

2/22 (803)  
Dwumiesięcznik

58.14.12.0  
ISSN 1734-7823



kierunekenergetyka.pl

# Energetyka

— CIEPLNA I ZAWODOWA —

TEMAT NUMERU | CIEPŁOWNICTWO W CZASIE TRANSFORMACJI

## ZIELONA PRZYSZŁOŚĆ CIEPŁOWNICTWA



- | OZE w produkcji ciepła
- | Niestabilna sytuacja rynku paliw
- | Digitalizacja, magazyny energii i Przemysł 4.0

W POSZUKIWANIU?

> 18

DIGITALIZACJA  
TO MUST HAVE

> 27

TAKSONOMIA UE

> 92

PONAD  
**10 tys.**  
zrealizowanych  
projektów dla branży  
ciepłowniczej  
na świecie

Układ przygotowania  
wody do uzupełnienia  
sieci ciepłowniczej

# Uzdatnianie wody dla ciepłowni i elektrociepłowni

Specjalizujemy się w tworzeniu najnowocześniejszych  
systemów generacji wody dla ciepłownictwa



Doradztwo

Doradztwo  
przy projektowaniu  
i doborze urządzeń



Produkcja

Projektujemy i wykonujemy  
systemy z największą precyzją  
i w najwyższej jakości



Montaż  
i rozruch

Szkolenia dla  
personelu  
obsługującego



Szkolenia



Serwis

Serwis gwarancyjny  
i pogwarancyjny  
w tym serwis prewencyjny

## Z ŻYCIA BRANŻY

- 12 | **I Drogi prąd w Niemczech to problem dla pomp ciepła**  
Aleksandra Fedorska
- 14 | **I Czy to Putin przeprowadzi transformację europejskiej energetyki?**  
Jan Sakławski
- 16 | **I SMR – modułowe elektrownie jądrowe**  
Justyna Jęczmienna
- 18 | **I W poszukiwaniu?**  
Andrzej Sikora
- 27 | **I Digitalizacja to must have**  
Rozmowa z Konradem Świrskim,  
prezesem Grupy Kapitałowej Transition Technologies
- 32 | **I Bezpieczeństwo ponad wszystko**  
Rozmowa z Wojciechem Dąbrowskim,  
prezesem zarządu PGE Polskiej Grupy Energetycznej

## TEMAT NUMERU:

## CIEPŁOWNICTWO W CZASIE TRANSFORMACJI

- 36 | **I Przyszłość ciepłownictwa systemowego**  
Jacek Szymczak
- 41 | **I A co, gdy zabraknie węgla i gazu?**  
Rozmowa z Marianem Łyko,  
prezesem zarządu MPEC Kraków
- 45 | **I Czego potrzebuje ciepłownictwo?**  
Zbigniew Kidawa
- 53 | **I Kompaktowe układy TRC 24 w do zasilania komór ciepłowniczych i małe elektrownie sieciowe w MPEC Kraków**  
Mariusz Piękoś, Paweł Jastrzębski
- 62 | **I Transformacja w Jaśle**  
Paweł Zawada
- 67 | **I Niewykorzystany potencjał diagnostyki predykcyjnej**  
Marek Sulewski
- 70 | **I Kogeneracja na bazie silników gazowych – pełna współpraca metodą na sukces**  
Mariusz Dziura
- 74 | **I Transformacja systemów energetycznych w kierunku multisystemów hybrydowych**  
Mariusz Twardawa
- 78 | **I Skojarzona produkcja energii z OZE**  
Justyna Mirek, Klaudia Zolińska, Tomasz Szatkowski

## OCHRONA ŚRODOWISKA

- 89 | **I Przegapiliśmy start, to nie jest czas na wolne kroki...**  
Rozmowa z Barbarą Adamską, prezes Polskiego Stowarzyszenia Magazynowania Energii
- 92 | **I Taksonomia UE. Zielony system kwalifikacji**  
Patrycja Żupa-Marczuk
- 96 | **I Energetyka węgla z CCS. Jak to zrobić w warunkach Polski?**  
Zbigniew Bis
- 110 | **I System pomiaru i automatycznej kalibracji PH w instalacjach odsiarczania spalin**  
Janusz Zajączkowski

## REMONTY I UR

- 112 | **I Elektrownia u stóp zamku**  
Przemysław Płonka
- 120 | **I Monitorowanie stanu technicznego krytycznych wentylatorów osiowych**  
Ryszard Nowicki
- 135 | **I Gdy występuje niestabilna praca**  
Andrzej Błaszczyk, Mariusz Nawrocki, Dariusz Woźniak

## PALIWA

- 143 | **I Zmiany w konsumpcji paliw kopalnych na świecie**  
Wojciech Sikorski

## FELIETON

- 154 | **I Wojna europejska ANTE PORTAS?**  
Jerzy Łaskawiec

## Z ŻYCIA BRANŻY

## BEZPIECZEŃSTWO PONAD WSZYSTKO

Rozmowa z Wojciechem Dąbrowskim,  
prezesem zarządu  
PGE Polskiej Grupy Energetycznej



32

## TEMAT NUMERU:

## CIEPŁOWNICTWO W CZASIE TRANSFORMACJI



## PRZYSZŁOŚĆ CIEPŁOWNICTWA SYSTEMOWEGO

36

Jacek Szymczak

A CO,  
GDY ZABRAKNIĘ  
WĘGLA I GAZU?

Rozmowa  
z Marianem Łyko,  
prezesem zarządu  
MPEC Kraków



41



**Maciej Szramek**  
redaktor wydania  
tel. 32 415 97 74 wew. 18  
tel. kom. 602 117 145  
e-mail: maciej.szramek@e-bmp.pl

## The New World Order

Wojna w Ukrainie zmienia dotychczasowy porządek świata. Nie ulega wątpliwości, że podejście do gospodarczego wiązania się z Federacją Rosyjską zostanie przeanalizowane, a niezależność energetyczna będzie ceniona jak nigdy dotąd. W jakim kierunku pójdzie świat? Co będzie stanowiło filary nowych czasów? „W poszukiwaniu?” to tytuł otwierającego ten numer „Energetyki Ciepłej i Zawodowej” artykułu dr. inż. Andrzeja Sikory z Instytutu Studiów Energetycznych w Warszawie, w którym próbuje on odpowiadać na te, zadawane obecnie przez wszystkich, fundamentalne pytania.

Tematem przewodnim tego numeru jest ciepłownictwo w czasie transformacji. Transformacji, o której rozmawiamy już od wielu lat, jednak obecnie jej przebieg ponownie został zaburzony. Niestabilna sytuacja na rynku paliw, niepewności związane z polityką klimatyczną, wachania cen za emisje CO<sub>2</sub>, czy brak jasno określonego kierunku zmian to najważniejsze wyzwania stojące przed branżą. W tym numerze przeczytacie Państwo zarówno o kwestiach politycznych (polityka klimatyczna), jak i technicznych uwarunkowaniach zmiany oblicza sektora i jego zielonej przyszłości. Wymienione wcześniej tematy poruszone zostaną również

podczas dorocznego Wiosennego Spotkania Ciepłowników, które wróciło do swojego tradycyjnego, kwietniowego terminu. Wydarzenie od lat przyciąga do Zakopanego setki ciepłowników aby wspólnie dyskutować o przyszłości polskiego ciepłownictwa.

W gazecie nie zabrakło oczywiście innych zwyczajowych działów, jak „ochrona środowiska” czy „remonty i utrzymanie ruchu”, w których autorzy przygotowali materiały problemowe, prezentujące konkretne rozwiązania i technologie, a także zawierające wnioski i doświadczenia.

Jak będzie wyglądał świat za miesiąc, dwa, rok czy pięć lat? Tego nie jesteśmy w stanie oczywiście przewidzieć. Z pewnością inny niż przed pandemią, inny niż przed 24 lutego 2022 r. Czy lepszy...?

*Maciej Szramek*

**Energetyka**

— CIEPŁA I ZAWODOWA —

**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 prawie 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. PWr, Politechnika Wroclawska  
**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 PEC Ciechanów  
**Jan Saktawski**, Kancelaria Brysiewicz, Bokina, Saktawski i Wspólnicy  
**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.**  
Adam Grzeszczuk  
**Redaktor naczelny**  
Przemysław Płonka  
**Redaktor wydania**  
Maciej Szramek  
**Redakcja techniczna**  
Marcelina Gąsior  
**Kolportaż**  
rafał.ruczaj@e-bmp.pl  
**Sprzedaż:**  
Krzysztof Sielski, Jolanta Mikołajec-Piela, Marta Mika, Magda Widrińska, Ewa Dombek

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



## KOGENERACJA W JAŚLE

Zakład Energetyki Ciepłej Miejskiego Przedsiębiorstwa Gospodarki Komunalnej Sp. z o.o. w Jaśle na przestrzeni ostatnich kilku lat przeszedł dużą transformację w zakresie jednostek wytwórczych energii ciepłej przekazywanej do miejskiej sieci ciepłowniczej. Więcej o modernizacji układu zasilania miejskiego systemu ciepłowniczego – w art. na str. 62

*Źródło i fot.: Zakład Energetyki Ciepłej Miejskiego Przedsiębiorstwa Gospodarki Komunalnej Sp. z o.o. w Jaśle*



fot. 123rf

## ZMIANY W ZARZĄDZIE NFOŚIGW

**Minister klimatu i środowiska Anna Moskwa wręczyła 31 marca 2022 r. powołanie dr. Przemysławowi Ligenzie na stanowisko prezesa Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej.**

Przemysław Ligenza, dr nauk ekonomicznych, lider rozwoju, restrukturyzacji i zarządzania zmianą w różnych organizacjach (ochrony środowiska, sektora finansów publicznych, firm prywatnych), posiadający ponad 20 letnie doświadczenie zawodowe.

P. Ligenza, wspólnie z różnymi zespołami, zrealizował szereg innowacyjnych projektów, których celem była optymalizacja kosztów i wprowadzenie nowych usług i produktów. Jego zdaniem jednym z kluczowych działań zarządczych na różnych poziomach menedżerskich jest rozwój kompetencji zasobów ludzkich, ukierunkowany na efektywne ich wykorzystanie w ramach danej organizacji.

Źródło i fot.: informacja prasowa

## IWONA WAKSMUNDZKA-OLEJNICZAK PREZESEM ZARZĄDU PGNIG SA

**Rada Nadzorcza PGNiG SA zakończyła postępowanie konkursowe na stanowisko prezesa zarządu spółki. Od 9 kwietnia br. zarządem pokieruje Iwona Waksmundzka-Olejniczka, dotychczas prezes należącej do Grupy ORLEN spółki Energa oraz dyrektor wykonawczy ds. strategii, innowacji i relacji inwestorskich PKN ORLEN.**

Iwona Waksmundzka-Olejniczka jest absolwentką Uniwersytetu Ekonomicznego w Krakowie (Zarządzanie i Marketing) oraz Wyższej Szkoły Ubezpieczeń i Bankowości w Warszawie (Finanse i Bankowość). Posiada dyplom Executive MBA przyznany przez Wyższą Szkołę Handlu i Usług w Poznaniu. Ukończyła także studia podyplomowe „Project Management” w SGH w Warszawie.

Źródło: informacja prasowa

## ROZMAITOŚCI

# 2 mln euro

zainwestuje PGNiG Ventures wraz z funduszem działającym w ramach programu PFR Otwarte Innowacje w firmę Reliability Solutions, oferującą rozwiązania oparte na sztucznej inteligencji (artificial intelligence - AI) do przewidywania awarii i optymalizacji procesów produkcyjnych



– W 2022 r., przy obecnych cenach, PGE na opłaty klimatyczne, w tym za emisję CO<sub>2</sub>, wyda ok. 18 mld zł  
– **Wojciech Dąbrowski** prezes zarządu PGE Polskiej Grupy Energetycznej, więcej na stronie 32



fot. 123rf

## KOLEJNE GAZOWCE WZMOCNIĄ FLOTĘ PGNIG

**PGNiG Supply & Trading zawarło umowę czarteru kolejnych zbiornikowców do przewozu skroplonego gazu ziemnego. Cztery nowe jednostki, zbudowane na potrzeby Grupy Kapitałowej PGNiG, wejdą do użytku w 2025 roku.**

PGNiG Supply & Trading (PST) z GK PGNiG podpisał umowę czarteru czterech kolejnych zbiornikowców do przewozu skroplonego gazu ziemnego. Dwa z nich zostaną dostarczone przez spółki z norweskiej grupy Knutsen, a pozostałe przez Maran Gas Maritime – spółkę będącą częścią koncernu Angelicoussis Group. Każda z jednostek będzie miała – podobnie, jak wcześniej zamówione przez PGNiG gazowce – zbiorniki o pojemności ok. 174 tys. m<sup>3</sup> co oznacza, że wielkość ładunku, jaki będzie mógł przetransportować każdy ze statków, to ok. 100 mln m<sup>3</sup> gazu po regazyfikacji transportowanego LNG. PST będzie ich wyłącznym użytkownikiem przez 10 lat z możliwością przedłużenia. Tak jak w przypadku poprzednich umów czarterowych, tak i tym razem armator będzie odpowiadał za dostarczenie statków, obsadzenie ich załogą oraz utrzymanie w odpowiednim stanie technicznym. Kontrola handlowa nad jednostkami pozostanie po stronie PST. Razem z poprzednimi czarterami, flota nowo budowanych zbiornikowców LNG, którymi dysponować będzie GK PGNiG, rozrośnie się do 8 jednostek. Dwa pierwsze gazowce rozpoczną swą pracę już w przyszłym roku.

Źródło: informacja prasowa



DORADZTWO TECHNICZNE I ŚRODOWISKOWE  
W ZAKRESIE TAKSONOMII UE  
ORAZ ZARZĄDZANIA ZRÓWNOWAŻONYMI INWESTYCJAMI



*Energopomiar to ekspercka firma doradcza i pomiarowa wspierająca Klientów w procesach efektywnej transformacji ukierunkowanych na neutralność klimatyczną*

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





**SPRAWDZONY PARTNER W OBROTCIE  
PRODUKTAMI ŚRODOWISKOWYMI**

**UPRAWNIENIA DO  
EMISJI CO2**

**REDUKCJA  
EMISJI PALIW  
TRANSPORTOWYCH**

**FLUOROWANE  
GAZY  
CIEPLARNIANE**

**ŚWIADECTWA  
EFEKTYWNOŚCI  
ENERGETYCZNEJ**

**GWARANCJE  
POCHODZENIA**

**NEUTRALNOŚĆ  
KLIMATYCZNA**



ZESKANUJ





## CELE KLIMATYCZNE POZOSTAJĄ WCIĄŻ AKTUALNE. GRUPA GÓRAŹDŹE WPROWADZA NA RYNEK NISKOEMISYJNY BETON ECocreTE

Grupa Górażdże, jeden z europejskich liderów w obszarze produkcji cementu i betonu oraz spółka należąca do koncernu HeidelbergCement, wprowadza na rynek innowacyjną linię produktów EcoCrete – nowy rodzaj betonu o znacząco obniżonej emisji dwutlenku węgla. To kolejny etap realizowanej strategii, która zakłada, że do 2050 roku wszystkie produkty firmy osiągną pełną neutralność klimatyczną. Nowe rozwiązanie Grupy Górażdże występuje w dwóch odmianach – z 50 proc. i 60 proc. współczynnikiem redukcji emisji dwutlenku węgla na metr sześcienny betonu.

Źródło i fot.: informacja prasowa

**Krajowy Konkurs Energetyczny**

**Wszystko zależy od energii!**

Edycja XIV Dla osób urodzonych w latach 1999 - 2006

ORGANIZATOR: FUNDACJA ŚWIADOMI KLIMATU

PARTNERZY STRATEGICZNI: Stowarzyszenie Jaworze-Zdrój, JAWORZE

SPONSOR GŁÓWNY: PSE Polskie Sieci Elektroenergetyczne

WIĘCEJ INFORMACJI: swiadomiklimatu.pl, fb.com/krajowykonkursenergetyczny

SPONSOR: POLSKIE STOWARZYSZENIE ENERGETYKI WIATROWEJ

PATRONAT HONOROWY: Ministerstwo Klimatu i Środowiska, dr Radosław Ostalkiewicz – Wójt Gminy Jaworze

PARTNERZY: VIESSMANN, EPK EnergoProjekt - Katowice SA, Stowarzyszenie dr. Rozliczania Energii www.srlom.org.pl, zeop Stowarzyszenie 'Z energii o prawi'

PATRONAT MEDIALNY: wysokiepienie.pl, Co Tydzień, GLOBENERGIA, glosnauceycielski, BIZNES ALERT, kierunekenergetyka.pl, Energetyka, Gazeta, GAZETA

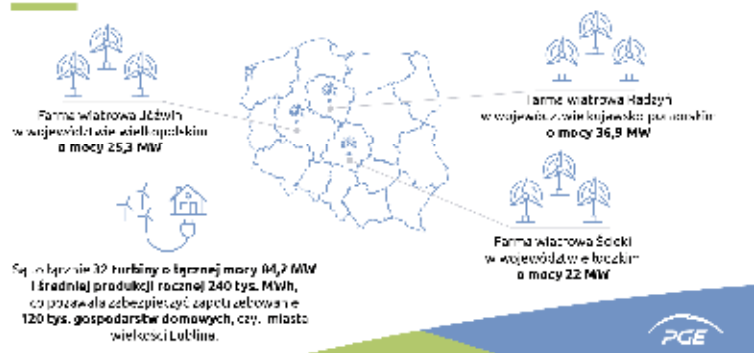
## GRUPA PGE POWIĘKSZA PORTFEL LĄDOWYCH FARM WIATROWYCH

PGE podpisała umowę warunkową na nabycie trzech lądowych farm wiatrowych o łącznej mocy 84,2 MW. Po finalizacji transakcji moc zainstalowana Grupy PGE w tej technologii wzrośnie o 12 proc. do ponad 770 MW. Akwizycja zapewni Grupie PGE utrzymanie pozycji największego krajowego wytwórcy energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych. Po zakończeniu procesu przejścia PGE będzie posiadać 11 proc. udziału zainstalowanych mocy w farmach wiatrowych w Polsce.

– Segment Energetyki Odnawialnej w 2021 roku po raz pierwszy w historii działalności Grupy PGE wypracował zysk EBITDA przekraczający 1 mld zł. Uzyskany wynik świadczy o rosnącej roli, jaką pełnią odnawialne źródła energii w Grupie PGE. Zapowiadana przez nas duża akwizycja trzech farm wiatrowych o łącznej mocy 84,2 MW wzmacnia zielony kierunek transformacji energetycznej Grupy PGE. Z mocą zainstalowaną ponad 770 MW w technologii lądowych farm wiatrowych umacniamy swoją pozycję lidera energetyki odnawialnej w Polsce – mówi Wojciech Dąbrowski, prezes zarządu PGE Polskiej Grupy Energetycznej.

Źródło i fot.: informacja prasowa

### Grupa PGE powiększa portfel lądowych farm wiatrowych



30 lat  
years



## USŁUGI DLA ENERGETYKI CIEPLNEJ

- hydrodynamiczne czyszczenie i płukanie układów olejowych turbin
- serwis układów olejowych
- czyszczenie chemiczne układów wodno-parowych
- czyszczenie hydrodynamiczne
- dostawa i wymiany olejów i smarów
- diagnostyka olejowa i chemiczna
- trawienie instalacji



## PGE DYSTRYBUCJA I PGE SYSTEMY PODPISAŁY UMOWĘ NA BUDOWĘ SIECI ŁĄCZNOŚCI SPECJALNEJ

Sieć łączności specjalnej bazująca na technologii LTE450 podniesie bezpieczeństwo zdalnej komunikacji m.in. z licznikami energii elektrycznej oraz urządzeniami telemechaniki. Zapewni również jednolitą łączność głosową pracownikom centralnej i oddziałowych dyspozycji mocy. Niezawodna sieć łączności szerokopasmowej (LTE450) jest elementem niezbędnym do realizacji obecnych i przyszłych zadań Operatora Sieci Dystrybucyjnych, takich jak: usługi inteligentnej sieci energetycznej (ang. smart grid) czy inteligentnej sieci zarządzającej pomiarami i zużyciem energii (ang. smart metering).

W ramach podpisanej umowy strony zobowiązały się do zakupu, wdrożenia i zintegrowania koniecznych dla wybudowania sieci łączności specjalnej komponentów, usług oraz systemów.

Sieć wybudowana zostanie w oparciu o technologię LTE z wykorzystaniem częstotliwości 450 MHz, dla której rezerwację pasma częstotliwości do zastosowań w energetyce posiada spółka PGE Systemy. Budowana sieć łączności specjalnej umożliwi zwiększenie bezpieczeństwa, sprawności i efektywności pracy sieci dystrybucyjnej na obszarze działania PGE Dystrybucja. Wykorzystanie nowoczesnej łączności jako komponentu inteligentnych sieci poprawi czas lokalizowania i naprawiania awarii występujących w sieci dystrybucyjnej, co jest istotne ze względu na dynamikę zmian atmosferycznych.



Budowa sieci łączności specjalnej LTE450 pozwoli na zapewnienie wydajnych kanałów komunikacyjnych do milionów liczników zdalnego odczytu, które instalowane będą w najbliższych latach w PGE Dystrybucja. Do 2030 roku spółka zamierza wyposażyć w liczniki zdalnego odczytu wszystkich odbiorców energii elektrycznej z obszaru swojego działania.

Źródło i fot: informacja prasowa

## EDPR PRZYZNANO MOC PRZYŁĄCZENIOWĄ NA PORTUGALSKIEJ AUKCJI DLA PŁYWAJĄCYCH ELEKTROWNI FOTOWOLTAICZNYCH

EDPR uzyskała 70 MVA mocy przyłączeniowej do sieci w gminie Alqueva na okres 15 lat, co pozwoli spółce zrealizować obiekty OZE o łącznej mocy zainstalowanej 154 MW. Strategia firmy łączy optymalizację mocy przyłączeniowej i hybrydyzację technologii odnawialnych, co wspiera przyspieszenie transformacji energetycznej.

EDP Renewables (Euronext: EDPR), czwartemu pod względem wielkości producentowi energii odnawialnej na świecie, przyznano w wyniku aukcji dla pływających elektrowni fotowoltaicznych w gminie Alqueva w Portugalii 70 MVA mocy przyłączeniowej z kontraktem różnicowym (CfD) na okres 15 lat. Dzięki przyznanej mocy przyłączeniowej EDPR może zrealizować obiekty OZE o łącznej mocy zainstalowanej do 154 MW, w tym pływającą elektrownię fotowoltaiczną o mocy 70 MW, objętą kontraktem różnicowym, a także 14 MW nadwyżki mocy zainstalowanej w elektrowniach słonecznych i 70 MW hybrydowej mocy zainstalowanej w elektrowniach wiatrowych; dwa ostatnie projekty nie podlegają kontraktowi różnicowemu. Inwestycje mają zostać oddane do użytku w 2025 r. Stanowią one wyraźny przykład tworzenia wartości dzięki hybrydyzacji technologii odnawialnych i optymalizacji przyłączenia do sieci.



Źródło: informacja prasowa

## DROGI PRĄD W NIEMCZECH TO PROBLEM DLA POMP CIEPŁA

POMPY CIEPŁA MAJĄ W PRZYSZŁOŚCI ZASTĄPIĆ W NIEMCZECH KOTŁY CENTRALNEGO OGRZEWANIA – WYMIANA TA JEST OKREŚLANA TERMINEM: „TRANSFORMACJA CIEPŁOWNICZA” (NIEM. WÄRMEWENDE). WRAZ Z EKSPLOZJĄ CEN PRĄDU WZRASTAJĄ JEDNAK I KOSZTY EKSPLOATACJI POMP CIEPŁA, CO JEST POWAŻNYM PROBLEMEM DLA REALIZACJI CELÓW OWEJ WÄRMEWENDE. NIEKTÓRE POMPY CIEPŁA STAJĄ SIĘ WRĘCZ NIEOPŁACALNE.

Skala problemu jest zależna od typu stosowanej pompy ciepła. Najbardziej popularna, bo względnie tania w zakupie pompa tego typu, wykorzystuje powietrze. Proces ten wymaga jednak sporego wkładu energii elektrycznej. Dla przeciętnego gospodarstwa domowego w Niemczech eksploatacja takiego urządzenia, które zapewnia ogrzewanie budynku i ciepłą wodę dla czteroosobowej rodziny, oznacza dodatkowe zużycie roczne prądu na poziomie 3809 kWh. W przypadku pompy ciepła, która korzysta z geotermii, to 2552 kWh. Najkorzystniej wypadają pompy ciepła używające wody, gdyż potrzebują one 2138 kWh rocznie.

### 6 milionów pomp do 2030?

W styczniu br. 1 kWh kosztowała w Niemczech przeciętnie 36,19 centów, czyli około 1,70 zł/kWh. Tak więc koszt eksploatacji pompy ciepła wynosił od 3600 do 4500 zł w skali roku. W planach niemieckiej koalicji rządzącej pompy ciepła odgrywają decydującą rolę. Do 2030 roku rząd planuje instalację 6 milionów takich urządzeń. Jednak po pierwszym dużym boomerze na pompy ciepła, który zaczął się w 2020 roku, pojawiły się liczne głosy krytyczne. Bawarska radiostacja BR24 zwraca uwagę na problemy w dużych budynkach mieszkalnych, których jest sporo w tym regionie. Znaczny odsetek większych domów w Bawarii to budynki raczej starsze, które ze względu na swoją strukturę nie nadają się do nowoczesnej termomodernizacji. Zużycie ciepła jest w nich oczywiście bardzo wysokie. Właściciele takich budynków, stosujący pompy ciepła, płacą dodatkowe



**Aleksandra Fedorska**

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

rachunki za prąd, sięgające 400 euro miesięcznie. Pierwsze pozwy skierowane przeciwko firmom, które sprzedały i zamontowały pompy ciepła, sugerując znaczny spadek kosztów ogrzewania, przyznały rację klientom. Sądy uznały, że zostali oni świadomie oszukani.

### Niska wydajność

Jednym z głównych zarzutów podnoszonych przez wielu klientów jest, oprócz wysokich rachunków za prąd, bardzo niska wydajność omawianych instalacji. W niektórych przypadkach udokumentowano, przy wsparciu rzeczoznawców, że temperatura w pomieszczeniach w okresie grzewczym nie przekroczyła 15-17 stopni i to przy maksymalnej pracy pomp ciepła. Jeżeli chodzi o ciepłą wodę, maksimum wydolności sięgało 40 stopni. – Zastosowanie pomp ciepła w istniejących budynkach jest skomplikowane i niewykonalne bez dodatkowych zmian. Grzejniki są przystosowane do wyższych temperatur. Jeśli system grzewczy jest zasilany niższymi temperaturami, grzejniki

musiałyby zostać powiększone. Dodatkowo system ten powinien być wspierany przez mniejsze kotły gazowe – tłumaczy profesor Klaus Knoll z Lipska. Badania przeprowadzone w regionie Schwarzwaldu wskazują na to, że producenci pomp ciepła wprowadzają klientów w błąd, deklarując, że wkład energii elektrycznej przekłada się na czterokrotnie większą ilość energii grzewczej. Tymczasem badania udowodniły, że współczynnik ten wynosi zaledwie 2,5.

**DIEHL**  
Metering

# SHARKY 775 CIEPŁOMIERZ ULTRADŹWIĘKOWY

Bezpieczny. Wszechstronny. Wydajny.  
Nowa jakość w pomiarach energii cieplnej.



**30** lat  
**DIEHL**  
Metering  
w Polsce

# CZY TO PUTIN PRZEPROWADZI TRANSFORMACJĘ EUROPEJSKIEJ ENERGETYKI?

KIEDY PISAŁEM FELIETON DO POPRZEDNIEGO NUMERU ECIZ, SYTUACJA NA GRANICY NASZEGO WSCHODNIEGO SĄSIADA BYŁA CO PRAWDA BARDZO NAPIĘTA, ALE NIE BRALIŚMY JESZCZE ZA PEWNIK, ŻE ROSJANIE DOKONAJĄ TAM KRWAWEJ I LUDOBÓJCZEJ INWAZJI. POZWOLIŁEM SOBIE NA KONIEC TAMTEGO TEKSTU ZAUWAŻYĆ, ŻE GŁUPAWE I NIEMERYTORYCZNE SPORY O ENERGETYKĘ CIESZĄ JEDYNIEM KREMLOWSKIEGO SATRAPĘ I WYGLĄDA NA TO, ŻE NIESTETY NAPISAŁEM TE SŁOWA W ZŁĄ GODZINĘ.

Dziś nikt już nie ma wątpliwości, że Rosja jest zagrożeniem dla światowego pokoju, a także, że jej aktywność militarną finansują w dużym stopniu rozwinięte kraje uzależnione od rosyjskiego gazu. Nie będę się w tym miejscu rozwijał na temat błędów i naiwności, z jakimi wiązała się wdrażana konsekwentnie u naszych zachodnich sąsiadów Energiewende, ale nie sposób nie zauważyć, że czas rosyjskich węglowodorów w Europie dobiega końca.

## Jak przejść kryzys?

Różnej maści „realiści”, głównie twitterowi, wzywają do powściągliwości w nakładaniu sankcji na import rosyjskich surowców, jednakże wydaje się, że klamka już zapadła i rachunek zysków i strat został w Europie oceniony prawidłowo. Tak – będziemy przez kilka najbliższych lat płacić więcej za paliwo, energię elektryczną, ciepło i gaz (a w konsekwencji za wszystkie w zasadzie dobra i usługi), jednakże pozwoli nam to znacząco ograniczyć ryzyko, że w dalszej perspektywie nasze dzieci będą musiały za coś płacić swoim życiem. Dr Wojciech Paczos z Cardiff University w rozmowie z red. Grzegorzem Sroczyńskim<sup>1</sup> wskazał, że możliwe jest przejście przez wywołany odcięciem rosyjskich węglowodorów kryzys przy spełnieniu czterech warunków. Po pierwsze, zwiększenia importu ropy z Arabii Saudyjskiej. Po drugie, włączenia Iranu do światowego systemu handlu ropą. Po trzecie, zapewnienia, że surowce z Zatoki Perskiej, którymi Chiny i Indie przestaną być zainteresowane wobec prawdopodobnego dogadania się w tej sprawie z Rosją, będą kupowane przez kraje członkowskie UE. Po czwarte wreszcie, radykalnego zmniejszenia konsumpcji zachodnich społeczeństw. Ten czwarty warunek jest z kolei czymś, co chciałbym omówić nieco szerzej w tym tekście.



**Jan Sakławski**

*Partner, radca prawny  
Kancelarii Brysiewicz,  
Bokina, Sakławski  
i Wspólnicy.*

## Bogaci emitują więcej

To konsumpcja jest przyczyną wstrzemięźliwości państw „starej” Unii w nakładaniu daleko idących sankcji na agresora. W momencie pisania przeze mnie tego tekstu Emmanuel Macron szykuje się właśnie do pierwszej tury walki o reelekcję, zaś Olaf Scholz jest świeżo upieczonym kanclerzem z malejącym poparciem społecznym. Politycy ci muszą liczyć się z opinią publiczną, która może nie być chętna do wyrzeczeń na rzecz interesów „odległego kraju, o którym wiemy niewiele”. Tymczasem nie od dziś wiadomo, że ślad węglowy jest powiązany z konsumpcją. Im jesteśmy bogatsi, im więcej wydajemy (nieproporcjonalnie, a w liczbach bezwzględnych), tym więcej energii musi zostać zużyte do produkcji

dóbr i świadczenia usług, z których korzystamy. Z tego powodu bogaci zawsze będą powodować większą emisję niż ubodzy, niezależnie od tego, czy jedzą wegańskie dania, korzystają z papierowych słomek, czy jeżdżą samochodem elektrycznym. Indywidualne wybory skalują się bardzo słabo. Z kolei rozwiązania systemowe, o ile są przemyślane i dobrze wdrożone, zwykle dają efekty wymierne. Podwyższenie cen towarów miałyby między innymi ten skutek, że osoby dotychczas wydające swoje środki na towary i usługi nie pierwszej potrzeby musiałyby w tym zakresie dokonać korekt w swoich budżetach domowych. To zaś przełożyłoby się szybko na zmniejszoną konsumpcję energii, zmniejszenie jej ceny hurtowej, a w konsekwencji mniejszy udział w produkcji źródeł konwencjonalnych. Sytuacja byłaby więc odwrotna do tej, z jaką mieliśmy do czynienia w ramach „postcovidowego” odbicia, gdy nasze elektrownie konwencjonalne po raz pierwszy od dawna doprowadziły do eksportu energii do naszych sąsiadów.

### WIĘKSZA ŚWIADOMOŚĆ KONSUMENTA

Być może dzięki presji finansowej większą popularnością zaczną cieszyć się taryfy, które wymagają od konsumenta większej uważności przy korzystaniu z urządzeń elektrycznych w domu



foto. 123rf

Mniejszy popyt i w konsekwencji mniejsza podaż to również obniżenie kosztów uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> oraz mniejsze obciążenie środowiska naturalnego.

### Świadomi konsumenci energii

Konieczność zwracania większej uwagi na prywatny model zużycia energii może również długoterminowo pomóc wypracować lepsze zwyczaje konsumenckie w tym zakresie. Niestety, długoterminowe utrzymywanie cen energii na niskich poziomach spowodowało, że Polacy nie zwracali dotychczas większej uwagi na swoje profile zużycia. Być może dzięki presji finansowej większą popularnością zaczną cieszyć się taryfy, które wymagają od konsumenta większej uważności przy korzystaniu z urządzeń elektrycznych w domu. Taryfy G12 (tańsza energia w godzinach nocnych) i G12w (tańsza energia w weekendy) mogą znacząco obniżyć koszty energii elektrycznej przy założeniu, że konsument korzysta z niej świadomie. W niewątpliwie trudniejszej sytuacji znajduje się biznes i przemysł. Tutaj nie obejdzie się bez znaczącego wsparcia legislacyjnego przede wszystkim w zakresie odblokowania potencjału energetyki przemysłowej. Aktualnie deweloperzy instalacji OZE mierzą się z problemami sieciowymi na niespotykaną dotąd skalę. Niemal co czwarty wniosek o wydanie warunków przyłączenia spotyka się z odmową ze względu na brak możliwości technicznych. Nie wiemy, jaka jest z kolei skala wydawania warunków

o charakterze nierealnym, np. poprzez wskazywanie GPZ tak odległego, że poprowadzenie do niego kabla będzie całkowicie nieopłacalne i trudne do realizacji. W mojej praktyce spotykam się z tym jednak bardzo często. Odpowiedzią na ten problem może być dalszy rozwój społeczności energetycznych albo usunięcie z polskiego systemu prawnego barier dotyczących linii bezpośredniej. Najlepiej zaś, gdyby oba te rozwiązania zostały zaimplementowane niezależnie, skoro oba są jednoznacznie wskazane w dyrektywie RED II jako konieczne do przeprowadzenia transformacji energetycznej. Niewątpliwie dobrym rozwiązaniem będzie również wprowadzenie rozwiązań, które zwiększąby popularność umów cPPA. Zakłady przemysłowe, które mogłyby zainwestować we własną instalację połączoną z nimi linią bezpośrednią, a w pozostałym zakresie zakontraktować energię bezpośrednio z innych źródeł i bilansować ją na niewielkim obszarze funkcjonowania klastra, znacząco zmniejszyłyby obciążenie sieciowe i ograniczyły poleganie KSE na dużej energetyce konwencjonalnej. Wymaganie wyrzeczeń jest oczywiście trudne, w szczególności dla polityków państw demokratycznych, ale embarga surowcowe mogłyby pchnąć naszą gospodarkę w stronę koniecznych, a zbyt długo już odkładanych zmian.

### Przypis

<sup>1</sup> <https://next.gazeta.pl/next/7,151003,28269934,bez-embarga-nie-mamy-z-rosja-szans-wywinie-sie-splaci-dlugi.html>

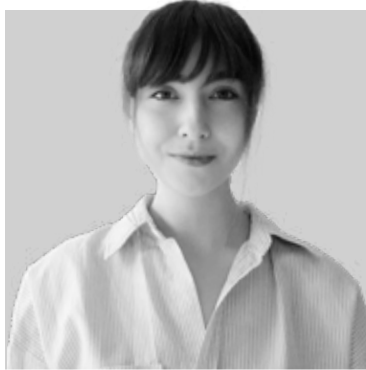
## SMR – MODUŁOWE ELEKTROWNIE JĄDROWE

OSTATNIO GŁOŚNO JEST O MAŁYCH REAKTORACH MODUŁOWYCH SMR, KTÓRE STANOWIĄ REALNY PLAN NA WDROŻENIE ENERGETYKI JĄDROWEJ W POLSCE.

Koncept SMR polega na seryjnej produkcji, a następnie montażu reaktorów w przygotowanym do tego miejscu. Technologia ta opiera się na różnych typach reaktorów (w zależności od rodzaju moderatora i chłodziwa), m.in. lekkowodnych, ciężkowodnych, gazowych, sodowych, helowych lub chłodzonych gazem z moderatorem grafitowym. Producentem reaktorów modułowych (SMR) jest amerykańska spółka NuScale Power, którą założyła w 2007 r. grupa naukowców z Oregon State University. „Przeszliśmy do historii jako firma z pierwszym małym reaktorem modułowym, która otrzymała zatwierdzenie projektu przez amerykańską NRC (Komisja Regulacji Jądrowych)”. To właśnie z nimi spółka skarbu państwa KGHM Polska Miedź S.A. zawarła umowę na budowę małych reaktorów jądrowych (SMR) w Polsce.

### SMR-y od NuScale

NuScale opracowała koncept elektrowni jądrowej składającej się z kilku reaktorów lekkowodnych (reaktorów moderowanych i chłodzonych lekką wodą). Wymiary reaktora to niecałe 20 m wysokości i 3 m średnicy. Znajduje się on w zbiorniku bezpieczeństwa (23 m wysokości i 4,5 m średnicy), a całość umieszczona jest w basenie wydrążonym w powierzchni ziemi. Elektrownie VOYGR SMR mogą pracować w konfiguracji czterech, sześciu lub dwunastu modułów. W 2018 roku Komisja NRC uzgodniła, że SMR-y firmy NuScale nie wymagają rezerwowego zasilania, a w sierpniu 2020 roku wydała raport oceniający, że ich projekt spełnia wymogi bezpieczeństwa. Projekt zatwierdzony przez NRC generuje 60 MWe, jednak później firma ogłosiła wyniki, według których moduł może wytwarzać do 77 MWe. Oferując skalowalną elektrownie modułową, NuScale chce sprostać wymaganiom inwestorów. Proponuje rozwiązanie,



**Justyna Jęczyńska**

*Studentka III roku energetyki na Wydziale Energetyki i Paliw Akademii Górniczo-Hutniczej im. Stanisława Staszica w Krakowie. Od 2020 roku członek Koła Naukowego Energetyków Jądrowych Uranium, przy AGH.*

które jest elastyczne pod względem wielkości, mocy oraz wpasowuje się do większej liczby lokalizacji.

