźnienia są spowodowane opieszałością zamawiającego w podejmowaniu decyzji projektowych, co nie będzie bezpodstawne.

Kolejnym elementem wnikliwie analizowanym podczas audytu jest struktura i kompetencje zespołu projektowego po stronie zamawiającego. Z doświadczeń KPMG w Polsce wynika, że zamawiającym często brakuje doświadczonych specjalistów, którzy są w stanie podołać przygotowaniu i realizacji wielomilionowych inwestycji. Dlatego też wydzielone zespoły projektowe powoływane są stosunkowo późno, kiedy projekt jest już na zaawansowanym etapie przygotowania bądź nawet dopiero wtedy, kiedy wszedł już

w fazę realizacji. W jakże ważnych fazach planowania i przygotowania zespół projektowy składa się zwykle z osób zatrudnionych w różnych komórkach organizacyjnych, mających swoich przełożonych i swoje standardowe zakresy obowiązków. Praca przy projekcie jest dla nich dodatkowym zajęciem, na które są w stanie poświęcić relatywnie mało czasu. Dopiero powołanie wydzielonej struktury projektowej pozwala sprawnie prowadzić projekt i koordynować poszczególne strumienie prac.

Kolejną bolączką zespołów projektowych jest mała liczebność i brak kluczowych specjalistów, szczególnie w początkowych fazach realizacji. Nawet kiedy struktura projektowa zostanie wydzielona, składa się ona z 2-3 osób, które siłą rzeczy nie są w stanie pokryć wszystkich niezbędnych kompetencji i nadal muszą posiłkować się specjalistami zatrudnionymi w innych komórkach, dla których praca dla projektu nie jest priorytetowa. Do tego dochodzi brak decyzyjności kierownika projektu lub/i niskie umocowanie w strukturze organizacyjnej firmy, co powoduje, że prace toczą się wolniej niż powinny. W związku z tym osoby zarządzające zaczynają wywierać presję na przyspieszenie prac i skracanie harmonogramów, co prowadzi do „optymalizacji czasowych”, szczególnie w fazach planowania i przygotowania, powodując ograniczenie niezbędnych do przeprowadzenia analiz i podejmowania decyzji inwestycyjnych na podstawie niepełnych danych.

W sytuacjach, gdy na kierownika projektu wywierana jest presja, doświadczeni specjaliści odchodzą, zdając sobie sprawę z ryzyka i mając świadomość, że w skróconym czasie nie da się rzetelnie przygotować i zrealizować projektu. W naszej praktyce spotykaliśmy się z sytuacjami, gdzie kierownik projektu zmienił się średnio co kilka miesięcy, a na stanowisko trafiały osoby coraz mniej świadome ryzyk związanych z realizacją. Taka rotacja na miejscu kierownika projektu nie wróży dobrze dla sukcesu przedsięwzięcia.

### Zarządzanie ryzykiem

Celem zarządzania ryzykiem jest jego ograniczenie oraz zabezpieczenie się przed skutkami. Celem rozpoznania – identyfikacji – jest określenie rodzajów ryzyka, które wiążą się z rozważaną inwestycją. Prawidłowe rozpoznanie ryzyk umożliwia inwestorowi podjęcie działań mających na celu zabezpieczenie się przed nimi lub ich redukcję. Z naszych doświadczeń wynika jednak, że często zarządzanie ryzykiem w projekcie jest pozorne, chociaż zwykle wypełnia oczekiwania korporacyjne w tym zakresie. Kierownik projektu przygotowuje kolorowe matryce ryzyka, ale faktycznie nim nie zarządza. W rejestrach często uwzględniane są mało istotne, lokalne ryzyka, a brakuje lub pomijane są ryzyka kluczowe dla całego procesu inwestycyjnego, takie jak wydłużenie harmonogramu (bo zgodnie z oczekiwaniem zarządzających mamy skracać harmonogramy, a nie je wydłużać) czy

finansowanie inwestycji (bo przecież na nasz ważny i potrzebny projekt pieniądze muszą się znaleźć, więc nie ma ryzyka braku finansowania).

”

W sytuacji, w której nie zapewniono zespołowi audytującemu wystarczającej ilości czasu na przeprowadzenie analiz, wnioski z audytu będą powierzchowne i mogą być niewłaściwe

O ile w zarządzaniu ryzykiem jako tako funkcjonuje rozpoznanie i ocena ryzyka, tak problematyczne jest sterowanie nim i kontrola podjętych działań. Ostatecznie zarządzanie ryzykiem sprowadza się często do gaszenia bieżących pożarów. Efektywne zarządzanie na tym polu powinno przyczynić się do zrozumienia nie tylko rodzajów ryzyka, ale także do zarządzania zidentyfikowanym ryzykiem podczas poszczególnych faz projektowych. Życzeniowe zarządzanie ryzykiem prowadzi do przekazywania niewłaściwych informacji do decydentów (zarządów, rad nadzorczych). W związku z tym, podejmowane decyzje, dotyczące np. kontynuacji projektu w oparciu o nieprawdziwe dane, mogą być nieodpowiednie w danej sytuacji projektowej.

\*\*\*

Kompleksowy audyt projektu jest zadaniem złożonym i czasochłonnym, angażującym znaczne zasoby po stronie zamawiającego, jak i zespołu audytowego. Od audytorów wymaga dużej wiedzy praktycznej związanej z zarządzaniem projektami inwestycyjnymi oraz wycucia i empatii w kontaktach z zespołem projektowym i osobami zaangażowanymi w realizację inwestycji. W sytuacji, w której nie zapewniono zespołowi audytującemu wystarczającej ilości czasu na przeprowadzenie analiz, wnioski z audytu będą powierzchowne i mogą być niewłaściwe, a osoby zaangażowane w jego realizację mogą zostać niesłusznie obarczane winą za niepowodzenie inwestycji.