### Zadania SMR-ów

SMR-y mogą być stosowane w przemyśle jako lokalne źródła ciepła, produkując je na potrzeby podłączonych obiektów (HTR – wysokotemperaturowe reaktory chłodzone gazem, LWR – reaktor wykorzystujący lekką wodę zarówno jako chłodziwo, jak i moderator) lub w ciepłownictwie. Mogą być również instalowane w celu zapewnienia energii elektrycznej odbiorcom w miejscach, gdzie sieć przesyłowa nie jest dobrze rozwinięta, albo do uzupełnienia potrzeb energetycznych niektórych rejonów w krajach dobrze rozwiniętych. Ze względu na niższe wydatki kapitałochłonne pojedynczej inwestycji cieszą się one coraz większym zainteresowaniem

przedsiębiorców. Pierwsze elektrownie powstaną jednak dopiero pod koniec dekady. Ceny jednostkowej energii z reaktora SMR mogą być wyższe w porównaniu do ceny jednostkowej energii z reaktora wielkoskalowego. Rozwiązanie SMR jest bardzo innowacyjne i stanowi realny plan na wdrożenie energetyki jądrowej w Polsce. Wykorzystanie tych reaktorów do produkcji energii oraz w ciepłownictwie jest znacznym krokiem w stronę redukcji emisji CO<sub>2</sub> oraz zmniejszenia uzależnienia od importu surowców energetycznych (węgla i gazu), co pozwoliłoby na wzrost bezpieczeństwa energetycznego. Należy jednak pamiętać, że SMR to nie konkurencja dla dużych jednostek, które stanowią podstawę systemu energetycznego. Przewagę mają jedynie w przypadku konkretnych zastosowań (np. w lokalizacjach położonych daleko od sieci przesyłowej czy źródła energii elektrycznej i ciepła dla przemysłu). Jedną z barier wejścia SMR na rynek jest kwestia certyfikacji. Tak jak w przypadku dużych



reaktorów – wymagane są szczegółowe analizy dozoru jądowego. Bariery legislacyjne są często takie same.

### Kiedy pierwszy SMR?

Liderami w zakresie rozwoju SMR-ów są USA, Rosja, Chiny, Wielka Brytania. To właśnie te kraje wyznaczać będą standardy i kierunki rozwoju dla technologii małych reaktorów modułowych. Technologia SMR cieszy się coraz większym zainteresowaniem, jednak znaczenie ich zastosowania może wzrosnąć dopiero po 2030 roku, kiedy zostaną wybudowane pilotażowe jednostki. Zgodnie z umową zawartą pomiędzy NuScale Power a KGHM, pierwsza elektrownia w Polsce „NuScale VOYGR”, opierająca się na SMR, ma powstać już w 2029 roku. Jest to jeden z dwóch projektów (równoległe z projektem spółki ORLEN Synthos Green Energy, opierającym się na reaktorze BWRX-300 GE Hitachi Nuclear Energy), których celem jest wprowadzenie technologii małych reaktorów jądowych w Polsce.

### Literatura

-<https://www.cire.pl/artykuly/serwis-informacyjny-cire-24/139217-projekt-reaktora-smr-nuscale-przechodzi-do-etapu-produkcji>  
 - <https://www.cire.pl/artykuly/serwis-informacyjny-cire-24/178234-aktualizacje-i-zmiany-finansowe-projektu-smr-firmy-nuscale>  
 -[https://www.ncbj.gov.pl/sites/default/files/male\\_reaktory\\_modulowe\\_smr\\_-\\_raport\\_ncbj.pdf](https://www.ncbj.gov.pl/sites/default/files/male_reaktory_modulowe_smr_-_raport_ncbj.pdf)  
 -<https://www.nuscalepower.com/technology>



# 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.

# W POSZUKIWANIU?

dr inż. Andrzej Sikora

Instytut Studiów Energetycznych sp. z o.o. w Warszawie

Wojna w Ukrainie będzie miała o wiele większy wpływ na świat niż pandemia COVID-19, która drastycznie zmieniła gospodarkę. Nadrzędnym tematem jest już nie tylko maksymalizacja dochodów i minimalizacja kosztów (wydatki na energię i zasoby), ale również wartości ludzkie, np. zdrowie czy demokracja, które kierują decyzjami politycznymi oraz strategicznymi w większym stopniu niż w przeszłości, a zmiana klimatu i transformacja energetyczna są w tle czynnikiem wspierającym zmianę zasad gry.

**38** dzień wojny, zbrodniczego najazdu Putina, Moskwy, na suwerenną Ukrainę. Nie „zielone ludziki”, a regularna armia. Mimo licznych sankcji (praktycznie wszystkie firmy z sektora oil&gas, z sektora energetycznego opuszczają Rosję, która doświadcza ostracyzmu, jest bojkotowana, izolowana, wykluczana), żadne z nich nie zostały skierowane jeszcze na węglowodory i ich eksport. Kiedy piszę ten tekst, Polska pokazuje jednak, pierwsza w Unii, program odejścia od tych rosyjskich surowców do końca 2022 r., a amerykański prezydent ogłasza bezprecedensowe uwolnienie ropy ze strategicznych rezerw USA i inne kroki, jakie jego administracja podejmie, aby ukarać firmy naftowe za niezwiększanie produkcji z niewykorzystanych koncesji na gruntach federalnych. Program uwolnienia rezerw uderzy także w OPEC i spowoduje znaczne obniżenie kartelizowanych cen ropy naftowej.

## Co z surowcami z Rosji?

Niestety widzę to jako milczące uznanie znaczenia Rosji dla globalnych dostaw tych towarów (także węgla, także LNG, a zwłaszcza w odniesieniu do gazu ziemnego), ponieważ Rosja zaspokaja około 40% rocznego zapotrzebowania Europy. Jeśli nie rządy – zrobią to firmy, gdyż ryzyko prowadzenia interesów z Rosją stanie się zbyt duże dla wielu spółek, nawet bez sankcji. Bardzo niewiele firm handlowych, żegludowych i ubezpieczeniowych będzie gotowych podjąć ryzyko obsługi ładunków z Rosji, obawiając się fizycznego ataku, problemów z płatnościami z powodu sankcji finansowych, ryzyka niedostarczenia w przypadku podjęcia dalszych środków przeciwko Rosji, a nawet sprzeciwu opinii publicznej i inwestorów za kontynuowanie prowadzenia interesów z krajem postrzeganym jako prowadzący nielegalną – trzeba powiedzieć: zbrodniczą – wojnę.

foto. 123rf

Eksport rosyjskich surowców energetycznych prawdopodobnie będzie trwał jeszcze przez jakiś czas, ale potem zacznie się i to zmieniać. Europejskie rafinerie będą niechętnie kupowały rosyjską ropę Urals, która już obecnie oferowana jest z bardzo wysokimi rabatami, aby znaleźć nabywców. Dyferencja Urals osiągnęły rekordowo niski poziom. Gazociągi są na razie bezpieczne, energetyka zawodowa – już nie. W wielu obserwowanych wojnach na świecie nikomu się nie opłacało niszczyć kosztownej infrastruktury. Pytanie: dlaczego Ukraina pozwala tłoczyć – mimo rosyjskiej napaści – gaz przez swoje terytorium i w ten sposób zarabiać Rosji i finansować zbrojenia? Dlaczego też Rosja nie uderzy w tę część ukraińskiej infrastruktury krytycznej, by siać terror i zamęt? Odpowiedź jest dość prosta: nikomu się to obecnie nie opłaca. Jednak czy po zakończeniu wojny ukraiński system przesyłowy gazu i ropy naftowej będzie nadal istniał? Nie wiadomo – popatrzmy na przypadek Możejek i trwale „zepsutego” rurociągu produktowego.

1 marca Reuters<sup>1</sup> podał, że eksport Gazpromu do Europy spadł o 32,6% r./r., do 23,2 mld m<sup>3</sup> w pierwszych dwóch miesiącach 2022 r. Historia oceni, czy był to już sygnał zwiastujący wojnę, do której Putin przygotowywał się od 2014 r. Formalnie zablokowano logistycznie Rosję, nie wpuszcza się rosyjskich samolotów, statków do portów, nie przyjmuje kontenerów, zablokowano dostawy szerokim torem – także surowców hutniczych i metalurgicznych. Jako drugi co do wielkości producent gazu ziemnego na świecie i jeden z trzech największych producentów ropy naftowej, obok USA i Arabii Saudyjskiej, Rosja odgrywała kluczową rolę w globalnych dostawach energii. Analitycy Wood Mackenzie ostrzegli na koniec lutego, że gdyby UE nałożyła sankcje, które natychmiast wstrzymałyby przepływy rosyjskiego gazu, może to doprowadzić do znacznego niedoboru surowców, zamykania fabryk, wzrostu cen i ostatecznie globalnej recesji. Rysunek 1 pokazuje wartość rosyjskiego eksportu i udział Rosji w rynku europejskim dla różnych towarów. Na szczególną uwagę zasługuje fakt, że chociaż ropa i gaz są największymi zarobkami z eksportu, a udział Rosji w europejskim rynku jest największy w przypadku gazu, istnieje wiele innych sektorów, w których rosyjska produkcja ma duże znaczenie dla Zachodu, w tym niklu i węgla.

Bardzo trudno w takim wojennym czasie o spokojny, wyważony tekst. Jak pisać o przyszłości energetyki, strukturze wytwarzania, cenach, kiedy tuż za granicą giną ludzie – także cywile, także dzieci? Coś, co na naszym kontynencie, doświadczone tak strasznie wojną wydawało się niemożliwe, znowu się dzieje. Ukraina i Ukraińcy walczą o wolną, demokratyczną Europę.

### Chaotyczna transformacja?

Już w połowie grudnia 2021 zaczynają się budzić i buntować giganci. Szefowie firm naftowych, w tym



**RYS. 1**  
Wartość rosyjskiego eksportu i udział Rosji w rynku europejskim dla wybranych towarów

Saudi Aramco – największego światowego producenta ropy, oraz amerykańskich firm naftowych ExxonMobil i Chevron publicznie ocenili proponowaną strategię przechodzenia na alternatywne źródła czystej energii jako „głęboko wadliwą” i wezwali, aby paliwa kopalne pozostały częścią miksu energetycznego jeszcze przez wiele lat, pomimo globalnych wysiłków na rzecz szybkiej reakcji na tzw. kryzys klimatyczny. To pierwszy tak silny i zdecydowany głos, który wybrzmiał podczas grudniowego spotkania branżowego w Houston, gdzie podkreślano, że „[...] Świat stoi w obliczu coraz bardziej chaotycznej transformacji energetycznej skupionej na wysoce nierealistycznych scenariuszach i założeniach dotyczących przyszłości energii” (Amin H. Nasser CEO Saudi Aramco).

Średnia hurtowa cena prądu w UE w ciągu ostatniego roku wzrosła o 200% jako w dużej mierze efekt astronomicznych podwyżek cen gazu, który jeszcze nigdy nie kosztował tak dużo. Dochodzimy do bariery, gdzie energochłonni odbiorcy zaczynają zamykać biznesy, także z powodu przerwania łańcuchów dostaw. I z niepokojem patrzymy, co przyniesie kolejny dzień, nie pamiętając już o pandemii, o kolejnych wersjach, mutacjach wirusa, który zebrął tragiczne żniwo idące w setki niepotrzebnych śmierci dziennie i dziesiątki tysięcy zmarłych ludzi, często w sile wieku. Oczekujemy jakiegoś znaku, przełomu, sygnału, że to już zmiana, odbicie, że jutro będzie jeśli niekoniecznie lepiej, to na pewno inaczej, że nie będzie wojny, gwałtów i niepotrzebnych śmierci, zniszczeń.

Wojna wymusi gwałtowne przyspieszenie, zmianę, pojawienie się nowych, lepszych technologii, a tym energetycznym „inaczej” wydaje się być wodór.

### Brak wizji i wizjonera

Światowa polityka energetyczno-klimatyczna zmuszała do szukania alternatywnych rozwiązań i źródeł dla taniej, łatwo, powszechnie dostępnej energii elektrycznej. Dzisiaj priorytetowe zdają się być aspekty magazynowania i przesyłu wodoru na skalę przemysłową oraz optymalizacja procesu jego

otrzymywania (produkcji?). Czy doczekamy chwili, kiedy na molekularnych sitach w obecności katalizatora będzie możliwy rozkład cząsteczki wody (metanu; etanu; propanu – niepotrzebne skreślić) do tlenu i wodoru? Analogicznie do tego, jak dziś w każdej szkolnej sali dokonujemy elektrolizy wody – tyle tylko, że ten proces wymaga dużo więcej energii niż ta, która mogłaby być otrzymana z wodoru, bo to reakcja z ujemnym bilansem energetycznym. A mówiąc o elektrolizie, nie można zapomnieć o metodzie PEM (ang. *Polymer Electrolyte Membrane*), stanowiącej alternatywę dla mało efektywnej, lecz tańszej metody (ang. *Alkaline Water Electrolysis*). Jediną, ale decydującą wadą PEM jest jej wysoki koszt. Spekulując można próbować obniżyć koszty tejże metody poprzez zastąpienie platyny grafenem w roli katalizatora.

Jako ludzkość szukamy tego Graala energetyki, szukamy wizjonera, szczęściarza, Newtona, Maxwella, Tesli, kogoś na początek XXI wieku, kto otworzy niewidoczne (może zatrzęsnięte) na razie przed nami bramy energetycznego rajku.

## **Eksport rosyjskich surowców energetycznych prawdopodobnie będzie trwał jeszcze przez jakiś czas, ale potem zaczną się i to zmieniać**

Także w Polsce brakuje mi wizji, może wizjonera formatu np. naszej noblistki Marii Skłodowskiej-Curie sto lat temu. Brakuje mi determinacji do bycia nowoczesnym, do bycia w awangardzie zmian technologicznych, przemysłowych. Kiedy dziś naukowcy, na przykład z CalTech, dostają Nobla za pomiary fal grawitacyjnych, kiedy ludzkość zaczyna dotykać ciemnej energii, ciemnej materii, kiedy synteza jądrowa pozwala na utrzymanie tego zjawiska w warunkach ziemskich już kilkanaście sekund, brakuje mi tam naszych naukowców, o pieniądzach nie wspominając. A przecież jesteśmy jednym z najbogatszych krajów świata. Rząd anonsuje zmianę polityki energetycznej, gdzie znajduje się miejsce dla produkcji wodoru na skalę przemysłową oraz łańcucha wartości jej towarzyszącego. Strategia wodorowa ma wspierać wszelkie metody produkcji wodoru nisko- i zeroemisyjnego ze wskazaniem na: proces elektrolizy wody, technologię zgazowania, fermentacji lub pirolizy biomasy, reforming parowy biogazu, reforming parowy biometanu, zgazowanie, termiczne przetwarzanie czy pirolizę odpadów, gazy odpadowe, reforming parowy węglowodorowych z wykorzystaniem technologii wychwytywania i magazynowania CO<sub>2</sub> (CCS/CCU), zgazowanie węgla z wykorzystaniem technologii CCS/CCU, technologii IGCC oraz IGFC – wylicza resort klimatu. To dobrze, że się nie ograniczamy. Strategia zakłada, wśród wspomnianych działań, opracowanie studium

wykonalności rurociągu na wodór północ-południe zwanego w dokumencie „autostradą wodorową”. Jest także „zbadanie istniejącej infrastruktury gazowej pod kątem możliwości zatłaczania wodoru i przesyłu mieszanin wodoru z gazem”.

### **Koncern multienergetyczny**

Gdy zapytamy ludzi, skąd bierze się energia elektryczna, to duża część, zwłaszcza młodszych, nie będzie w stanie odpowiedzieć na to pytanie w sposób poprawny – połączyć prąd w gniazdku z zawodową elektrownią, może z farmą fotowoltaiczną, wiatrakami, ale chyba nie z np. biogazownią.

Pojawiają się pytania o efektywność i wpisywanie się w taksonomię, w bycie „sustainable” – bycie zrównoważonym, także środowiskowo. Kiedy odcinamy się od dostaw z Rosji to słowa nie wystarczą, a działania potrzebują jednak więcej zdecydowania, wiedzy, a przede wszystkim pokory.

Olbrzymiej pokory, wiedzy, pieniędzy i szczęścia wymaga wejście w obszar energetyczny, gdzie widzimy energetykę jądrową z małymi modułowymi reaktorami, wielkoskalowe OZE w postaci morskich wiatrowni i dalej elektrolizę, czyli pozyskiwanie zielonego wodoru. Od lat chodzi mi po głowie koncern z wiodącą rolą głównego polskiego upstreamera, polskiej rafinerii i polskich azotów, gdzie wyrugować będzie można znaczącą rosyjską obecność w akcjonariacie.

Czy Polska jest za mała na dwa duże, mocne, oparte na stabilnych fundamentach koncerny multienergetyczne? Czy Europa nie zmieści dodatkowo dwóch znaczących polskich graczy? Czy to tylko marzenia?

W mojej ocenie wypełnianie za wszelką cenę drastycznych warunków wynegocjowanych przez PKN ORLEN z Komisją Europejską wobec wojny jest błędem. Błędem jest też wpuszczanie do Polski MOL – oddawanie zdolności przerobowych w Gdańsku podmiotowi, który nawet w czasie wojny flirtuje z Rosją.

W mojej ocenie, brak dostaw zwyczajowo (2-3 USD/bbl) tańszego surowca z Rosji (dyferencjał sięga obecnie ponad 20 USD/bbl, gdyż nikt nie chce kupować ropy „pachnącej ukraińską krwią”) spowoduje w dłuższym terminie, że PKN ORLEN stanie się najdroższą w przerobie rafinerią w regionie Europy Środkowej i Wschodniej – będzie jeszcze trudniej niż w zaopatrzeniu i rentowności Możejek. Saudi Aramco gwarantuje dostawy ropy do PKN ORLEN „w przypadku finalizacji procesu przejęcia Grupy LOTOS, na bazie podpisanej umowy długoterminowej” na poziomie od 200 do 337 tys. baryłek dziennie na warunkach rynkowych, co – prawdopodobnie – oznacza cenę wyższą od ropy dotychczas kupowanej ze Wschodu. Cena za ropę 200 USD/bbl jest w zasięgu wzroku, ponieważ rynek nie jest już w pełni funkcjonalny, a OPEC kolejny raz w historii (od wojny Jom Kippur 1973 r.) wykorzystuje sytuację wojenną. Można postawić pytanie, jak szybko pojawią się oportunistyczni nabywcy, rządy

# AXIS Tech

[www.axt.eu](http://www.axt.eu)



**URZĄDZENIA DO  
GENEROWANIA  
ENERGII Z  
BIOMASY**



**PROJEKTY  
W ZAKRESIE  
REDUKCJI  
EMISJI**



**ROZWIĄZANIA  
W ZAKRESIE  
ZWIĘKSZENIA  
EFEKTYWNOŚCI**



◀ Tallinn, Estonia



◀ Dyneburg, Łotwa



◀ Suwałki, Polska

# auma®

*Solutions for a world in motion*

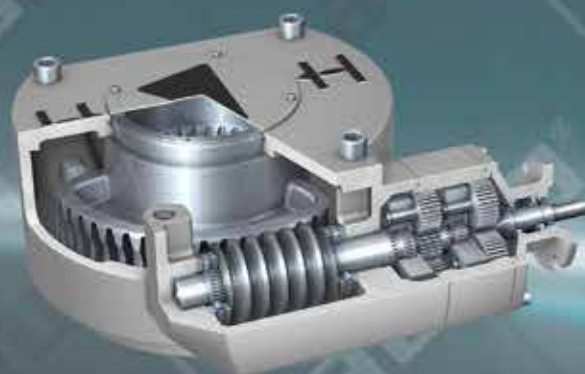
**AUMA Polska Sp. z o.o.**

41-219 Sosnowiec

ul. Komuny Paryskiej 1 d

tel. 32 / 783 52 00

fax. 32 / 783 52 08





fot. 123rf

i korporacje, którzy „ponownie rozważą sankcje” i być może powrócą do zakupów z Rosji. Niestety widzę niewielkie szanse na dopuszczenie Iranu na otwarty rynek węglowodorów. Ta trwałość rekordowych cen, także dla gazu i energii w Europie, wydają się niemożliwe do przewidzenia w tym momencie.

W związku z przejęciem LOTOS-u przez PKN ORLEN powstanie nowa sytuacja w segmencie logistyki paliw. Unimot Investments (Grupa Unimot) zawarła przedwstępłą umowę nabycia 100% akcji spółki Lotos Terminale, czego efektem będzie (jeśli transakcja dojdzie do skutku) przejęcie przez Unimot<sup>3</sup>:

- 9 terminali paliw o łącznej pojemności 350 tys. m<sup>3</sup> (rozbudowywanych do 410 tys. m<sup>3</sup>), czyli pięciu terminali należących do Lotos Terminale (w Czechowicach-Dziedzicach, Jaśle, Piotrkowie Trybunalskim, Poznaniu oraz Rypinie), oraz czterech terminali PKN ORLEN (w Bolesławcu, Szczecinie, Gutkowie oraz Gdańsku), co da Grupie Unimot trzecie miejsce na rynku krajowym w segmencie magazynowania paliw. Dzięki zakładom produkcji asfaltów w Jaśle i Czechowicach-Dziedzicach Grupa Unimot będzie drugim graczem na rynku sprzedaży asfaltów.
- Ponadto PKN ORLEN jest zobowiązany do modernizacji i rozbudowy terminala morskiego w Szczecinie, co da Grupie Unimot ok. 10 tys. m<sup>3</sup> pojemności przeznaczonych do magazynowania paliwa lotniczego oraz 40 tys. m<sup>3</sup> przeznaczonych do magazynowania oleju napędowego.

### Można to zrobić inaczej

W mojej ocenie można zrobić to lepiej, efektywniej. Inaczej.

W obliczu doświadczanej tragedii porównanie jest nieadekwatne, ale na sektor energetyczny (i „cały biznes”) wojna w Ukrainie będzie miała o wiele większy wpływ niż pandemia COVID-19, która drastycznie zmieniła gospodarkę. Nadrzędnym tematem jest już nie tylko maksymalizacja dochodów (PKB, sprzedaż) i minimalizacja kosztów (wydatki na energię i zasoby), ale również (a może przede wszystkim) wartości ludzkie, np. zdrowie czy demokracja, które kierują decyzjami politycznymi i strategicznymi w większym stopniu niż w przeszłości, a zmiana klimatu i transformacja energetyczna są w tle czynnikiem wspierającym zmianę zasad gry. Rozwój sytuacji w Ukrainie oraz na rynkach ropy i gazu jest dynamiczny i niestabilny, ale większość obserwatorów zgadza się, że działania wojenne prawdopodobnie będą się przedłużać. Dwa narzucające się scenariusze drastycznej zmiany to:

1. III wojna światowa, w tym opcja nuklearna, oraz
2. zmiana reżimu w Rosji.

W przeciwnym razie rynek pozostanie w obliczu „cichego przerebu” i zastępowania jak największej ilości rosyjskiej podaży. Oczywiście, rosyjska podaż nie jest jedyną zmienną przy ocenie bilansu podaży/popytowego. W rzeczywistości można śmiało powiedzieć, że niepewność co do podaży, popytu, handlu i logistyki nigdy nie była tak wysoka jak teraz. UE szybko przedstawiała strategię odejścia od rosyjskich surowców, ale w obecnej sytuacji trzeba pamiętać, że te plany będą jeszcze wielokrotnie zmieniane, np. z uwagi na kolejne sankcje odwetowe Rosji obejmujące eksport surowców lub inne nieplanowane wydarzenia.

### KONWENCJONALNA PRZYSZŁOŚĆ

Mimo ogromnej presji związanej z zieloną transformacją, paliwa konwencjonalne zostaną podstawą krajowego systemu przez wiele najbliższych lat

## Król jest nagi

Nic nie jest już takie, jak wczoraj. Świat dramatycznie się zmienił. Tak – czas przeszły dokonany. Kiedy piszę ten tekst, Rosjanie zabili 136 ukraińskich dzieci. Liczba uchodźców w Polsce przekroczyła 2,5 mln osób (od początku pandemii na COVID-19 zmarło ok. 8 mln chorych).

Jest dziś zasadnicza różnica w porównaniu z falą jesienną i wiosenną 2020 r., kiedy zostaliśmy totalnie uziemieni. Ponadto zmiany klimatu (abstrahując na ile spowodowane emisjami antropomorficznymi CO<sub>2</sub>, czy – jak obecnie chcą liderzy rządzący światem – także metanu) stają się trudnymi do akceptacji faktami. Susze, powodzie, huragany i tornada – trąby powietrzne, a na to spektakularne działanie non-szalancji człowieka, jak eksplozja saletry amonowej w Bejrucie.

Dziś, jako Europejczycy, doświadczamy światowej wojny o dostęp do tanich surowców i technologii energetycznych. Rosja w tej wojnie jest zdeterminowana i bezkompromisowa. NATO czeka szereg bardzo trudnych decyzji. A Unia Europejska już wybrała odejście od paliw kopalnych, ograniczoność dostępu (może lepiej ekologicznie i kosztowo reglamentowany) do energii jądrowej. Tym bardziej, że moja Europa w przyjętej polityce klimatycznej – bez swoich surowców energetycznych – musi inaczej zatroszczyć się o swoje energetyczne bezpieczeństwo, stąd tak silna presja na wodór i nowe, ciągle jeszcze niezbrane technologie energetyczne. Trochę jak Los Alamos i konieczność budowy bomby atomowej w czasie II wojny światowej.

Tracimy niestety suwerenność energetyczną. Jako Polska utraciliśmy pozycję eksportera energii w Europie Środkowej i mimo dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego – w obecnej sytuacji energetycznej – będziemy musieli, mimo kolosalnych nakładów inwestycyjnych i dywersyfikacji dostaw, w dalszym ciągu korzystać w dużej części z rosyjskiego gazu, który przyjdzie tym razem z Zachodu. Czy na pewno o to walczyliśmy?

Pokora podpowiada, że aby pisać o wodorze, który wraz z helem jest głównym budulcem znanego nam „otoczenia”, należy znacznie głębiej wejść w obszar kosmologii, budowy wszechświata i uzmysłowić sobie, że 95% otaczającego nas właśnie „kosmosu” to ciemna energia i ciemna materia, a pozostałe 5% – galaktyki z Drogą Mleczną, gwiazdy, międzygalaktyczny gaz i nasz Układ Słoneczny (a w nim staruszka Ziemia, która wydaje się nam być z tego punktu widzenia oczywistym ewenementem, szczególnym przypadkiem, aby nie powiedzieć: wybrykiem – anomalią). Znana nam materia, w tym neutrina, stanowią tylko 1% masy wszechświata, bo pozostałe 4% to właśnie wodór i hel. Czysty wodór i czysty hel – a ma to ogromne energetyczne znaczenie.

Rachunek prawdopodobieństwa podpowie, że nasz Układ Słoneczny, Ziemia jest wielokrotnie

powtarzalną, ale jednak w bezmiarze wszechświata – anomalią. Może bardziej niż „anomalią” lepiej pisać: szczególnym, powtarzalnym także przypadkiem, bo wodór na Ziemi jest uwięziony w związkach węglowodorowych, azotowych (amoniak – NH<sub>3</sub>, czyli azan) i wodzie. W przeciwieństwie do kosmosu w przyrodzie ziemskiej praktycznie nie występuje samodzielnie.

Wodór rozumiemy jako nośnik, magazyn energii. Staje się dostawcą energii, kiedy w procesach syntezy jądrowej (procesy na przykład zachodzące na Słońcu), w wyniku połączenia atomów wodoru w olbrzymich temperaturach staje się budulcem helu, wydając jednocześnie olbrzymie kwanty energii i wolnych neutronów. Reakcja termojądrowa jest głównym, poza energią grawitacyjną, źródłem energii Słońca – energii gwiazd. Ziemiom daleko do możliwości sterowania tym procesem, na razie opanowaliśmy jedynie destrukcję w postaci bomby wodorowej, a proces syntezy w laboratoriach osiągnął rekordowy sukces 18 sekund (poprzednio 4,6 s)<sup>4,5,6</sup>.

\*\*\*

Jako ludzkość pielgrzymujemy. Czytelniku, czy masz świadomość uczestnictwa? Czy może jak Norwid, zostawisz to kolejnym pokoleniom? Ludziom nauki, wszystkim młodym? Komu?

Dlatego po raz kolejny apeluje do Was, chemików, fizyków, do Waszych otwartych umysłów – stawiajmy na badania podstawowe, na badania własne, na silną współpracę z nauką! W mojej ocenie synteza jądrowa to przyszłość, ale wodór jako nośnik energii (rozbitcie cząsteczki albo metanu, wody na sitach/membranach w polu grawitacyjnym ciemnej materii), struktury płaskie (membrana grafenowa!), ciemna energia oraz magazynowanie energii to most do tejże syntezy, to tematy podstawowe, wprowadzające w czyste technologie. Energia (ciemna materia, ciemna energia), jak węgiel 200 lat temu, jak ropa 100 lat temu, jak dziś gaz ziemny i natural gas liquids wyznaczają kierunki rozwoju branży chemicznej. W mojej ocenie tylko rozwój technologii i innowacyjność pozwolą na swobodne wejście kolejnych generacji w erę kosmiczną i pozwolą na podróże międzygalaktyczne.

Krzysztof Kolumb, ruszając w drogę do Indii, nie spodziewał się Nowego Świata. Mam wrażenie, że my już w podobną drogę wyruszyliśmy.

## Przypisy

- <sup>1</sup> <https://www.nasdaq.com/articles/russias-gazprom-jan-feb-gas-exports-down-by-third-y-y>
- <sup>2</sup> <https://www.woodmac.com/news/opinion/the-importance-of-ukraines-upstream-and-midstream/>
- <sup>3</sup> Strukturę właścicielską Unimot można znaleźć np. <https://www.unimot.pl/o-grupie/wladze/akcjonariat/>
- <sup>4</sup> <https://scitechdaily.com/korean-artificial-sun-kstar-fusion-reactor-sets-new-world-record/>
- <sup>5</sup> Por. <https://www.focus.pl/artykul/energia-gwiazd-na-ziemi?page=4>
- <sup>6</sup> Por. <https://www.cire.pl/item,171343,13,0,0,0,0,0,zapalic-slonce-na-ziemi-czyli-drugi-swiaty-graal-fizyki.html>



# ZETRIX® & ZEDOX®

## Mimośrodowość – dla wymagający aplikacji

### SZEROKA OFERTA PRZEPUSTNIC

**Nowość ARI!**



#### Zalety stosowania uszczelnienia metal/metal

##### ZETRIX®

Przepustnica z potrójnym mimośrodem – do bardzo wymagających warunków pracy w temperaturach od -60°C do maks. +450°C.

Z końcówkami do przyspawania (do DN 600), kołnierzowa (do DN 1400) lub z przyłączem międzykołnierzowym „lug“ (do DN 600).

##### ZEDOX®

*Nowość ARI:* Przepustnica podwójnie mimośrodowa High Performance – ekonomiczna alternatywa dla temperatur od -40°C do +260°C. Z końcówkami do przyspawania (do DN 1600), kołnierzowa (do DN 1200) lub do zabudowy międzykołnierzowej (do DN 800).

**Więcej szczegółowych informacji na temat naszej szerokiej oferty przepustnic centrycznych z uszczelnieniem miękkim ZESA®, GESA® i ZIVA® można znaleźć pod [www.ari-armaturen.com](http://www.ari-armaturen.com)**

**ARI-Armaturen GmbH & Co. KG**

Mergelheide 56-60 • D-33758 Schloß Holte-Stukenbrock

Telefon: +49 5207 994-0 • Fax: +49 5207 994-297 / -298

E-Mail: [info.vertrieb@ari-armaturen.com](mailto:info.vertrieb@ari-armaturen.com)



[www.ari-armaturen.com](http://www.ari-armaturen.com)

## Innowacyjne technologie oczyszczania spalin Odzyskiwanie ciepła . Ograniczenie emisji . Redukcja hałasu



Picture credit: Stadtwerke Kiel AG

- Skrojone na miarę rozwiązania do danego zadania
- Kompleksowy zakres usług z jednej ręki
- Idealnie dopasowane do siebie komponenty
- Bezkompromisowe podejście do jakości i funkcjonalności
- Elastyczne godziny pracy uwzględniające harmonogram klienta

**360**  
Konservacja i serwis

Opracowujemy rozwiązania i służymy pomocą w całym cyklu użytkowania.

Twój doświadczony partner w Polsce – dla wszystkich producentów OEM  
(Original Equipment Manufacturer)

Zaplanuj swój wysokowydajny system z [APROVIS.com](https://www.aprovis.com)



# DIGITALIZACJA TO MUST HAVE

fot. 123rf



PROF. DR HAB.  
INŻ. KONRAD  
ŚWIRSKI  
prezes Grupy  
Kapitałowej  
Transition  
Technologies

– Jeśli nie zabierzemy się do tego wagonu, to nasz przemysł, nasza gospodarka zostaną na peronie – tak o inwestycjach w IT mówi **prof. dr hab. inż. Konrad Świrski**, prezes Grupy Kapitałowej Transition Technologies. – Zaśniemy dzisiaj, jutro obudzimy się w drugiej lidze przemysłowej – ostrzega.

**Joanna Jaśkowska:** Na stronie Transition Technologies widnieje pana wypowiedź: „Jeżeli polskie firmy chcą się rozwijać, muszą inwestować w badania. Obecnie, aby gospodarka danego kraju mogła być konkurencyjna na tle pozostałych państw oraz bezpieczna przed cyberatakami szczególny nacisk powinien zostać położony właśnie na rozwój innowacji w sektorze IT”. Czy polski przemysł, w tym polska chemia, jest konkurencyjny?

**Konrad Świrski:** W Europie mamy dziś do czynienia z nowym rodzajem rewolucji przemysłowej. Myśląc o polskich zakładach energochłonnych, również

fot. Transition Technologies

chemicznych, widzę takie, które w tym temacie robią naprawdę dużo – choćby ORLEN. Jednak wyścig cały czas przyspiesza. Ostatnie lata to lawinowy wzrost inwestycji w Europie Zachodniej, gdzie powstają swoiste fabryki przyszłości. Przykłady? Gigafactory w dziedzinie produkcji baterii czy magazynów energii. Nowe inwestycje, które buduje się pod hasłem skrócenia łańcucha dostaw i przeniesienia kluczowych elementów produkcyjnych z powrotem do Europy. Mamy tu więc do czynienia z pewnego rodzaju reindustrializacją.

## Przestaje się liczyć wysoki koszt pracy – przemysł 4.0 powoduje redukcję tych kosztów – fabryki idealistycznie stają się bezobsługowe

Omawiany przemysł jest zupełnie inny niż ten, do którego byliśmy przyzwyczajeni – to przemysł nowej generacji. Europa, w tym Polska, nie jest w stanie walczyć z konkurencją kosztami pracy, czy wykonywać coś taniej. Musimy więc stawiać na optymalizację, większą elastyczność produkcji, poprawę dyspozycyjności, zmniejszenie awaryjności, eliminację pracy ludzkiej – to wszystko jest możliwe dzięki wykorzystaniu digitalizacji i tu widać tę wielką rolę IT. Polski przemysł nie może przespać tego momentu. Rynek nigdy nie jest w stanie spoczynku. Nowe inwestycje i digitalizacja to obecnie *must have*.

Po 24 lutego (inwazja Rosji na Ukrainę) dochodzi kolejny czynnik – kwestia bezpieczeństwa dostaw surowców, która na chwilę przyćmi wszystkie inne inwestycje. Kolejny rok/dwa będzie skupiony na możliwościach zamiany dostaw rosyjskich (węgiel, ropa, gaz) oraz na kolejnym odcinaniu połączeń biznesowych z Rosją, co dodatkowo spowoduje konieczność przenoszenia pewnych fabryk do EU.

### Jeśli mówimy o wiodącej roli IT, nie sposób nie brać pod uwagę cyberbezpieczeństwa...

Jeśli chodzi o cyberbezpieczeństwo, polski przemysł jest na przyzwoitym poziomie. Mamy procedury, rozwiązania, choć nie uświadamiamy sobie chyba, jak gigantyczny postęp dokonał się w ostatnich latach za naszą wschodnią granicą, i jakimi w tej chwili narzędziami dysponują tamtejsi programiści, których poczynania stają się niebezpieczne dla naszych instalacji przemysłowych.

W Polsce musi nastąpić rewizja w zakresie cyberbezpieczeństwa, tzn. powinniśmy jeszcze raz popatrzeć na ustawę dotyczącą tego obszaru, na rozporządzenia, a w sensie operacyjnym – na zakłady przemysłowe. A także zwiększyć budżety na inwestycje zarówno w instalacje z cyberbezpieczeństwa, jak

i na testowanie tych instalacji – w obu przypadkach nie możemy „usypiać”.

Znowu – wojna w Ukrainie podnosi kwestię cyberbezpieczeństwa do bardzo wysokiego poziomu i spowoduje jeszcze raz konieczność rewizji stanu bezpieczeństwa wszystkich przemysłowych instalacji krytycznych. Myślę, że korzystne byłoby zweryfikowanie obecnych ustaw o jeszcze bardziej konkretne i praktyczne zapisy oraz przeprowadzenie kompleksowych testów bezpieczeństwa wszędzie tam, gdzie konieczne.

### Powiedział pan o gigantycznych postępach, jakie zachodzą za naszymi granicami – oba związane są z digitalizacją. A jakie widzi pan związki między digitalizacją a dekarbonizacją? Jak cyfryzacja może pomóc w „zielonej transformacji”?

W kontekście dekarbonizacji sporo mówimy o energetyce, natomiast musimy zdać sobie sprawę z olbrzymiej rewolucji i zielonej transformacji w całym przemyśle – to już fakt. Czy chcemy, czy nie, Europa wybiera drogę, w której przewagę konkurencyjną zyskują organizacje zwracające uwagę na zeroemisyjność, również w zakresie CO<sub>2</sub>. Część polskiego przemysłu bardzo dobrze to rozumie, choćby wspomniany już ORLEN – jedna z nielicznych firm, która przyjęła plan neutralności klimatycznej 2020-2050 i robi bardzo dużo w tym kierunku. Jednak chyba nie wszyscy zdajemy sobie sprawę z tego, jak kompleksowo będzie to wyglądało w przyszłości. Ten europejski plan dotyczy każdego procesu przemysłowego. Niedługo również, na każdym produkcie, będzie widoczne oznaczenie tzw. śladu węglowego i tylko wyroby z tym niskim będą dopuszczone do obrotu, będą na dobrych półkach w handlu europejskim.

Konieczność eliminacji dostaw rosyjskich surowców w praktyce wzmocni tendencję odchodzenia od paliw kopalnych. Ktoś może powiedzieć: ale po co to robić, gdy ktoś spoza Europy może nam zaimportować wysokoemisyjne produkty? Proszę wówczas o zwrócenie uwagi na nowe regulacje i coś, co nazywa się Carbon Border Adjustment Mechanism – Europa przygotowuje się do pewnego rodzaju ceł emisyjnych na granicach.

Oczywiście wiele środowisk zacznie mówić o bezpieczeństwie surowcowym i rodzaju „powrotu do węgla”, ale to jedynie „chwilowy oddech” – w momencie kiedy trzeba będzie znaleźć alternatywę dla rosyjskich dostaw (zwłaszcza gazu). Jeśli tylko dojdzie do jakiegokolwiek unormowania sytuacji, dekarbonizacja wróci z jeszcze większą siłą, bo dotyczyć będzie już nie tylko węgla, ale i gazu.

Dekarbonizacja to więc kolejny *must have* – jeśli będziemy wytwarzać z wysokim śladem węglowym, nasze produkty nie zostaną dopuszczone do europejskich rynków przyszłości. A jeśli mamy zrobić energetykę bez CO<sub>2</sub>, to potrzebujemy bardzo silnej digitalizacji, bowiem cały postęp w nowych tech-

nologiach, nowym zasilaniu, polega właśnie na IT. W produkcji przemysłowej obserwujemy trend stawiania na własne źródła energii i to są instalacje zielone, działające razem z IT. Co dzieje się w naszych domach? Przykład z własnego podwórka – dostałem niedawno rachunek za zużytą energię elektryczną. Za cały mój dom + samochód elektryczny zapłaciłem w ubiegłym roku 160 zł. To pokazuje, jakie są możliwości. Oczywiście, mam panele fotowoltaiczne i wszystkie te nowe elektroniczne gadzety, ale powyższe cyfry obrazują coś, co może nam umyka – że postęp jest gigantyczny.

Następuje też inny sposób myślenia o energii.

### Czyli?

Cały system przechodzi z centralizacji na decentralizację. Rośnie rola własnych źródeł zasilania, własnej optymalizacji zużycia energii. Mało tego – myślę, że zaczną pojawiać się nowe modele biznesowe. Dzisiaj możemy sobie blikiem przekazać pieniądze, a za kilka lat być może pojawi się możliwość wymiany kilowatogodzin czy megawatogodzin – to będzie coś w rodzaju nowej waluty z naszych instalacji energetycznych. A to kolejny kierunek, gdzie IT bardzo mocno wchodzi do przemysłu. Podkreślam: jeśli nie zabierzemy się do tego wagonu, to nasz przemysł, nasza gospodarka zostaną na peronie.

**Jasno widać, że digitalizacja wchodzi w przemysł, ale także w nasze życie prywatne. Z pana wypowiedzi wnioskuję, że jej poziom w poszczególnych branżach jest bardzo zróżnicowany. Czy pandemia przyspieszyła drogę do tzw. Przemysłu 4.0?**

Ogólnie poziom digitalizacji w polskim przemyśle jest taki, jak poziom naszej gospodarki – nie jesteśmy ani w grupie najgorszych gospodarek, ani najlepszych. I to jest trudne: być tak pośrodku. Mamy punktowo wdrożone rozwiązania i koncerny, które są na bardzo dobrym europejskim poziomie, wdrożyły kompleksowy program. Znowu przytoczę przykład ORLEN-u, będącego tu benchmarkiem zarówno wśród przemysłu, jak i energetyki.

Ten nasz średni poziom odstaje jednak od europejskiego. Do tego Europa robi w tej chwili bardzo gwałtowny krok naprzód, wykonując olbrzymie inwestycje. Zatem nie powinniśmy się porównywać do tego, co jest dzisiaj, ale do tego, co będzie.

Dzisiaj mamy rok-dwa europejskiej rewizji polityki surowcowej (całkowite zaprzestanie dostaw z kierunku wschodniego), ale oznacza to nic innego jak tylko jeszcze szybszy powrót lub intensyfikację wpływu digitalizacji w jak najkrótszym czasie. Dzisiaj najważniejsza będzie także oszczędność energii i surowców (bo to zmniejsza zależność energetyczną), a więc Przemysł 4.0 wcale się nie zatrzymuje.

Mówienie, że jesteśmy pośrodku, to też zbyt wielkie „uspakajanie się”, zwłaszcza że pandemia dodatkowo nas „uciszyła” – zamknęliśmy się we

własnych krajach, przestaliśmy patrzeć na zewnątrz. Po osłabnięciu „covid” przemysł przyspieszył – nie ma problemu ze zbytem towarów, a to jeszcze bardziej nas uspokaja. A tymczasem ów popyt opiera się na tym, że w całej Europie buduje się nowe fabryki, które za chwilę staną się dla nas konkurencją, jeśli nie stworzymy podobnego przemysłu. Europa już patrzy, co będzie za 5-10 lat, prowadzi reindustrializację, gdyż fabryki wracają do najbogatszych krajów starego kontynentu. Przystaje się liczyć wysoki koszt pracy – przemysł 4.0 powoduje redukcję tych kosztów, fabryki idealistycznie stają się bezobsługowe. A czym można walczyć z fabrykami, które chcą wejść z innych zakątków świata? Zeroemisyjnością, optymalizacją, elastycznością, mniejszą awaryjnością – wszystkim tym, co daje IT. To jest pomysł Europy na pozostanie na rynku światowym. W Polsce również musimy się odnaleźć, nie możemy zasypiać w tym „środkowym punkcie”, ponieważ za lat 5 spadniemy do drugiej ligi dostawców. Natychmiast musimy inwestować.

**Musimy stawiać na optymalizację, większą elastyczność produkcji, poprawę dyspozycyjności, zmniejszenie awaryjności, eliminację pracy ludzkiej – to wszystko możliwe jest dzięki wykorzystaniu digitalizacji i to jest wielka rola IT**

**Na koniec trzy krótkie pytania w konfiguracji: coś z przeszłości, z teraźniejszości i z przyszłości. Pierwsze: najważniejszy projekt zrealizowany przez Transition Technologies?**

Jeśli mamy „transition” w nazwie, to nie patrzymy w przeszłość.

**Więc drugie z serii pytań: Najważniejsze zadanie, nad jakim obecnie pracujecie?**

To projekt, który realizujemy od wielu lat dla wielkiej korporacji Vestas. Współpracujemy na poziomie korporacyjnym w szeroko rozumianym obszarze IT – dotyczy m.in. cyfrowych bliźniaków czy virtual reality. Przygotowujemy rozwiązania wspomagające inżynierów w projektowaniu i w pracach serwisowych.

**I ostatnie pytanie: projekt marzeń, w którym chcielibyście wziąć udział?**

To kompleksowa digitalizacja ORLEN-u, wyrastającego na lidera rozwiązań IT w Polsce. To korporacja, która idzie w dobrym kierunku, nie zasypia.

*Rozmawiała Joanna Jaśkowska,  
redaktor Wydawnictwa BMP*



Szanowni Państwo,

Z przyjemnością ogłaszam nową strategię Energopomiaru na lata 2022–2027.

**Energopomiar to niezależna firma ekspercka, dobry pracodawca i organizacja świadoma swojego wpływu na otoczenie – to nasza wizja Spółki.**

Ubiegłoroczna reorganizacja zapewniła nam solidne podstawy do dynamicznego działania i realizacji ambitnych planów. Strategia wyznacza cele rozwojowe, których osiągnięcie zapewni spółce stabilne funkcjonowanie i pozwoli Energopomiarowi na bycie partnerem dla sektorów energetyki, ciepłownictwa i przemysłu w procesach transformacji.

Globalne wydarzenia po 24.02.2022 r. przyspieszyły te procesy i jeszcze bardziej ukierunkowały je na bezpieczeństwo energetyczne. W tym obszarze Energopomiar będzie odgrywał ważną rolę. Nasza wiedza i doświadczenie są i będą potrzebne w dynamicznie zmieniającym się otoczeniu. Musimy odpowiednio reagować i zapewnić naszym Klientom usługi na wysokim poziomie. Jakość naszych usług – zarówno pomiarów, badań, analiz, jak i doradztwa – jest niezwykle istotna. Druga kwestia to wiedza, która jest podstawą wszystkich naszych działań.

W najbliższych latach będziemy świadczyć usługi zarówno dla konwencjonalnej, jak i „nowej” energetyki, opartej o odnawialne źródła energii, technologie wodorowe, przechodzącej na gospodarkę o obiegu zamkniętym.

Zgodnie z unijną taksonomią działalność gospodarcza powinna być zrównoważona środowiskowo. Jednym ze strategicznych kierunków Energopomiaru jest świadczenie eksperckich usług dla podmiotów, które potrzebują oceny stanu gotowości do osiągnięcia neutralności klimatycznej oraz wsparcie ich w zakresie zarządzania środowiskowego i weryfikacji wskaźników technicznych na potrzeby raportowania niefinansowego i ESG.

Zapraszam do zapoznania się z misją, wizją i wartościami Energopomiaru.



Robert Witek

Prezes Zarządu

„Energopomiar” Sp. z o.o.



# Misja, wizja i wartości Energopomiaru



otwórz folder

# BEZPIECZEŃSTWO PONAD WSZYSTKO

– Celem nadrzędnym w obecnych czasach jest bezpieczeństwo kraju i jego obywateli. A nie uzyskamy tego, jeżeli nie zostanie zapewnione bezpieczeństwo energetyczne. Istotne jest to, aby energetyka pozostała w polskich rękach – mówi **Wojciech Dąbrowski**, prezes zarządu PGE Polskiej Grupy Energetycznej.

**Adam Grzeszczuk:** Polski mix energetyczny bazuje dziś w prawie 80% na węglu. PEP 2040 zakłada regularne odchodzenie od tego paliwa, aby w 2050 Polska mogła stać się neutralna klimatycznie. Czy wojna na wschodzie, a w ślad za nią ograniczenia oraz docelowa rezygnacja z rosyjskich surowców energetycznych, może zahamować lub zmienić ten proces?

**Wojciech Dąbrowski:** Wydarzenia na Ukrainie pokazują, że powinny zostać przeformatowane założenia polityki klimatycznej Unii Europejskiej. Taki zwrot musi nastąpić we wszystkich krajach wspólnoty w kierunku poprawy bezpieczeństwa energetycznego i większego wykorzystywania własnych surowców. Specyfiką polskiego mixu energetycznego jest dominacja energetyki węglowej, opierającej się na krajowych zasobach węgla kamiennego i brunatnego, i to właśnie w nich powinniśmy dziś upatrywać możliwości szybkiego uniezależnienia się od importu paliw, szczególnie ze wschodu.

Funkcjonujący od lat system EU – ETS oraz zaproponowany w ubiegłym roku pakiet „Fit for 55” wymagają w obecnej sytuacji głębszej rewizji. Podstawą szeroko rozumianego bezpieczeństwa, tak Polski, jak i wszystkich krajów UE, jest bezpieczeństwo energetyczne i gospodarcze. Energetyka systemowa i jej dalszy rozwój to jedno wyzwanie. Drugie, rów-



**WOJCIECH  
DĄBROWSKI**  
prezes  
zarządu PGE  
Polskiej Grupy  
Energetycznej



nie poważne, stanowi ciepłownictwo. Polska ma jeden z najbardziej rozbudowanych systemów ciepłowniczych w Europie, a ciepło systemowe – jako najbardziej efektywne źródło ogrzewalnictwa miejskiego – jest naszym wielkim dorobkiem. Od kilku lat wytwarzanie ciepła przechodzi głęboką transformację paliwową: z tradycyjnego węgla na mniej emisyjny gaz. W naszych warunkach geograficznych ciepłownictwo opierające się tylko na odnawialnych źródłach energii nie jest jeszcze w stanie zapewnić komfortu cieplnego swoim klientom. Biorąc pod uwagę obecne ceny gazu i brak alternatywnych, nowoczesnych technologii, jak chociażby powszechnego magazynowania ciepła, wspomniany pakiet „Fit for 55” należałoby ponownie przeanalizować.

**Z uwagi na trwającą wojnę, światowe ceny gazu – paliwa przejściowego w transformacji energetycznej – wzrosły kilkukrotnie. Są uzasadnione obawy, że do cen z ubiegłego roku gaz długo nie wróci. Frans Timmermans, wiceprzewodniczący KE, podczas niedawnej wizyty w Polsce wspomniął, że kraje planujące spalanie węgla jako alternatywy dla rosyjskiego gazu, mogą to robić zgodnie z celami klimatycznymi UE. Jak możemy rozumieć i interpretować to oświadczenie?**

Ta wypowiedź wymaga na pewno uszczegółowienia. Jeżeli padła w kontekście poprawy bezpieczeństwa energetycznego i uniezależnienia się krajów UE od dostaw surowców z Rosji, byłby to korzystny dla nas kierunek, dający pewien oddech i możliwość wydłużenia w czasie przeprowadzanej transformacji. Nie możemy zapominać, że ceny energii kreują w sposób bezpośredni rozwój bądź wpływają na stagnację gospodarki. Przy obecnych bardzo wysokich cenach paliw, wynikających z przyjętej przez UE polityki klimatycznej oraz trwającej wojny w Ukrainie i możliwego embarga, dalszy rozwój gospodarczy Europy jest mocno zagrożony. W ślad za tym utracimy, jako UE, konkurencyjność na arenie międzynarodowej. Uważam, że kierunek przyjęty przez Brukselę, skierowany na neutralność klimatyczną Europy do 2050 r., zostanie utrzymany. Nie nastąpi odejście od OZE, a główny nurt zmian w zakresie dekarbonizacji będzie zachowany.

**Minister klimatu i środowiska Anna Moskwa, odnosząc się do cytowanej wypowiedzi Timmermansa, zasugerowała, że UE powinna jak najszybciej zawiesić system handlu emisjami EU – ETS oraz pakiet „Fit for 55”. Ceny uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> to swoisty roller coaster... O ile PGE mogłoby obniżyć ceny swojej energii, jeżeli opłaty za emisję zostałyby zawieszony?**

W 2022 r., przy obecnych cenach, PGE na opłaty klimatyczne, w tym za emisję CO<sub>2</sub>, wyda ok. 18 mld zł. Jest to kwota olbrzymia, którą moglibyśmy przeznaczyć na inwestycje, rozwój i poprawę efektywności. Ceny energii są dzisiaj rzeczywiście bardzo wysokie. Spory wpływ na nie mają wspomniane uprawnienia

do emisji dwutlenku węgla. Przez wiele lat kształtowały się one na poziomie 5 euro za tonę. Potem pojawił się poziom 25 euro za tonę i wydawało się wówczas, że jest to jeszcze akceptowalna cena rynkowa. Ostatnie kilka miesięcy to natomiast rzeczywiście totalny roller coaster. Koszt uprawnienia na poziomie 90 euro za tonę jest nie do zaakceptowania przede wszystkim przez klienta indywidualnego, przemysł i ciepłownictwo. W momencie rozpoczęcia wojny w Ukrainie ujawnił się kapitał spekulacyjny, który w czasie zagrożenia natychmiast przerzucił się na aktywa dla siebie bardziej bezpieczne. Cena spadła z dnia na dzień o 25-30%. Ta sytuacja pokazuje ułomność całego systemu EU – ETS. Problem powstał w 2018 r., kiedy to do obrotu uprawnieniami dopuszczono instytucje finansowe. KE ma narzędzie w postaci rezerwowej puli uprawnień do przeciwdziałania spekulacjom, a nie chce z niego korzystać. Dlatego apelujemy od pewnego czasu o reformę tego systemu i poszukiwanie nowych rozwiązań.

## Musimy zrozumieć, że celem nadrzędnym w obecnych czasach jest bezpieczeństwo kraju i jego obywateli

Wracając do cen energii na rachunkach naszych klientów, mniej więcej połowa to koszt jej wytworzenia. Drugą połowę stanowią koszty związane z dystrybucją energii elektrycznej. Jeśli przyjrzeć się części związanej z produkcją energii elektrycznej, przy dzisiejszych cenach, 60% dotyczy kosztu uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>. Łatwo więc obliczyć, o ile moglibyśmy obniżyć cenę dla klienta końcowego, jeżeli Komisja Europejska uwzględniłaby nasze postulaty.

**Rozwój i doskonałość techniczna to kolejne elementy waszej misji. Co udało się poprawić i jakie środki na ten cel zostały przeznaczone?**

W ostatnich trzech latach na inwestycje i modernizację środowiskowe, przystosowujące nasze elektrownie i elektrociepłownie do wymagań ochrony środowiska, wydaliśmy ponad 6 mld zł. W strategii PGE mamy precyzyjny zapis o tego typu inwestycjach. Dla zobrazowania i potwierdzenia tych działań mogę dla przykładu podać, że od 2017 roku Grupa PGE obniżyła emisję gazów cieplarnianych o 15,2% (tj. 10,7 mln t), pomimo wzrostu produkcji energii elektrycznej o 2,7%. Do 2030 r. udział źródeł nisko- i zeroemisyjnych w portfelu wytwórczym wyniesie 85%, a OZE stanowić będzie 50%.

**Można odnieść wrażenie, że PGE jest w ciągłej transformacji. Do końca roku zapowiedziano wydzielenie aktywów węglowych i utworzenie NABE. Na jakim etapie jest ten proces i jakie znaczenie będzie miał dla PGE?**

Proces utworzenia Narodowej Agencji Bezpieczeństwa Energetycznego jest mocno zaawansowany. Pierwszego marca rząd podjął uchwałę o przyjęciu programu transformacji, polegającej na wydzieleniu aktywów węglowych. Grupy kapitałowe: PGE, TAURON, Enea oraz Energa prowadzą działania, aby przekazać do NABE swoje aktywa węglowe do końca br. Dzięki tym pracom, wszystkie elektrownie węglowe ww. grup oraz kopalnie węgla brunatnego znajdują się w jednym podmiocie. Usprawniony zostanie proces decyzyjny, co ułatwi utrzymanie niezbędnego węglowego majątku wytwórczego w sprawności i niezawodności na czas transformacji, tzn. do uruchomienia bloków jądrowych. Dla PGE i pozostałych grup energetycznych będzie to miało strategiczne znaczenie. W centrum naszej działalności pozostanie rozwój OZE oraz dystrybucja. Przeprowadzenie tego procesu ułatwi nam pozyskiwanie nowych źródeł finansowania.

## W 2022 r., przy obecnych cenach, PGE na opłaty klimatyczne, w tym za emisję CO<sub>2</sub>, wyda ok. 18 mld zł

**NABE, wg założeń, będzie zarządzało kilkoma elektrowniami i kopalniami. Potencjał wytwórczy obejmie 70 bloków węglowych: od tych najstarszych, tzw. 200, do najnowszych, uruchomionych w ostatnich latach. Czy powołanie takiego podmiotu, odpowiedzialnego za ok. 70% wytwarzanej energii elektrycznej w Polsce, poprawi nasze bezpieczeństwo?**

Musimy zrozumieć, że celem nadrzędnym w obecnych czasach jest bezpieczeństwo kraju i jego obywateli. A nie uzyskamy tego, jeżeli nie zostanie zapewnione bezpieczeństwo energetyczne. Istotne jest to, aby energetyka pozostała w polskich rękach. Jako kraj chcemy w przyszłości mieć pełny wpływ na nasze bezpieczeństwo energetyczne, niezależność i stabilność dostaw. Widzimy potrzebę zmian, szukamy więc możliwości dywersyfikacji. Ostatnie wydarzenia dowodzą, że jest to jedyny słuszny kierunek. NABE ma być docelowo samowystarczalne i samofinansujące. Będzie mogło skupić się na utrzymaniu posiadanego majątku i racjonalnym jego wykorzystaniu. Jestem przekonany, że KE zrozumie i poprze nasze działania.

**PSE informuje, że do 2030 r., z uwagi na wyłączenia z eksploatacji starych „dwusetek”, niezbędne będzie wybudowanie i odtworzenie 6-8 GW nowych mocy. Ile z nich powstanie w PGE?**

W PGE mamy wypracowaną strategię uwzględniającą zachodzące zmiany. Założenia tego dokumentu są zgodne z założeniami PEP 2040. Po dużej inwe-

stycji w Opolu, w ub. roku uruchomiliśmy ostatni blok węglowy w Elektrowni Turów. Obecnie realizujemy inwestycje gazowe: mam tu na myśli dwa bloki o łącznej mocy 1400 MW w Elektrowni Dolna Odra. Ta inwestycja przebiega zgodnie z harmonogramem i jest niezagrożona. Liczymy, że ceny gazu powrócą do akceptowalnych poziomów i ww. bloki będą mogły wesprzeć krajowy system energetyczny.

Kolejna planowana inwestycja to rozbudowa elektrowni w Rybniku. Projekt jest na etapie przygotowań i dogłębnych analiz. Tutaj mówimy o nowym źródle gazowym o mocy 800-900 MW. Ta nowoczesna, wysokosprawna jednostka będzie mogła w przyszłości zastąpić wyeksploatowane bloki i wypełnić lukę w systemie energetycznym.

**Po utworzeniu NABE i wydzieleniu aktywów węglowych PGE deklaruje zielony kierunek i neutralność klimatyczną. Jak wygląda strategia i harmonogram działań umożliwiający osiągnięcie tego celu? Jakie projekty w obszarze OZE są obecnie planowane i realizowane?**

Naszą największą inwestycją w obszarze OZE jest program budowy z duńskim partnerem farm wiatrowych na Morzu Bałtyckim. Pierwszy etap to farma o mocy 2,5 GW – pierwsza energia tam wytworzona ma być przesłana w 2026 r. Następnie ma powstać farma wiatrowa o mocy 1 GW. Zakładamy, że tę inwestycję, po zdobyciu kompetencji, będziemy realizowali samodzielnie. Równolegle aplikujemy i przygotowujemy dokumentację na przyznanie następnych koncesji na Bałtyku. Planujemy, że do 2040 r. wybudujemy co najmniej 6,5 GW mocy wiatrowych na Morzu Bałtyckim. Jest to duże wyzwanie techniczno-organizacyjne, gdyż do tej pory nie realizowaliśmy morskich inwestycji. To również wyzwanie finansowe. Przewidujemy, że tylko na pierwszy etap realizacji programu, czyli wspomnianej farmy o mocy 2,5 GW, będziemy musieli pozyskać ponad 20 mld zł, co stanowi połowę kosztu projektu. Pozostałą część pokryje nasz partner biznesowy. Jako PGE, do 2030 roku przeznaczymy 75 mld zł na inwestycje, głównie w odnawialne źródła energii oraz na dystrybucję. Ok. 20% z tej kwoty to środki własne, pozostałą część będziemy musieli pozyskać z rynku od banków.

Inwestujemy również w energetykę wiatrową na lądzie. Liczymy na szybką zmianę prawa w zakresie 10H. W najbliższym czasie sfinalizujemy zakup farm wiatrowych o mocy ponad 80 MW, co ugruntuje naszą pozycję największego producenta energii elektrycznej z wiatru w Polsce.

*Rozmawiał Adam Grzeszczuk,  
prezes BMP Sp. z o.o.*



# Technologie czystego jutra

**Odpylanie, odsiarczanie,  
neutralizacja dla energetyki  
i ciepłownictwa.**

# PRZYSZŁOŚĆ CIEPŁOWNICTWA SYSTEMOWEGO

**Jacek Szymczak**

prezes Izby Gospodarczej Ciepłownictwo Polskie

Ciepłownictwo systemowe może dziś nie tylko funkcjonować, ale również rozwijać się. Konieczne jest tu jednak równoległe działanie na poziomie unijnym i krajowym. Nie stać nas na zmarnowanie potencjału, jaki ma sektor.

*”Najlepszym sposobem przewidywania przyszłości jest jej tworzenie  
– Stephen Covey*

**A**utor powyższej maksymy, pisząc „7 nawyków skutecznego działania” czy „Zasady Skutecznego Przywództwa”, oczywiście nie odnosił się do sektora energetycznego. Ale uchwycił w mojej ocenie niezwykle istotny element wpływania na przyszłość, jakim jest bieżące, merytoryczne i kompleksowe działanie.

Wobec każdego obszaru, który w dodatku – jak ciepłownictwo systemowe – ma charakter interdyscyplinarny, podlega unijnym regulacjom prawnym i krajowej legislacji oraz wobec zdarzeń nadzwyczajnych (jakim w tym przypadku jest wojna w Ukrainie), przewidywanie przyszłości jest szczególnie trudne. Natomiast możemy i powinniśmy skupić się na

bieżącej działalności, wykazując przy tym dużą elastyczność.

### Redefiniowanie bezpieczeństwa energetycznego

Dzisiaj wpływ unijnej polityki energetyczno-klimatycznej na krajowy sektor ciepłownictwa jest bardzo duży, a projektowane rozwiązania w ramach *Fit for 55* mogą jeszcze go wzmocnić. Wiemy już, że szereg celów tam zdefiniowanych jest zbyt ambitnych (by nie powiedzieć: nierealnych) i z pewnością czas na realizację w praktyce uniemożliwia ich osiągnięcie. Trzeba zatem ocenić z naszego punktu widzenia ambitne, ale realne cele w zakresie wzrostu udziału OZE, poprawy efektywności energetycznej, zużycia ciepła (i to nie tylko systemowego) przez sektor budynków, zmianę struktury paliw (w tym przy optymalnym wykorzystaniu ciepła odpadowego i energetycznego użycia odpadów komunalnych) oraz określić czas ich realizacji. Jest to również niezbędne do oszacowania wielkości nakładów do poniesienia na tak zdefiniowaną transformację.

Nadzwyczajna, tragiczna sytuacja w Ukrainie dostarcza kolejnych argumentów do redefiniowania na poziomie unijnym bezpieczeństwa energetycznego, w tym konieczności istotnej zmiany systemu ETS. Właśnie system handlu uprawnieniami do emisji niech będzie dobrym przykładem na konieczną elastyczność organów unijnych, którym Polska (co ważne: w koalicji z kilkoma innymi państwami) przedstawia argumenty do takiej zmiany. Przy okazji ostatnich skoków cenowych uprawnień należy wskazać, że zasady funkcjonowania rynków finansowych UE zgodnie z kompleksowym zestawem przepisów dotyczących usług i działalności inwestycyjnej, w celu promowania rynków finansowych, mają zapewniać, że charakter realizowanych transakcji jest: sprawiedliwy, przezroczysty, wydajny i zintegrowany. Natomiast celem wprowadzenia dyrektywy MIFID II było ograniczenie spekulacji instrumentami finansowymi, w tym uprawnieniami do emisji dwutlenku węgla, co w efekcie dało odwrotny efekt. Dziś rynek ETS wydaje się nie podlegać żadnej instytucjonalnej kontroli, a nawet ESMA<sup>1</sup> stwierdza, że nie ma uprawnień do badania i egzekwowania nadużyć na rynku, ponieważ leży to w gestii właściwych organów krajowych. Jeśli zatem będziemy w stanie skutecznie wpłynąć na legislację unijną, zapewnimy warunki dla funkcjonowania ciepłownictwa systemowego w Polsce w perspektywie najbliższej, tzn. do 2030 roku oraz zapewne do 2040 roku.

### Szukanie rozwiązań na wyzwania

Równoległe do wpływania na unijną legislację należy merytorycznie i kompleksowo kształtować polskie rozwiązania prawne. Właśnie kompleksowość zagadnień właściwa dla naszego sektora oraz wspomniana już elastyczność powodują, że pracując nad przyszłością ciepłownictwa systemowego trzeba równoległe definiować i znajdować rozwiązania dla poniższego zestawienia grup zagadnień:

1. Wojna w Ukrainie – wpływ na regulacje unijne oraz na strategię dla ciepłownictwa w Polsce.
2. Czy strategia powinna dotyczyć tylko ciepłownictwa systemowego czy całego obszaru ciepłownictwa w Polsce?
3. Główne założenia polskiej strategii dla ciepłownictwa (potrzebny czas na realne zmiany w zakresie nośników energetycznych, czas wdrażania celów UE w zakresie OZE i efektywności energetycznej, co z systemem ETS, itp.).
4. Czym można zastąpić węgiel – to będzie biomasa, geotermia, pompy ciepła, odpady komunalne, ciepło odpadowe, energia solarna, energia elektryczna, biogaz, wodór, a może jednak przede wszystkim gaz? Czy raczej racjonalny miks wymienionych rozwiązań.
5. Czy kluczowe zagadnienia polskiej strategii to: finansowanie transformacji sektora (dotyczy obszaru ciepłownictwa systemowego i nieregulowanego), zmiana struktury nośników energetycznych, osiągnięcie celów OZE i efektywności energetycznej, system ETS, rozwój kogeneracji, rozwój magazynów ciepła (zarówno dobowych, jak i sezonowych, wraz z szerokim stosowaniem technologii Power to Heat), zmiana modelu regulacji przedsiębiorstw (w tym istotna poprawa sytuacji finansowej przedsiębiorstw), obszar budynków (w tym fala renowacji), większe zaangażowanie gmin (np. w ramach tworzenia realnych planów zaopatrzenia w energię), społeczna akceptacja kosztów transformacji, wzrost świadomości energetycznej konsumentów ciepła.
6. Obszar komunikacji marketingowej to również jeden z zakresów strategii dla ciepłownictwa. Zatem czy mamy system efektywnego zarządzania popytem i świadomego kreowania zapotrzebowania na ciepło wśród konsumentów.

Wymienione zagadnienia wymagają wielu analiz, określania jakościowego i ilościowego przyjętych celów, rozwiązań legislacyjnych, ale również zmian w praktyce stosowania prawa oraz walki ze zdiagnozowanymi szkodliwymi stereotypami (np. rentowne przedsiębiorstwo to wysoka cena ciepła, wysoka cena ciepła to wysoki koszt dla gospodarstw domowych, niska emisja to mała ilość szkodliwych substancji, ciepłownictwo to młodszy brat energetyki, co w kontekście konieczności dalszego rozwoju – tzw. *sector coupling* – byłoby szczególnie nierozważne). Mamy zatem do bieżącej realizacji poważne zadanie dla ministerstw, właściwych urzędów, samorządu terytorialnego oraz przedsiębiorstw ciepłowniczych.

### Przyszłość (też) w rękach PEC-ów

Przyszłość naszego sektora zależy również od postawy samych przedsiębiorstw. Regulacje prawne – zarówno unijne, jak i krajowe – powinny stwarzać warunki dla bezpiecznego funkcjonowania spółek oraz



Tematyka podejmowana podczas konferencji **Wiosenne Spotkanie Ciepłowników** (26-28 kwietnia, Zakopane)

rozwoju całego sektora. Jest to warunek konieczny, lecz niewystarczający dla przeprowadzenia transformacji. Tak, to prawda, że obecnie mamy szczególnie trudny czas dla realizacji inwestycji. Choćby dlatego, że ceny paliw osiągają swoje szczyty i nie sposób trafnie przewidywać tendencji zmian, po stronie wykonawców określonych inwestycji nie ma pewności co do terminowego ich realizowania i to jeszcze w uzgodnionym zakresie kosztowym (jest to szczególnie niebezpieczne dla inwestycji realizowanych ze wsparciem środkami publicznymi); zniekształceniu ulegają relacje wpływające na efektywność podjętych decyzji inwestycyjnych czy nawet już zrealizowanych. Widać to wyraźnie na przykładzie jednostek kogeneracyjnych pracujących na gazie ziemnym, gdzie obecnie ceny gazu mają poziom światowy, a cena energii elektrycznej pozostała na poziomie krajowym. Problemem stały się nie tylko wysokie ceny paliw, ale również ich dostępność. W bieżącym roku mamy (i przyszłym również będziemy mieć) problemy z zapewnieniem wystarczającego wolumenu węgla, a także biomasy (wciąż podstawowego paliwa odnawialnego w ciepłownictwie systemowym). Przedsiębiorstwa z niezależnych od siebie przyczyn mają niską rentowność, problemy z płynnością finansową czy bankowością (co stwarza poważne problemy z dostępnością kredytową). Musimy pamiętać o odbiorcach ciepła, dla których wszystkie wspomniane zagadnienia, przynajmniej w krótkim czasie (np. właściwym dla przeprowadzenia inwestycji), oznaczają w większości podwyżki cen ciepła i choć nie przekładają się one jeden do jednego na wzrost kosztów utrzymania mieszkań, to jednak mogą skłaniać do decyzji (często nieracjonalnych) o odchodzeniu od ciepła systemowego.

**CZAS DECYZJI**  
Choć obecnie mamy kumulację tak wielu niekorzystnych biznesowo zjawisk, to podjęty wysiłek inwestycyjny nie pójdzie na marne. Ten czas trzeba przetrwać, co nie oznacza bierności

Są to oczywiście realne problemy, ale nie mogą one zwalniać przedsiębiorców od opracowywania oraz realizowania własnych strategii rozwoju. Na przestrzeni ostatnich choćby kilkunastu lat spółki spotkały się z wieloma barierami, ale mając wiedzę np. w zakresie planowanych zmian na poziomie legislacji unijnej, podejmowały decyzje inwestycyjne jako świadomą realizację własnych strategii. I choć obecnie mamy kumulację tak wielu niekorzystnych biznesowo zjawisk, to podjęty wysiłek inwestycyjny nie pójdzie na marne. Ten czas trzeba przetrwać, co nie oznacza bierności. Problemy zostaną rozwiązane i przedsiębiorstwa podejmujące odważne, a nawet ryzykowane decyzje będą w stanie zapewnić sobie bezpieczne funkcjonowanie oraz rozwój.

\*\*\*

Z natury jestem optymistą. Uważam, że tak jak w ostatnich dekadach, tak i w przyszłych ciepłownictwo systemowe może nie tylko funkcjonować, ale również rozwijać się. Tak, to prawda, konieczne jest równoległe działanie na poziomie unijnym i krajowym (rządowym, gospodarczym i społecznym). Nie stać nas, jako państwa, na zmarnowanie potencjału, jaki ma sektor. Ale aby czas obecnych wyzwań był dla nas również szansą, a nie tylko zagrożeniem, niezbędne jest działanie we wspomnianych obszarach. Działanie merytoryczne i elastyczne. Nie można być na przykład niewolnikiem obowiązujących przepisów prawa i na ich bazie przygotowywać rozwiązania, które są szkodliwe dla sektora. Przykład „z ostatniej chwili” – określone przez Prezesa URE wskaźniki referencyjne wraz z niepełną nowelizacją rozporządzenia taryfowego dla kogeneracji w dzisiejszych realiach w praktyce mogą oznaczać zamykanie jednostek kogeneracyjnych. Tu nie ma ingerencji prawa unijnego, trzeba po prostu wiedzieć, jakie cele mamy i do ich osiągnięcia dobierać merytoryczne rozwiązania. Jeśli występują problemy z zaopatrzeniem na poziomie krajowym, np. w węgiel, należy sięgać po wsparcie przedsiębiorstw środkami publicznymi w zakresie możliwości jego pozyskiwania, gdyż celem jest tutaj bezpieczeństwo energetyczne mieszkańców. Cel jasny i jestem przekonany, że uzasadniony nawet z punktu widzenia notyfikacji pomocy publicznej (szczególnie obecnie, wobec globalnego problemu na rynku surowcowym).

W kontekście przyszłości ciepłownictwa pozwolę sobie sformułować stwierdzenie, które kieruję zarówno do szeroko rozumianej administracji rządowej, jak i do przedsiębiorstw ciepłowniczych: „Trzeba wiedzieć, czego chcemy, bo jeśli my tego nie będziemy wiedzieć, to >>świat<< nam nie pomoże, choćby chciał”.

#### Przypis

<sup>1</sup> ESMA - Europejski Urząd Nadzoru Giełd i Papierów Wartościowych.



foto: 123rf



www.RATMON.com

# KOMPLEKSOWY SYSTEM NADZORU SIECI PREIZOLOWANYCH



- Zdalny, ciągły nadzór nad sieciami preizolowanymi
- Automatyczna analiza wykresów reflektometrycznych
- Błyskawiczne powiadomienia o awariach i uszkodzeniach
- Pełna historia pomiarów
- Urządzenia dopasowane do potrzeb
- Szeroka gama akcesoriów: puszki, przyłącza, itp.

ul. Wadowicka 8A  
30-415 Kraków  
tel.: 12 294 20 21



DASL Systems

mail: [dh@dasl.pl](mailto:dh@dasl.pl)  
[www.dasl.pl](http://www.dasl.pl)  
[www.ratmon.com](http://www.ratmon.com)



# PRODUCENT KURKÓW KULOWYCH



ul. Gołęzycka 27, 61-357 Poznań,  
tel. 61 870 00 11  
[www.efar.com.pl](http://www.efar.com.pl), [biuro@efar.com.pl](mailto:biuro@efar.com.pl)



# A CO, GDY ZABRAKNIĘ WĘGLA I GAZU?

– Proszę sobie wyobrazić, co by się stało w sytuacji, gdyby nagle zabrakło paliwa dla Elektrociepłowni PGE EC na Łęgu – obecnie to 1200 MWt. Co w sytuacji, gdyby mogła dostarczać tylko 600 MWt? Zastąpienie takiego wolumenu innymi źródłami jest ekstremalnie trudne – mówi **Marian Łyko**, prezes zarządu MPEC Kraków, zapytany o obawy związane z brakiem dostaw ciepła dla mieszkańców Krakowa w sytuacji ewentualnych problemów z paliwem.

**Maciej Szramek:** Jak – przy ogromnej zmienności warunków regulacyjnych i geopolitycznych – wyobraża pan sobie przyszłość MPEC Kraków w kontekście dostarczania ciepła?

**Marian Łyko:** Naszym podstawowym problemem, w kontekście tych uwarunkowań i planowanej transformacji energetycznej, jest obecnie przyszłość głównych źródeł zasilających nasz m.s.c., których właścicielami są PGE EC i CEZ Skawina. Jesteśmy głównie operatorem sieciowym, jednak w przyszłości, przy rozwijaniu systemu przesyłowego, myślimy również o zostaniu producentem i wdrażaniu – dla zwiększenia bezpieczeństwa dostaw – programu źródeł rozproszonych. Osobiście zawsze stałem na stanowisku, że trzeba podchodzić z dużą rozważą do wprowadzanych dziś zmian związanych z pakietem klimatycznym i cały czas byłem przekonany – pomimo trudności, jakie występują oraz kosztów związanych z opłatą za CO<sub>2</sub> – że węgiel będzie nam towarzyszył jeszcze przez długi czas. Przede wszystkim ze względu na ceny końcowe, jakimi obciążamy naszych odbiorców.

**Uważa pan, że agresja Rosji na Ukrainę jeszcze bardziej wydłuży czas wykorzystywania węgla?**

Jestem przekonany, że tak. System ETS musi w przypadku Europy Wschodniej i Polski – tam, gdzie są duże elektrociepłownie i sieci z nimi związane – zostać ponownie przeanalizowany i dostosowany terminowo tak, by można było się dokładnie do zmian przygotować. Zawsze mówiłem, że takie wspaniałe pomysły, wizje o tym, że jutro przyjdzie do nas np. wodór, to przy 50 GW zainstalowanej mocy, jakie mamy w systemie – z czego około 8 GW pochodzi z OZE – jest całkowicie nierealnym podejściem. Oczywiście problemem jest żywotność większości

MARIAN ŁYKO  
prezes zarządu  
MPEC Kraków

fol. MPEC Kraków



naszych jednostek węglowych i teraz, gdy sytuacja z gazem staje się mocno niepewna, trzeba sobie zadać pytanie, czy technicznie będą one w stanie przetrwać do czasu przejścia na alternatywne źródła zasilania.