Mam nadzieję, że kolejne „gigainwestycje”, które są obecnie przygotowywane, ustrzegą się podstawowych błędów, takich jak nierealistyczny harmonogram, niedoprecyzowany zakres, niedoszacowany budżet czy problemy z finansowaniem, jakie wystąpiły podczas realizacji wielu wcześniejszych kluczowych projektów.

### Przypis

<sup>1</sup> Standardy realizacji inwestycji – Stowarzyszenie Inżynierów Doradców i Rzeczoznawców, wyd. II 2021 r. ■

# ŚWIATOWA ENERGETYKA JĄDROWA

Potencjał polskiego przemysłu do realizacji prac, dostaw i usług inżynierskich

---

Andrzej Sidło, Jacek Zalewski

Departament Energii Jądrowej, Ministerstwo Przemysłu

Polski przemysł posiada kompetencje do wejścia w jądrowe łańcuchy dostaw. Największe braki, które należy nadrobić, znajdują się w obszarze polityki zapewnienia i kontroli jakości, w tym bardzo niewymiernych zagadnień tzw. jądrowej kultury bezpieczeństwa, która jest diametralnie inna niż w projektach energetyki konwencjonalnej.

Należy wskazać, że globalnie nie ma idealnych, modelowych rozwiązań dla zagwarantowania – finalnie – dużego czy określonego udziału lokalnego przemysłu w całości inwestycji jądrowej. Zarówno na poziomie światowym, jak i UE kwestie te nie zostały jednoznacznie uregulowane ani w kontekście legislacyjnym, ani inwestycyjnym. Wynika to z faktu, że realizacja inwestycji w wielkoskalowe jednostki jądrowe jest unikalna i każdy kraj, a nawet każdy projekt, jest wyjątkowy. Tak więc w zależności od jego uwarunkowań należy zaprojektować określone rozwiązania i je realizować. Międzynarodowa Agencja Energii Atomowej<sup>1</sup> sformułowała określone rekomendacje w tym zakresie; zostały one również powielone przez inne międzynarodowe agencje czy instytucje<sup>2</sup>.

### Rekomendacje Międzynarodowej Agencji Energii Atomowej

W przypadku krajów importujących technologie jądrowe udział własnego przemysłu w całości inwestycji mogą warunkować następujące czynniki łącznie:

- wielkość programu jądrowego – zakładana na początku wdrażania programu liczba reaktorów do zbudowania. Ocenia się, że w przypadku planowanych do zbudowania 1-2 reaktorów jądrowych nie ma ekonomicznego czy technicznego uzasadnienia do podejmowania szerszych działań, przygotowujących krajowy przemysł tak, aby osiągnąć poziom *local content* wyższy niż tzw. naturalny<sup>3</sup>. Taki przypadek miał miejsce podczas budowy jednoblokowej elektrowni jądrowej Borselle w Holandii (reaktor PWR 515 MWe, podłączony do sieci w 1971 r.), podczas której zdecydowano o niepodejmowaniu działań w kierunku zwiększenia *local content*, uznając je jako nieperspektywiczne (z punktu widzenia wydatkowania funduszy publicznych czy prywatnych). Podczas dedykowanych temu zagadnieniu konferencji międzynarodowych, dostawcy głównych technologii jądrowych informowali, że w przypadku kraju realizującego inwestycje jądrowe w ilości min. 4-6 bloków w tej samej technologii, jest sens ulokowania tam produkcji kluczowych komponentów dla reaktora – tzw. ciężkich odkuwek.

Aktualne założenia polskiego programu energetyki jądrowej PPEJ (aktualizacja programu z 2020 r.) mówią o budowie dwóch wielkoskalowych elektrowni jądrowych; w każdej 2-3 reaktory w zależności od wybranej technologii. Uwzględniając rozwój kolejnych potencjalnych inwestycji w wielkoskalowe bloki jądrowe w Polsce, deklarowane inwestycje w tzw. małe, modułowe reaktory SMR oraz duże możliwości realizacji prac eksportowych należy uznać, że jest sens i zasadność podjęcia znacznych działań stymulujących nasz krajowy przemysł do rozwoju kompetencji na rzecz tego sektora.

- Pierwotne uzgodnienia z dostawcą technologii jądrowej (lub głównym wykonawcą projektu budowlanego, w zależności od konfiguracji projek-

tu) w zakresie zapewnienia lub nie określonego poziomu *local content*. Do tego zagadnienia poszczególne kraje podchodzą różnie – najczęściej uzależnione jest to od poziomu rozwoju własnego przemysłu i kompetencji własnych (osób, organizacji) zaangażowanych w realizację projektu. Kraje o znikomym stopniu rozwoju przemysłu raczej nie decydują się na umieszczanie tych kwestii w programie atomowym czy negocjacjach handlowych uznając, że sama realizacja projektu będzie swoistym kołem zamachowym dla lokalnego przemysłu, a dostawca technologii sam najlepiej opanuje te zagadnienia. Jest to podejście w dużej mierze uzasadnione – państwa o niskim poziomie rozwoju przemysłowego, decydując się na realizację inwestycji jądrowych, które z definicji są niezwykle złożone i trudne, nie chcą na początku podejmować dodatkowego ryzyka związanego z wprowadzeniem do projektu podmiotów, które nie mają doświadczeń jądrowych. Należy jednak wskazać, że nawet wśród takich krajów pojawiają się ciekawe rozwiązania – pomimo braku pierwotnego uregulowania kwestii udziału własnego przemysłu w projekcie finalnie osiąga się satysfakcjonujący jego poziom. Taka sytuacja została wypracowana podczas budowy elektrowni jądrowej w Zjednoczonych Emiratach Arabskich<sup>4</sup>, gdzie ostatecznie lokalny przemysł został w dużym zakresie włączony w projekt, a podczas realizacji dodatkowo zbudował własne kompetencje, które umożliwiły kilku arabskim przedsiębiorstwom wejść także na rynki światowe.