### **Jakie jednak mamy alternatywy, jeśli chodzi o to paliwo „przejściowe”, jakim ciągle określanym jest gaz?**

Według mnie – niestety żadnych poza gazem. Żadnych, jeśli chodzi o wielkoskalową energetykę ciepłą i zawodową. Dlatego trzeba zrobić wszystko, aby zagwarantować wolumen tego paliwa odpowiadający zapotrzebowaniu.

### **A co z OZE?**

Te źródła muszą być rozwijane, jednak tutaj chodzi też o skalę. Pompy ciepła świetnie funkcjonują w domach jednorodzinnych, przy odbiorcach przemysłowych ich skala musi być znacznie większa, a takie rozwiązania też mają swoje specyficzne uwarunkowania. Jako dystrybutorzy zawsze staramy się być tam, gdzie jest mowa o modernizacji źródeł i ich budowie w oparciu o OZE. Prowadzimy także działania w kierunku budowy własnych aktywów wytwórczych z wykorzystaniem dostępnych technologii OZE.

### **Czy obawiacie się braku dostaw spowodowanych problemami z dostępnością paliw kopalnych?**

Proszę sobie wyobrazić, co by się stało w sytuacji, gdyby nagle zabrakło paliwa dla Elektrociepłowni PGE EC na Łęgu – obecnie to 1200 MWt. Co w sytuacji, gdyby mogła dostarczać tylko 600 MWt? Zastąpienie takiego wolumenu innymi źródłami jest ekstremalnie trudne. Z gazem mamy jeszcze dodatkowy problem w postaci jego przesyłu. Wiele potencjalnych jednostek, które mogłyby korzystać z tego paliwa, nie ma w swojej okolicy dostępu do odpowiedniej wielkości gazociągu.

### **Do tego kluczowy wydaje się aspekt ceny.**

Oczywiście – mamy mieszkańców, którzy są w stanie zrozumieć sytuację geopolityczną, zrozumieć troskę o klimat, ale te aspekty nie mogą doprowadzić do ubóstwa energetycznego. Nie poradzimy sobie bez węgla, nie widzę w tym momencie możliwości szybkiego przejścia na inne źródła. Z drugiej strony czuję, że tendencje do jeszcze większego zaostrzenia wymagań środowiskowych, które obecnie zostały trochę zastopowane, wrócą wkrótce ze zdwojoną siłą. Wszystkie dokumenty typu „Fit for 55” czy definicja „efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego” będą poddane narracji, że ze względu na niepewność w obszarze paliw konwencjonalnych trzeba jeszcze szybciej przejść na OZE, co może okazać się bardzo niebezpieczne i niewykonalne w zakładanych terminach i zakresie. Obawiam się, że nie jesteśmy na to przygotowani. Nie ma co udawać, że możemy szybko przeprowadzić całą

transformację – ten proces niestety będzie długo trwał i słono kosztował. Moja perspektywa i tak nie jest najgorsza, ponieważ reprezentuję jedno z największych przedsiębiorstw ciepłowniczych w Polsce, ze stabilną sytuacją finansową. Natomiast proszę popatrzeć, przed jakimi wyzwaniem stoją nasi koledzy i partnerzy z powiatowych miast, gdzie ten finansowy potencjał jest znacznie mniejszy.

### **A jak wygląda sytuacja z waszymi sieciami?**

Jesteśmy na końcowym etapie pełnej modernizacji naszych aktywów przesyłowych, przy bardzo dużym wsparciu NFOŚiGW. W ostatnich 8 latach zainwestowaliśmy prawie 1,2 mld zł w naszą sieć i to nie koniec. Dalej kontynuujemy prace, obecnie prowadzimy program dedykowany dużym magistralom i spięciom pierścieniowym, który dopnie cykl inwestycyjny i sprawi, że nasza sieć będzie już na naprawę wysokim poziomie. Wszystko preizolowane, opomiarowane, monitorowane, a także inteligentnie zarządzane. Tworzymy centrum zarządzania mocą, które jeszcze mocniej pozwoli nam pójść w kierunku większej poprawy efektywności. Mamy tu pełną świadomość, że nasza sprzedaż będzie z czasem malała, ze względu na wzmoczoną termomodernizację budynków i zastosowanie nowego współczynnika energii pierwotnej. Obecnie jest duży nacisk na ciepło systemowe i dobrze, jednak w pewnym momencie koszty budowy instalacji sieciowych nie będą zwracane w pełni z poboru ciepła po stronie odbiorców. Cały czas staramy się podłączać nowych klientów, w najbardziej efektywny sposób, jednak musimy nieustannie sprawdzać, czy to już jest moment, w którym przestaje to mieć sens ekonomiczny.

### **W jaki sposób zwiększacie swoją efektywność?**

Pracujemy nad obniżeniem temperatury w sieci, jednak tutaj barierą są wewnętrzne instalacje w budynkach, które muszą być przystosowane do współpracy w takim systemie. Myślimy też o miejscach, do których z siecią w ogóle nie dotrzemy – w tych przypadkach rozważamy duże pompy ciepła w układzie wyspowym oraz małe kotłownie gazowe, stabilizujące taki układ. Znaleźliśmy już kilka dogodnych lokalizacji na taki projekt.

Eksperymentalnie pracujemy też nad projektem inwentaryzacji studni głębiowych, które będziemy mogli wykorzystać jako dolne źródła dla naszych pomp. Staramy się wybierać te pozwalające na poprowadzenie z nich małego układu sieciowego. W tej chwili, wraz z Politechniką Krakowską, prowadzimy projekt badawczy w tym zakresie. No i oczywiście cały czas doskonalimy zarządzanie naszym, już prawie 930-kilometrowym, systemem przesyłowym.

**Coraz częściej mówi się o pochodzeniu energii, która te pompy będzie zasilac. Czy w Krakowie przygotowujecie się na zmianę w tym aspekcie?**



Tematyka podejmowana podczas konferencji **Wiosenne Spotkanie Ciepłowników** (26-28 kwietnia, Zakopane)

Patrząc na tendencje regulacyjne, mamy tego świadomość i prowadzimy w tym kierunku bardzo intensywne działania. „Bierzemy na warsztat” różne dostępne technologie. Mamy w Krakowie ZTPO, które obecnie traktujemy jak OZE i w tym zakładzie wytwarzana jest również energia elektryczna. Dla wdrażania projektów tego typu prowadzimy bardzo intensywne prace przede wszystkim w dwóch kierunkach. W pierwszym, na małych instalacjach pilotażowych, instalujemy fotowoltaikę. Do tego wprowadzamy również generatory przepływowe na powrotach przy sieci jako element dławiący i w ten sposób także produkujemy energię „na miejscu”, zasilającą węzły ciepłownicze.

Drugim kierunkiem są wielkoskalowe instalacje OZE – jesteśmy na etapie przygotowania farmy PV, zebraliśmy już 7 ha terenu pod zabudowę. Prowadzimy również w tym zakresie rozmowy z krakowską hutą Arcelor Mittal Polska i być może wspólnie przemyślimy się do projektu farmy PV na ich terenach wysypiskowych, gdzie możemy zagospodarować na ten cel 35 ha. Realizowane tam są obecnie stosowne badania. Ogólnie mocno zmierzamy w kierunku energii ze słońca – nie ma w tym momencie alternatywy dla naprawdę czystej energii, choć również na pewno dużym wyzwaniem w późniejszym etapie będzie utylizacja wykorzystywanych tu instalacji po okresie ich żywotności. Należy przy tym pamiętać, że pompy ciepła potrzebują energii elektrycznej – im większe, tym więcej, i najlepiej jakby to była energia zielona.

Staramy się więc przygotować na to, co nadchodzi, jednak z niepokojem i troską patrzę na wszystkie możliwe zmiany i ich konsekwencje, nie tylko dla nas. Obecnie priorytetowo odbieramy ciepło z krakowskiego ZTPO i kibicujemy jego planom rozwojowym, ale co zrobimy w momencie, gdy nasz system będzie wymagał jeszcze innych źródeł i w wyniku tych działań stanie się również „efektywnym energetycznie systemem ciepłowniczym”? Czy wtedy jeszcze ciepło z RDF będzie można odbierać priorytetowo? Dla nas to bardzo istotne, bo przyszłość tego zakładu jest niezwykle ważna dla Krakowa i dla zazielenienia naszego systemu przesyłowego, a finalnie – do stworzenia gospodarki obiegu zamkniętego.

### **Dodatkowo do tego dochodzi nacisk na recykling, a nie spalanie z odzyskiem energii.**

Dokładnie tak. W tym procesie ogromne znaczenie odgrywa również segregacja. W Krakowie budowana jest obecnie nowa sortownia, jeszcze bardziej efektywna. Nie wiadomo więc, co po takim procesie zostanie do spalania, jaka będzie kaloryczność wsadu. Do tego może pojawić się też ślad węglowy, koszty transportu i inne elementy całego łańcucha technologicznego.

### **Bardzo trudno obecnie podejmować decyzje inwestycyjne.**

Niestety. Nie zazdroścę więc dużym producentom. Jaką technologię wybrać? Na jak długo planowana będzie jej eksploatacja? Co z ewentualnym paliwem? To są pytania, które zadają sobie wszyscy, a dodatkowo przez zmienność regulacji nie można uzyskać na nie odpowiedzi.

### **Jednym z często wymienianych kierunków jest wodór. Czy w Krakowie macie plany związane z tym paliwem?**

Tak, w ewentualnej lokalizacji farmy słonecznej zakładamy budowę elektrolizera, mamy również perspektywę spalania produkowanego wodoru. Myślimy też o wykorzystaniu go jako paliwa do transportu, jeśli opracujemy dobry projekt wpisujący się zastosowaniem w taborze miejskiej komunikacji. Tutaj muszę powiedzieć, że dzisiaj największym wezwaniem dla nas jest znalezienie sprawdzonych już rozwiązań dla magazynowania wodoru. Zresztą to samo dotyczy magazynów energii z fotowoltaiki.

### **Czy generalnie uważa pan, że zielona transformacja ciepłownictwa jest możliwa?**

Jestem praktykiem, widzę całość z perspektywy inżyniera. Sądzę, że wszystko można zrobić, potrzeba tu natomiast czasu i pieniędzy, a także jasno określonych uwarunkowań zewnętrznych i jednoznacznie stabilnej długofalowej polityki państwa w tym zakresie. W obecnej sytuacji, z perspektywą terminów ramowych 2026, 2030 itd., uważam, że owa zielona transformacja jest mało realna. Gdyby pojawiła się przejrzysta strategia, określająca, że stawiamy na takie i takie źródła, zasilane takim i takim paliwem, którego będzie pod dostatkiem, a cena uprawnień do emisji będzie przewidywalna, wówczas mielibyśmy duże szanse na realizację tych ambitnych planów. Dodatkowo bardzo ważna jest tu perspektywa ekonomiczna. Gdyby potrzebne inwestycje były w większym stopniu finansowane dotacyjnie, a nie kredytowo, to również zwiększyłyby to nasze szanse na realizację tego procesu. Na teraz, bez konkretnego kierunku i środków, jest to bardzo trudne do określenia. Ale ja, jak i moi koledzy i partnerzy z branży, jesteśmy przekonani o konieczności przeprowadzenia tych zmian i bez względu na wszystko prowadzimy przygotowania do realizacji wyznaczonych celów i sprostania wyzwaniom wynikającym z pakietu klimatycznego. Biorąc pod uwagę, w jak trudnej sytuacji jest polska energetyka, czas już na to, by decydenci przestali wreszcie przy niej „majstrować” i ustanowili jasne i długoterminowe reguły jej funkcjonowania.

*Rozmawiał Maciej Szramek, redaktor magazynu „Energetyka Ciepła i Zawodowa”*



## NOWOCZESNE NARZĘDZIA WSPIERAJĄCE PROCESY ZARZĄDCZE ORAZ REALIZACJĘ KLUCZOWYCH ZADAŃ

dedykowane menedżerom przedsiębiorstw ciepłowniczych

### Dlaczego warto wybrać oprogramowanie ZSI UNISOFT?

- ▶ **Pełna integracja obszarów ERP, GIS, CRM i BI**  
Spójność i ponadprzeciętna dostępność danych - zagadnienia z dziedziny ekonomicznej i zarządczej łączą się w systemie z zagadnieniami technicznymi, pozwalając na wzajemne odwołania do dowolnych danych z każdego obszaru
- ▶ **Rozwiązanie GIS pozwalające na:**
  - Pełną ewidencję księgowo-techniczną infrastruktury sieci i majątku przedsiębiorstwa
  - Lokalizację danych elementów majątku przedsiębiorstwa
  - Zarządzanie danymi zgromadzonymi w systemie ZSI przez wszystkie grupy pracowników (zarząd, księgowość, inwestycje, służby techniczne, biuro obsługi klienta)
  - Dostęp do informacji o bieżącej wartości/wycenie majątku
  - Dostęp do informacji o bieżącym stanie sieci
  - Uzyskanie wiedzy o kosztach wykonanych działań inwestycyjnych, eksploatacyjnych oraz produkcji energii cieplnej
  - Zarządzanie dokumentacją prawną i techniczną, dotyczącą składników majątku przedsiębiorstwa
  - Gromadzenie danych umożliwiających obliczenia inżynierskie
- ▶ **Wbudowany moduł Zarządzania Obiegiem Informacji (ZOI)**  
Procesowe podejście do pracy w systemie – usprawnienie realizacji procesów oraz przepływu informacji w ramach całej organizacji
- ▶ **Analityka biznesowa dedykowana menedżerom**  
Zaawansowane możliwości analityczne, rozwiązania przydatne na każdym szczeblu zarządzania (narzędzia skutecznie wspierające pracę zarówno prezesa, kierownika działu technicznego, jak i menedżera w biurze obsługi klienta)
- ▶ **Unikatowy model biznesowy UNISOFT, stanowiący wartość dodaną**  
Wypracowane na podstawie ponad 35 lat funkcjonowania na rynku IT partnerskie zasady współpracy, zapewniające wysoki poziom bezpieczeństwa, wsparcie i nieustający rozwój oferowanych rozwiązań



# CZEGO POTRZEBUJE CIEPŁOWNICTWO?

## Doświadczenia KAPE z realizacji programu ELENA

**Zbigniew Kidawa**

dyrektor ds. sprzedaży, Krajowa Agencja Poszanowania Energii S.A.

Realizacja programu ELENA dla ciepłownictwa dostarcza wiele ciekawych spostrzeżeń dotyczących sytuacji w przedsiębiorstwach energetyki ciepłej. Oto najbardziej charakterystyczne zmiany i najczęściej występujące przeszkody stojące na drodze modernizacji sektora.

**T**ransformacja sektora energetycznego jest obecnie jednym z najczęściej omawianych tematów w debacie publicznej. Elementem tej dyskusji jest również kwestia zmian w ciepłownictwie, w którym proces modernizacji jest wymuszony poprzez zaostrzenie standardów emisji gazów cieplarnianych, wzrost cen paliw, kosztów zakupu uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> i silną presję na wykorzystanie odnawialnych źródeł energii. Ciepłownictwo w całej Unii Europejskiej jest odpowiedzialne za zużycie około 50% całej produkowanej energii i generuje około 36% emisji.

Wielkim wyzwaniem stało się także przeprowadzenie transformacji ciepłownictwa, aby zachować podstawowe cele ustawy Prawo energetyczne (a więc ochronę środowiska), przy jednoczesnym równoważeniu interesów odbiorców ciepła oraz przedsiębiorstw energetycznych.

Małe spółki ciepłownicze (do 50 MW mocy zainstalowanej), które są podmiotem tego artykułu, stanowiły w 2020 r. około 45% przedsiębiorstw wytwórczych. W latach 2002–2020 dywersyfikacja paliw zużywanych do produkcji ciepła postępowała bardzo powoli. Dominował w dalszym ciągu węgiel – jego udział w 2020 r. stanowił 68,9% paliw zużywanych w źródłach ciepła (w 2002 r. było to 81,7%).

Rok 2020 był już drugim od 2013 r., w którym przychody osiągnięte przez koncesjonowane przedsiębiorstwa ciepłownicze nie umożliwiły pokrycia kosztów prowadzenia działalności związanej z zapotrzebowaniem odbiorców w ciepło. Wynik finansowy brutto ukształtował się na poziomie (-) 473 812,5 tys. zł, tym samym wskaźnik rentowności przedsiębiorstw ciepłowniczych był również ujemny i wynosił (-) 2,36%.

fot. 123rf

Aktualna sytuacja jest tym bardziej skomplikowana, że dynamicznie rosnącym cenom paliw (węgiela i gazu ziemnego) towarzyszą znaczące wzrosty ceny uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>. Wobec tego jeszcze większym wyzwaniem jest realizacja transformacji energetycznej. W dużych systemach ciepłowniczych paliwem „pomostowym” miał być gaz ziemny, jednak przy aktualnym wzroście cen giełdowych tego paliwa (nawet o kilkaset procent) dużo trudniej będzie zrealizować inwestycje w taki sposób, aby po ich zakończeniu i uruchomieniu jednostek udało się skalkulować ceny ciepła, które pozwolą utrzymać minimalną rentowność, a jednocześnie nie spowodują rezygnacji odbiorców z dostaw ciepła lub zatorów płatniczych. Tym samym istotne będą możliwości i umiejętności pozyskiwania środków zewnętrznych na realizację inwestycji, mających na celu przede wszystkim uniknięcie kosztów związanych z zakupem uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>.

### Efektywny system ciepłowniczy – propozycje zmian

Jednym z ważniejszych wyzwań stojących przed polskimi PEC-ami jest uzyskanie statusu efektywnego systemu ciepłowniczego. Kierunek ewolucji tej definicji w najbliższych latach daje też pogląd na to, w jakim kierunku ma zmierzać modernizacja źródeł ciepła.

Z uzyskaniem statusu systemu efektywnego systemu ciepłowniczego związanych jest wiele korzyści dla przedsiębiorstw – patrz ramka.

System ciepłowniczy może być uznany za „efektywny” zgodnie z definicją z dyrektywy 2012/27/EU. Definicja została transponowana do ustawy Prawo energetyczne i zgodnie z jej brzmieniem: efektywny system ciepłowniczy to system, w którym do produkcji ciepła lub chłodu wykorzystuje się co najmniej w 50% energię ze źródeł odnawialnych lub w 50% ciepło odpadowe, lub w 75% ciepło pochodzące z kogeneracji, lub w 50% wykorzystuje się połączenie ww. energii i ciepła. Obecnie warunek efektywnego systemu ciepłowniczego spełnia tylko ok. 10% systemów.

Dyrektywa o promowaniu energii ze źródeł odnawialnych EU/2018/2001 wprowadziła cel wzrostu udziału OZE w ciepłownictwie o 1,1 pkt. procentowego rocznie w okresie 2021-2030, co w przypadku Polski oznacza osiągnięcie poziomu 28,4% OZE w całym ciepłownictwie w 2030 roku. Obecne tempo wzrostu, zwłaszcza w ciepłownictwie systemowym, jest niewystarczające do wypełnienia tego zobowiązania. Udział OZE w powyższym obszarze wzrósł z 2,9% w 2002 do 10,1% w 2020. W celu spełnienia tych zobowiązań w niedalekiej przyszłości przewidywane są zmiany kryterium efektywnego systemu ciepłowniczego.

Od 01.01.2026 r. efektywny system ciepłowniczy ma mieć co najmniej 50% energii odnawialnej lub 50% ciepła odpadowego, lub 80% ciepła z wysokosprawnej kogeneracji gazowej, lub 50% kombinacji tych rodzajów energii, pod warunkiem, że udział ciepła z OZE nie



### EFEKTYWNY SYSTEM CIEPŁOWNICZY

- pozwala spełnić warunek konieczny w przypadku pozyskania dofinansowania na modernizację sieci ciepłowniczych,
- ułatwia rozwój systemu ciepłowniczego, przyłączanie nowych odbiorców oraz zmniejsza ryzyko odłączania istniejących,
- pozwala ograniczyć koszty emisji zanieczyszczeń,
- umożliwia bardziej efektywne wykorzystanie energii chemicznej paliw,
- poprawia jakość powietrza w najbliższej okolicy,
- utrwała wizerunek przedsiębiorstwa jako podmiotu dbającego o środowisko naturalne.

będzie mniejszy niż 5%. W 2035 kończy się wsparcie dla kogeneracji. Zaostrzenie kryteriów w kolejnych latach ma doprowadzić do tego, że w 2050 roku udział energii z OZE ma być nie mniejszy niż 60%, a systemy ciepłownicze będą musiały być zasilane jedynie ciepłem odpadowym i energią odnawialną. Mimo że są to na razie plany, które będą podlegać negocjacjom i zmianom, trzeba założyć, że w podobnym kształcie wejdą w życie.

### Beneficjenci programu ELENA

Mając na uwadze sytuację w polskim ciepłownictwie, Krajowa Agencja Poszanowania Energii S.A. pod koniec 2019 roku podjęła się roli Krajowego Integratora Procesów Inwestycyjnych na mocy umowy z Europejskim Bankiem Inwestycyjnym, który jest donatorem programu ELENA.

ELENA (ang. *European Local Energy Assistance*) to program wsparcia dedykowany przedsiębiorstwom energetyki cieplnej, polegający na dofinansowaniu do



Referat autora zostanie wygłoszony podczas konferencji **Wiosenne Spotkanie Ciepłowników** (26-28 kwietnia, Zakopane)

# Czy jesteście zainteresowani zielonymi i efektywnymi energetycznie systemami ciepłowniczymi ?

Zapraszamy do spotkania z duńskimi ekspertami w sektorze ciepłownictwa podczas Sympozjum Ciepłowniczego w Zakopanem w dniach 26-28 kwietnia 2022



Pokrywa 50% zapotrzebowania na ciepło w Danii



2/3 wszystkich duńskich gospodarstw domowych posiada ogrzewanie miejskie

Ciepłownictwo komunalne w Danii w liczbach



98% gospodarstw domowych w Kopenhadze ogrzewanych jest przez ciepłownictwo miejskie



64% duńskiego ciepłownictwa sieciowego pochodzi z odnawialnych źródeł energii

**DESMI**

**kamstrup**

**EMD**  
INTEGRATIONS

 **INNARGI**

**BWSC**  
....

**VERDO**

**BROEN**  
VALVE TECHNOLOGIES

 **Savosolar**



**M&K**  
Modern & Kotły

**15 LAT  
DOŚWIADCZENIA**

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

## KONWERSJA KOTŁÓW WĘGLOWYCH NA GAZ

- Dla kotłów zmodernizowanych na ściany szczelne typu WR i OR •



### Korzyści:

- ✔ Wysoka sprawność kotła
- ✔ Większa moc po konwersji
- ✔ Niska emisyjność bez konieczności instalacji redukcji pyłu, NO<sub>x</sub> i SO<sub>2</sub>



**Eco Technologia Sp. z o.o.**  
ul. Jasionka 94, 28-300 Jędrzejów



przygotowania inwestycji mających na celu modernizację istniejących źródeł węglowych i zastąpienie ich źródłami przyjaznymi środowisku.

ELENA jest inicjatywą Komisji Europejskiej realizowaną przez Europejski Bank Inwestycyjny w ramach programu Horyzont 2020. To część zakrojonych na szerszą skalę działań Europejskiego Banku Inwestycyjnego, mających na celu wypełnienie zadań Unii Europejskiej w zakresie polityki klimatycznej i energetycznej.

Naszym podstawowym klientem są te przedsiębiorstwa ciepłownicze, których moc zainstalowana nie przekracza 50 MW. Najczęściej w tych firmach brak dedykowanych osób, które byłyby w stanie samodzielnie przygotować dużą inwestycję. Dlatego w Krajowej Agencji Poszanowania Energii stworzony został zespół wspomagający przedsiębiorstwa ciepłownicze i mogący w ramach prac przedinwestycyjnych wykonać następujące usługi z dofinansowaniem z programu ELENA:

- **opracowanie studium wykonalności** (analiza techniczno-ekonomiczna) modernizacji źródła ciepła mającego na celu ocenę aktualnej sytuacji i wybór optymalnego wariantu modernizacji,
- **wykonanie dokumentacji niezbędnej do pozyskania decyzji środowiskowej**, łącznie z uzyskaniem decyzji środowiskowej dla wybranego wariantu modernizacji źródła ciepła,
- **przygotowanie i złożenie wniosku o dofinansowanie z dostępnych programów** wsparcia dla wybranego przez inwestora wariantu modernizacji źródła ciepła wraz z opracowaniem niezbędnego audytu,
- **stworzenie kompletnej dokumentacji budowlanej** modernizacji źródła ciepła dla wybranego wariantu (obejmuje pełen zakres pozyskania warunków technicznych, uzgodnień i decyzji, włącznie z decyzją pozwolenia na budowę dla wybranego wariantu modernizacji),
- **wykonanie kompletnej dokumentacji przetargowej**, w tym przygotowanie Specyfikacji Warunków Zamówienia (SWZ), Programu Funkcjonalno-Użytkowego (PFU), opracowanie wzorów umów itp.

Polskie ciepłownictwo musi w krótkim czasie dokonać rewolucyjnej transformacji. Wysłuzone kotły węglowe typu WR zastąpią inne źródła ciepła sieciowego, które charakteryzują się dużo lepszymi parametrami w zakresie sprawności i emisji spalin. Jednak zanim ten proces nabierze tempa, trzeba mieć świadomość zagrożeń, które zostały opisane poniżej.

### Niestabilne otoczenie prawne i ceny paliw

Wszelkie działania inwestycyjne można skutecznie i bezpiecznie realizować w sytuacji stabilnego otoczenia biznesowego. Obecnie sytuacja w tym zakresie wygląda zdecydowanie niekorzystnie. W związku z progresywną postawą Unii Europejskiej odnośnie

zielonej transformacji i spodziewanymi aktami wykonawczymi do pakietu Fit for 55 nie są znane szczegółowe wymagania, jakie staną przed przedsiębiorstwami ciepłowniczymi. Cały czas branża oczekuje na ogłoszenie strategii dla ciepłownictwa – w momencie pisania tego artykułu dokument ten pozostaje w konsultacjach. Jedynym wytłumaczeniem jest tu wojna w Ukrainie i konieczność uwzględnienia konsekwencji dla branży wynikających z tego faktu.

Może się okazać, że podjęte z dużym wysiłkiem działania modernizacyjne okażą się chybione, jak chociażby te, które dotychczas wykonało wiele

## Wszelkie działania inwestycyjne można skutecznie i bezpiecznie realizować w sytuacji stabilnego otoczenia biznesowego

przedsiębiorstw ciepłowniczych. Mowa tu np. o systemach odpylania zamontowanych na instalacjach węglowych, które już w tej chwili są niewystarczające.

Nie jest znany docelowy poziom mocy, od którego będzie istniał obowiązek udziału w systemie EU ETS, nie ma pewnego stanowiska odnośnie traktowania biomasy w kontekście emisyjności, nie ma jednoznacznych postanowień względem obowiązkowego udziału OZE w efektywnych systemach ciepłowniczych w przyszłości, brak ostatecznego tekstu dyrektyw dotyczących ciepłownictwa, które mają być znowelizowane. Gwałtownie rosnące ceny paliw dezaktualizują nawet świeżo opracowane analizy techniczno-ekonomiczne modernizacji źródeł ciepła. Szczególnie trudną sytuację mają te przedsiębiorstwa, które zdecydowały się na technologie oparte o gaz, ze względu na nienotowane wcześniej wysokie ceny tego surowca. W tej sytuacji PEC-e rezygnują z planowanych modernizacji, pozostając tak długo, jak to możliwe, przy technologii węglowej.

### Trudności w pozyskaniu dofinansowania na inwestycję

Typowym przykładem wsparcia finansowego na modernizację źródła ciepła w małych i średnich przedsiębiorstwach ciepłowniczych był program zarządzany przez Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej o nazwie „Ciepłownictwo powiatowe”. Mimo że wnioski były poprawnie przygotowane, to do podpisania umowy upłynęło od 6 do 12 miesięcy. W ramach tego programu nabór wniosków zakończył się 17 grudnia 2021 i do końca pierwszego kwartału 2022 r. nie pojawił się program alternatywny.

Ważnym źródłem wsparcia modernizacji ciepłownictwa miał być Krajowy Plan Odbudowy, który ciągle jeszcze nie został zatwierdzony dla Polski (stan

na koniec I kwartału 2022). Ta niestabilna sytuacja związana ze wsparciem modernizacji źródeł ciepła wpływa wyjątkowo niekorzystnie na ich modernizację.

### System EU ETS

Można wyciągnąć błędne wnioski, że niespotykany wcześniej dynamiczny wzrost cen uprawnień do emisji EU ETS powinien spowodować przyspieszenie działań zmierzających do wyjścia przedsiębiorstw energetyki ciepłej z tego systemu poprzez modernizację źródeł ciepła. Jednak rzeczywisty obraz pokazuje, że wysokie ceny uprawnień (na początku roku 2022 cena uprawnień do emisji przekroczyła poziom 90 euro/t CO<sub>2</sub>) paraliżują jakiegokolwiek działania modernizacyjne, ponieważ powodują jeszcze większe zadłużenie i straty przedsiębiorstw ciepłowniczych. Tak zadłużone spółki nie mają środków własnych na inwestycje i nie są wiarygodnym klientem banku, który mógłby udzielić kredytu. Pieniądze z tytułu emisji, które wpływają do budżetu państwa, powinny być w bezpośredni sposób skierowane na modernizację sektora i dodatkowo na działania osłonowe dla tych, którzy coraz bardziej popadają w tarapaty finansowe.

### Spowolnienia w zatwierdzaniu planów inwestycyjnych przez przedstawicieli jednostek samorządu terytorialnego

W zdecydowanej większości właścicielami klientów programu ELENA, tzn. małych i średnich przedsiębiorstw energetyki ciepłej, są jednostki samorządu terytorialnego. To najczęściej rady gminy lub rady miasta. W organach tych zasiadają wybrani demokratycznie przedstawiciele, którzy zatwierdzają decyzje rekomendowane przez ekspertów energetycznych w uzgodnieniu z zarządem danego przedsiębiorstwa ciepłowniczego. Ponieważ członkowie tych organów reprezentują pełny przekrój społeczeństwa, często się zdarza, że decyzje są podejmowane przez osoby niemające wiedzy na tematy ciepłownicze. Dlatego proces zatwierdzania planów inwestycyjnych jest trudny i długotrwały. Znane są przykłady wstrzymania decyzji o modernizacji źródeł ciepła. Nicnierobienie z pewnością nie rozwiąże nabrzmiałych problemów.

### Wydłużenie procedur administracyjnych

W przypadku modernizacji zakładającej wybudowanie instalacji kogeneracji gazowej czy instalacji fotowoltaicznej niezbędne jest uzyskanie warunków technicznych przyłączenia do sieci elektroenergetycznej. To warunek konieczny, który musi być spełniony przed pozyskaniem pozwolenia na rozpoczęcie budowy instalacji. Operator Sieci Dystrybucyjnej powinien wydać takie warunki najpóźniej w ciągu 6 miesięcy od daty złożenia wniosku. Realny

termin to nawet 9 miesięcy oczekiwania na wydanie warunków przyłączenia. Wynika to m.in. z faktu, że przepustowość sieci elektroenergetycznej jest zbyt mała na przyjęcie kolejnych prosumentów.

### Miejscowe plany zagospodarowania przestrzennego

Zdarza się, że planowana inwestycja wymaga zmiany miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego (MPZP), ze względu na przeznaczenie całości lub fragmentu działki. Przeznaczenie terenu inne niż na obiekty energetyki ciepłej ograniczają możliwości zabudowy działki. Wiąże się to z koniecznością zmiany MPZP. Zmiana takiego planu typowo trwa nie krócej niż 18 miesięcy, co oznacza, że w tego typu przypadkach już na starcie inwestycji pojawiają się istotne spowolnienia.

Każda z przedstawionych przeszkód została jedynie zasygnalizowana. Biorąc jednak pod uwagę przytoczone utrudnienia, należy zdać sobie sprawę z potencjalnych zagrożeń, które mogą sparaliżować lub wręcz zablokować inwestycję.

\*\*\*

Powyższa analiza, która ma charakter subiektywny i dotyczy tylko pewnego wycinka sektora ciepłowniczego, może być powodem do niepokoju. Małe przedsiębiorstwa ciepłownicze borykają się z poważnymi kłopotami i bez zdecydowanej, skonkretyzowanej i znaczącej pomocy ze strony rządzących same sobie nie poradzą. Ich właściciele (jednostki samorządu terytorialnego) albo nie traktują z należytą powagą zaistniałej sytuacji, albo też nie mają możliwości, żeby pomóc.

Wiadomo, że przedsiębiorstwa ciepłownicze muszą dokonać zmian, ale brakuje im kapitału własnego na niezbędne inwestycje, rosną ceny paliw i opłaty za emisję CO<sub>2</sub>, jak również nie ma jasności co do kierunków polityki dla ciepłownictwa.

Dlatego bezwzględnie konieczne jest:

- zapewnienie stabilności legislacyjnej i przedstawienie pomysłu na modernizację ciepłownictwa,
- wprowadzenie mechanizmów, które zachęcą do stosowania innowacyjnych rozwiązań obniżających koszty produkcji i przesyłu ciepła,
- skuteczne zachęcenie do poprawy efektywności energetycznej zarówno na etapie produkcji ciepła, przesyłu, jak i wśród odbiorców końcowych,
- wypracowanie skutecznej metody aktualizacji cen ciepła, która uwzględni dynamicznie zmieniające się realia rynkowe.

### Literatura

1. URE (2022), Energetyka ciepła w liczbach – 2020, Warszawa.
2. Pakiet zmian legislacyjnych „Fit for 55”.

# SPECJALIZUJEMY SIĘ W KOMPLEKSOWEJ REALIZACJI UKŁADÓW KOGENERACYJNYCH



**BUDOWA UKŁADÓW  
KOGENERACYJNYCH  
W DEDYKOWANEJ ZABUDOWIE  
KONTENEROWEJ**

**BUDOWA UKŁADÓW  
KOGENERACYJNYCH  
WRAZ Z BUDYNKAMI  
WOLNOSTOJĄCYMI**



**BUDOWA UKŁADÓW  
KOGENERACYJNYCH  
W BUDYNKACH ISTNIEJĄCYCH**

## OSIĄGNIĘCIA



Zainstalowana łączna  
moc elektryczna

+148,77 MW w Polsce  
+800 MW w grupie Eneria



Gama  
produktów

od 0,1 MW do 9,25 MW  
w jednym bloku



Zainstalowanych  
układów w Polsce

82



Liczba  
specjalistów

179

## REALIZACJE



Skontaktuj się z nami, sprawdź co możesz zyskać dzięki zastosowaniu rozwiązań kogeneracyjnych Eneria.

**Bergerat Monnoyeur Sp. z o.o.**

Oddział Eneria

ul. Modlińska 11, Izabelin-Dzieskanówek, 05-092 Łomianki

tel.: +48 22 201 36 57, e-mail: kogeneracja@eneria.pl

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

**Eneria** 

# energika

Od 2003 roku działamy na europejskim rynku energetyki ciepłej. Naszą misją jest dostarczanie efektywnych rozwiązań, które zwiększają konkurencyjność Klientów.

Since 2003 we have been operating on the European thermal power market. Our mission is to deliver effective solutions that enhance the competitiveness of our Clients.



**Dedykowane rozwiązania**  
Dedicated solutions



**Nowe technologie**  
New technologies



**Szybka realizacja**  
Rapid implementation

## Oferta:

### Budowa, remonty i modernizacje:

- ⊕ ciepłowni i elektrociepłowni z różnymi typami kotłów
- ⊕ układów kogeneracyjnych i trigeneracyjnych
- ⊕ stacji przygotowania wody i układów pompowych
- ⊕ instalacji elektrycznych i AKPIA obiektów
- ⊕ instalacji oczyszczania spalin
- ⊕ obiektów przemysłowych

### Produkcja:

- ⊕ kotłów parowych i wodnych
- ⊕ elementów ciśnieniowych, rurociągów i konstrukcji stalowych

Zapewniamy dostosowanie kotłów i obiektów przemysłowych do wymagań środowiskowych!

## Poznaj nasze możliwości

Energika M. Szamałek Z. Szamałek sp.j.  
Zasutowo, ul. Kwiatowa 11, 62-330 Nekla  
tel.: (61) 435 40 40, e-mail: biuro@energika.pl

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

## Offer:

### Construction, overhauls and modernization:

- ⊕ heating and power plants with different types of boilers
- ⊕ cogeneration and trigeneration systems
- ⊕ water preparation and pumping stations
- ⊕ electrical installations and I&C facilities
- ⊕ flue gas collection installations
- ⊕ industrial objects

### Production:

- ⊕ steam and water boilers
- ⊕ pressure components, piping and steel structures

We assure the adaptation of boilers and industrial plants to environmental requirements!

## Meet our capabilities

Energika M. Szamałek Z. Szamałek sp.j.  
Zasutowo, ul. Kwiatowa 11, 62-330 Nekla  
tel.: (61) 435 40 40, e-mail: biuro@energika.pl

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



**Forbes  
Diamant  
Award  
2017**



**ZAWSZE CZYSTA ENERGIA  
ALWAYS CLEAN ENERGY**

# KOMPAKTOWE UKŁADY TRC 24 V DO ZASILANIA KOMÓR CIEPŁOWNICZYCH

i małe elektrownie sieciowe w MPEC Kraków

**Mariusz Piękoś**  
MPEC Kraków

**Paweł Jastrzębski**  
MPEC Kraków, AGH Kraków

Rozległe systemy ciepłownicze wymagają monitoringu telemetrii i podłączenia komór ciepłowniczych do systemu SCADA. Aby poprawnie zarządzać siecią ciepłowniczą, służby techniczne powinny posiadać informacje o aktualnej sytuacji na sieci ciepłowniczej. Przekaz informacji do dyspozytorni umożliwia podjęcie szybkich i skutecznych działań, a tym samym zmniejsza możliwość awarii i ogranicza jej skutki.



Referat autora zostanie wygłoszony podczas konferencji Wiosenne Spotkanie Ciepłowników (26-28 kwietnia, Zakopane)

Aby zapewnić właściwą pracę systemu monitoringu i sterowania siecią ciepłowniczą należy doprowadzić energię elektryczną do komór ciepłowniczych. Trzeba zwrócić uwagę, że wprowadzenie napięcia 230 V lub 400 V do pomieszczenia, które może być zalane wodą, jest ryzykowne. Warunki, jakie określają bezpieczne napięcie w zależności od napięcia wilgotności i rodzaju prądu podaje tabela nr 1.

Wprowadzenie do komory ciepłowniczej napięcia 230 V jest niebezpieczne, dlatego należy zbudować poza obszarem komory skrzynię elektryczną z możliwością odcięcia prądu, a obniżone napięcie wprowadzić do komory. MPEC Kraków rekomenduje zasilanie komór ciepłowniczych napięciem stałym niższym niż 60 V DC.

Rozwiązaniem, które znalazło zastosowanie w MPEC Kraków, jest zamontowanie układów TRC do wytwarzania energii elektrycznej na potrzeby komory ciepłowniczej 24V DC. Wykorzystując energię przepływającej wody, wytwarzana jest w turbinie i generatorze energia elektryczna. Prąd przemienny AC w zespole prostowniczym zamieniony jest w prąd stały DC i skierowany do regulatora napięcia i następnie do akumulatora, gdzie jest gromadzona energia na potrzeby pracy komory.

W roku 2021 do eksploatacji został oddany układ TRC zamontowany w komorze 1WKVIII A. Nie ma ona połączenia z siecią energetyczną, a wytworzony prąd zasila urządzenia znajdujące się w komorze. Jest w pełni autonomiczna, reguluje ciśnienie dyspozycyjne na odgałęzieniu z magistrali ciepłowniczej, posiada m.in. łączność i telemetrię w systemie SCADA, oświetlenie czy czujniki zalania.

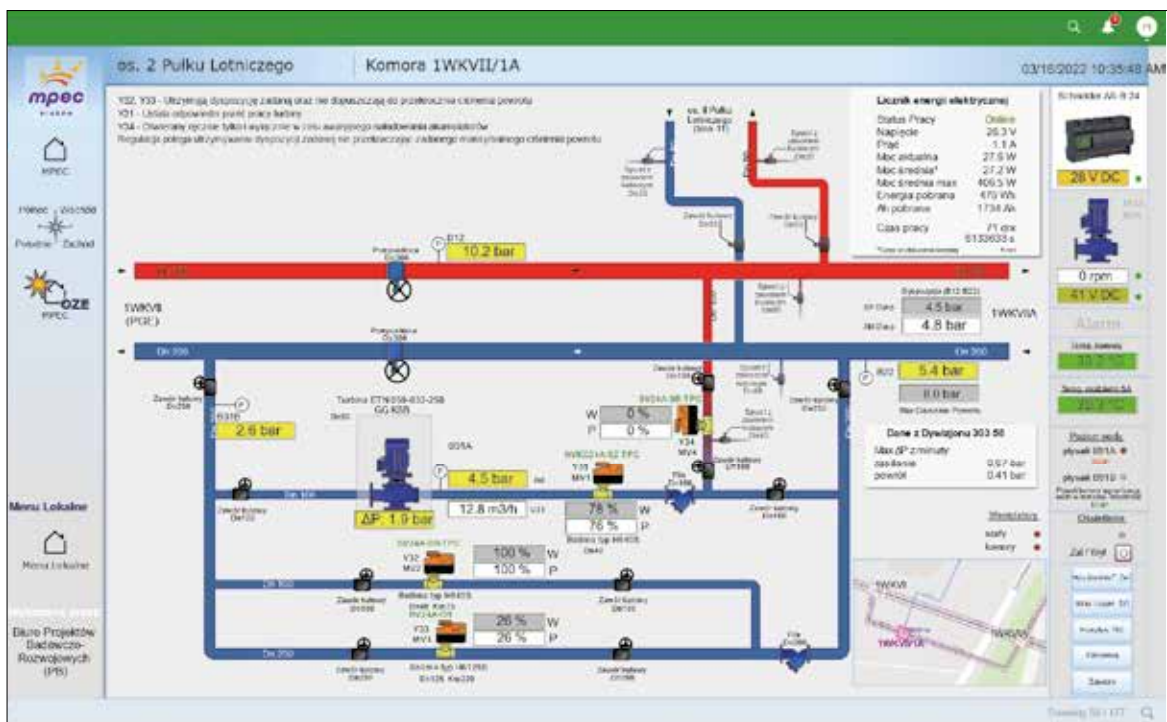
Po rocznej eksploatacji w warunkach rzeczywistych uzyskane wyniki pracy potwierdziły, że układ TRC spełnił postawione przed nim zadania.

Rysunek nr 1 przedstawia widok podglądu komory w systemie SCADA. Zaznaczono ciśnienia, stopnie otwarcia zaworów, przepływ wody przez turbinę,

**TAB. 1**  
Bezpieczne napięcie w zależności od napięcia wilgotności i rodzaju prądu

warunki	Napięcie przemienne	Napięcie stałe
	[V]	[V]
normalne (suche)	50	120
zwiększonego zagrożenia (wilgotne)	25	60
ekstremalnego zagrożenia (mokre)	12	30

**RYS. 1**  
Podgląd komory  
w systemie SCADA



napięcie i prąd wytworzone przez generator oraz temperatury w komorze. Parametry mierzone można dowolnie prezentować na wykresach i prowadzić analizę pracy układu.

Źródłem zasilania dla urządzeń w komorze jest akumulator 24 V zasilający 4 siłowniki zaworów regulacyjnych, oświetlenie komory, czujniki ciśnienia i temperatury oraz sterownik i modem internetowy. Podstawowym zadaniem komory jest stabilizacja ciśnienia na odgałęzieniu utrzymującym zadaną dyspozycję – odpowiedzialne są za to siłowniki Y 32 i Y 33. Siłownik Y31 reguluje przepływem wody

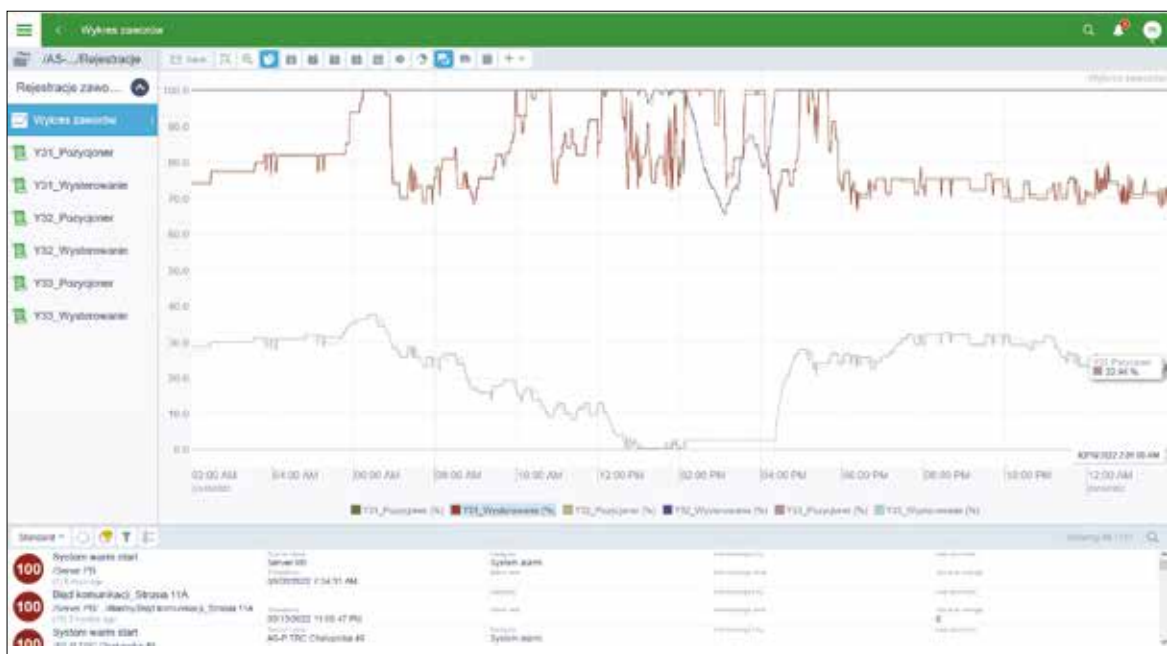
przez turbinę, zabezpieczając ją przed nadmiernym wzrostem obrotów i nie dopuszczając do zatrzymania turbiny. Siłownik Y 34 jest ręcznie sterowany i umożliwia rozruch turbiny przy małej dyspozycji.

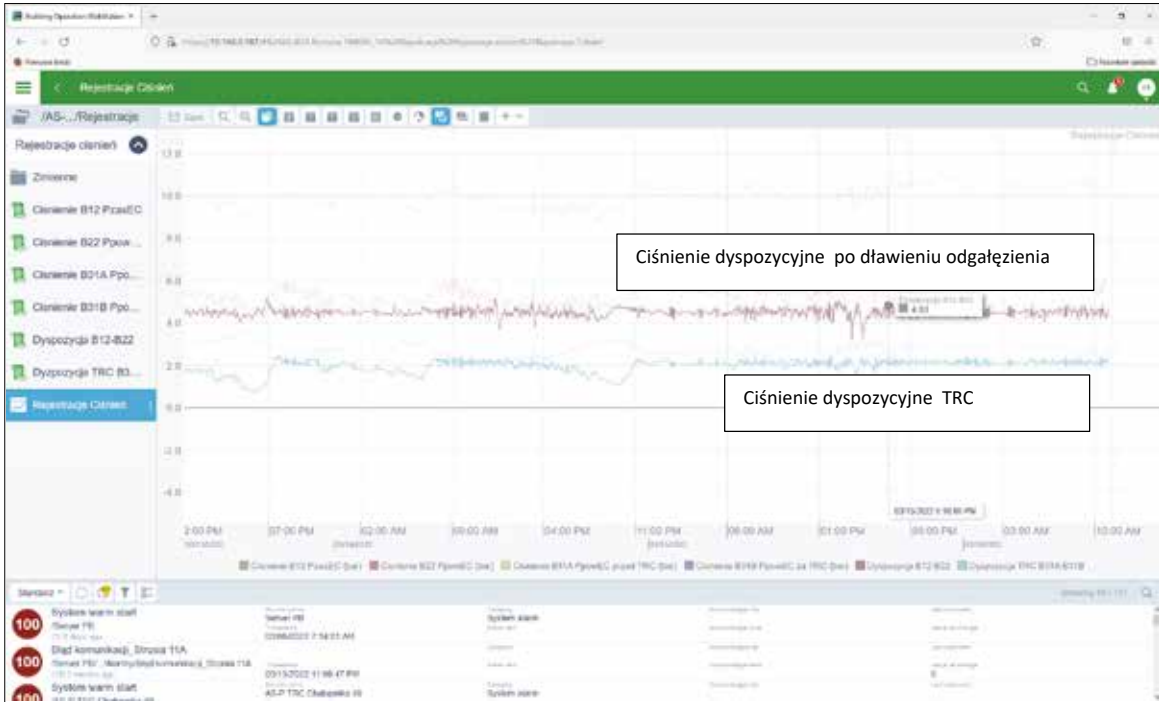
Prace zaworów odpowiedzialnych za stabilizację ciśnienia i przepływ wody przez turbinę przedstawia rys. 2.

Zastosowano podwójny układ zaworów do sterowania dyspozycją Dn 40 i Dn 125 ze względu na wysoką zmienność przepływów w lecie i w zimie dla tej komory. Praca zaworów uzupełnia się.

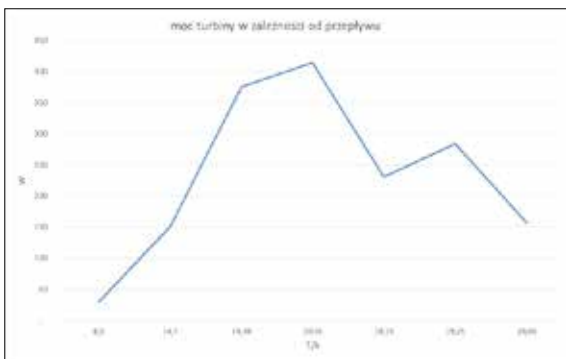
Na rys. 3 przedstawiono ciśnienie dyspozycyjne po stabilizacji i ciśnienie spadku na turbinie. Za-

**RYS. 2**  
Praca zaworów  
odpowiedzialnych  
za stabilizację  
ciśnienia  
i przepływ wody  
przez turbinę

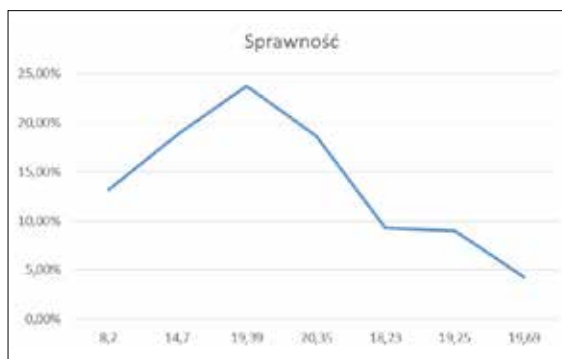




**RYS. 3**  
Ciśnienie dyspozycyjne po stabilizacji i ciśnienie spadku na turbinie



**RYS. 4**  
Moc turbiny w zależności od przepływów



**RYS. 5**  
Sprawność turbiny w zależności od przepływów

stosowany układ stabilizuje ciśnienie dyspozycyjne na osiedlu zgodnie z założeniami, w omawianym rozwiązaniu nie zaobserwowano nadmiernych oscylacyjnych wahań ciśnienia, które miały miejsce w poprzednich latach.

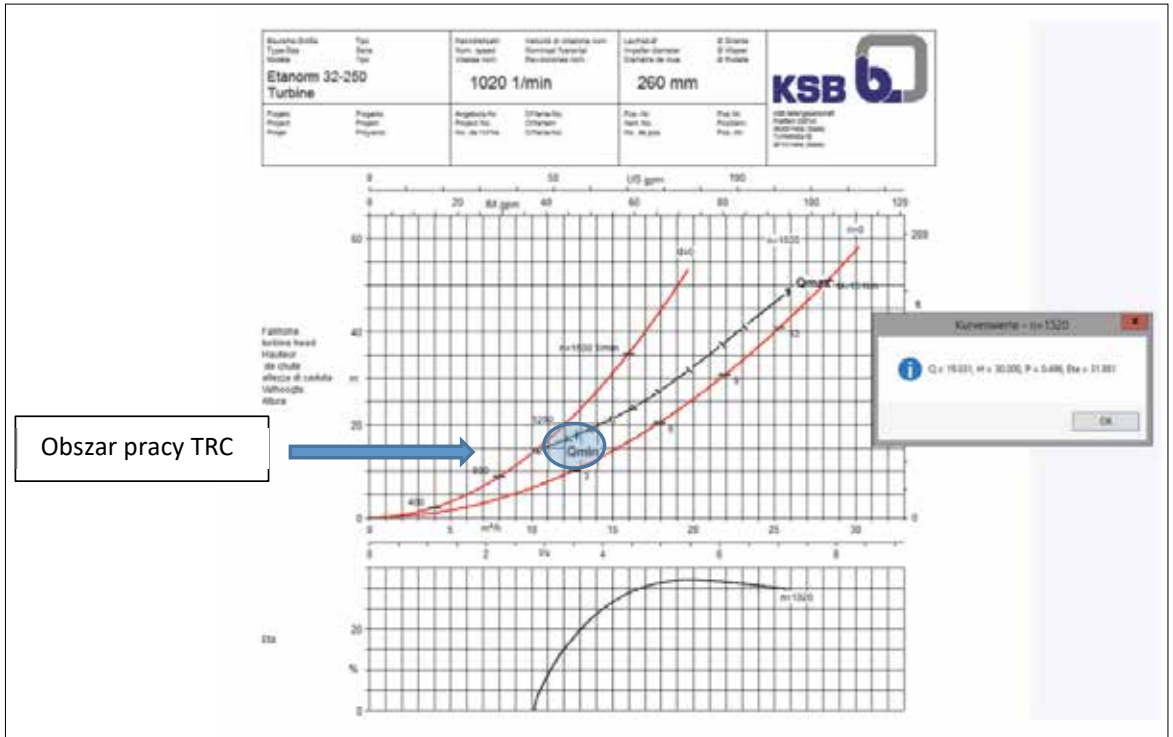
Przepływ wody przez turbinę oscyluje w okolicach 12-13 t/h, projektowo turbina obliczona została na przepływ na poziomie 19T/h przy spadku 3 bary, może

osiągnąć przy tym przepływie 0,5 kW mocy elektrycznej. Pracę TRC zaprogramowano w taki sposób, aby nie dopuszczać do zatrzymania wirnika. Postój wpływa niekorzystnie na pracę urządzenia, może dojść do mikrozatarć przez opadające drobiny niesione przez wodę sieciową. W badanej instalacji pilotażowej w czasie ostatniego roku wystąpiły dwa takie przypadki, które wymagały ręcznego obrócenia wałem.

$P_z$	$P_p$	$Q$ [m <sup>3</sup> /h]	$P$ [W]	RPM	$I_g$	$U_g$	$U_A$	$I_z$	$U_z$
4	3	8,3	100	720	1,07	27,5	25,3	4,7	25,25
5	3	14,7	100	720	5,23	28,74	26,42	4,85	26,42
6	3	19,39	100	780	11,95	31,43	27,12	5,02	26,4
7	3	20,35	100	1500	6	69	28,78	5,01	28,63
8	3	18,23	100	1800	3	77	28,75	5	28,65
9	3	19,25	100	2000	3,26	87,14	28,74	5,09	28,65
9,8	3	19,69	100	2130	1,7	92,41	28,72	5,1	28,67

**TAB. 2**  
Moc turbiny w zależności od przepływu

**RYS. 6**  
Charakterystyka pracy turbiny



Na rys. 4 i 5 i tab. 2 pokazano moc turbiny w zależności od przepływu – każdy pomiar to wzrost dyspozycji na turbinie o jeden bar (od 1-7 bar), turbina obciążona 100 W.

Charakterystyka pracy turbiny wykonana przez dostawcę, przedstawiona na rysunku 6, pokazuje zakres pracy turbiny, obliczeniowy punkt pracy oraz ten rzeczywisty.

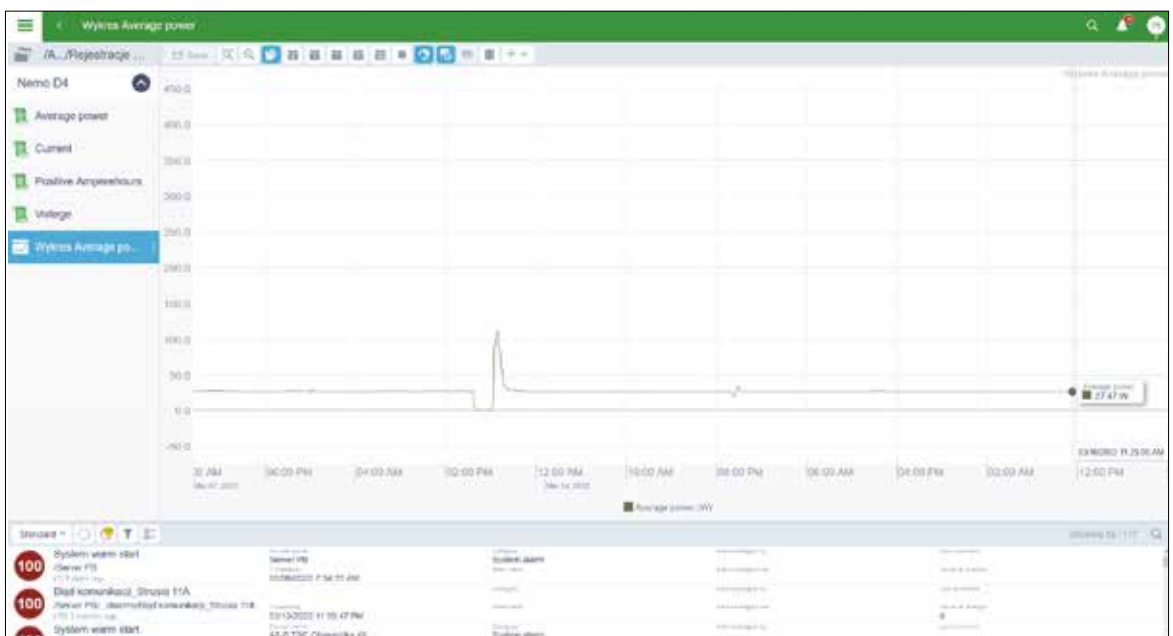
Praktyka pokazała, że zapotrzebowanie energii na potrzeby pracy siłowników i modemu jest niewielka, akumulatory są zawsze naładowane, a pobór energii

utrzymuje się średnio na poziomie 27 W. Wykres poboru prądu przez urządzenia pokazuje rys. 7.

Po chwilowym zatrzymaniu pracy turbiny nastąpiło doładowanie akumulatorów.

Obecny wygląd komory prezentuje fot. 1. Rurociągi zostały zaizolowane, planowane jest podłączenie wentylatora w celu obniżenia temperatury w komorze, a także instalacja sygnalizacji pojawienia się wody. Pompa odwadniająca komorę nie jest planowana do zabudowy, ponieważ komora została skanalizowana.

**RYS. 7**  
Wykres poboru prądu dla urządzenia





Obniżenie zużycia  
energii elektrycznej

~ 20–25%

Zmniejszenie  
emisji CO<sub>2</sub>

~ 20–25%

Czas zwrotu  
inwestycji

~ 3–6 lat



## Zmodernizuj z Wilo układ pompowy kotłowni i ciepłowni o mocy 10–50 MWt

Niezawodne pompy dławnicowe Wilo dla źródeł ciepłowniczych konwencjonalnych oraz kogeneracyjnych

### Korzyści dla Użytkownika:

#### Szeroki zakres zastosowania pomp dławnicowych Wilo wynikający z:

- wydajności do 2 400 m<sup>3</sup>/h,
- wysokości podnoszenia do 290 m,
- maksymalnej temperatury przetłaczanego medium do +210°C,
- ciśnienia nominalnego PN10/PN16/PN25/PN30.

#### Duże oszczędności energii elektrycznej wynikające z:

- wysokiej sprawności hydraulicznej pomp,
- klasy sprawności silników – IE5 i IE4 dla pomp elektronicznych oraz IE3 dla pomp stałobrotowych,

#### Unifikacja rozwiązań, jeden serwis:

- pompy dławnicowe są doskonałym uzupełnieniem szerokiej gamy pomp bezdławnicowych i tworzą kompletną ofertę pomp Wilo przeznaczonych do węzłów cieplnych, układów kotłowych, sieciowych, czy przepompowni;
- wybór pomp Wilo uzupełnionych o urządzenia dodatkowe (np. sterowniki, falowniki) gwarantuje kompleksową opiekę zarówno od strony technicznej, eksploatacyjnej jak i serwisowej.



**mpec**  
kraków

# **Ciepła energia Krakowa**

*Niezawodność / Bezpieczeństwo / Komfort  
Oszczędność / Ekologia*

**[mpec.krakow.pl](http://mpec.krakow.pl)**

## Nasze plany na przyszłość

Ponieważ zastosowane rozwiązania w doświadczalnej komorze sprawdziły się, MPEC SA planuje rozpocząć we własnym zakresie budowę TRC 24 V DC w formie kompaktowej. Założenia do budowy są następujące:

- Konstrukcja rozkręcana tak, aby można było wnieść elementy przez właz do komory.
- W skład kompaktu będą wchodzić wszystkie urządzenia poza zaworami i siłownikami do montażu na sieci ciepłowniczej – te elementy będą dobierane indywidualnie.
- TRC – kompakt będzie realizował zadania:
  - produkcja energii elektrycznej 24 V DC,
  - sterowanie przepływami i ciśnieniem,
  - pomiary ciśnień i temperatur,
  - oświetlenie komory,
  - wentylacja komory (opcjonalnie),
  - odwodnienie komory (opcjonalnie).
- Moc turbiny 500 W.
- Pojemność baterii akumulatorów 55 Ah (zapewnia 40 godzin pracy urządzenia).

Wizualizację kompaktu przedstawiono na rys. 8.

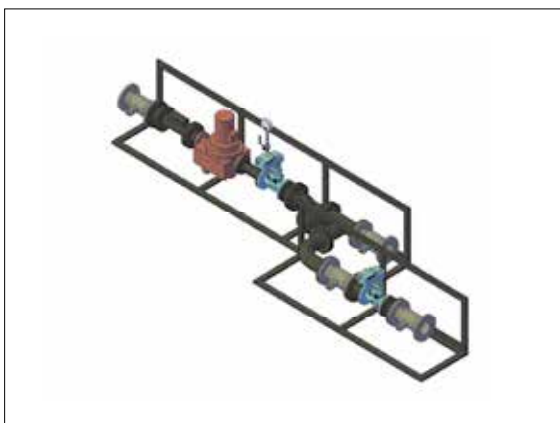
## Mała elektrownia sieciowa MPEC Kraków

Pomysł na zbudowanie dużego obiektu odzysku energii mechanicznej powstał kilka lat temu. Po wybudowaniu obiektów pilotażowych na ul. Chałupnika 45 i Strusia 10 (mających zainstalowane generatory kilkukilowatowe) i przetestowaniu ich pracy, podjęto decyzję o budowie małej elektrowni sieciowej TRC na magistralnej sieci ciepłowniczej Dn 500 o mocy 40 kW.

Obiekt Kombatantów 18 jest budynkiem po starej nieczynnej przepompowni sieciowej, która po mo-



FOT. 1  
Komora turbin TRC  
(źródło: MPEC Kraków)

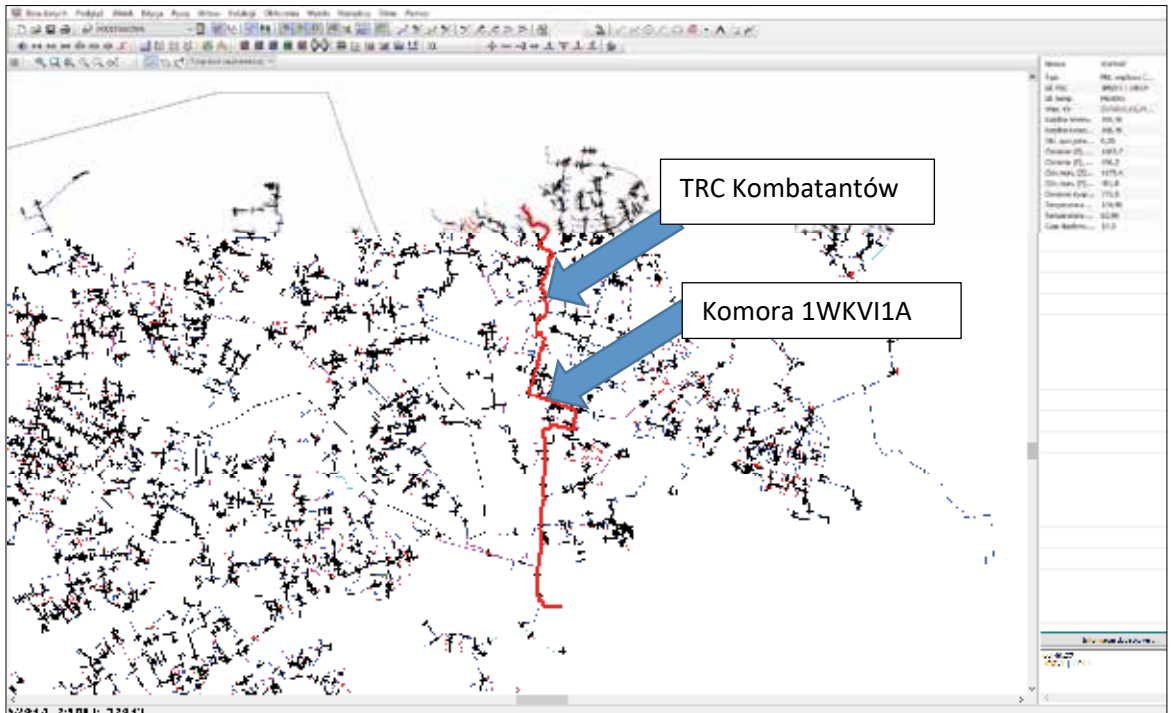


RYS. 8  
TRC 24 V DC  
w formie  
kompaktowej



FOT. 2  
Lokalizacja  
planowanej  
instalacji odzysku  
energii.  
Źródło: Google  
Earth

**RYS. 9**  
Mapa odcinka  
sieci MPEC Kraków



dernizacji sieci ciepłowniczej została zlikwidowana kilkanaście lat temu. Obecnie zainstalowany jest tam układ automatycznego podparcia powrotu, ponieważ sieć ciepłownicza zasila budynki mieszkalne na wzniesieniu terenu i z obawy przed zbyt niskim ciśnieniem na powrocie zamontowano wspomniany powyżej układ regulacji.

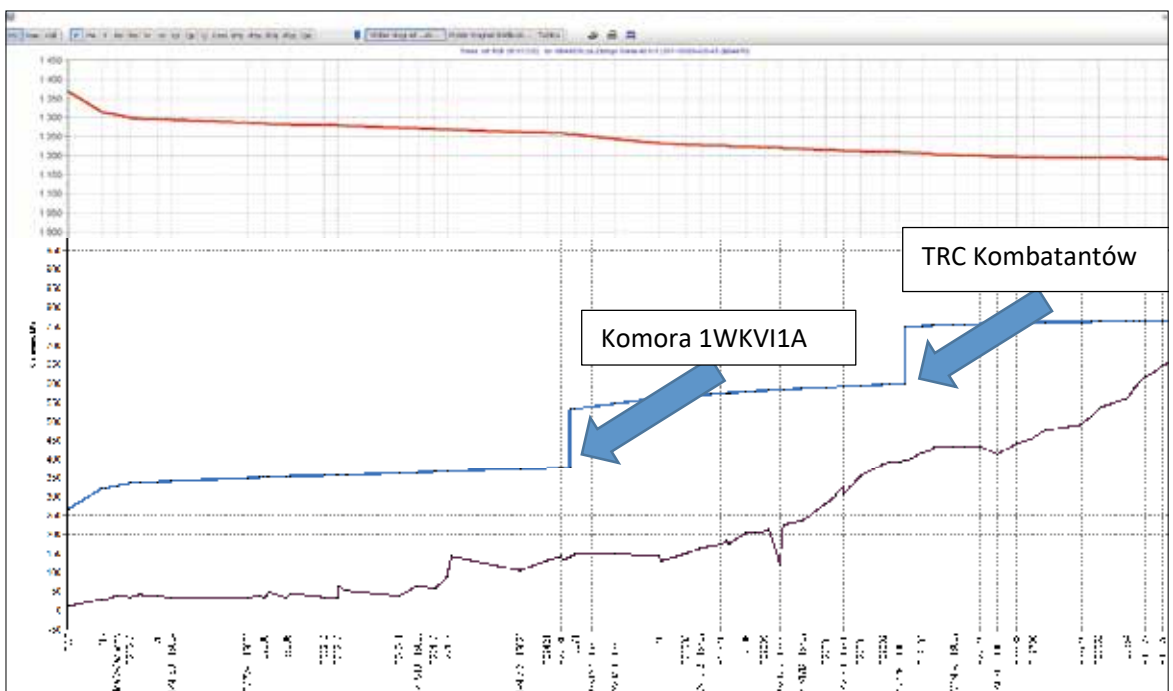
Przez obiekt Kombatantów 18 przechodzi sieć ciepłownicza Dn 500 (fot. 2) i zainstalowane jest podparcie powrotu zaworem regulacyjnym. Za cele

zabudowy układu zaadaptowano hale po starej zdemontowanej przepompowni sieciowej.

Obiekt Kombatantów 18 jest zasilany przez magistralę Wschód w celu spełnienia warunków hydraulicznych (rys. 9), na tym odgałęzieniu zamontowane są podparcia w komorze sieciowej 1WK VIIA; na obiekcie Kombatantów 18 podparcia hydrauliczne wymuszone zostały ukształtowaniem terenu.

Dla pokazanego przebiegu trasy przebieg ciśnień prezentuje wykres piezometryczny (rys. 10).

**RYS. 10**  
Wykres  
piezometryczny





FOT. 3  
Układ turbin TRC  
(źródło: MPEC  
Kraków)

Ponieważ przepływ przez układ sieciowy na przestrzeni roku bardzo się waha – od 250 t/h do 850 T/h zastosowano układ z dwoma turbinami 200 t/h i 400 t/h. Jeżeli nastąpi konieczność większego przepływu niż 600 t/h, zastosowano dodatkowe obejście układu. Zebrane doświadczenia z poprzednich instalacji TRC wskazują, że korzystniej jest

niedowymiarować turbinę, niż ją przewymiarować (fot. 3).

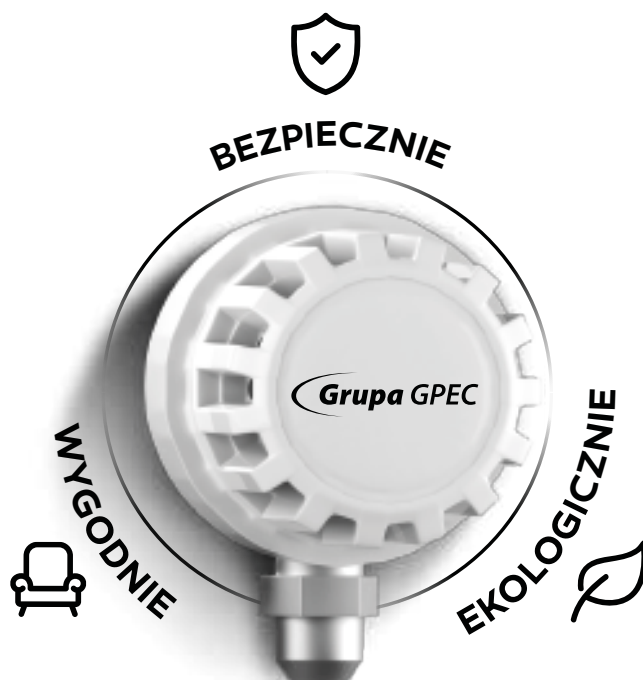
Prace nad budową układu zaawansowane są w około 80%. Zmontowany został układ hydrauliczny i w większości układ elektryczny. Utrudnieniem są długie procedury przyłączenia elektrowni do sieci TAURON.

Reklama

**Grupa GPEC**

**Teraz ciepło  
możesz mieć  
przez cały rok**

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



# TRANSFORMACJA W JAŚLE

Modernizacja układu zasilania miejskiego systemu ciepłowniczego

**Paweł Zawada**

prezes zarządu MPGK Sp. z o.o. w Jaśle



Tematyka podejmowana podczas konferencji **Wiosenne Spotkanie Ciepłowników** (26-28 kwietnia, Zakopane)

Zakład Energetyki Ciepłej Miejskiego Przedsiębiorstwa Gospodarki Komunalnej Sp. z o.o. w Jaśle na przestrzeni ostatnich kilku lat przeszedł dużą transformację w zakresie jednostek wytwórczych energii ciepłej przekazywanej do miejskiej sieci ciepłowniczej.

**D**o kwietnia 2021 r. cała energia ciepła wytwarzana w Zakładzie Energetyki Ciepłej (ZEC) pochodziła ze spalania węgla kamiennego w ciepłowni „Hankówka”, w skład której wchodziło pięć kotłów węglowych:

- 3 kotły WR-5,
  - 2 kotły WR-8M,
- o łącznej mocy 37,46 MW.

Z uwagi na zainstalowaną nominalną moc cieplną ciepłownia zakwalifikowana była do średnich źródeł spalania (MCP), które miały zostać objęte nowymi, zastrzonymi normami dopuszczalnych emisji spalin. Dotrzymanie standardu emisji SO<sub>2</sub> na poziomie nieprzekraczającym 1100 mg/Nm<sup>3</sup> wymagało zasto-

sowania paliwa charakteryzującego się zawartością siarki poniżej 0,4% lub wiązało się z koniecznością wykorzystania układu odsiarczania spalin. By dotrzymać standardy emisji pyłu, niezbędna stała się przebudowa istniejącego układu odsiarczania na bardziej sprawny, natomiast standardy emisji NO<sub>x</sub> miały zostać spełnione.

Wszystkie konieczne inwestycje oraz wysokie ceny emisji CO<sub>2</sub> spowodowały, że Miejskie Przedsiębiorstwo Gospodarki Komunalnej (MPGK) rozpoczęło prace koncepcyjne rozwoju i możliwości modernizacji źródła węglowego ciepłowni „Hankówka”. Celem było dostosowanie mocy wytwórczych oraz systemu ciepłowniczego do wymogów odbiorców oraz norm ekologicznych, które miały wejść w życie. W związku

**FOT. 1**  
Układ  
wysokosprawnej  
kogeneracji





FOT. 2  
Układ pompowni  
WDM

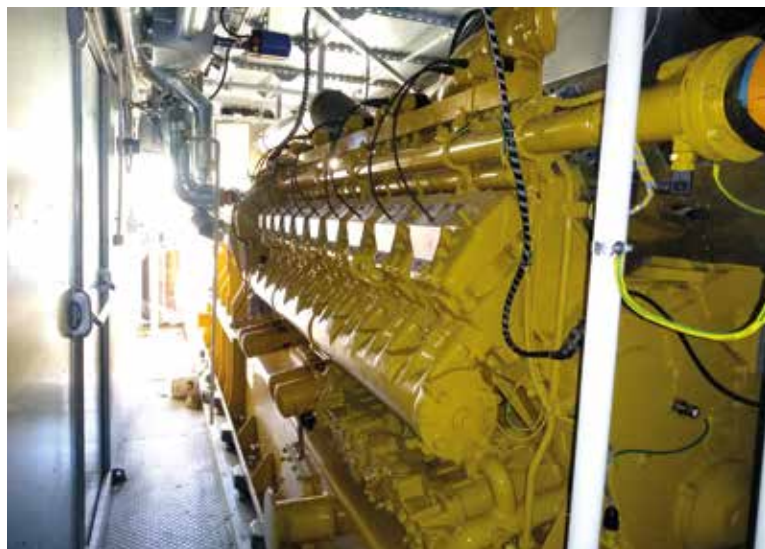
z tym opracowano koncepcję bazującą na budowie zespołu dwóch agregatów wysokosprawnej kogeneracji gazowej oraz kotłów gazowych.

#### Układ wysokosprawnej kogeneracji gazowej

Od kwietnia 2021 r. podstawową jednostką wytwórczą ZEC jest układ wysokosprawnej kogeneracji gazowej. Inwestycja zrealizowana została w ramach projektu pn. „Budowa niezależnej instalacji układu kogeneracyjnego w sąsiedztwie Ciepłowni Hankówka w Jaśle” i była współfinansowana ze środków Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej w Warszawie.

Układ wysokosprawnej kogeneracji złożony jest z dwóch agregatów kogeneracyjnych o mocy termicznej 2,3 MWt i mocy elektrycznej 1,99 MWe każdy. Silniki zasilane są gazem ziemnym wysokometanowym z przyłącza do operatora gazociągów przesyłowych Gaz-System S.A. Jednostki pracują jako podstawowe w cyklu całorocznym. Wyprodukowana energia elektryczna w całości przekazywana jest do systemu elektroenergetycznego PGE Dystrybucja S.A, a energia cieplna wykorzystywana do zaopatrzenia miejskiego systemu ciepłowniczego w cyklu całorocznym.