”

W ramach postępu polskiego programu jądrowego podejmowane są działania w zakresie przygotowania krajowych przedsiębiorstw do współpracy z sektorem jądrowym

Kraje o wyższym poziomie rozwoju przemysłowego (i ogólnie gospodarczego) decydują się jednak na włączenie kwestii osiągnięcia określonego poziomu *local content* (a także transferu technologii) w pakiet negocjacyjny i całość porozumień kontraktowych. W sposób ogólny należy wskazać na rysującą się tendencję światową; praktycznie we wszystkich inwestycjach w nowe bloki jądrowe, w ostatnich 20 latach, ten element pojawiał się jako istotny – kraje importujące technologie chcą również przy realizacji inwestycji zaangażować własne podmioty. Takie właśnie podejście przyjęto też w Polsce – aktualne założenia polskiego programu energetyki

jądrowej PPEJ (aktualizacja programu z 2020 r.) mówią o konieczności określenia tych kwestii z wybranym dostawcą technologii/głównym wykonawcą projektu<sup>5</sup>. Obecnie (kwiecień 2024 r.) stan negocjacji w zakresie polonizacji projektu w Polsce jest zaawansowany i w przypadku ich realizacji polski *local content* będzie większy niż pierwotnie założono w PPEJ (min. 40% całości inwestycji przekierowane do polskich podmiotów, licząc od pierwszego reaktora).

- Najważniejszym jednak czynnikiem determinującym finalnie duży (określony) udział krajowego przemysłu w programach jądrowych jest jego wyjściowy stan – rozwoju i kompetencji oraz doświadczeń. Kraj posiadający ogólnie kompetentny przemysł, realizujący prace w sektorach o zbliżonych wymaganiach, jak np. dla energetyki konwencjonalnej, sektora petrochemicznego czy infrastrukturalnego, może bez większych problemów osiągnąć znaczny poziom *local content* w projektach jądrowych nawet bez odgórnej decyzji rządowej czy inwestycyjnej zapisanej formalnie. Taki jest właśnie przypadek polskiego przemysłu; aktualne kompetencje predestynujące krajowe podmioty do tych inwestycji są dodatkowo wzbogacone licznymi referencjami przy realizacji projektów jądrowych – eksportowych.

Nie można stwierdzić, że łączna koniunkcja powyższych trzech czynników „automatycznie” zagwarantuje duży wskaźnik *local content*. Jest to także kwestią konsekwentnych i długofalowych działań w celu osiągnięcia takiego stanu – głównie z poziomu samych przedsiębiorstw, instytucji otoczenia biznesu oraz rządów. Istotne jest odpowiednie uregulowanie tych kwestii przez kluczowe podmioty procesu, tj. inwestora i dostawcę technologii czy głównego wykonawcę.

### Aktualny stan kompetencji polskiego przemysłu w kontekście kooperacji ze światowym sektorem jądrowym

W 2015 r. ówczesne Ministerstwo Gospodarki RP dokonało kompleksowej analizy kompetencji polskiego przemysłu w kontekście kooperacji ze światowym sektorem jądrowym. Analiza ta była w późniejszych latach częściowo aktualizowana i można stwierdzić, że obecnie rząd RP posiada aktualny i kompleksowy obraz krajowego przemysłu celem podejmowania właściwych działań wspierających. Najważniejsze obszary realizowanych analiz obejmowały:

- identyfikację obszarów (sektorów, zakresów prac), w których polski przemysł ma kompetencje do realizacji prac: obecnie oraz w dającej się racjonalnie przewidzieć perspektywie do 5, 7 i 10 lat,
- identyfikację wymagań, które będą stawiane potencjalnym polskim poddostawcom o charakterze technicznym, organizacyjnym, jakościowym,

kadrowym oraz w zakresie kondycji ekonomiczno-finansowej,

- identyfikację barier oraz możliwych strategii wejścia polskich przedsiębiorstw na rynki jądrowe, estymacja kosztów i działań dostosowawczych,
- charakteryzację typowego polskiego przedsiębiorstwa oraz stworzenie wykazu przedsiębiorstw mogących, przy określonych i akceptowalnych działaniach dostosowawczych, włączyć się w światowe łańcuchy dostaw tego sektora.

Wyniki tej analizy, jak i późniejszych jej aktualizacji, wskazują, że polski przemysł ma kompetencje do realizacji prac i dostaw w określonych obszarach projektu jądrowego.

Przy rozsądnych działaniach dostosowawczych można założyć, wzorem innych nowych technologii, które pojawiały się w Polsce<sup>6</sup>, że będzie uruchomiony proces tzw. uczenia się i w trakcie realizacji programu przy kolejnych reaktorach, udział polskiego przemysłu powinien być większy (kwotowo oraz w obszarach bardziej wymagających).

TAB. 1  
Obszary projektu jądrowego, z możliwym zaangażowaniem polskiego przemysłu

| Obszary projektu jądrowego, z możliwym zaangażowaniem polskiego przemysłu* | Projektowanie | Produkcja | Montaż | Remonty modernizacja |
|--|---------------|-----------|--------|----------------------|
| <b>I. Wyspa jądrowa</b>  |               |           |        |                      |
| Systemy pomocnicze   | •             | •         | •      | •                    |
| Rurociągi – układy wtórne  | •             | •         | •      | •                    |
| Systemy bezpieczeństwa DCS reaktora, zabezpieczenia przeciwpożarowe        | •             | •         | •      | •                    |
| Zasilanie awaryjne, zasilanie własne                                       |               | •         | •      | •                    |
| <b>II. Wyspa turbinowa + generator</b>                                     |               |           |        |                      |
| Turbina, generator   |               |           | •      | •                    |
| Skraplacz pary   | •             | •         | •      | •                    |
| Systemy pomocnicze   | •             | •         | •      | •                    |
| <b>III. Wyspa konwencjonalna</b>   |               |           |        |                      |
| Komponenty elektryczne   | •             | •         | •      | •                    |
| AKPIA  | •             | •         | •      | •                    |
| Rurociągi, niesklasyfikowane   | •             | •         | •      | •                    |
| HVAC   | •             | •         | •      | •                    |
| Konstrukcje stalowe  | •             | •         | •      | •                    |
| <b>IV. Infrastruktura towarzysząca (prace ziemne, budowlane)</b>           |               |           |        |                      |
|  | •             | •         | •      | •                    |
| <b>V. Wyprowadzenie mocy</b>   |               |           |        |                      |
|  | •             | •         | •      | •                    |