Potrzeba zastosowania dwóch agregatów i moc znamionowa każdego z nich uwarunkowana jest koniecznością pokrycia zapotrzebowania ciepła dla przygotowania ciepłej wody użytkowej w systemie ciepłowniczym miasta, wzajemną rezerwacją mocy jednostek oraz koniecznością zapewnienia odpowiedniej elastyczności pracy instalacji (rozumianej jako zdolność do efektywnego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła użytkowego w szerokim zakresie obciążeń termicznych, których duża dynamika cechuje charakter obciążenia elektrociepłowni w okresach przejściowych i poza sezonem grzewczym).



FOT. 3  
Silniki układu kogeneracyjnego



FOT. 4  
Kotły gazowe



FOT. 5  
Kotły gazowe

W celu zapewnienia prawidłowej pracy układów kogeneracyjnych wybudowana została stacja transformatorowa do wyprowadzenia mocy elektrycznej oraz układ pompowni WDM (Węzeł Dyspozycji Mocy), pozwalający na wyprowadzenie ciepła w MSC.

Wytworzona w układzie wysokosprawnej kogeneracji energia spowoduje ograniczenie emisji CO<sub>2</sub> w układzie globalnym o 33 161 Mg/rok. Czas pracy silników oszacowano na poziomie do 8 000 h/rok z różnym obciążeniem w zależności od potrzeb systemu ciepłowniczego. Czas przestoju silników wynika także z koniecznych do przeprowadzenia prac serwisowych.

### Kotły gazowe i źródło OZE

W ramach programu operacyjnego „Ciepłownictwo Powiatowe” MPGK w Jaśle uzyskało dofinansowanie z Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej w Warszawie na budowę kotłowni gazowej 2x4 MWc oraz instalacji fotowoltaicznej składającej się z zespołu paneli fotowoltaicznych zasilających kocioł wodny.

Kotłownia gazowa mieści się w budynku sąsiadującym z układem kogeneracji gazowej. Zainstalowane są w niej dwa trzyciągowe wysokotemperaturowe kotły wodne, każdy o mocy 4 MWc. Kotły gazowe, wyposażone w modułowany palnik gazowy, mają za zadanie uzupełnić pracę układu kogeneracyjnego w sezonie jesiennym i wiosennym. W okresie najwyższych obciążeń zimowych szczytową rolę przejmuje ciepłownia węglowa „Hankówka”, której operatorem od kwietnia 2021 r. jest Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Jaśle.

Dzięki powyższym inwestycjom produkcja energii cieplnej z układu wysokosprawnej kogeneracji gazo-



FOT. 6  
Budynek kotłów gazowych oraz układ kogeneracyjny



# Ogrzewaj odpowiedzialnie

W Viessmann wyznaczamy standardy i oferujemy indywidualne rozwiązania! Kompletny program firmy Viessmann dla wszystkich nośników energii to gwarancja najwyższej jakości użytkowania!

[viessmann.pl](http://viessmann.pl)

Viessmann jest wiodącym producentem systemów grzewczych, przemysłowych i chłodniczych na arenie międzynarodowej. Oferta firmy obejmuje kotły stojące i wiszące, konwencjonalne i kondensacyjne, kotły grzewcze na olej i gaz oraz systemy wykorzystujące energię odnawialną – w tym pompy ciepła, kolektory słoneczne i kotły grzewcze na biomasę. W ofercie znajdują się także komponenty systemów regulacji i komunikacji, kompletne oprzyrządowanie systemów grzewczych, systemy odprowadzania spalin, grzejniki, oczyszczacze powietrza i wiele innych.



Connectivity Inside



CLIMATE PROTECT

**24**

Serwis 24h



Zakład produkcyjny firmy SEST LU-VE Polska w Gliwicach  
Kaskada pomp ciepła powietrze/woda

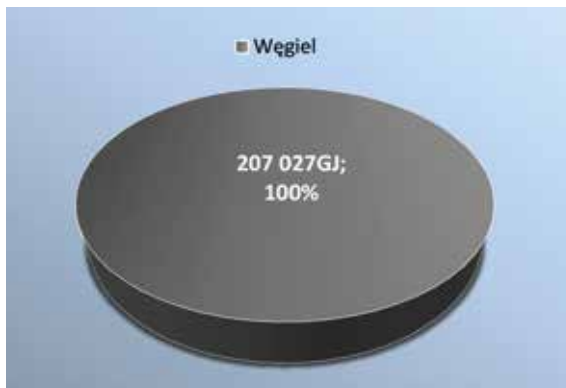
Europejskie Centrum Edukacji Geologicznej w Kielcach  
Instalacja 3 pomp ciepła solanka/woda Vitocal 300-G PRO

Dwa kotły Vitomax 200 (2 x 4 MW)  
w zakładzie produkcyjnym Krosno Glass

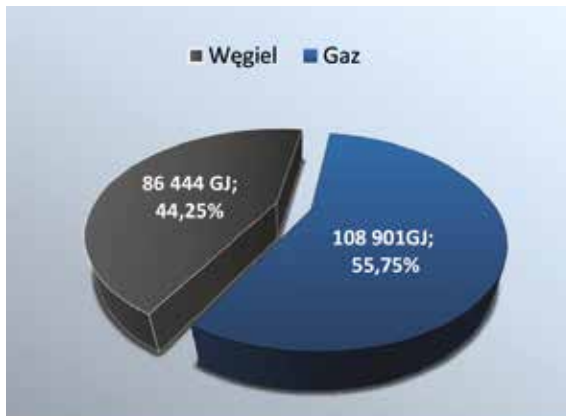


FOT. 7  
Źródło OZE – panele fotowoltaiczne

RYS. 1  
Udział poszczególnych paliw w produkcji energii cieplnej w Zakładzie Energetyki Ciepłej w Jasle w 2020 roku



RYS. 2  
Udział poszczególnych paliw w produkcji energii cieplnej w Zakładzie Energetyki Ciepłej w Jasle w 2021 roku

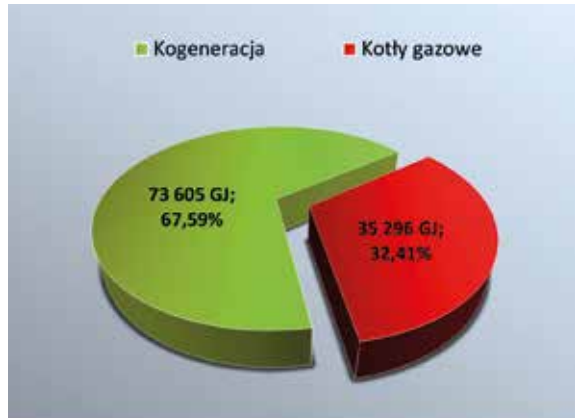


Paliwo	2020		2021	
	GJ	%	GJ	%
Węgiel	207 027	100,00	86 444	44,25
Gaz	-	-	108 901	55,75
<b>Razem</b>	<b>207 027</b>	<b>100,00</b>	<b>195 345</b>	<b>100,00</b>

TAB. 1  
Produkcja energii cieplnej w Zakładzie Energetyki Ciepłej MPGK Sp. z o.o. w Jasle

Instalacja	GJ	%
Kogeneracja	73 605	67,59
Kotły gazowe	35 296	32,41
<b>Razem</b>	<b>108 901</b>	<b>100,00</b>

TAB. 2  
Udział poszczególnych instalacji w produkcji energii cieplnej z gazu ziemnego w 2021 roku w Zakładzie Energetyki Ciepłej MPGK w Jasle



RYS. 3  
Udział poszczególnych instalacji w produkcji energii cieplnej z gazu ziemnego w 2021 roku w Zakładzie Energetyki Ciepłej MPGK w Jasle

wej i OZE przekroczyła 50% rocznej produkcji. Udało się w ten sposób spełnić kryterium „efektywnego systemu ciepłowniczego”, co umożliwia ubieganie się o dofinansowanie dla kolejnych inwestycji, zwiększających efektywność systemu ciepłowniczego miasta Jasła.

### Rozbudowa oraz modernizacja sieci

Ciepło dostarczane dla miasta Jasła przesyłane jest do odbiorców siecią ciepłowniczą o łącznej długości ok. 22 km. MPGK w ostatnich latach systematycznie ją modernizuje (wymiana na nowoczesną, preizolowaną). Aktualnie udział sieci preizolowanych w MSC wynosi ok. 74%, co zapewnia odpowiedni poziom bezpieczeństwa dostaw energii cieplnej dla odbiorców.

Ostatnie inwestycje to:

- Przyłącza 11 budynków Towarzystwa Budownictwa Społecznego – Administrator Budynków Komunalnych Sp. z o.o. w Jasle do miejskiej sieci ciepłowniczej. Inwestycja pozwoliła zlikwidować przestarzałe i niebezpieczne indywidualne instalacje służące do ogrzewania wody i mieszkań.
- Likwidacja węzła grupowego, budowa nowych sieci oraz przyłączy do 11 budynków na osiedlu „Kotlina” w Jasle, wraz z dostawą węzłów ciepłych do 10 z nich.

Wszystkie prowadzone inwestycje pozwoliły na osiągnięcie przez MPGK statusu Efektywnego Systemu Ciepłowniczego.

*fol., rys.: MPGK w Jasle*



# NIWYKORZYSTANY POTENCJAŁ DIAGNOSTYKI PREDYKCYJNEJ

**Marek Sulewski**  
ABB w Polsce

W najbliższych latach sektor ciepłowniczy będzie musiał sprostać wielu wyzwaniom – od poprawy efektywności energetycznej i dekarbonizacji po wykorzystanie nowych technologii cyfrowych. Celem nadrzędnym jest zwiększenie rentowności przedsiębiorstw, a pomóc w tym może odpowiednie zarządzanie ich aktywami, aby działały z maksymalną wydajnością, dostępnością i możliwie najniższymi kosztami utrzymania.

**P**olityka energetyczna Polski oraz regulacje Unii Europejskiej stawiają nowe wyzwania przed ciepłownictwem. Zakłady przemysłowe i ciepłownice muszą podnosić swoją rentowność, a jednocześnie pomóc równoważyć potrzeby gospodarki i środowiska. Przemysłowy Internet Rzeczy (IIoT) odegra kluczową rolę w osiągnięciu tej równowagi, zapewniając infrastrukturę oraz innowacje, które z jednej strony umożliwiają uwolnienie nowych źródeł efektywności dla przedsiębiorstw, a z drugiej – przyczyniają się do tworzenia społeczeństwa niskoemisyjnego.

W przeprowadzonym przez ABB badaniu „Billions of better decisions: industrial transformation's new imperative” aż 94% spośród 765 respondentów z branż przemysłowych na całym świecie stwierdziło, że digitalizacja i zrównoważony rozwój są nierozdzielnie związane, a 47% przyznało, że już dziś IIoT jest bardzo ważny dla ich strategii zrównoważonego rozwoju. Zdają sobie oni bowiem sprawę, że cyfrowe połączenie aktywów przemysłowych pozwala ich

organizacjom na uwolnienie wartości uwięzionych w danych operacyjnych i pomaga stworzyć warunki dla bezpieczniejszego, inteligentniejszego i bardziej zrównoważonego przemysłu.

Jednak technologia sama w sobie nie rozwiąże wielu problemów. To ludzie są tymi, którzy dokonują transformacji w przemyśle, napędzając zmiany i innowacje swoją kreatywnością oraz zaangażowaniem. Aby osiągnąć istotny postęp w zakresie zrównoważonego rozwoju i zwiększania efektywności operacyjnej, kluczowe staje się udostępnienie operatorom danych i narzędzi pomagających podejmować dobre decyzje.

## Konserwacja bazująca na ryzyku i prewencyjna to za mało

Dobre decyzje są potrzebne zwłaszcza w zakresie zarządzania wydajnością zasobów wytwórczych. Pomimo ogromnych możliwości, wiele zakładów ciepłowniczych nadal nie monitoruje odpowiednio



**ABB ABILITY™  
GENIX ASSET  
PERFORMANCE  
MANAGEMENT**  
Potencjalne  
korzyści  
z wdrożenia

swich urządzeń i stosuje reaktywne oraz prewencyjne podejście do utrzymania ruchu. Jeśli przeprowadzają konserwację zbyt wcześnie, mogą stracić pieniądze i czas na wymianę podzespołu, który jest jeszcze sprawny, ale jeśli czekają zbyt długo, mogą doprowadzić do uszkodzenia sprzętu i nieplanowanego przestoju. Różne badania wykazują, że konserwacja prewencyjna może być skuteczna tylko dla około 18% urządzeń pracujących w zakładzie produkcyjnym<sup>1</sup>. Nie jest w stanie zapewnić informacji o pogorszającym się stanie podzespołów. W efekcie zakład narażony jest na nieplanowane przestoje, oznaczające straty środowiskowe, czasowe i finansowe.

Analizy pokazują, że takich nieplanowanych przestoju doświadcza zdecydowana większość przedsiębiorstw na świecie i że mogą one kosztować firmę nawet 260 000 USD na godzinę oraz powodować utratę produktywności<sup>2</sup>. Co dodatkowo niepokoi, to fakt, że w globalnym badaniu zrealizowanym przez Vanson Bourne aż 70% firm przyznało, że nie są nawet w pełni świadome, kiedy ich sprzęt wymaga konserwacji, modernizacji lub wymiany.

### Posiadanie danych i ich wykorzystanie to nie to samo

Wielu strat związanych z nieplanowanymi przestoju można uniknąć. Konieczne jest jednak zrozumienie funkcjonowania aktywów wytwórczych oraz skuteczne zarządzanie nimi. Niestety samo posiadanie danych nie oznacza jeszcze ich odpowiedniego wykorzystania. Z raportów ABB wynika, że przedsiębiorstwa przemysłowe faktycznie wykorzystują mniej niż 20% danych, które generują. Jeszcze mniejsza część jest analizowana. Oznacza to, że nawet 80% danych jest po prostu traconych.

Tymczasem odpowiednie wykorzystanie danych i wychwycenie korelacji pomiędzy urządzeniami oraz systemami umożliwiają wdrożenie właściwej strategii konserwacji – zarówno pod kątem oprogramowania, technologii, ludzi, jak i procesów, które pozwalają zarządzać aktywami w najbardziej opłacalny i efektywny sposób. Przykładowo, czujniki w węzłach ciepłowniczych mogą przysyłać dane do narzędzia diagnostycznego w czasie rzeczywistym, pozwalając przewidzieć ewentualne awarie i odpowiednio im zapobiegać. Kluczem jest więc przejście z konserwacji prewencyjnej na diagnostykę predykcyjną – a technologie, które to umożliwiają, są już dostępne.

### Nieplanowane przestoje mogą pójść w niepamięć

Narzędzia cyfrowe, poprzez Przemysłowy Internet Rzeczy, pozwalają uwalniać wartość danych, wspierając służby utrzymania ruchu, operatorów i ekspertów dziedzinowych w podejmowaniu odpowiednich decyzji. Cyfrowe platformy, takie jak ABB Ability™ Genix Asset Performance Management (APM), łączące w sobie moc analityki przemysłowej i sztucznej inteligencji, pomagają lepiej zrozumieć i przewidzieć działanie aktywów i w ten sposób są w stanie obniżyć koszty utrzymania ruchu o nawet 15%. Pakiet Genix APM ułatwia dodanie monitorowania stanu technicznego aktywów do istniejącego środowiska operacyjnego OT, umożliwia ustalanie priorytetów działań konserwacyjnych na podstawie prognoz opartych na sztucznej inteligencji oraz zapewnia kompleksowy przegląd wydajności i zdrowia aktywów. Podejmowanie decyzji w oparciu o dane pozwala m.in. zwiększać wydajność operacji, unikać kosztów związanych z nieefektywnymi metodami konserwacji, wydłużać cykl życia urządzeń nawet o 25% i identyfikować problemy, zanim wpłyną one na działanie zakładu, produkcję i odbiorcę końcowego.

\*\*\*

Dzięki wiarygodnemu wglądowi w dane, cyfrowe rozwiązania pomagają zakładom przemysłowym i ciepłowniczym zyskiwać więcej kontroli i przejść z organizacji reaktywnych na proaktywne, aby zwiększać rentowność, przy jednoczesnym wspieraniu zrównoważonego rozwoju.

### Więcej informacji o rozwiązaniu:

[new.abb.com/process-automation/genix/genix-apm](http://new.abb.com/process-automation/genix/genix-apm)

### Osoba kontaktowa:

Marek Sulewski, Specjalista sprzedaży ds. cyfryzacji, Przemysł Energetyczny, ABB w Polsce

tel.: +48 723 981 144

mail: [marek.sulewski@pl.abb.com](mailto:marek.sulewski@pl.abb.com)

### Przypisy

<sup>1</sup> Dane ARC Advisory Group

<sup>2</sup> Raport Aberdeen Research



---

## **ABB Ability™ Genix Asset Performance Management** Zaawansowane zarządzanie majątkiem przedsiębiorstwa

Aby osiągać sukcesy, zakłady przemysłowe i ciepłownicze potrzebują zasobów, które będą funkcjonować dobrze i nieprzerwanie przez długi czas. Jednak skuteczne zarządzanie majątkiem przedsiębiorstwa jest poważnym wyzwaniem. ABB Ability™ Genix Asset Performance Management (APM) to portfolio technologii i profesjonalnych usług, które proaktywnie pomagają optymalizować działalność przemysłową. Rozwiązania z zakresu monitorowania technicznego stanu aktywów, diagnostyki predykcyjnej i strumieniowego przesyłania danych w czasie rzeczywistym zapewniają zarówno wydłużenie cyklu życia aktywów o nawet 25%, jak i poprawę bezpieczeństwa oraz usprawnienie procesów, które budują długoterminową przewagę konkurencyjną. A to wszystko jest możliwe, zaczynając nawet od małych kroków i skalując rozwiązania wraz z rosnącymi potrzebami zakładu.

[new.abb.com/process-automation/genix/genix-apm](https://new.abb.com/process-automation/genix/genix-apm)



# KOGENERACJA NA BAZIE SILNIKÓW GAZOWYCH

– pełna współpraca metodą na sukces

**Mariusz Dziura**

dyrektor Biura Gdynia, Ferox Energy Systems sp. z o.o.



Ostatnie lata w szczególny sposób doświadczają branżę ciepłowniczą i energetyczną wyzwaniem oraz sytuacjami wymagającymi podejmowania bardzo trudnych i złożonych decyzji. Obostrzenia związane z pandemią koronawirusa, wzrost cen uprawnień emisji CO<sub>2</sub>, trudności z zakupem mięta węglowego, drastyczne zamiany cen paliw, gazu i energii elektrycznej oraz ogólny wzrost cen materiałów i kosztów pracy zmuszają nas do poszukiwania optymalnych rozwiązań, zapewniających bezpieczną i stabilną pracę naszych przedsiębiorstw.

**P**ytania: „co nas czeka w najbliższej przyszłości”, „jak rozwinie się sytuacja na rynku energii i paliw”, czy „jaki poziom osiągnie inflacja” są dzisiaj jedynymi z najczęściej zadawanymi w branży ciepłowniczej i przemyśle. Odpowiedzi na nie mają z kolei ogromne znaczenie przy wyborze kierunków rozwoju przedsiębiorstw, wyborze paliw i podejmowaniu decyzji inwestycyjnych.

Planowanie bezpiecznych i stabilnych kierunków rozwoju stało się trudnym wyzwaniem, obarczonym sporym ryzykiem. Nie zwalnia nas to jednak z podejmowania działań gwarantujących stabilny rozwój i bezpieczeństwo naszych klientów w przyszłości. Branża energetyczna i ciepłownicza stanowią jedno z kluczowych ogniw gospodarki. Przedsiębiorstwa są odpowiedzialne za ciągłość produkcji i dostaw energii na potrzeby gospodarstw domowych, obiektów użyteczności publicznej i przemysłu, oczywiście przy zachowaniu standardów środowiskowych. Należy jednak mieć na uwadze, że od chwili podjęcia decyzji inwestycyjnej do uruchomienia urządzeń może minąć kilka lat, a sama inwestycja będzie wykorzystywana przez kolejnych kilkanaście. Bez względu na toczące się działania wojenne na terenie Ukrainy i dzisiejszą sytuację geopolityczną naszego regionu, zapotrzebowanie na energię ciepłą i elektryczną będzie się utrzymywało,

a nawet wzrastało. Pomimo znaczących inwestycji w OZE, w najbliższych latach nie będzie to technologia, która w dużych przedsiębiorstwach ciepłowniczych i energetycznych mogłaby w pełni zastąpić kotły opalane paliwem węglowym i gazowym.

W okresie ostatnich kilkudziesięciu lat dywersyfikacja wykorzystywanych paliw oraz rozproszenie źródeł produkcji, nwie miały jeszcze tak wielkiego znaczenia jak dziś. Bez wątplenia w obecnej sytuacji na pierwszy plan wysuwają się inwestycje zapewniające bardzo wysoką efektywność wykorzystania paliw, elastyczność i niezawodność pracy oraz niskie koszty eksploatacji. Oczywiście w dalszym ciągu priorytetowo należy traktować dbałość o środowisko i ograniczenie emisji zanieczyszczeń.

## Kogeneracja gazowa

Technologią, która spełnia wszystkie powyższe kryteria i cieszy się ogromnym zainteresowaniem, jest kogeneracja, oparta na silnikach gazowych. Ferox Energy Systems sp. z o.o. od 25 lat uczestniczy w procesach inwestycyjnych z zakresu projektowania, tworzenia i obsługi układów kogeneracyjnych. Przygotowujemy, realizujemy i serwisujemy układy kogeneracyjne, których główny element stanowią silniki gazowe firmy INNIO Jenbacher. Koncentrujemy

**TYPOSZEREG**  
oferowanych  
silników INNIO  
Jenbacher



**TYP 2** 294-336 kWe



**TYP 3** 392-1067 kWe



**TYP 4** 634-1497 kWe



**TYP 6** 1798-4404 kWe

się na nowoczesnych rozwiązaniach wspierających branżę ciepłowniczą, energetykę i różne gałęzie przemysłu. Integrujemy istniejące źródła, sieci i instalacje z innowacyjnymi technologiami, co przekłada się na efekty ekonomiczne i ekologiczne. 25 lat zdobywania doświadczeń w procesie transformacji energetycznej i rozwoju energetyki rozproszonej sprawiło, że jesteśmy liderem w branży układów kogeneracyjnych, opartych na silnikach gazowych.

Układy kogeneracyjne, w których wykorzystywane są silniki gazowe INNIO Jenbacher, uzyskują obecnie ponad 90% sprawności ogólnej i mogą wykorzystywać gazy o zróżnicowanej zawartości metanu (m.in. gaz ziemny, biogazy, gazy kopalniane, z rekultywacji wysypisk itp.).

Oferowane silniki w zakresie mocy od 300 kW do 4 400 kW, w różnych konfiguracjach i układach, mogą w pełni zaspakajać zapotrzebowanie na energię ciepłą większości przedsiębiorstw ciepłowniczych w zakresie podstawy produkcyjnej układu letniego.

Silniki gazowe oferowane przez Ferox Energy Systems są przystosowane do spalania mieszanki gazu oraz wodoru, który w najbliższych latach może odegrać znaczącą rolę w miksie paliwowym w energetyce rozproszonej.

Kwestia, która znacząco przyczyniła się do wzrostu zainteresowania układami kogeneracyjnymi, jest możliwość uzyskania premii gwarantowanej lub kogeneracyjnej. W znacznym stopniu wpływa ona na efektywność ekonomiczną zastosowania gazowego układu kogeneracyjnego, a także daje możliwość uzyskania, zgodnie z dyrektywą o efektywności energetycznej, statusu Efektywnego Systemu Ciepłowniczego.

### Bez dużego zaangażowania pracowników

Bardzo ważnym, a stosunkowo rzadko branym pod uwagę, aspektem zastosowania silników gazowych jest małe zaangażowanie pracowników w trakcie ich eksploatacji. Problemy kadrowe w obszarze wytwarzania energii opartej na miale węglowym są coraz bardziej widoczne i dotkliwie. Średnia wieku kadry obsługującej proces wytwarzania energii w ciepłowniach i elektrociepłowniach węglowych jest coraz wyższa, a pozyskanie nowych pracowników jest coraz trudniejsze. Obsługa nadzorowanego przez autoryzowany serwis silnika sprowadza się natomiast wyłącznie do codziennych czynności obchodowych. Zainstalowanie choćby układu o mocy letniej podstawy produkcyjnej zwiększa elastyczność planowania urlopów w atrakcyjnym dla pracownika okresie i umożliwia przeprowadzenie niezbędnych prac remontowych i konserwacyjnych własnymi zasobami kadrowymi.

Wieloletnie doświadczenie upewniło nas, że podstawą dobrze zrealizowanej inwestycji, która podczas eksploatacji spełnia wszystkie techniczne i finansowe założenia etapu projektowania, jest kompleksowa współpraca i wsparcie naszych klientów na każdym etapie planowanej i realizowanej inwestycji oraz

w trakcie eksploatacji urządzeń. Ferox Energy Systems dysponuje wyspecjalizowaną kadrą o szerokim zakresie kompetencji, która takie wsparcie jest w stanie zapewnić swoim klientom.

Opracowujemy koncepcje i studium wykonalności projektów. Ten etap jest niezmiernie ważny w całym procesie inwestycyjnym. Na podstawie dostarczonych przez klienta danych, dotyczących produkcji, zużycia energii i paliw, parametrów pracy układu i sieci oraz profilów miesięcznych i rocznych pracy przygotowujemy propozycję wielkości i ilości jednostek, których praca w optymalny sposób dostosuje się do specyfiki firmy.

Zwracamy szczególną uwagę na możliwość integracji układu kogeneracyjnego z istniejącymi jednostkami. Nasze doświadczenie serwisowe wskazuje, że brak analizy współpracy hydraulicznej źródeł – zarówno na etapie rozruchów, jak i eksploatacji – rodzi problemy w osiągnięciu zakładanych w projekcie parametrów pracy sieci. Niedotrzymanie tych parametrów może mieć znaczący wpływ na sprawność układu kogeneracyjnego i w oczywisty sposób na końcowe wyniki ekonomiczne.

Na podstawie już zrealizowanych podobnych inwestycji określamy wstępny zakres i koszt prac, koszty serwisu i eksploatacji. W oparciu o ustalone z inwestorem wskaźniki cenowe, przedstawiamy wstępną analizę ekonomiczną zadania – wieloletnią i wielowariantową. Opracowanie wskazuje możliwości techniczne i korzyści finansowe planowanego przedsięwzięcia. Niezbędnym elementem tego etapu jest złożenie wniosku i uzyskanie warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznej i gazowej. Warunki te określają możliwości przyłączenia (lub ich



**PRZYKŁADOWE  
REALIZACJE**  
układów  
kogeneracyjnych  
w zabudowie  
ciężkiej  
i kontenerowej



chwilowy brak), a także termin i miejsce przyłączenia, co ma istotny wpływ na wysokość nakładów inwestycyjnych oraz na opłacalność inwestycji.

W przypadku powzięcia decyzji o rozpoczęciu inwestycji, opracowane dokumenty w bardzo dużym stopniu pomagają Inwestorowi w przygotowaniu precyzyjnego PFU, SIWZ i projektu umowy planowanego zadania. Dokładne określenie parametrów, zakresu prac, sposobu finansowania, terminów i warunków realizacji, daje Inwestorowi komfort sprawnego wyboru wykonawcy, z kolei potencjalnym wykonawcom – rzetelne oszacowanie kosztów inwestycji i warunków serwisu. Dobrze przygotowane dokumenty przetargowe ograniczają ilość zadawanych pytań uszczegóławiających, skracają czas postępowania i redukują ryzyko wnoszenia protestów przetargowych.

### Odpowiedź na potrzeby inwestorów

Ferox Energy Systems realizuje zadania inwestycyjne w szerokim zakresie dostaw i usług. Realizujemy obiekty „pod klucz” lub jako dostawy silników i urządzeń. Nasze układy, w zależności od mocy i preferencji klienta, realizujemy w zabudowie ciężkiej lub w zabudowie kontenerowej. Kontenerowe elektrociepłownie to odpowiedź na współczesne potrzeby inwestorów. Są to rozwiązania kompaktowe, optymalizujące nie tylko koszty, ale również wykorzystaną przestrzeń – układy kogeneracyjne o mocy 1 MW mieszczą się na powierzchni zaledwie 36 m<sup>2</sup>. Kontenery to rozwiązanie wobec konieczności zwiększenia zasilania w energię elektryczną bądź ciepłą, bez inwestowania w obiekty kubaturowe.

W ostatnich latach zrealizowaliśmy lub dostarczaliśmy silniki dla wielu przedsiębiorstw ciepłowniczych i przemysłu. Łącznie posiadamy ponad 100 zainstalowanych silników gazowych o łącznej mocy ponad 200 MW. Jesteśmy w trakcie realizacji kilkunastu projektów kogeneracyjnych. W ostatnim okresie została oddana do użytku inwestycja w MEC Piła, dla której dostarczyliśmy dwa silniki typu J620 i jeden J616 o łącznej mocy cieplnej 8,3 MW. Dostarczyliśmy również 2 silniki J616 o łącznej mocy 5,3 MW dla EC Przemysł. W trakcie realizacji jest m.in. dostawa 2 silników typu J624 o łącznej mocy 8,9 MW dla Engie Słupsk.

Elementem, do którego od początku działalności firmy zarząd przykładał szczególną uwagę, jest serwis silników i urządzeń. Profesjonalnie przeszkolony serwis, działający zgodnie z zaleceniami producenta, jest w stanie właściwie całkowicie wyeliminować nieprzewidziane stany awaryjne i przestoje. Gwarantuje to uzyskanie założonej na etapie projektowania dyspozycyjności i sprawności urządzeń.

Oferujemy serwis gwarancyjny i pogwarancyjny silników gazowych oraz instalacji towarzyszących na terenie całego kraju. Nasz zespół serwisowy oferuje swoje usługi całodobowo. Wszelkie działania realizujemy w sposób indywidualny, a zakres umowy i warunki handlowe dostosowujemy do oczekiwań i potrzeb klientów. Wykorzystując w efektywny sposób rozlokowanych na terenie całego kraju pracowników, jesteśmy w stanie minimalizować koszty serwisu i oferować atrakcyjne ceny oraz zapewnić krótki czas reakcji serwisu. Stawiamy na ciągły rozwój działu serwisowego poprzez cykliczne szkolenia w siedzibie firmy Jenbacher. Efektem tego jest udzielana nam nieprzerwanie od wielu lat autoryzacja na świadczenie usług serwisowych dla urządzeń Jenbacher i Waukesha. To najlepsze potwierdzenie jakości naszych prac i zaangażowania.

Stosujemy oryginalne części wymienne, a każda naprawa przebiega zgodnie ze sztuką i wedle ustalonych procedur. Ponadto, jako autoryzowany serwis, gwarantujemy wsparcie techniczne i szkolenia dla personelu w zakresie prawidłowej eksploatacji urządzeń. Usługi serwisowe świadczymy na podstawie zleceń lub stałych, długoterminowych umów serwisowych.

Posiadamy wyspecjalizowany warsztat serwisowy, przystosowany do świadczenia specjalistycznych usług remontowych oraz regeneracyjnych silników gazowych, instalacji towarzyszących i ich komponentów. Wszystkie części wychodzące z niego są oznaczone jako zregenerowane przez certyfikowany warsztat i tym samym objęte przedłużoną gwarancją.

Dysponujemy bogato wyposażonym magazynem oryginalnych części wymiennych, zlokalizowanym w Katowicach. Gwarantujemy dostawę komponentów dostępnych w magazynie w czasie nieprzekraczającym 24 godzin. Oferujemy fachowe doradztwo techniczne z zakresu doboru i weryfikacji części zamiennych, a nasz wykwalifikowany personel nieustannie monitoruje stopień realizacji zamówienia. Dbamy o stany magazynowe i dokładamy wszelkich starań, aby w Ferox klienci znajdowali zawsze to, czego potrzebują. Jakość naszych usług, w połączeniu z konkurencyjnymi warunkami dostaw, wpływa na owocną, długofalową współpracę z naszymi klientami.

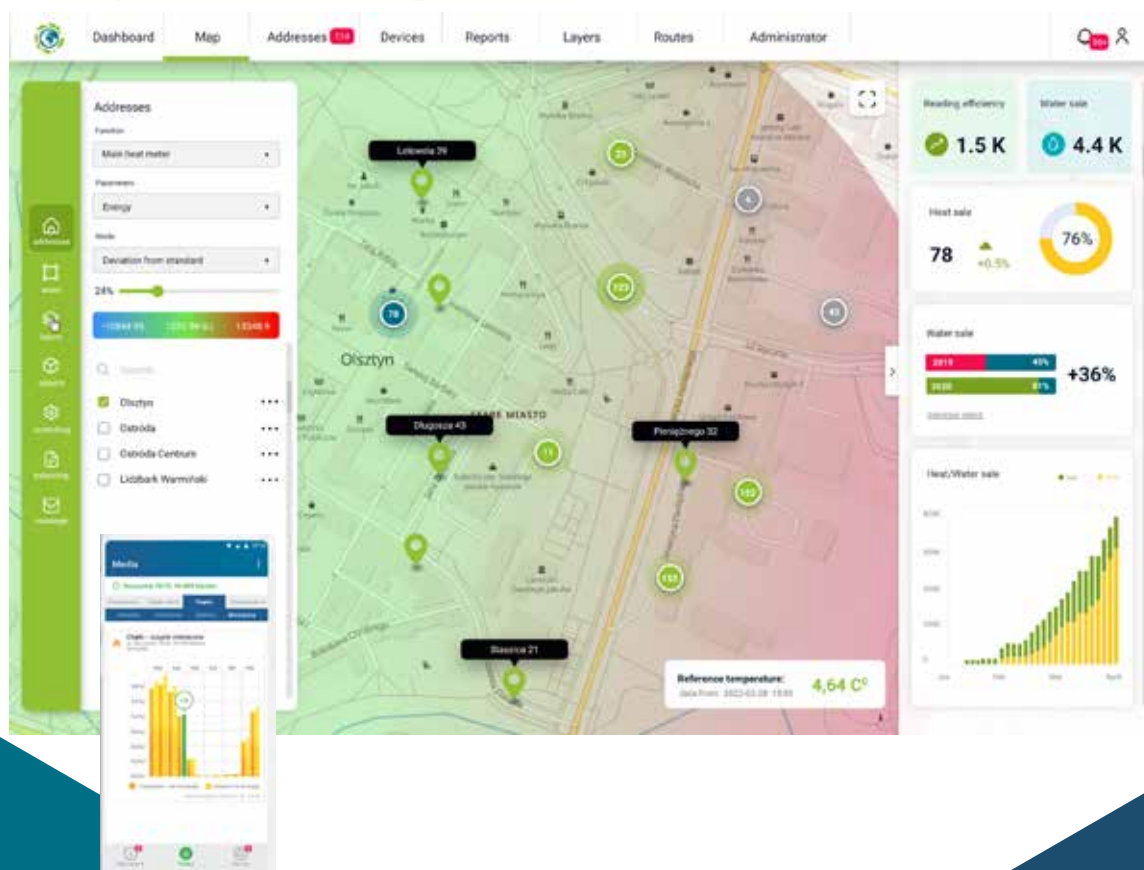
**Ferox Energy Systems Sp. z o.o.**

40-155 Katowice, ul. Konduktorska 33  
tel.: +48 32 254 61 69, fax.: +48 32 258-40-67  
e-mail: ferox@ferox.pl



## GlobeOMS wspiera dostęp do danych i generuje oszczędności

Nowoczesny system inteligentnego zarządzania dystrybucją, odczytem oraz zużyciem mediów takich jak ciepło, woda, energia elektryczna, który zapewnia najwyższy poziom bezpieczeństwa usług.



MODUŁY:

-  LICZNIK WODY
-  LICZNIK CIEPŁA
-  LICZNIK ENERGII
-  ZARZĄDZANIE OŚWIETLENIEM
-  TECHNOLOGIE
- GSM**
- NB-IoT**
- LoRa**
- WM-BUS**

 CERTYFIKATY ISO:  
**ISO/IEC 27001:2017**  
**ISO/IEC 27018:2017**

### URZĄDZENIA DO ODCZYTU



### ODCZYTY:

REGULATORÓW

POMP OBIEGOWYCH

CZUJNIKÓW CIŚNIENIA

SIECI PREIZOLOWANYCH

**APLIKACJE MOBILNE**

**BILANSOWANIE SIECI**

**NADZÓR NAD SIECIAMI**

**STEROWANIE GRUPOWE**

**UDOSTĘPNIANIE DANYCH**

**URZĄDZENIA DO ODCZYTU**



# TRANSFORMACJA SYSTEMÓW ENERGETYCZNYCH W KIERUNKU MULTISYSTEMÓW HYBRYDOWYCH MUSI PRZYSPIESZYĆ

dr inż. Mariusz Twardawa

RAFAKO Innovation Sp. z o.o.

Z każdym wiosennym dniem coraz bliżej końca sezonu grzewczego 2021/2022. Sezonu specyficznego dla wszystkich producentów ciepła, zarówno tych dużych, jak i mniejszych. Bez wątpienia był to sezon, jakiego jeszcze w Polsce nie było. Bynajmniej nie z powodu arktycznych temperatur, bo te raczej nie różniły się od standardów, do jakich jesteśmy w ostatnich latach przyzwyczajeni. Był to sezon specyficzny ze względu na dyskusje na temat kształtu polityki klimatycznej Europy.

W tym kontekście dominował przede wszystkim pakiet #FitFor55, odmieniany chyba przez wszystkie przypadki. Kiedy rozgorzała dyskusja na temat tego dokumentu część naszych ciepłowni i elektrociepłowni była w trakcie budowy lub na etapie kontraktowania prac związanych z inwestycją w kogenerację bazującą na gazie, uznanym za paliwo przejściowe. Paliwo przejściowe, które pomimo faktu, że również stanowi źródło dwutlenku węgla, jednak jest mniej uciążliwe niż węgiel. I kiedy wszystko układało się zgodnie z tym scenariuszem, nastąpiło coś, czego nikt nie przewidział, a mianowicie lawinowy skok cen emisji CO<sub>2</sub> i gigantyczny skok cen gazu.

Sytuacja związana z gazem i pokładanymi w nim nadziejami nie rysuje się więc zbyt optymistycznie ze względu na konflikt zbrojny w Ukrainie, sankcje nałożone przez państwa europejskie na Rosję oraz planowane wstrzymanie zakupu rosyjskich paliw kopalnych. I znów, zamiast chwili oddechu i kilku lat spokojnej egzystencji w oparciu o paliwo gazowe, producenci ciepła znaleźli się pod ścianą. I to chyba jeszcze wyższą niż przed erą gazu jako paliwa pomostowego.

Zarówno niepewność ceny gazu jako paliwa pomostowego, jak i zapewnienie jego dostaw stanowi dziś największe wyzwanie. Inwestycje związane z dekarbonizacją z wykorzystaniem gazu jako paliwa pomostowego były promowane i chętnie wybierane przez inwestorów, pomimo znaczących ryzyk wobec zmian na rynku dostaw gazu, jak i cen związanych z ETS. Niestety ziścił się scenariusz negatywny, co stawia pod znakiem zapytania realizację wielu inwestycji opartych o gaz, ale co gorsza, wielu inwestorów pozostaje z dylematem co dalej z rozpoczętymi już inwestycjami. Wiele z tych inwestycji wstrzymano do czasu uspokojenia sytuacji za wschodnią granicą. Ale skutki gospodarcze agresji Rosji w Ukrainie będą odczuwalne przez wiele lat, w szczególności w energetyce zawodowej i ciepłownictwie. Obecna sytuacja dobitnie pokazuje, że okres przejściowy nie może bazować na tak ryzykownym paliwie. Zwrot w kierunku energetycznych i ciepłowniczych systemów hybrydowych opartych na OZE musi nastąpić szybciej.

Te projekty powinny przyspieszyć, bo i tak nadrabiamy wieloletnie zaległości. I chwilowe obniżenie cen zakupu uprawnień do emisji dwutlenku węgla nie powinno wstrzymywać transformacji systemów ciepłowniczych, zwłaszcza że w zdecydowanej większości są nieefektywne energetycznie, a wiele przedsiębiorstw energetyki ciepłej od wielu lat funkcjonuje na granicy rentowności.

Regulacje unijne zawarte w Pakiecie Zimowym oraz propozycje ich zmiany uwzględnione w Zielonym Ładzie oznaczają nowe wyzwania dla ciepłownictwa. Restrykcyjne wymagania emisyjne Dyrektywy MCP będą obowiązywać już od 2025 r.

dla ciepłowni i elektrociepłowni o mocy 5-50 MW, a od 2030 r. dla mniejszych obiektów oznaczają gruntowną przebudowę systemów ciepłowniczych. Dostosowanie wielu starych ciepłowniczych jednostek węglowych do unijnych regulacji jest nieopłacalne, dalsze zaostrzanie regulacji, wzrost cen paliw kopalnych będzie się przekładać na rosnące ceny ciepła dla odbiorców końcowych. Tak czy inaczej regulacje unijne są jednak szansą na niskoemisyjne ciepłownictwo ze stabilnym kosztem produkcji ciepła.

### Ciepłownia przyszłości z OZE – czyli jaka?

Potrzebne są przemyślane, długofalowe inwestycje bazujące na sprawdzonych technologiach. W Polsce istnieje duży potencjał do upowszechniania w samorządach technologii OZE. Na rynku obecne są różnorodne rozwiązania integrujące odnawialne źródła energii w procesy produkcji ciepła. Przedsiębiorstwa ciepłownicze, które w znakomitej większości są spółkami z większościowym udziałem samorządów balansują obecnie na granicy opłacalności z jednej strony starając się sprostać narzucanym wymaganiom, a z drugiej mając na uwadze cenę ciepła dostarczanego do odbiorców. Brak stabilności cen paliw, opłat ETS oraz oparcie następnych dekad na

## Brak stabilności cen paliw, opłat ETS oraz oparcie następnych dekad na paliwie gazowym nie pozwala na długoterminowe planowanie rozwoju i funkcjonowanie przedsiębiorstw

paliwie gazowym nie pozwala na długoterminowe planowanie rozwoju i funkcjonowanie tych przedsiębiorstw. Systemy ciepłownicze przyszłości muszą być systemami multienergetycznymi, opierać się zatem na źródłach stabilnych i takich, które w najlepszy sposób wykorzystują zasoby oraz uwarunkowania lokalne, jakimi dysponują samorzady. Bez wątplenia źródłami ciepła odpornymi na wahania cen, a przy tym niskoopexowymi, są OZE. Obecnie sezonowość pracy tych źródeł nie stanowi już takiego wyzwania jak jeszcze kilka lat temu. Z powodzeniem bowiem wykorzystywane są magazyny sezonowe ciepła, będące doskonałym rozwiązaniem dla przechowywania ciepła pochodzącego z instalacji OZE, jak i innych dostępnych źródeł. Takie rozwiązania są stosowane od kilku dekad w krajach skandynawskich: Szwecji czy Danii. Docelowo możliwe jest także zastosowanie pomp ciepła, wielkoskalowych kolektorów słonecznych, energii wiatrowej, technologii wodorowych czy rozwiązań power-to-heat, tak aby całkowicie wyeliminować paliwa kopalne z systemu.

Właśnie takie rozwiązania technologiczne są promowane i rozwijane przez konsorcjum RAFAKO

Innovation oraz Instytut Energetyki Odnawialnej (IEO) w projekcie „Ciepłownia przyszłości” i „Elektrociepłownia w lokalnym systemie energetycznym”, które organizuje Narodowe Centrum Badań i Rozwoju. Ich celem jest stworzenie modelowych rozwiązań, które będą upowszechniane w polskich samorządach. Mają ułatwić podejmowanie decyzji inwestycyjnych w zakresie wyboru technologii, dzięki którym możliwa będzie dekarbonizacja systemów ciepłowniczych. Innowacyjność polega na tym, że integruje się dojrzałe i dostępne na rynku technologie w sposób, który zapewni nie tylko oczekiwany rezultat energetyczny, ale sprawi, że inwestycja będzie opłacalna ekonomicznie.

Spółka technologiczna RAFAKO Innovation wraz z IEO jest autorem koncepcji technicznych, bazujących na sprawdzonych rozwiązaniach z państw skandynawskich, które mogą zapewnić aż do 80 proc. udziału OZE w produkcji ciepła w trakcie całego sezonu grzewczego. Jednocześnie rozwiązania te pozwalają na integrację i wykorzystanie lokalnych źródeł ciepła opartych o biomasę czy ciepło odpadowe. Pomimo tego, że o efektywności energetycznej w zdecydowanej mierze decydują źródła ciepła, to

## Chwilowe obniżenie cen zakupu uprawnień do emisji dwutlenku węgla nie powinno wstrzymywać transformacji systemów ciepłowniczych

RAFAKO Innovation może również zaproponować optymalizację całego lokalnego systemu elektroenergetycznego miasta czy gminy od samego źródła ciepła, poprzez sieć dystrybucyjną, aż po rozwiązania związane z edukacją i wdrożeniem zmian u odbiorcy końcowego. Opisane powyżej rozwiązania mogą być uzupełniane również o paliwo wodorowe, uzyskując możliwość implementacji całkowicie bezemisyjnej kogeneracji bazującej w 100% na OZE. Pewne jest to, że inwestycje polegające na tworzeniu multienerygetycznych systemów zapewniają, że zastosowanie rozwiązań w oparciu o rzeczywiste potrzeby samorządów i lokalne uwarunkowania będą coraz chętniej wybierane przez przedsiębiorstwa. Zaletą takich inwestycji jest modułowość ich elementów i możliwość dostosowania do wymagań konkretnego systemu. Proponowane przez spółkę rozwiązania mogą być replikowane i dowolnie skalowalne w zależności od potrzeb.

### Termiczne przekształcanie odpadów

Ostatnie wydarzenia związane z sytuacją na niestabilnym rynku paliw kopalnych i ETS powodują, że jeszcze większa uwaga zostaje zwrócona w kierunku Instalacji Termicznego Przekształcania Odpadów

Komunalnych (ITPOK). Kolejną odsłoną inwestycji, które mogą istotnie przyczynić się do realizacji unijnych celów, są projekty zakładające pozyskanie energii z odpadów. Oznacza to upowszechnienie w systemach miejskich instalacji ITPOK. Obecnie w Polsce jest ich siedem i planowane są kolejne. Tego typu inwestycje rozwiązują problem zagospodarowania odpadów komunalnych przy jednoczesnej trosce o środowisko naturalne. Wykorzystanie paliwa alternatywnego (RDF) w procesach wytwarzania energii i ciepła daje wyraźne korzyści zarówno gospodarcze, finansowe (oszczędność paliw konwencjonalnych, ETS), jak i środowiskowe. Poza dużymi instalacjami już pracującymi w Polsce coraz więcej samorządów rozważa budowę ITPOK na własne potrzeby. Instalacje te pozwalają z jednej strony spełnić wymagania regulacyjne dotyczące składowania odpadów, których odpowiednia frakcja stanowi paliwo dla ITPOK, a z drugiej umożliwiają produkcję energii elektrycznej i ciepła.

W ujęciu samorządu ITPO może zastąpić źródło węglowe lub gazowe w mixie energetycznym, a w połączeniu z odnawialnymi źródłami energii, magazynem sezonowym ciepła tworzy hybrydowy system, który sprawdzi się w większych systemach miejskich. W rezultacie zastosowania hybrydowego układu z ITPO, źródłami OZE i magazynem sezonowym ciepła, możliwe jest obniżenie ceny zagospodarowania odpadów komunalnych, spadek i ustabilizowanie ceny ciepła oraz wykorzystanie zmagazynowania ciepła wytworzonego w kogeneracyjnej pracy ITPO w okresie letnim. Spółka RAFAKO S.A. od wielu lat jest producentem i dostawcą rozwiązań dla ITPOK. Uczestniczyła w realizacji ponad 80 projektów na terenie Unii Europejskiej i Polsce budując między innymi ITPOK dla Zakładu Termicznego Unieszkodliwiania Odpadów dla Szczecińskiego Obszaru Metropolitalnego.

Wykorzystanie przez grupę RAFAKO synergii w zakresie doświadczeń ITPOK, hybrydowych systemów energetycznych wpisuje się w wyzwania, przed którymi stoją obecnie samorządy w perspektywie średnio- i długoterminowej. Bowiem decyzje związane z energetyką i ciepłownictwem podejmowane przez samorządy dziś będą wytyczały kierunki przez kolejne dekady.

Musimy zdać sobie sprawę, że dopóki nie zostanie wprowadzony podatek od słońca i wiatru, będą to najtańsze i zeroemisyjne źródła energii. Dopiero ten kierunek może nas uniezależnić od paliw kopalnych i zakończyć spekulacje na temat wpływu chociażby ETS na ceny energii i ciepła, które przy obecnych rozwiązaniach opartych na gazie czy węglu na pewno nie będą małe.

Czy fakt, że czekają nas ciepłe dni i kilka miesięcy przerwy w sezonie grzewczym pozwala nam odpuścić i zapomnieć o temacie? Niestety nie....



# ZETKAMA

*armatura przemysłowa*



# SKOJARZONA PRODUKCJA ENERGII Z OZE

Rola systemu elektrociepłowniczego w bilansowaniu lokalnego rynku energii na przykładzie PEC w Końskich

**Justyna Mirek**

BSPiR „ENERGOPROJEKT-KATOWICE” S.A.

**Klaudia Zolińska**

BSPiR „ENERGOPROJEKT-KATOWICE” S.A, Politechnika Częstochowska

**Tomasz Szatkowski**

PEC w Końskich Sp. z o.o.

Na potrzeby Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej w Końskich, w ramach ogłoszonego przez NCBiR konkursu „Elektrociepłownia w lokalnym systemie energetycznym”, opracowano koncepcję systemu elektrociepłowniczego zasilanego w ponad 80% z zeroemisyjnych, odnawialnych źródeł energii.

Europejska oraz krajowa polityka klimatyczna kładą duży nacisk na poprawę jakości powietrza, dekarbonizację gospodarki i zmniejszenie śladu węglowego. Jednym z kluczowych obszarów, który wymaga w Polsce modernizacji, aby sprostać wymaganiom środowiskowym jest, obok energetyki i przemysłu, ciepłownictwo – zarówno indywidualne, jak i systemowe.

Ok. 80% miejskich systemów ciepłowniczych w Polsce jest nieefektywnych w świetle prawa europejskiego i jeśli nie przejdą procesu transformacji energetycznej, staną się nierentowne, na skutek m.in. rosnących opłat emisyjnych (EU ETS), wzrastającej ceny węgla kamiennego oraz braku dostępu do pomocy publicznej (1).

Europejski Zielony Ład oraz program „Fit for 55” zakładają zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych do co najmniej 55% do 2030 r. w stosunku do poziomu z 1990 r. oraz osiągnięcie zeroemisyjności netto do roku 2050. W związku z tym, Komisja Europejska zaproponowała m.in., aby 40% energii wytwarzanej w UE do 2030 r. pochodziło ze źródeł odnawialnych. Wprowadzono również cel wzrostu udziału OZE w ciepłownictwie o 1,1 pkt. procentowego rocznie w okresie 2021-2030, co w przypadku Polski oznacza uzyskanie poziomu 28,4% OZE w całym tym sektorze (2). Polityka Energetyczna Polski do 2040 r. (PEP2040) uwzględnia regulacje i strategię UE oraz wskazuje

potencjał ciepłownictwa systemowego w procesie dążenia do redukcji emisji i bezpieczeństwa energetycznego kraju. Opublikowany przez Radę Ministrów projekt uchwały Strategii dla ciepłownictwa zakłada m.in. wzrost liczby efektywnych, wg definicji z dyrektywy 2012/27/EU, systemów ciepłowniczych do 85%, zwiększenie liczby gospodarstw domowych podłączonych do sieci o 1,5 mln oraz wzrost udziału OZE w produkcji ciepła. Powyższe regulacje prawne pociągają za sobą konieczność opracowania nowego podejścia do ciepłownictwa, tak aby branża była w stanie dopasować się do wymogów klimatycznych oraz zapewnić odbiorcom ceny, które będą akceptowalne społecznie.

W artykule przedstawiono wypracowaną na potrzeby Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej w Końskich, w ramach ogłoszonego przez NCBiR konkursu „Elektrociepłownia w lokalnym systemie energetycznym”, koncepcję systemu elektrociepłowniczego zasilanego w ponad 80% z zeroemisyjnych, odnawialnych źródeł energii (OZE). Wykonalność takiej instalacji obsługującej niewielkie osiedle mieszkaniowe została potwierdzona analizą ekonomiczno-rynkową oraz przeprowadzoną symulacją numeryczną. Wskazano również, w jaki sposób ciepłownictwo, poprzez jego częściową elektryfikację, udział kogeneracji oraz inteligentny system sterowania i zarządzania energią, połączony z predykcją cen,

Temperatura wody sieciowej w okresie grzewczym (zasilanie/powrót)	90/70°C
Temperatura c.w.u w punktach czerpalnych	55°C
Łączna powierzchnia użytkowa budynków objętych systemem elektrociepłowni	31 576,4 m <sup>2</sup>
Ilość dostarczonego ciepła na cele centralnego ogrzewania (średnia z lat 2019-2021)	2 188,27 MWh/rok
Ilość dostarczonej c.w.u (średnia z lat 2019-2021)	12 314 m <sup>3</sup> /rok
Ciepło zużyte na podgrzew c.w.u. (średnia z lat 2019-2021)	1 742,59 MWh/rok

**TAB. 1**  
Zestawienie najważniejszych parametrów charakteryzujących sieć ciepłowniczą objętą projektem elektrociepłowni

może pomóc w stabilizacji oraz autobilansowaniu lokalnego systemu elektroenergetycznego.

### PEC w Końskich

Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Końskich jest średniej wielkości powiatowym przedsiębiorstwem ciepłowniczym, opierającym wytwarzanie ciepła na paliwie węglowym i gazowym. Mając świadomość nieuchronnych zmian wynikających z polityki klimatycznej, zarząd spółki od kilku lat poszukuje rozwiązań pozwalających zmienić miks paliwowy w sposób wpisujący się w wytyczony kierunek zmian oraz jednocześnie dostosowany do lokalnych uwarunkowań. Głównym założeniem dla podejmowanych działań było wykorzystanie do produkcji ciepła wielu źródeł odnawialnych i ich połączenie z magazynem ciepła. Jedną z realizowanych w ostatnim czasie przez PEC w Końskich inicjatyw jest udział w dwóch projektach finansowanych z NCBR – w tym w projekcie pn. „Elektrociepłownia w lokalnym systemie energetycznym”, realizowanym przez konsorcjum spółek Atende Industries sp. z o.o. (dalej AI), BSPiR „Energoprojekt-Katowice” S.A. (dalej EPK) oraz PEC w Końskich Sp. z o.o. Celem projektu jest potwierdzenie rynkowej wykonalności instalacji produkującej minimum 80% energii (ciepłej i elektrycznej) ze źródeł OZE, jej budowa w skali demonstracyjnej oraz opublikowanie raportu dobrych praktyk, stanowiącego swoistą mapę drogową dla polskiego elektrociepłownictwa w kierunku transformacji energetycznej. Dodatkowo w projekcie postawiono sobie cel polegający na udziale PEC-u w bilansowaniu

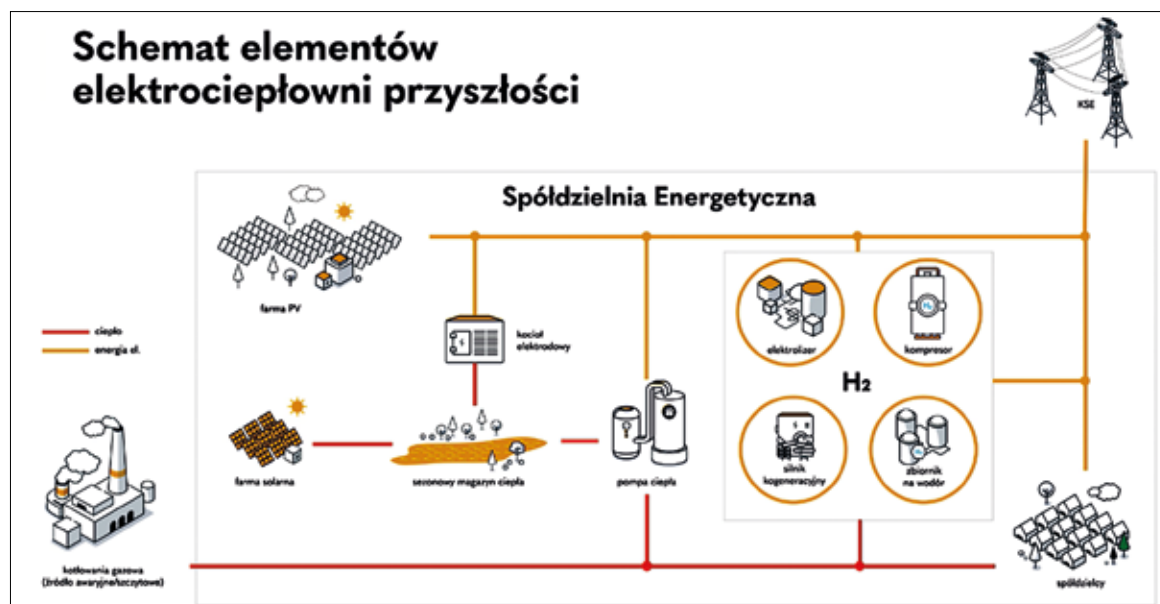
lokalnego rynku energii elektrycznej pochodzącej ze źródeł OZE. Cel ten podyktowany został diagnozowanymi lokalnie problemami w bilansowaniu energii pochodzącej z OZE, szczególnie w odniesieniu do terenów przemysłowych, które charakteryzuje brak możliwości odbioru wytwarzanej energii w trakcie dni wolnych od pracy, kiedy produkcja jest ograniczona bądź całkowicie wstrzymana.

### Charakterystyka systemu demonstracyjnego

Objęty projektem system demonstracyjny w pierwszej kolejności musi zapewnić dostawę ciepła i c.w.u dla wielorodzinnych budynków mieszkalnych, które obecnie zasilane są z dwóch osiedlowych kotłowni gazowych należących do PEC w Końskich (kotły opalane gazem o łącznej mocy 3150 kW). Wszystkie budynki zostały poddane termomodernizacji obejmującej docieplenie ścian, wymianę stolarki okiennej i drzwi wejściowych do budynku. W ramach modernizacji instalacji centralnego ogrzewania ograniczono się do montażu zaworów regulacyjnych oraz likwidacji centralnego systemu odpowietrzenia. Tym samym wydajność instalacji przewyższa o ok. 25-30% zapotrzebowanie na ciepło po dociepleniu budynków, co pozwoliło na obniżenie parametrów obliczeniowych dla wody sieciowej z 90/70°C do 80/60°C. W tab. 1 zestawiono najważniejsze parametry charakteryzujące obecną sieć ciepłowniczą.

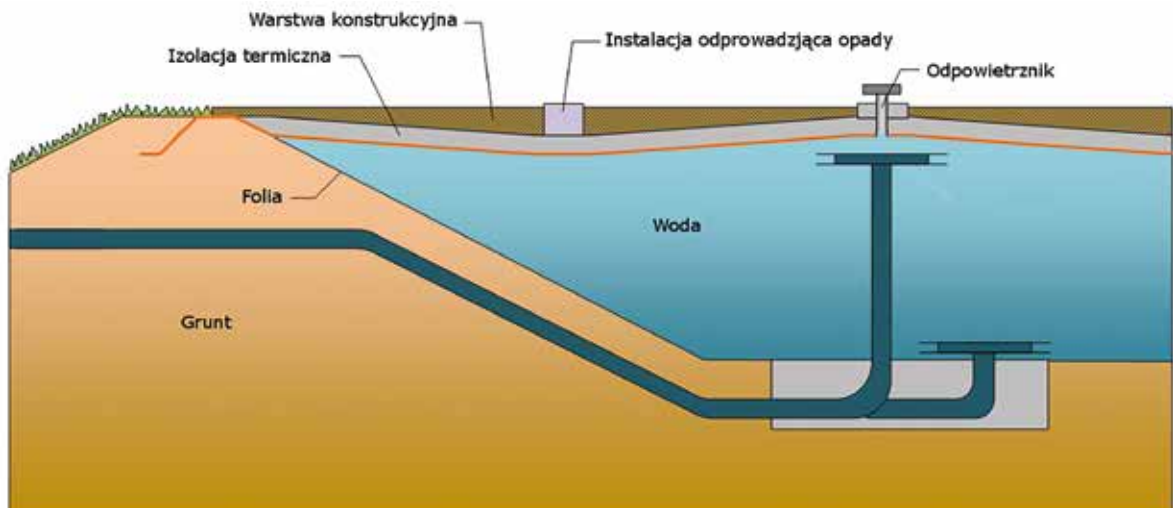
### Koncepcja elektrociepłowni

Głównym założeniem projektowym było stworzenie instalacji pilotażowej systemu elektrocie-



**RYS. 1**  
Schemat poglądowy demonstratora technologii (opracowanie własne)

**RYŚ. 2**  
Schemat budowy  
sezonowego  
magazynu  
ciepła typu PTES  
[opracowanie  
własne na  
podstawie (3)]



plowniczego (demonstrator technologii), która w jak największym stopniu będzie wykorzystywała źródła energii odnawialnej do produkcji ciepła i energii elektrycznej. Działanie elektrociepłowni oparto na wykorzystaniu energii słonecznej jako źródła energii elektrycznej oraz ciepła na cele grzewcze i podgrzewu ciepłej wody użytkowej dla odbiorców. Zaproponowano system składający się z następujących układów technologicznych:

- układ pozyskiwania ciepła z energii słonecznej – podstawowe źródło ciepła w postaci instalacji wielkopowierzchniowych kolektorów solarnych,
- układ sezonowego magazynowania ciepła – tj. zbiornik gruntowy typu PTES wraz z wymiennikami ciepła po stronie ładowania oraz rozładowania magazynu,
- układ przetwarzania energii słonecznej w energię elektryczną – farma fotowoltaiczna,
- układ hydrolizy i magazynowania wodoru powiązany z silnikami kogeneracyjnymi,
- układ przetwarzania energii elektrycznej w ciepło (technologia P2H – power to heat) – pompa ciepła oraz kocioł elektrodowy,
- układ dystrybucji ciepła – sieć preizolowana łącząca demonstrator technologii z istniejącymi źródłami ciepła,
- źródło szczytowe, w postaci istniejących osiedlowych kotłowni gazowych.

Poglądowy schemat technologiczny instalacji przedstawiono na rys. 1.

W sąsiedztwie obecnej ciepłowni przewidziano lokalizację farmy solarnej o mocy 4,6 MW wraz z zagłębionym w gruncie sezonowym magazynem ciepła. Odebrana przez kolektory solarne energia słoneczna zostanie przekształcona w ciepło, które latem gromadzone będzie w magazynie sezonowym.

Z powodu zmienności energii słonecznej oraz jej sezonowości, w elektrociepłowni przewidziano magazyn ciepła typu PTES o objętości 24000 m<sup>3</sup>. Schemat budowy zbiornika przedstawiono na rys. 2. Jest to ma-

gazyn zagłębiony w ziemi, którego górną powierzchnię stanowi pływająca pokrywa. Zbiornik ładowany jest za pomocą trzech podobiegów wodnych, z których każdy odbiera ciepło z jednego z trzech źródeł ciepła: farmy kolektorów słonecznych – źródło podstawowe, kotła elektrodowego lub silnika kogeneracyjnego (CHP) – źródła uzupełniające.

Energia zgromadzona w sezonowym zbiorniku ciepła wykorzystywana będzie do podniesienia temperatury czynnika sieciowego do wartości wymaganej przez odbiorców. Sposób rozładowywania magazynu uzależniony jest od temperatury medium w górnych jego warstwach. Jeśli jest ona niższa od temperatury zadanej na sieć, wówczas strumień wody ze zbiornika PTES kierowany będzie do pompy ciepła. W przeciwnym wypadku trafi na wymiennik ciepła, gdzie bezpośrednio podgrzewa wodę sieciową. Rolę źródła szczytowego pełnić będą istniejące kotły gazowe, które umożliwiają dogrzanie wody kierowanej do odbiorców w przypadku, gdy zapotrzebowanie na ciepło przekracza wydajność instalacji.

Ważną częścią systemu elektrociepłowniczego stanie się zlokalizowana na terenie byłej oczyszczalni ścieków farma fotowoltaiczna o mocy 4,8 MWp, która produkowała będzie energię elektryczną. Wytworzona energia zostanie wykorzystana w pierwszej kolejności na potrzeby własne – do zasilania urządzeń demonstratora, przede wszystkim pompy ciepła. Nadwyżki energii elektrycznej mogą być, w zależności od zapotrzebowania oraz pozostałych uwarunkowań, użyte:

- Do produkcji ciepła w kotłach elektrodowych, gromadzonego następnie w sezonowym magazynie ciepła (P2H).
- Do produkcji „zielonego” wodoru wytwarzanego w procesie elektrolizy wody – zgromadzony w zbiornikach wodór stanowił będzie jednocześnie magazyn energii elektrycznej. Poprzez silniki kogeneracyjnie może zostać ponownie przetworzony na energię elektryczną w czasie jej niedoboru (np. nocą) oraz jednocześnie na ciepło, gromadzone w magazynie PTES. Wysoka czystość wyproduk-





**CENTRALNE ZARZĄDZANIE BRYGADAMI**

# Kompleksowe Rozwiązanie dla Zespołów w Terenie



**ZARZĄDZANIE PRACAMI  
BRYGAD W TERENIE**



**MOBILNY DOSTĘP  
DO SYSTEMU W TERENIE**



**OPISY Z REALIZACJI  
ZADAŃ**



**ZAAWANSOWANA  
ANALIZA DANYCH**



**SKONTAKTUJ SIĘ Z NAMI**

[www.kartgis.com.pl](http://www.kartgis.com.pl)

[biuro@kartgis.com.pl](mailto:biuro@kartgis.com.pl) • tel. kom. 691 111 913

## Product information

Ultra low NO<sub>x</sub> burner ATONOX

**SAACKE**



## Modular all-rounder

*ATONOX: A flexible concept in burners for the lowest possible NO<sub>x</sub> emissions and low operating costs*

As an innovative development in the domain of low NO<sub>x</sub> gas burners, the ATONOX from SAACKE heralds the start of a new generation. The secret lies mainly in the modular assembly system, from which various burner types can be readily configured. This makes the ATONOX extremely flexible and reduces effort and costs of modernizing individual boilers.

### Emissions in accordance with EU's Best Available Technology

Due to a new procedural concept and low losses of pressure electricity consumption of the fan is reduced, which lowers operating costs. The ATONOX sets new standards with regard to environmental protection and consistently operates below stringent emission limits – even without secondary measures such as external recirculation of flue gases. It is therefore also in line with the strict current Chinese emission limits and the EU emission limits for gas-fired new and existing plants that will come into force in 2021 due to the Best Available Technology requirements. The ATONOX thus offers flexibility and one thing above all: excellent quality, "Made by SAACKE".

Building materials industry

Steel and metal production

Wood processing

Waste incineration

Energy and heat supply

Chemical industry

Refineries

Food industry

## Advantages at a glance

- Ideal for new plants and modernizations (retrofit) due to simple project planning, fast installation and cost-effective system integration
- Complex brick lining geometries in the boiler and thus no need for time-consuming maintenance or repair work
- Unrivalled small installation diameter at the boiler body (30 to 40 % less than the competition), Use existing boiler openings without cost-intensive modification of the tube bending
- No fragile ceramic burner components and robust Design with gas nozzles without small bore holes
- System solutions perfectly adapted to the furnace geometry with single or multiple burner applications
- RLowest emissions without external exhaust gas recirculation. Further emission reduction through external exhaust gas recirculation. – also within the scope of retrofitting
- Air preheating up to 300 °C
- Compatible with various burner controls

wanego wodoru pozwala również na jego wykorzystanie np. do tankowania pojazdów.

- Mogą też być sprzedawane mieszkańcom w ramach utworzonej Spółdzielni Energetycznej.

W przypadku gdy produkcja energii elektrycznej z PV spadnie poniżej poziomu potrzeb własnych instalacji, uruchomiony zostanie silnik kogeneracyjny, a w sytuacji niewystarczającej ilości zmagazynowanego wodoru do zasilenia CHP dopuszcza się zakup energii z sieci.

Doboru mocy i wielkości poszczególnych komponentów dokonano w oparciu o autorski algorytm optymalizacyjny skorelowany z modelem numerycznym systemu, umożliwiającym przeprowadzenie analizy szczegółowego bilansu energetycznego, oraz z arkuszem kalkulacyjnym obejmującym analizę ekonomiczną. Jako funkcje celu przyjęto maksymalizację współczynnika udziału źródeł OZE w wyprodukowanej energii, przy jednoczesnej minimalizacji współczynnika LCOH (Levelized Cost of Heat). Algorytm optymalizacyjny uwzględniał jednocześnie warunki brzegowe w postaci dopuszczalnego budżetu inwestycji oraz granicznych wielkości komponentów, wynikające z wymagań konkursowych.

### Symulacyjny model obliczeniowy elektrociepłowni

Bilans energetyczny demonstratora technologii przeprowadzono w oparciu o obliczenia numeryczne modelu zbudowanego w środowisku TRNSYS 18, tj. oprogramowaniu symulacyjnym, umożliwiającym modelowanie systemów energetycznych w stanie nieustalonym, tzn. przy zmieniających się w czasie wielkościach początkowych. Oprogramowanie TRNSYS znajduje szerokie zastosowanie w modelowaniu systemów solarnych, wiatrowych, kogeneracji, wodorowych ogniw paliwowych, wymiany ciepła w gruncie, optymalizacji już istniejących układów czy systemów z pompami ciepła (7).

W obliczu konieczności transformacji energetycznej modelowanie może być nieocenioną pomocą w projektowaniu efektywnego systemu ciepłowniczego. Działanie większości systemów OZE silnie uzależnione jest od warunków pogodowych. Symulacje numeryczne umożliwiają wykorzystanie historycznych danych pogodowych do prognozowania zachowania się układu w długiej perspektywie czasowej, z dużym stopniem szczegółowości (krok czasowy np. 10 minut). W oprogramowaniu TRNSYS istnieje możliwość przetestowania działania układu w różnych warunkach, co pozwoli zidentyfikować problemy, które mogą się pojawić w rzeczywistej instalacji i im zapobiec. Modelowanie jest niezwykle istotne na etapie studium wykonalności oraz projektowania instalacji. Pozwala nie tylko na sprawdzenie różnych wariantów budowy i działania systemu, ale również na ustalenie optymalnych wielkości urządzeń. Środo-

wisko symulacyjne umożliwia przeprowadzenie dużej liczby eksperymentów w relatywnie krótkim czasie i przy niskich kosztach. Należy jednak pamiętać, że jakość wyników analiz symulacyjnych uzależniona jest w głównej mierze od rzetelności danych wejściowych wprowadzanych do systemu.

### Wyniki symulacji

W ramach przedmiotowej instalacji przeprowadzono symulację za okres trzech lat z 10 min. krokiem. Wyniki symulacji poglądowo przedstawiono na rys. 3-6. Przeprowadzona analiza nie uwzględnia zewnętrznych lokalnych źródeł OZE.

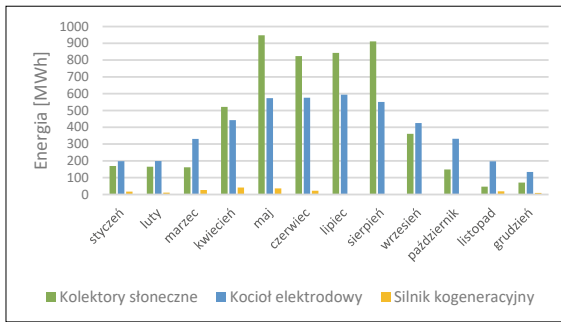
Rys. 3 przedstawia udział poszczególnych źródeł w dostarczonej do magazynu PTES energii cieplej z podziałem na poszczególne miesiące w roku. W miesiącach letnich najwięcej energii dostarczanej jest przez kolektory słoneczne ze względu na sprzyjające warunki atmosferyczne, które cechuje odpowiednio wysokie nasłonecznienie, ale również wysoka temperatura otoczenia. W pozostałej części roku, pomimo umiarkowanie dobrego nasłonecznienia, temperatura powietrza jest za niska i większość energii cieplej zostaje utracona przez kolektory do otoczenia.

Drugorzędowe źródło ciepła – kocioł elektrodowy zasilany energią elektryczną wygenerowaną przez panele fotowoltaiczne – również jest silnie uzależnione od warunków pogodowych. W miesiącach letnich urządzenie generuje średnio trzykrotnie więcej energii aniżeli w miesiącach zimowych, przy czym kocioł wytwarza w tym okresie więcej ciepła niż farma kolektorów słonecznych, ponieważ generacja energii elektrycznej przez farmę PV nie jest tak wrażliwa na niskie temperatury otoczenia jak kolektory słoneczne.

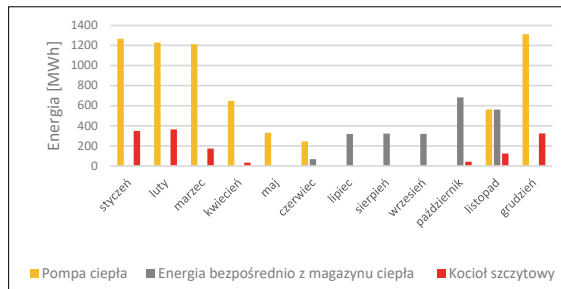
Dodatkowe źródło ciepła dla magazynu PTES, czyli jednostka kogeneracyjna (CHP), uruchamiana jest tylko wtedy, gdy w magazynie wodoru zgromadzona została dostatecznie duża ilość paliwa do zasilenia silnika oraz gdy potrzeby własne elektrociepłowni są wyższe niż ilość energii elektrycznej wyprodukowanej przez farmę fotowoltaiczną i jednocześnie na tyle wysokie, że przewyższają minimum pracy CHP. Konieczność spełnienia tych wszystkich warunków oraz pozostałe uwarunkowania projektu powodują, że w przeprowadzonej analizie udział energii generowanej przez CHP jest znikomy w całkowitej produkcji ciepła w instalacji.

Energia ciepła dostarczana jest do odbiorców bezpośrednio z magazynu ciepła, za pomocą pompy ciepła lub z udziałem szczytowych kotłów gazowych, co zostało pokazane na rys. 4. Od lipca do połowy listopada ciepło trafia do odbiorców bezpośrednio za pomocą wymiennika ciepła, na co pozwala stan naładowania zbiornika PTES. Przez pozostałą część roku potrzeby konsumentów zaspokajane są głównie przy użyciu pompy ciepła. Generowana przez nią energia utrzymuje się na zbliżonym poziomie w okresie zimowo-wiosennym. Następnie od kwietnia spada wykład-

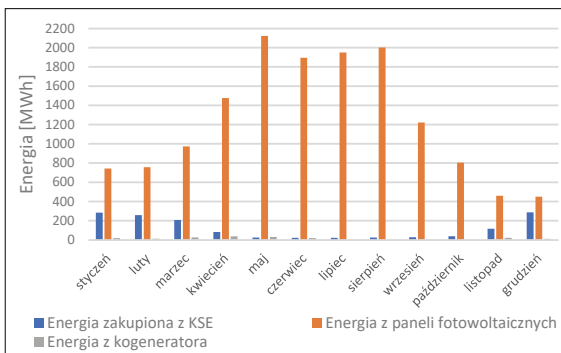
**RYS. 3**  
Udział źródeł energii ciepłej w ładowaniu magazynu sezonowego typu PTES w poszczególnych miesiącach roku



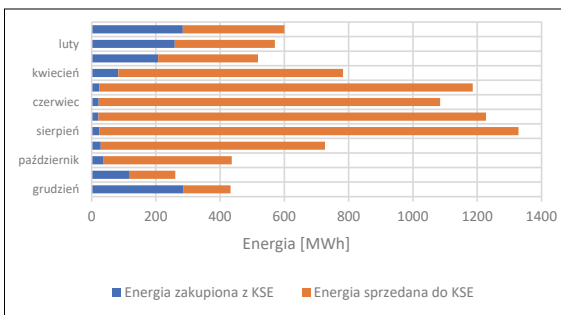
**RYS. 4**  
Średnioroczna ilość energii dostarczonej do odbiorców z podziałem na poszczególne miesiące



**RYS. 5**  
Średnioroczna ilość energii elektrycznej dostarczonej przez poszczególne źródła



**RYS. 6**  
Średnioroczna ilość energii zakupionej i sprzedanej do KSE



nico, aż do zera. W miesiącach: lipiec–październik pompa ciepła nie pracuje, z uwagi na zbyt wysoką temperaturę czynnika grzewczego zmagazynowanego w zbiorniku PTES. Konieczność eksploatacji pompy ciepła poza sezonem grzewczym wynika z konieczności utrzymania relatywnie wysokiej temperatury wody na potrzeby CWU i jednocześnie zbyt niskiej temperatury w magazynie ciepła.