Legenda:

• Możliwe zaangażowanie przy pierwszym reaktorze

• Możliwe zaangażowanie przy kolejnym reaktorze (1 reaktor + ok. 3-5 lat)





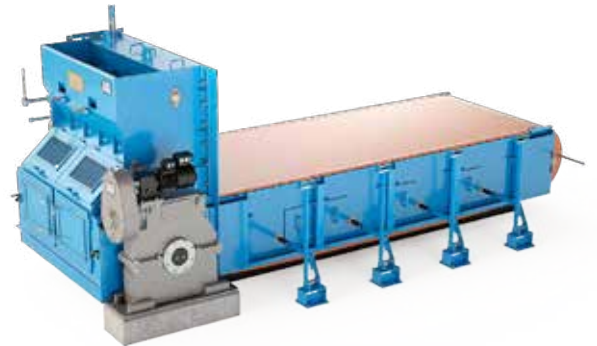
**FPM**

FPM S.A. to polska firma z wieloletnimi tradycjami przemysłowymi i nowoczesnym wyposażeniem techniczno-produkcyjnym, specjalizująca się w produkcji maszyn i urządzeń dla branży energetycznej i ciepłowniczej. Od 2015 roku funkcjonuje w ramach Grupy TDJ i dostarcza wysokiej jakości produkty na rynek krajowy oraz zagraniczny.

Jesteśmy firmą wspierającą zieloną transformację polskiej energetyki



Do produkcji używamy wyłącznie zielonej energii



## PRODUKUJEMY

- o Młyny pierścieniowo-kulowe
- o Młyny misowo-rolkowe
- o Młyny wentylatorowe
- o Młyny poziome
- o Ruszty mechaniczne
- o Ruszty schodkowe
- o Ruszty posuwisto-zwrotne
- o Odzuźlacze mokre
- o Odzuźlacze suche
- o Instalacje odzuźlania
- o Separatory pyłu
- o Suszarnie obrotowe
- o Maszyny i urządzenia oraz konstrukcje stalowe
- o Usługi projektowe, konsultacyjne i doradcze
- o Usługi przemysłowe
- o Usługi serwisowe





# POZOSTAŃMY

*w kontakcie*



budujemy możliwości  
porozumienia



| Wymagania   | Powinno być  | Jest   | Uwagi  |
|---|--|--|--|
| a. techniczne   | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Odpowiednie moce produkcyjne, transportowe</li> <li>• Certyfikaty techniczne (ASME N, RCC, KTA, itd.)</li> </ul>  | <p>Zaplecze produkcyjne – OK</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Podmioty z południa Polski najczęściej z ograniczeniami transportowymi</li> <li>• Najczęściej brak stricte jądrowych certyfikacji</li> </ul>   | <p>Brak jądrowych certyfikacji jest często kompensowany akceptowalnością proponowanych rozwiązań przez zleceniodawcę, inwestora, dozór w układzie równorzędnych (niejądrowych) odpowiedników<br/>.....in compliance with ASME.....</p> |
| b. ekonomiczne, finansowe   | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Wymagana stabilna kondycja ekonomiczna, finansowa, (długoterminowa)</li> </ul>  | <p>W zależności od sytuacji makroekonomicznej</p>  | <p>.....nikt nie będzie zadawał się z bankrutem.....</p>   |
| c. organizacja wewnętrzna, QA/QC, kadry, certyfikacja jakościowa, BHP, itd. | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Konieczność wydzielenia struktury jądrowej wewnątrz przedsiębiorstwa</li> <li>• Najwyższe znaczenia zagadnieniom zapewnienia jakości (QA) i jej udokumentowania (QC)</li> <li>• Posiadania odpowiednich kadr (oraz stabilność personelu)</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Najczęściej projekty jądrowe realizowane siłami i strukturami firmy dedykowanej do wszystkich innych projektów</li> <li>• Sprawy jakości są marginalizowane (tak jak w energetyce konwencjonalnej)</li> <li>• Wysoka (wewnętrzna/zewnętrzna) rotacja personelu</li> </ul> | <p>Bardzo duże braki, konieczność istotnego wysiłku i zmiany w polskich przedsiębiorstwach</p>   |

**TAB. 2**  
Identyfikacja wymagań polskich podmiotów w porównaniu do aktualnego stanu kompetencji

Identyfikacja wymagań, które mogą być stawiane polskim podmiotom w porównaniu do aktualnego stanu kompetencji, wykazała natomiast istotne braki w obszarze systemów zapewnienia i kontroli jakości. Jest to kluczowy obszar z punktu widzenia jądrowego łańcucha dostaw, w którym należy aktualnie te braki likwidować.

Wśród możliwych strategii wejścia na rynki jądrowe, dotychczas stosowanych przez polskie przedsiębiorstwa, zidentyfikowano ścieżki rozwoju organicznego czy współpracy międzynarodowej z zagranicznymi zleceniodawcami sektora jądrowego. Zidentyfikowano „na dziś” również trzy przypadki przejścia zagranicznych przedsiębiorstw działających na rynkach jądrowych i skutecznej absorpcji ich kompetencji przez polski podmiot przejmujący<sup>7</sup>.

Analiza obszarowa oraz wielkościowa typowego polskiego przedsiębiorstwa (z doświadczeniami jądrowymi, lub gotowego w możliwie krótkim okresie do wdrożenia jądrowych standardów) wykazała, że Polska dysponuje licznymi podmiotami w sektorze budowlanym, producentów komponentów elektrycznych oraz mechanicznych, zbiorników i rurociągów, zaworów i wymienników ciepła.

Najczęściej spotykane podmioty to MŚP, czyli zatrudniające do 50 czy 250 pracowników. Czynniki ten jest istotny z punktu widzenia konieczności podjęcia działań wspierających ze strony polskiego rządu ze względu na duże bariery wejścia tego sektora, które są nie do udźwignięcia przez małe firmy.

W kontekście mapowania kompetencji krajowego przemysłu należy wskazać na istotny element, jakim jest intensywna współpraca polskich przedsiębiorstw na rynkach eksportowych. W związku z brakiem większych barier formalnych rodzime spółki uczestniczą

w różnych projektach sektora jądrowego – głównie na kontynencie europejskim (różna formuła: prace budowlano-montażowe, remonty, modernizacje EJ oraz dostawy komponentów). Odnotowano również liczne realizacje prac (głównie produkcja komponentów) dla elektrowni w USA, Kanadzie, Rosji, Turcji, Indiach czy Bangladeszu. W związku z faktem, że sektor jądrowy jest wysoce umiędzynarodowiony, uczestnictwo polskich firm to tutaj swoisty katalizator przyspieszający proces budowania kompetencji pod kątem polskiego programu jądrowego. Procesy te są w ostatnich latach wspierane przez rząd RP poprzez organizację licznych profilowanych misji gospodarczych (jądrowych) do krajów, gdzie potencjalnie można wypromować polskie przedsiębiorstwa.

Wyniki mapowania kompetencji krajowego przemysłu w ujęciu ilościowym zostały opracowane w postaci angielskojęzycznego katalogu „Polish industry for nuclear energy”. Dokument przedstawia profil działalności blisko 330 polskich przedsiębiorstw z potencjałem do wejścia w światowe łańcuchy dostaw sektora (w tym 79, które posiadają min. 1 referencję jądrową w ostatnich 10 latach). Katalog ten jest cyklicznie uaktualniany wedle tej samej metodologii oraz publicznie dostępny w internecie.

### Rozwiązania instytucjonalne wspierające przemysł, które można zastosować w Polsce – przypadek Wielkiej Brytanii.

W trakcie przygotowań do wdrożenia energetyki jądrowej, rząd RP stanął przed trudnym zadaniem przygotowania własnego przemysłu do projektu w Polsce. W związku z brakiem systemowych i modelowych rozwiązań: czy to w UE, czy ogólniej na poziomie



Fot. 123rf

#### SZANSA DLA PRZEMYSŁU

Polski rząd postrzega projekt budowy elektrowni jądrowych jako szansę dla rozwoju i ekspansji przemysłu, zarówno w oparciu o udział w polskich projektach, jak i wejście do światowych łańcuchów dostaw dla przemysłu nuklearnego

światowym, powstała konieczność wypracowania własnych rozwiązań bazujących na specyfice autorskiego programu, aktualnych kompetencjach polskich przedsiębiorstw oraz instytucji otoczenia przemysłu. Cenna okazała się współpraca międzynarodowa (z instytucjami takimi jak IAEA oraz OECD), jak i bilateralna z wybranymi krajami, których rozwiązania z polskiej perspektywy wydają się być referencyjne.

Wielka Brytania wypracowała na tym polu interesujące rozwiązania instytucjonalne, które po zaadaptowaniu zostały wdrożone w Polsce. Wbrew stereotypowym poglądom rząd Wielkiej Brytanii odgrywa aktywną rolę w procesie rozwoju kompetencji własnego sektora przemysłowego, poprzez koordynowanie i finansowanie różnych projektów szkoleniowych, edukacyjnych czy R&D w obszarach jądrowych. Analogicznie jak w Polsce, system szkolnictwa zawodowego czy wyższego technicznego jest zdecentralizowany. Dodatkowo, podobnie jak w Polsce, brytyjskie uczelnie posiadają dużą autonomię w redagowaniu programów edukacyjnych na poziomie I i II stopnia. Jednakże uwzględniając znaczenie energetyki jądrowej, rząd Królestwa podjął decyzję o oddolnym skoordynowaniu wszystkich programów edukacyjnych i szkoleniowych, tak aby były one wyprzedzająco dopasowane do specyfiki branży, planowanych projektów inwestycyjnych czy remontowych oraz zapotrzebowania przemysłu z punktu widzenia projektów eksportowych.

Powołana do życia i całkowicie finansowana przez rząd brytyjski organizacja NSAN<sup>8</sup> koordynuje

wszystkie działania o charakterze szkoleniowym czy edukacyjnym w tym kraju. Wypracowano nawet nieformalny certyfikat (label), który ta organizacja, po przeanalizowaniu zakresu i formy, przyznaje wszystkim kursom, szkoleniom czy programom edukacyjnym na uczelniach. Znacznie usprawnia to proces kształcenia kadry dla sektora jądrowego w tym kraju czy rekrutacji w różnych instytucjach (regulator, inwestor, przemysł). Kolejną instytucją, odgrywającą istotną rolę w obszarze szkoleń, R&D i wstępnych audytów przygotowujących brytyjskie przedsiębiorstwa do współpracy z tym sektorem, jest NAMRC z siedzibą w Sheffield<sup>9</sup>. To centrum transferu technologii jądrowych do przemysłu, które oferuje również usługi szkoleniowe oraz wsparcia w fazie prekwalfikacji firm niejądrowych do standardów jądrowych. Ośrodek jest w znacznej mierze finansowany przez rząd Wielkiej Brytanii, a jakość świadczonych usług – w opinii odbiorców, czyli samych firm – wskazywana jako wzorcowa. NAMRC realizuje prace R&D dla przedsiębiorstw w obszarach zaawansowanych technologii spawalniczych, materiałowych, cyfrowej rzeczywistości (w tym rozwiązań BIM), itd. Koordynatorem organizacyjnym tego ośrodka jest pobliski University of Sheffield, natomiast liderem merytorycznym wszelkich programów – eksperci brytyjskiego potentata jądrowego, firmy Rolls-Royce.

Sztandarowym projektem NAMRC (we współpracy z powyższym NSAN) jest opracowanie i prowadzenie programu szkoleń dla brytyjskich przedsiębiorstw o roboczej nazwie Fit4Nuclear (F4N). Koszt tego

programu jest ponoszony w 50% bezpośrednio przez rząd, a pozostała część – przez same przedsiębiorstwa zakwalifikowane do uczestnictwa. Należy zaznaczyć, że znaczna część i tych kosztów jest refundowana brytyjskim przedsiębiorstwom z innych funduszy rządowych – dedykowanych na ogólne podnoszenie kompetencji czy innowacji. Ciekawostką jest, że wypracowana metodologia szkoleń F4N okazała się na tyle efektywna i praktyczna, iż na początku 2020 r. rząd UK zlecił NAMRC realizację analogicznych szkoleń dla sektora OZE w obszarze CCS i rozwiązań wodorowych (odpowiednio programy: F4CCUS, F4H2, zakładając, że można uzyskać określone synergie). Ocenia się, iż w polskim systemie wsparcia innowacji najbliższą, zbliżoną organizacją do NAMRC, jest utworzona ostatnio Sieć Badawcza Łukasiewicz.

Trzecim, kluczowym podmiotem w systemie wsparcia i integracji przemysłu jądrowego jest NIA, klasyczna izba gospodarcza przemysłu jądrowego<sup>10</sup>. Izba ta, przy współpracy z rządem, realizuje liczne działania stymulujące brytyjski przemysł, np. w zakresie promocji międzynarodowej, wsparcia analitycznego oraz zapewnienia transparentnego dialogu na linii: rząd – przemysł.

Co ciekawe, specyfika brytyjskiego sektora jądrowego – w części łańcucha dostaw – jest zbliżona do specyfiki polskich przedsiębiorstw i można znaleźć wiele wspólnych punktów pomiędzy naszymi krajami<sup>11</sup>. Ponadto wiele rozwiązań instytucjonalnych wypracowanych w Wielkiej Brytanii wskazuje się jako modelowe, głównie z powodu ich praktycznego i spójnego charakteru. Niektóre można przy określonej adaptacji przenieść na grunt polski.

### Działania i kierunki wsparcia polskiego przemysłu w procesie budowania kompetencji jądrowych

Obecnie, w ramach postępu polskiego programu jądrowego, podejmowane są działania w zakresie przygotowania krajowych przedsiębiorstw do współpracy z sektorem jądrowym. Zmierzają one w kierunku budowy kompetencji głównie poprzez organizację profesjonalnych szkoleń oraz promocję polskich podmiotów na arenie międzynarodowej. Od 2015 r. realizowane są cykliczne seminaria techniczne, podczas których prezentuje się polskim firmom specyficzne wymagania sektora jądrowego w obszarze łańcucha dostaw, np. spawalnictwa, aspektów elektrycznych, budowlanych oraz systemów zapewnienia i kontroli jakości. Od 2022 proces ten został zintensyfikowany poprzez organizację specjalistycznych szkoleń o zakresie i metodyce zbliżonej do brytyjskiego programu F4N, tj.:

- 40 h szkoleń w ramach każdej z sesji, część w pakietach e-learningowych, obejmujących zagadnienia techniczne, jakościowe i biznesowe – specyficzne dla sektora jądrowego,
- prezentujących wymagania technologii jądrowych wdrażanych w Polsce oraz tych, dla których polskie

przedsiębiorstwa realizują prace na rynkach eksportowych (głównie francuskie),

- w oparciu o systemy normalizacyjne europejskie, jak i amerykańskie (odpowiednio: ISO, RCC-M/E/S/CW, ASME, ACI, IEEE),
- realizowanych wyłącznie przez ekspertów – praktyków pochodzących z europejskich czy amerykańskich koncernów jądrowych (w tym dostawców technologii, operatorów elektrowni czy organizacji technicznych opracowujących określone normy czy standardy).

TAB. 3

Lista działań rządu RP w zakresie stymulowania kompetencji polskiego przemysłu do realizacji projektów jądrowych

| Rok  | Wydarzenia i materiały szkoleniowe   |
|------|--|
| 2015 | Warsztaty techniczne w zakresie systemów zapewnienia i kontroli jakości w sektorze jądrowym (z udziałem UDT, IS, AFCEN, ASME, CSA) |
|      | Materiały szkoleniowe dla polskiego przemysłu: wymagania w zakresie spawania obudowy reaktora jądrowego                            |
| 2016 | Materiały szkoleniowe dla polskiego przemysłu: wymagania w zakresie spawania rurociągów w EJ                                       |
|      | Warsztaty techniczne: spawanie w EJ  |
| 2017 | Materiały szkoleniowe dla polskiego przemysłu: wymagania w zakresie AKPiA  |
|      | Materiały szkoleniowe dla polskiego przemysłu: wymagania w zakresie prac budowlanych   |
|      | Materiały szkoleniowe i seminarium dla polskiego przemysłu: Część elektryczna elektrowni jądrowej                                  |
|      | Materiały szkoleniowe o zastosowaniach promieniowania jonizującego dla innych niż energetycznych zastosowań                        |
| 2018 | Materiały szkoleniowe i seminarium dla polskiego przemysłu: badania niszczące i nieniszczące w sektorze jądrowym                   |
|      | Seminarium dla polskiego przemysłu: badania niszczące i nieniszczące w sektorze jądrowym   |
| 2019 | Seminarium o zastosowaniach promieniowania jonizującego dla innych niż energetycznych zastosowań                                   |
|      | Seminarium szkoleniowe dla polskiego przemysłu: wymagania w zakresie systemów zapewnienia jakości w energetyce jądrowej            |
| 2020 | Materiały szkoleniowe dla polskiego przemysłu: konstrukcje stalowe w elektrowniach jądrowych                                       |
|      | Webinarium: wybrane aspekty techniczne/biznesowe w EJ dla polskich przedsiębiorstw   |
| 2021 | Webinarium: wybrane aspekty techniczne/biznesowe w EJ dla polskich przedsiębiorstw   |
| 2022 | Szkolenia dla polskich firm sektora: budowlanego/elektrycznego/mechanicznego: 2 sesje po 60h (XI/2022)                             |
| 2023 | Warsztaty o zaawansowanych technikach/technologiach sektora jądrowego (IX/2023)  |
|      | Warsztaty o wymaganiach jądrowych dla polskich producentów pomp, zaworów, AKPiA – wraz z SPAP/SPP                                  |
|      | Szkolenia dla polskich firm sektora: budowlanego/elektrycznego/metalowego: 4 sesje po 42h (VI i XII/2023)                          |

TAB. 4

Lista wydarzeń organizowanych i współorganizowanych przez rząd RP w ramach stymulowania przemysłu jądrowego w Polsce

| Rok  | Działania na arenie międzynarodowej   |
|------|---|
| 2015 | Polsko-brytyjskie warsztaty w zakresie zaangażowania przemysłu w UK (NIA, DECC, NAMRC, NNL) |
|      | Misja polskiego przemysłu do jądrowej Finlandii   |
| 2016 | Polski pawilon na targach WNE Paryż   |
|      | Misja polskiego przemysłu do jądrowej Kanady  |
|      | Polsko-Hispańskie Forum Przemysłu Jądrowego   |
| 2017 | Polsko-Brytyjskie Forum Przemysłu Jądrowego   |
| 2018 | Polski pawilon na targach WNE Paryż   |
|      | Polsko-Koreańskie Forum Przemysłu Jądrowego   |
| 2019 | Polsko-Amerykańskie (USA) Forum Przemysłu Jądrowego   |
| 2021 | Polski pawilon na targach WNE Paryż   |
| 2022 | Polsko-Fińskie Forum Przemysłu Jądrowego w Warszawie  |
|      | Polsko-Kanadyjskie Forum Przemysłu Jądrowego w Warszawie                                    |
|      | Misja polskiego przemysłu do jądrowych Czech  |
| 2023 | Misja polskiego przemysłu do jądrowej Finlandii   |
|      | Misja polskich przedsiębiorstw do jądrowej Hiszpanii  |
|      | Polsko-Amerykańskie Forum Biznesu Jądrowego (Nei) w Warszawie                               |
|      | Polski pawilon na targach WNE Paryż   |

Należy zaznaczyć, że aktualny (ogólny) system wsparcia krajowego przemysłu może być bez problemu wykorzystany przez polskie firmy również na potrzeby planowanego rozwoju w sektorze jądrowym. Dotyczy to głównie instrumentów i polityk wsparcia w gestii ARP, PARP, NCBiR, BGK czy innych rządowych agencji<sup>12</sup>.

Pełna lista działań rządu RP w zakresie stymulowania kompetencji polskiego przemysłu do realizacji projektów jądrowych została przedstawiona w tabeli 3.

Oprócz szkoleń i materiałów edukacyjnych polski rząd od wielu lat prowadzi promocję rodzimego przemysłu na arenie międzynarodowej. Pełną listę wydarzeń organizowanych i współorganizowanych przez rząd RP w ramach stymulowania przemysłu jądrowego w Polsce obrazuje tabela 4.

W 2023 r. polski pawilon na targach „World Nuclear Exhibition” obejmował 65 polskich firm i organizacji, z czego 27 występowało jako współwystawcy.

\*\*\*

Polski rząd postrzega projekt budowy elektrowni jądrowych jako szansę dla rozwoju i ekspansji przemysłu, zarówno w oparciu o udział w polskich projektach, jak i wejście do światowych łańcuchów dostaw dla przemysłu nuklearnego. W ramach „Programu

polskiej energetyki jądrowej” pierwszą elektrownię w amerykańskiej technologii AP1000 zbuduje konsorcjum firm Westinghouse i Bechtel w lokalizacji Lubiatowo-Kopalino na Pomorzu.

Dotychczas blisko 100 polskich przedsiębiorstw zaangażowało się w realizację projektów jądrowych na świecie.

Jeszcze w tym roku odbędą się kolejne specjalistyczne szkolenia. Zainteresowane firmy proszone są o kontakt z Departamentem Energii Jądrowej, który od 1 lipca br. będzie częścią Ministerstwa Przemysłu.

*Informacje przedstawione w powyższym artykule są wyłącznie prywatnymi przemyśleniami autorów. Wiedza, na której opierają się te przemyślenia, została zdobyta w trakcie pełnienia obowiązków służbowych i nie odzwierciedla stanowisko instytucji, w której są zatrudnieni.*

### Przypisy

- 1 International Atomic Energy Agency; agencja ONZ mająca wspierać kraje posiadające, rozwijające lub planujące rozwijać energetykę jądrową, której członkiem jest i Polska ([www.iaea.org](http://www.iaea.org)).
- 2 OECD-NEA czy World Nuclear Association.
- 3 Przy realizacji tego typu inwestycji ocenia się, że zawsze wystąpi tzw. naturalny poziom „local content”, tzn. główny wykonawca inwestycji będzie zmuszony podzielić określone usługi czy produkcję komponentów lokalnie – nawet w niewielkim zakresie – dla zapewnienia satysfakcjonującej ekonomiki projektu.
- 4 Barakah nuclear power plant (Arabic: *أكواب طحمة* / *أكواب طحمة*), 4 reaktory PWR x 1400 MWe, technologia koreańska KEPCO-KHNP.
- 5 Patrz zapisy PPEJ, rozdz. 2.3.
- 6 patrz uruchomiony proces uczenia polskich przedsiębiorstw podczas budowy instalacji termicznego przekształcania odpadów czy kotłów HRSG na rynkach eksportowych.
- 7 Wśród nich – jedyny publicznie dostępny – Ecol z Rybnika, polskie przedsiębiorstwo, które przejęło czeskie służby remontowo-serwisowe wykonujące prace w czeskich elektrowniach jądrowych.
- 8 National Skills Academy for Nuclear, <https://www.nsan.co.uk/>
- 9 Nuclear Advanced Manufacturing Research Center, <https://namrc.co.uk/>
- 10 Nuclear Industry Association, <https://www.niauk.org/>
- 11 Analogicznie jak w Polsce – większość brytyjskich firm sektora jądrowego to MSP, Wielka Brytania jest nadal importerm technologii jądrowych, do niedawna była również członkiem UE.
- 12 ARP - Agencja Rozwoju Przemysłu (głównie w obszarze wsparcia inwestycji produkcyjnych oraz zasilania kapitałem krótkoterminowym).
- PARP – Polska Agencja Rozwoju Przedsiębiorczości (głównie w obszarze wsparcia rozwoju kompetencji miękkich w przemyśle – innowacji, zarządczych, projektowych, analiz rynku, itd.).
- NCBiR – Narodowe Centrum Badań i Rozwoju (głównie w obszarze wsparcia B+R).
- BGK – Bank Gospodarstwa Krajowego (głównie w obszarze wsparcia ekspansji na rynkach eksportowych, w tym zagranicznych fuzji i przejęć). ■

# APLIKACJA BMP

**BEZPŁATNE NARZĘDZIE  
dla uczestników konferencji**



budujemy możliwości  
porozumienia

## Aktualne informacje o wydarzeniu

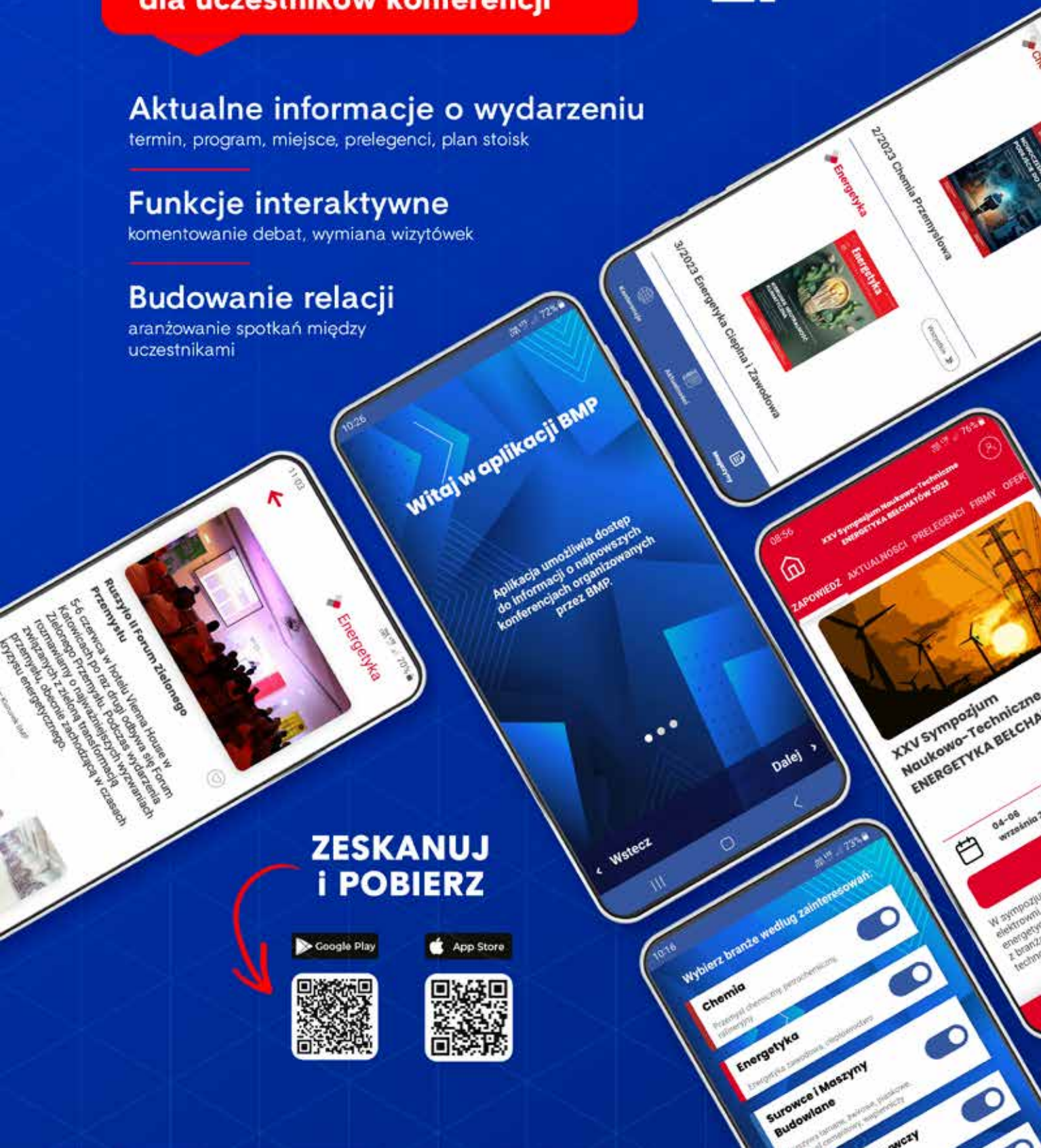
termin, program, miejsce, prelegenci, plan stoisk

## Funkcje interaktywne

komentowanie debat, wymiana wizytówek

## Budowanie relacji

aranżowanie spotkań między  
uczestnikami



**ZESKANUJ  
i POBIERZ**

Google Play

App Store





XVII Konferencja Naukowo-Techniczna

# REMONTY I UTRZYMANIE RUCHU W ENERGETYCE



budujemy możliwości  
porozumienia

# CELUJEMY w UR

**27-28**  
listopada 2024 r.  
LICHEŃ



WIĘCEJ  
INFORMACJI



ORGANIZATOR



budujemy możliwości  
porozumienia

HONOROWY GOSPODARZ



PATRONAT MERYTORYCZNY



PATRONAT MEDIALNY