Udział poszczególnych źródeł w produkcji energii elektrycznej w elektrociepłowni przedstawiono na rys. 5. Głównym źródłem jest farma paneli fotowoltaicznych. Z uwagi na przyjęte w modelu założenia, wygenerowana energia przeznaczona jest na pokrycie potrzeb własnych instalacji (głównie pompy ciepła) oraz zasilanie kotła elektrodowego i elektrolizera,

a nadwyżki są sprzedawane do sieci elektroenergetycznych. Z powodu konieczności spełnienia określonych warunków do pracy CHP (omówionych wyżej) jego udział w całkowitej produkcji energii elektrycznej w systemie jest niewielki i stanowi potencjał do magazynowania energii elektrycznej pochodzącej z lokalnych zewnętrznych źródeł OZE.

Zgodnie z przyjętymi założeniami, większość energii elektrycznej wyprodukowanej przez farmę PV sprzedawana jest do sieci elektroenergetycznej, co zostało zaprezentowane na rys. 6. Najwięcej energii zakupione zostanie z sieci w miesiącach zimowych, tj. styczeń, luty, marzec, grudzień, co związane jest z intensywną pracą pompy ciepła w tym okresie oraz najmniejszym nasłonecznieniem w ciągu roku. Potrzeby własne elektrociepłowni na energię elektryczną pokrywane są w ok. 45%, pozostała część to energia zakupiona z KSE.

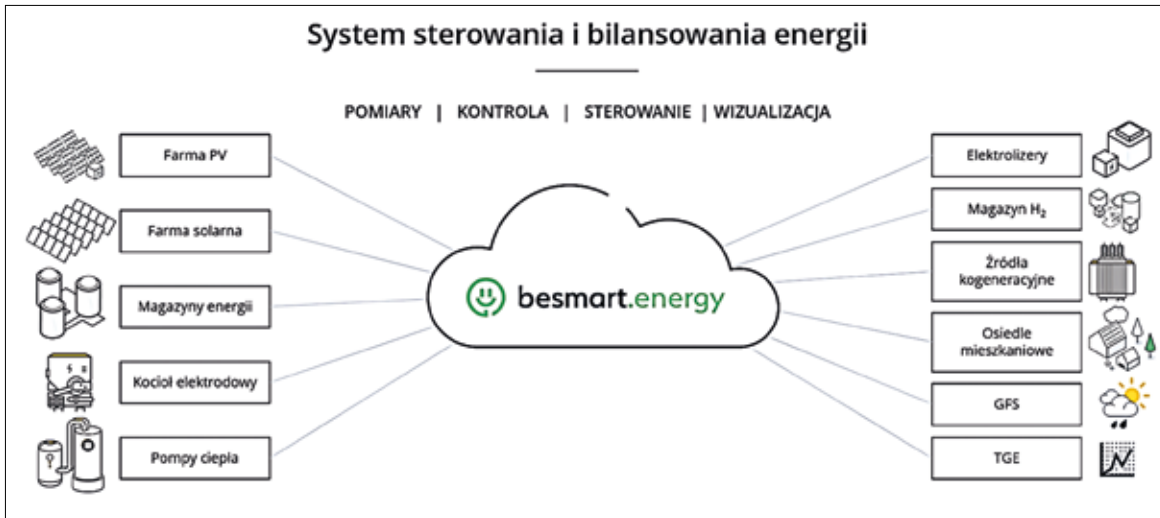
### Autobilansowanie się systemu

Autobilansowanie się systemu na lokalnym rynku energii polega na takim zarządzaniu wytwarzaniem i dystrybucją energii, aby na bieżąco równoważyć je z zapotrzebowaniem odbiorców, spełniając stawiane przed nim podstawowe wymagania, tj. zasilanie w ciepło osiedla mieszkaniowego. Dzięki temu zwiększone zostaje bezpieczeństwo dostaw i efektywność energetyczna sieci ciepłowniczych (4). Zadanie to można spełnić przyjmując różne strategie zarządzania energią, dlatego ważne jest, aby zrobić to w sposób optymalny kosztowo i przy zachowaniu założeń projektowych, np. odpowiednio dużego wykorzystania energii ze źródeł nieemisyjnych.

Można na tej podstawie sformułować zadanie optymalizacji, którego rozstrzygnięcie polega na znalezieniu najlepszego rozwiązania ze względu na określoną wcześniej funkcję celu (kryteria oceny) oraz z uwzględnieniem warunków ograniczających i dostępnych zmiennych decyzyjnych. Sposobem na rozwiązanie tego typu problemów jest budowa odpowiedniego modelu matematycznego.

W przypadku pracy nad modelem TRNSYS dokonano parametryzacji modelu i stosując autorski algorytm optymalizacyjny znaleziono zestaw parametrów, który spełniał postawione założenia. W przypadku rzeczywistej realizacji elektrociepłowni, konieczne będzie wykorzystanie systemu informatycznego, który wykona to zadanie w czasie rzeczywistym, jednocześnie sterując urządzeniami. Jego działanie będzie opierać się zarówno na obecnym stanie komponentów elektrociepłowni, cenach energii i spółdzielni energetycznej, jak i predykcjach tych cen.

W proponowanym projekcie elektrociepłowni przewidziano inteligentny system zarządzania energią, na bazie platformy chmurowej dla energetyki rozproszonej – besmart.energy firmy ATENDE INDUSTRIES Sp. z o.o. (6), którego celem będzie zarządzanie wytwarzaniem energii w systemie i zapewnienie jego autobilansowania. System posiada



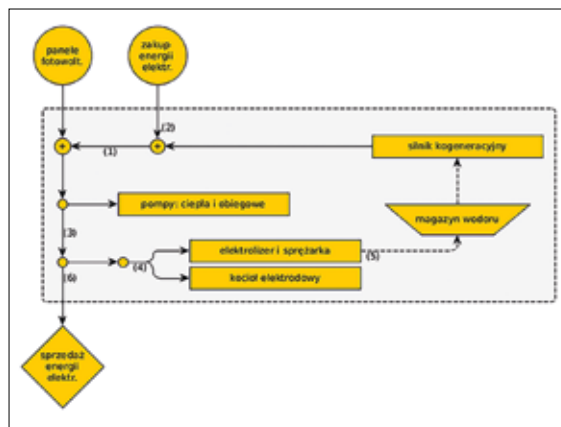
**RYS. 7**  
Nadrzędny system sterowania i bilansowania energii

również możliwość zarządzania społecznościami energetycznymi oraz efektywnym wykorzystaniem odnawialnych źródeł energii i jej dystrybucją. Platforma besmart.energy gromadzi dane z inteligentnych urządzeń pomiarowych oraz czujników podłączonych do internetu i na podstawie historii pomiarów, prognozy pogody oraz autorskich modeli metod uczenia maszynowego przewiduje pobór i wytwarzanie energii w kolejnych jednostkach czasu. Bazując na stanie urządzeń oraz cenach energii i jej predykcjach system, może w czasie rzeczywistym dopasowywać parametry sterowania w taki sposób, aby zapewnić najefektywniejsze działanie systemu według założonych celów, np. ekonomicznych (4).

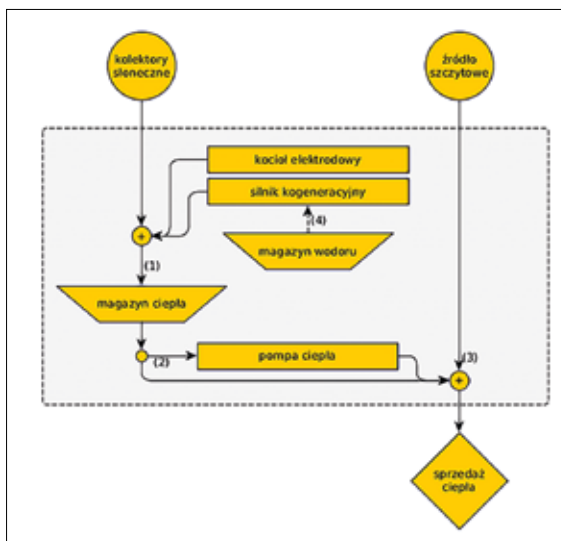
W trakcie projektu powstaną, wydzielone w postaci osobnych repozytoriów kodu źródłowego, rozszerzenia do platformy besmart.energy, które umożliwią jej wykorzystanie jako nadrzędnego systemu sterowania elektrociepłownią przyszłości, równocześnie po stronie produkcji energii, jak i jej dystrybucji, z uwzględnieniem predykcji produkcji oraz cen energii, zgodnie z ideą przedstawioną na rys. 7. W systemie zaimplementowane zostaną ponadto strategie dystrybucji energii elektrycznej oraz ciepła, wytyczające priorytety dla podejmowanych przez system decyzji dotyczących skierowania danego strumienia energii. Przykładowe strategie dystrybucji przedstawiono na rys. 8-9.

**Rola układu elektrociepłowniczego w bilansowaniu lokalnego rynku energii**

Jak wykazano w wynikach przeprowadzonych symulacji, komponent wodorowy projektowanego układu – obejmujący produkcję i magazynowanie wodoru, jak również ponowną konwersję zawartej w wodorze energii chemicznej w energię elektryczną poprzez silniki kogeneracyjne – na potrzeby własne wykorzystywany jest zaledwie w kilku procentach. Zamysłem zarządu PEC-u jest wykorzystanie instalacji wodorowej jako potencjału dla bilansowania lokalnej sieci energetycznej, poprzez możliwość odbioru energii elektrycznej od lokalnych producentów energii ze



**RYS. 8**  
Przykładowy schemat strategii dystrybucji energii elektrycznej



**RYS. 9**  
Przykładowy schemat strategii dystrybucji ciepła

źródeł odnawialnych w okresie nadprodukcji. Źródła OZE cechuje z jednej strony brak ciągłości produkcji, a z drugiej konieczność odbioru produkowanej energii w czasie, kiedy jest ona dostępna, niezależnie od zapotrzebowania. Rosnący udział producentów energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych stanowi tym samym wyzwanie dla lokalnego systemu sieci dystrybucyjnych. Aktualnie większość producentów „zielonej” energii w okolicach Końskich dostarcza ją na potrzeby

**TRANSFORMACJA  
ENERGETYCZNA**

Przygotowany przez PEC w Końskich projekt stanowi istotny krok w procesie transformacji energetycznej, uwzględniając jednocześnie uwarunkowania i potrzeby lokalnej społeczności  
Źródło: PEC w Końskich



procesów produkcyjnych. Już dziś diagnozowane są problemy z odbiorem energii w dni wolne od pracy, kiedy produkcja jest ograniczona lub wstrzymana. Planowane kolejne inwestycje, jak i prognozy rozwoju sektora energetyki z OZE, płynące z przyjętej polityki klimatycznej, wymagają będą niewątpliwie licznych inwestycji w budowę magazynów energii.

W ramach planowanej inwestycji, PEC – jako świadomy energetycznie podmiot – zdecydował się na dołożenie własnej cegiełki w procesie bilansowania lokalnych źródeł zielonej energii. Projektowana instalacja, z uwagi na wysoką elastyczność oraz ograniczone potrzeby własne, posiada znaczący potencjał magazynowania energii elektrycznej pochodzącej ze źródeł zewnętrznych. Elastyczność tak zapewniona jest nie tylko przez bufor wynikający z pojemności zbiornika wodoru, ale również przez dywersyfikację odbiorników energii oraz implementację inteligentnego systemu zarządzania energią.

W zależności od chwilowych zależności, np. ekonomicznych (ceny dostępnej energii), system sterowania może podjąć decyzję o:

- wykorzystaniu nadmiarowej energii elektrycznej do produkcji ciepła w procesie P2H i jej:
  - bezpośredniej dystrybucji do odbiorców (pompa ciepła), lub
  - zmagazynowaniu w zbiorniku sezonowym (kocioł elektrodowy),
- zamianie dostępnej energii elektrycznej w energię chemiczną w procesie elektrolizy wodoru. Zmagazynowany „zielony” wodór może, w zależności od zewnętrznych uwarunkowań, zostać:

- sprzedany i/lub wykorzystany np. do tankowania pojazdów,
- ponownie przetworzony na energię elektryczną poprzez silniki kogeneracyjne, w chwili zwiększonego zapotrzebowania na energię. Energia ta może być przeznaczona na potrzeby własne bądź sprzedana do KSE, np. w ramach Spółdzielni Energetycznej. Dodatkowo, wytwarzaniu energii towarzyszyła będzie produkcja ciepła, które magazynowane będzie w zbiorniku sezonowym.

\*\*\*

Przygotowany przez PEC w Końskich projekt stanowi istotny krok w procesie transformacji energetycznej, uwzględniając jednocześnie uwarunkowania i potrzeby lokalnej społeczności. Zgodnie z przyjętymi przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju założeniami, podstawowym celem projektu było opracowanie innowacyjnego, uniwersalnego rozwiązania, które wytyczy drogę transformacji tradycyjnych krajowych systemów ciepłowniczych średniej wielkości w kierunku wytwarzania i magazynowania energii do celów grzewczych. Przeprowadzone symulacje numeryczne, badanie rynku oraz analiza ekonomiczna potwierdziły rynkową wykonalność tak zdefiniowanego systemu elektrociepłowniczego, osiągnięcie współczynnika ponad 90% udziału źródeł OZE w wyprodukowanej energii, przy zachowaniu akceptowalnego poziomu ceny ciepła dla odbiorców (analiza LCOH), eliminując jednocześnie element ryzyka zmienności cen ciepła, z uwagi na znaczący udział energii słonecznej.

Dodatkowo planowana inwestycja w założeniu ma za zadanie wspieranie stabilizacji i autobilansowania lokalnego systemu elektroenergetycznego, zapoczątkowując budowę sieci lokalnych, rozproszonych magazynów energii. Realizacja przedsięwzięcia nie tylko wpisuje się z założenia PEP2040, ale również przyniesie wiele korzyści dla mieszkańców regionu, lokalnego samorządu i samego beneficjenta – Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej w Końskich.

**Bibliografia**

1. Rubczyński Andrzej. Czyste ciepło 2030. Strategia dla ciepłownictwa. brak miejsca : Forum Energii, 2019.
2. Kancelaria Prezesa Rady Ministrów. [Online] <https://www.gov.pl/web/premier/projek-uchwaly-rady-ministrow-w-sprawie-przyjecia-strategii-dla-cieplownictwa-do-2030-r-z-perspektywa-do-2040-r2>.
3. Aalborg CSP. [Online] 4 kwiecień 2022. <https://www.aalborgcsp.com/business-areas/thermal-energy-storage-tes/pit-thermal-energy-storage-ptes/>.
4. Wrocławski Mieczysław. Lokalne obszary bilansowania. Energia Elektryczna. 2012.
5. Kamil Zych. ATENDE INDUSTRIES Sp. z o.o. Opracowanie własne.
6. <https://besmart.energy/>
7. Oficjalna strona oprogramowania TRNSYS. [Online] [Zacytowano: 26 03 2022.] [www.trnsys.com](http://www.trnsys.com).
8. Klein S.A. et al. TRNSYS 18: A Transient System Simulation Program, Solar Energy Laboratory. University of Wisconsin, Madison, USA : brak nazwiska, 2017.

### 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 dynamicznej aeracji – armatki powietrzne

Metoda dynamicznej aeracji jest jedną z najbardziej efektywnych metod zapewniających stały przepływ w ciągach technologicznych i objętość użyteczną rezerwuarów procesowych. Zatory, zawisy czy inne formy zaburzające poprawne działanie instalacji, mają często bardzo poważne, negatywne skutki wpływając na sprawność całego układu. Niestabilna praca, niska wydajność, pogorszenie się warunków BHP, mają bezpośredni wpływ na ekonomię. Wieloletnia praktyka pokazała, że zastosowanie armatek powietrznych przywraca w pełni założoną sprawność instalacji, a w skrajnych sytuacjach umożliwia poprawne ich funkcjonowanie. Podstawowymi zaletami tych urządzeń są: szerokie spektrum zastosowań oraz fakt, że energia wystrzału przekazywana jest bezpośrednio w transportowany materiał pozwalając na najbardziej efektywne jej wykorzystanie.



[www.techmont.com.pl](http://www.techmont.com.pl)

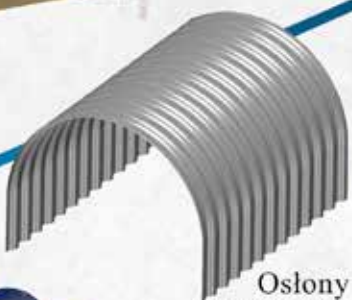


od 2001r.

P.P.H.U.  
**TECHMONT**



Zgarniacze



Ostony  
przenośników



Mgła wodna

PNEUMAX GUN

PPHU TECHMONT Radosław Wietrzyk  
[www.techmont.com.pl](http://www.techmont.com.pl)



Armatki powietrzne / azotowe



# Kogeneracja generator oszczędności



Alternatywa  
dla prądu z sieci



Tańszy prąd



Ciepło gratis

**Introl Energomontaż Sp. z o. o.**

Sprawdzony partner w kogeneracji

- › lider na polskim rynku w kogeneracji silnikowej
- › 20 lat doświadczenia w budowie kogeneracji
- › pierwsze instalacje już w XX wieku
- › instalacje kogeneracji o łącznej mocy ponad 300 MW
- › ponad 50 jednostek na terenie całego kraju

**Introl-Energomontaż Sp. z o.o.**

ul. 16 lipca 12  
41-506 Chorzów

tel. +48 32 78 74 300

+48 32 78 74 301

**[www.introlenergo.pl](http://www.introlenergo.pl)**



# PRZEGAPILIŚMY START, TO NIE JEST CZAS NA WOLNE KROKI...

**BARBARA  
ADAMSKA**  
prezes Polskiego  
Stowarzyszenia  
Magazynowania  
Energii



foto. PSME

– Z przyczyn technicznych musimy gwałtownie zacząć inwestować w magazyny energii. Muszą się one pojawić wszędzie, gdzie przewiduje prawo. [...] Sytuacja jest poważna, przegapiliśmy start, to nie jest czas na wolne kroki, trzeba zacząć biec – mówi **Barbara Adamska**, prezes Polskiego Stowarzyszenia Magazynowania Energii.



Tematyka podejmowana podczas konferencji Forum Zielonego Przemysłu

**Joanna Jaśkowska:** W 2016 r. w jednym z wywiadów powiedziała pani, że wdrażanie magazynów energii w Polsce to konieczność. Jak ocenia pani działania podejmowane w ostatnich latach w tym zakresie?

**Barbara Adamska:** W 2016 r. byłam inicjatorką Kongresu Magazynowania Energii w Polsce, zorganizowałam również pierwszą delegację polską na Energy Story Europe. Byłam też już wtedy dyrektorem sekcji magazynowania energii w Polskim Towarzystwie Fotowoltaiki. Rzeczywiście, już wówczas było jasne, że magazyny energii to technologia, która jest niezbędna, żeby planować i przeprowadzić proces transformacji energetyki. Potwierdzały to

doświadczenia krajów, gdzie poziom udziału OZE w miksie energetycznym był wyższy niż w Polsce. Widzieliśmy też, w jakim kierunku będzie zmierzać polityka klimatyczna UE. Był to optymalny czas na budowanie branży gospodarczej.

Wtedy zainicjowano w Polsce rozmowy o pierwszych pilotażach, żeby magazynowanie energii zostało dostrzeżone w legislacji. Magazyny energii były zupełnie niezauważane w systemie elektroenergetycznym. Istniało wytwarzanie, odbiór, gdzieś pomiędzy tym obrót i dystrybucja. Natomiast magazyn energii był urządzeniem „magicznym”. W momencie, gdy wprowadzano do niego energię, był traktowany

jako urządzenie końcowe, jako odbiornik. Natomiast kiedy energia z magazynu była wprowadzana do sieci – postrzegano go jak elektrownię.

### Czym to skutkowało?

Zabijało jakiegokolwiek modele biznesowe wykorzystania magazynów. Wiązało się z podwójnym naliczaniem opłat dystrybucyjnych za energię wprowadzoną i pobraną.

### A jak jest obecnie? Co się zmieniło od 2016 r.?

Prowadzono prace nad ustawą, nowelizacją Prawa energetycznego, która miała wprowadzić regulacje dla magazynów energii i umożliwić ich instalowanie w Polsce. Pamiętam, gdy w 2018 r., na Kongresie Magazynowania Energii, przedstawiciel ministerstwa prezentował nam założenia nowelizacji z komentarzem, że jest to kwestia najbliższych tygodni, kiedy wejdą one do procesu legislacyjnego. Zapisy pokazane w październiku 2018 r. niemal w tej samej formie stały się obowiązującym prawem w lipcu 2021 r. To bolesna odpowiedź na pani pytanie: „co zrobiliśmy od 2016 r.”? W większości, niestety, straciliśmy czas.

## To tempo inwestycji w magazyny zdecyduje o tempie transformacji energetycznej

**Jednak ostatecznie doczekaliśmy się, w 2021 r., nowelizacji Prawa energetycznego, która wprowadza kompleksowe rozwiązania dla funkcjonowania i rozwoju magazynów energii elektrycznej. Czy to znaczący i wystarczający krok do rozwoju tego rynku w Polsce?**

Znaczący, natomiast niewystarczający. Nowelizacja nakreśla ramy prawne – to są bardzo dobre regulacje – natomiast nie przekłada się na modele biznesowe. Z nowelizacji wynika bowiem tylko jeden model zastosowania magazynów energii w polskim systemie elektroenergetycznym, dla bardzo wąskiej grupy inwestorów – dla operatorów systemów dystrybucyjnych i operatora systemu operacyjnego. Oni rzeczywiście mają możliwość traktowania inwestycji w magazyny energii jako alternatywę dla rozbudowy sieci. Dzięki temu mogą uwzględnić je w swoich planach rozwoju i koszt inwestycji w magazyn energii jest traktowany jak każda inna inwestycja infrastrukturalna.

Mamy całą gamę zapisów wynikających z nowelizacji, które są bardzo dobre. Dostrzegły magazyny energii, spowodowały, że stały się one jednym z filarów polskiego systemu elektroenergetycznego. Magazynowanie energii jest odrębnym przedmiotem działalności przedsiębiorstwa energetycznego, zostało postawione na równi z wytwarzaniem, obrotem, dystrybucją – to niezwykle ważne.

Nowe zapisy ugruntowały niezależną, systemową pozycję magazynów energii jako pełnoprawnych uczestników rynku elektroenergetycznego. Instalacje magazynowania energii elektrycznej mogą funkcjonować jako instalacje samodzielne albo instalacje będące częścią innych instalacji wytwórczych lub instalacji odbiorców. Magazyny energii mogą uczestniczyć w rynku bezpośrednio albo w ramach agregacji.

### Czyli mamy pełną paletę zastosowań i teraz już każdy może magazyny energii instalować?

Każdy. Tylko pytanie: czy każdemu się opłaca? Opłacalność będzie pochodną regulacji, które spowodują, że usługi magazynowania energii zostaną w polskim systemie wycenione i będą dopuszczone do tego rynku. Kluczowe są modele biznesowe, wynikające z udziału magazynów energii w rynku bilansującym, w rynku mocy, usługach regulacyjnych – możliwości zakupu usług systemowych przez operatorów systemów dystrybucyjnych tak, żeby był popyt na usługi świadczone przez niezależnych operatorów systemów magazynowania. I nie chodzi o stworzenie sztucznego popytu po to, by powstawały magazyny energii. Należy umożliwić wprowadzenie nowego systemu, który ma większe uzasadnienie ekonomiczne i techniczne w sytuacji zwiększającego się udziału OZE w miksie energetycznym – by dostosować się do zmieniającej się rzeczywistości energetycznej.

Magazyny energii są częścią transformacji energetycznej, jej elementem. To tempo inwestycji w ten obszar zdecyduje o tempie transformacji energetycznej. Bez nich dochodzimy do sytuacji jak dzisiaj, kiedy PSE i operatorzy systemów dystrybucyjnych przestają wydawać warunki przyłączenia nie tylko dla wielkoskalowych instalacji fotowoltaicznych, ale właściwie dla wszystkich źródeł OZE. Argumentem za zmianą sposobu rozliczeń dla prosumentów jest brak możliwości przyłączenia kolejnych prosumentów.

Problemy techniczne w sieciach są realne. To sieci spowalniają tempo instalowania kolejnych źródeł OZE i to we wszystkich segmentach, poczynając od wielkoskalowych, a kończąc na mikroinstalacjach. Magazyny energii, dzięki krótkiemu czasowi inwestycji, stanowią często dużo lepsze rozwiązanie niż inwestycja w rozbudowę sieci – tu proces trwa wiele lat. Polska energetyka i polska gospodarka nie mogą czekać. Z przyczyn technicznych musimy szybko zacząć inwestować w magazyny energii. Muszą pojawić się wszędzie, gdzie przewiduje prawo. Prawo jest dobre, ale nie zmienia rzeczywistości – do tego potrzebne są realne działania. Straciliśmy wiele lat, przespaliśmy potrzeby modernizacji sieci, modernizacji całego systemu elektroenergetycznego, regulacje, które umożliwią polskim producentom zachować konkurencyjność na rynkach zagranicznych. Przedsiębiorcy potrzebują taniej, zielonej energii i pewności co do tego, jak będą wyglądały

ceny w długiej perspektywie czasu. Sytuacja jest poważna, przegapiliśmy start, to nie jest czas na wolne kroki, trzeba zacząć biec.

### Mówi pani o kluczowej roli magazynów energii w transformacji. Z drugiej strony owa transformacja powinna właśnie sprzyjać rozwojowi magazynów. Czy tak jest faktycznie?

Transformacja energetyczna zdecydowanie ma wpływ na rozwój magazynów, natomiast jest to część szerszej debaty: niestety politycznej, a nie technicznej. Przedstawiciele branży energetycznej nie mają wątpliwości, że magazyny energii są niezbędne. Natomiast niedobrze jest, że polska polityka energetyczna nie wynika z przesłanek technicznych, nie jest strategią wieloletnią, realizowaną konsekwentnie niezależnie od składu rządu. To wielka bolączka polskiej energetyki, a magazyny energii są jej częścią – stąd tempo ich rozwoju jest pochodną decyzji politycznych.

## Magazyny energii, dzięki krótkiemu czasowi inwestycji, stanowią często dużo lepsze rozwiązanie niż inwestycja w rozbudowę sieci

### Ceny energii wciąż rosną. Jest to niepokojące, szczególnie dla przemysłu energochłonnego. Magazyny energii mogą pomóc zachować te ceny w ryzach?

Ceny energii to główne zmartwienie przedsiębiorców, którzy często biorą sprawy we własne ręce i budują swoje instalacje wytwórcze oraz myślą o magazynach energii. Z jednej strony aktywność przedsiębiorców cieszy, ale też pokazuje stopień ich desperacji, co świadczy o braku wiary, że tania, pewna energia zostanie zapewniona przez system. Zwróćmy również uwagę, że niektórzy przedsiębiorcy w swojej desperacji zaczynają myśleć o instalacjach offgridowych, a to nie jest dobre. Nie po to mamy system, żeby teraz budować wyspy energetyczne. To pokazuje jedynie stopień determinacji, rozczarowania, braku wiary przedsiębiorców. Sytuacja gdy ci, którzy mogą, uciekają z systemu, nie jest dobra, bo koszty utrzymania systemu zostają i muszą być pokrywane przez mniejszą liczbę uczestników.

### Jakie są obecnie perspektywy rozwoju, jeżeli chodzi o magazyny energii? W których technologiach możemy upatrywać przyszłości?

Dzisiaj, mówiąc o magazynowaniu energii, myślimy przede wszystkim – pomijając elektrownie szczytowo-pompowe, które w Polsce nie mają dużego



foto: 123rf

potencjału rozwoju – o rozwiązaniach bateryjnych, a konkretnie o bateriach litowo-jonowych. Obecnie ta technologia jest wiodącą.

Mamy też do wyboru inne technologie bateryjne, jak chociażby baterie przepływowo czy niklowo-kadmowe, ale niezależnie od tych rozwiązań prowadzone są badania nad innymi technologiami – np. magazynami ciekłego powietrza czy wodoru. Wynika to z potrzeby systemu dotyczącej zapewnienia tanich, niezawodnych magazynów sezonowych, które będą nie tylko magazynowały energię z dnia na noc czy na kilka godzin – tak jak to jest powszechne w przypadku baterii. Idziemy w kierunku magazynowania długoterminowego, sezonowego, z lata na zimę – i tutaj mówimy m.in. o technologiach grawitacyjnych czy też magazynowaniu w gazach palnych, jak wódór, metan i amoniak. Jest jeszcze sprężone powietrze czy dwutlenek węgla...

Gama technologii do wykorzystania jest szeroka – uzależniona od potrzeb: zaczynając od superkondensatorów, przez cewki nadprzewodzące, rozwiązania bateryjne, grawitacyjne, a kończąc na gazach. Czy będzie jedna, wiodąca technologia? To taka próba szukania świętego Graala – technologii, która rozwiąże wszystkie problemy. Pewnie nie. Pewnie będzie to szereg technologii. Istotnym pytaniem jest, w jakim stopniu wódór zdominuje te technologie, bo to bardzo obiecujące rozwiązanie.

Wiadomo, że w przyszłości pojawią się inne, bardziej wydajne, tańsze technologie, niebazujące na rzadkich surowcach, które będą mieć dłuższą żywotność. Jednak nie możemy na nie beczynnienie czekać. Miejmy świadomość, że technologia się rozwija, ale będąc na etapie dyskietek, nie mówmy, że my poczekamy na pamięci USB. Kiedy pojawiły się telefony komórkowe, to zaczęliśmy ich używać, nie czekaliśmy na wprowadzenie smartfonów.

#### SZEREG TECHNOLOGII

Gama technologii do wykorzystania jest szeroka – uzależniona od potrzeb: zaczynając od superkondensatorów, przez cewki nadprzewodzące, rozwiązania bateryjne, grawitacyjne, a kończąc na gazach

Rozmawiała Joanna Jaśkowska,  
redaktor czasopisma „Chemia Przemysłowa”  
i portalu [kierunekCHEMIA.pl](http://kierunekCHEMIA.pl)



# TAKSONOMIA UE

## Zielony system kwalifikacji

Patrycja Żupa-Marczuk  
„Energopomiar” Sp. z o.o.

Unijna taksonomia została wprowadzona Rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady UE 2020/852 z dnia 18 czerwca 2020 r. w sprawie ustanowienia ram ułatwiających zrównoważone inwestycje.

**T**aksonomia UE to mechanizm, który pozwala ustalić, czy dana działalność gospodarcza jest zrównoważona środowiskowo. Stanowi swego rodzaju zielony system kwalifikacji, który przekłada europejskie cele środowiskowe na konkretne kryteria techniczne dla określonych rodzajów działalności gospodarczych i jest „kompasem” ułatwiającym m.in. zidentyfikowanie ekologicznych inwestycji. Dzięki zestawieniu technicznych kryteriów taksonomia pozwala ocenić, które inwestycje, produkty lub usługi oraz koszty firmy można uznać za zrównoważone

środowiskowo, a tym samym finansowanie których z nich jest bardziej bezpieczne.

### Działalność zrównoważona środowiskowo

Dana działalność gospodarcza uznana zostaje za „zrównoważoną pod względem środowiskowym”, jeżeli spełnia łącznie następujące warunki: wnosi istotny wkład w realizację co najmniej jednego z sześciu unijnych celów środowiskowych, nie wyrządza poważnych szkód w którymkolwiek z tych celów, prowadzona jest zgodnie z minimalnymi gwarancjami

(wytyczne OECD oraz wytyczne ONZ) i spełnia techniczne kryteria kwalifikacji.

Unijne cele środowiskowe, o których mowa wyżej, to:

1. Łagodzenie zmian klimatu.
2. Adaptacja do zmian klimatu.
3. Zrównoważone wykorzystywanie i ochrona zasobów wodnych i morskich.
4. Przejście na gospodarkę o obiegu zamkniętym.
5. Zapobieganie zanieczyszczeniu i jego kontrola.
6. Ochrona i odbudowa bioróżnorodności i ekosystemów.

Poszczególne cele środowiskowe zostały zdefiniowane w samym rozporządzeniu. Przykładowo „łagodzenie zmian klimatu” (cel 1) oznacza proces polegający na utrzymaniu wzrostu średniej temperatury na świecie znacznie poniżej 2°C i dążeniu do ograniczenia wzrostu temperatury do 1,5°C powyżej poziomów sprzed epoki przemysłowej, jak określono w porozumieniu paryskim. „Adaptacja do zmian klimatu” (cel 2) rozumiana jest z kolei jako proces przystosowywania się do rzeczywistych i oczekiwanych zmian klimatu i ich skutków. „Gospodarka o obiegu zamkniętym” oznacza natomiast system gospodarczy, w którym możliwie jak najdłużej utrzymuje się wartości produktów, materiałów i innych zasobów w gospodarce, zwiększa ich wydajne wykorzystywanie w produkcji i konsumpcji i tym samym ogranicza skutki środowiskowe ich wykorzystywania, a także minimalizuje się powstawanie odpadów i uwalnianie substancji niebezpiecznych na wszystkich etapach ich cyklu życia, w tym poprzez stosowanie hierarchii postępowania z odpadami.

### Istotny wkład w realizację co najmniej jednego celu

W 2021 roku wdrożona została taksonomia w zakresie dwóch pierwszych celów w postaci aktu delegowanego (Rozporządzenie Delegowane Komisji (UE) 2021/2139 z dnia 4 czerwca 2021 r.). Implementacja pozostałych celów ma nastąpić do końca 2022 roku.

Zgodnie z zapisami rozporządzenia, dana działalność gospodarcza kwalifikuje się jako wnosząca istotny wkład w łagodzenie zmian klimatu, jeżeli w znaczący sposób wpływa na ustabilizowanie stężenia gazów cieplarnianych w atmosferze na poziomie pozwalającym zapobiec groźnej antropogenicznej ingerencji w system klimatyczny. Ma być to zgodne z długoterminowym celem dotyczącym temperatury, określonym w porozumieniu paryskim poprzez niedopuszczanie do powstania emisji gazów cieplarnianych lub ich ograniczanie lub zwiększanie pochłaniania gazów cieplarnianych, np. poprzez wykorzystywanie energii ze źródeł odnawialnych, poprawę efektywności energetycznej, produkowanie czystych i wydajnych paliw ze źródeł odnawialnych lub neutralnych pod względem emisji CO<sub>2</sub>.

Natomiast w przypadku celu 2 działalność gospodarcza kwalifikuje się jako wnosząca istotny wkład w adaptację do zmian klimatu, jeżeli obejmuje rozwiązania, które wydatnie ograniczają ryzyko niekorzystnych skutków obecnych i oczekiwanych przyszłych warunków klimatycznych dla tej działalności gospodarczej albo istotnie ograniczają te niekorzystne skutki, bez zwiększania ryzyka niekorzystnych oddziaływań na ludzi, przyrodę lub aktywa.

Zapisy te brzmią nieco nieprzystępnie, jednak odpowiednie akty delegowane do rozporządzenia o taksonomii pozwalają na ich klasyfikację i opisują je konkretnymi kryteriami technicznymi. W ramach taksonomii zidentyfikowane zostały działalności mogące przyczynić się do łagodzenia skutków zmian klimatu oraz adaptacji do nich dla następujących branż: leśnictwo, działalność w zakresie ochrony i odbudowy środowiska, przemysł, energetyka, dostawa wody, gospodarka ściekami i odpadami, remediacja, transport, budownictwo, IT oraz komunikacja, działalność profesjonalna, naukowa i techniczna.

### Korzyści czy szkody dla środowiska?

Drugi warunek, czyli zasada „nie czyn poważnych szkód”, została wprowadzona, aby uniknąć sytuacji, w której inwestycje kwalifikują się jako zrównoważone środowiskowo w przypadkach, gdy działalność gospodarcza, która czerpie korzyści z tych inwestycji, wyrządza środowisku szkody w zakresie przekraczającym jej wkład w realizację celu środowiskowego. Czyli mówiąc wprost, nie powinno się kwalifikować działalności gospodarczej jako zrównoważonej środowiskowo, jeśli przynosi ona więcej szkód niż korzyści dla środowiska. Działalność gospodarczą uznaje się za wyrządzającą poważne szkody dla celów środowiskowych w następujących sytuacjach:

- w zakresie celu 1 – kiedy prowadzi do znaczących emisji gazów cieplarnianych;
- w zakresie celu 2 – kiedy prowadzi do nasilenia niekorzystnych skutków obecnych i oczekiwanych, przyszłych warunków klimatycznych, wywieranych na tę działalność lub na ludzi, przyrodę lub aktywa;
- w zakresie celu 3 – kiedy działalność szkodzi dobremu stanowi lub dobremu potencjałowi ekologicznemu jednolitych części wód, w tym wód powierzchniowych i wód podziemnych lub dobremu stanowi środowiska wód morskich;
- w zakresie celu 4 – kiedy działalność prowadzi do znaczącego braku efektywności w wykorzystywaniu materiałów lub w bezpośrednim czy pośrednim wykorzystywaniu zasobów naturalnych, takich jak nieodnawialne źródła energii, surowce, woda i grunty, na co najmniej jednym z etapów cyklu życia produktów, w tym pod względem trwałości produktów, a także możliwości ich naprawy, ulepszenia, ponownego użycia lub recyklingu. Ponadto, kiedy prowadzi do znacznego zwiększenia wytwa-

rzania, spalania lub unieszkodliwiania odpadów, z wyjątkiem spalania odpadów niebezpiecznych nienadających się do recyklingu, a także w przypadku długotrwałego składowania odpadów, które może wyrządzać poważne i długoterminowe szkody dla środowiska;

- w zakresie celu 5 – kiedy działalność prowadzi do znaczącego wzrostu emisji zanieczyszczeń do powietrza, wody lub ziemi w porównaniu z sytuacją sprzed rozpoczęcia tej działalności;
- w zakresie celu 6 – kiedy działalność ta w znacznym stopniu szkodzi dobremu stanowi i odporności ekosystemów lub jest szkodliwa dla stanu zachowania siedlisk i gatunków, w tym siedlisk i gatunków objętych zakresem zainteresowania Unii Europejskiej.

### Techniczne kryteria kwalifikacji

Kolejny warunek, czyli spełnienie technicznych kryteriów kwalifikacji, to istota wszystkich zapisów dotyczących taksonomii UE. Szczegółowe kryteria techniczne dotyczące zrównoważonej działalności gospodarczej określone są w odpowiednich aktach delegowanych do rozporządzenia. Jak wspomniano powyżej, kryteria techniczne określone zostały dla dwóch pierwszych celów, tj. celu 1 – łagodzenie zmian klimatu oraz celu 2 – adaptacja do zmian klimatu. Dla pozostałych celów (3-6), akty delegowane opisujące kryteria techniczne zostaną opublikowane do końca 2022 roku.

Techniczne kryteria kwalifikacji służą wskazaniu warunków, na jakich dana działalność gospodarcza kwalifikuje się jako wnosząca istotny wkład; ustanawiają też zbadanie – w odniesieniu do każdego celu środowiskowego – czy dana działalność gospodarcza nie wyrządza poważnych szkód względem co najmniej jednego z celów środowiskowych. Techniczne kryteria kwalifikacji opierają się głównie na obowiązującym prawie unijnym, najlepszych praktykach, normach i metodach, z którymi w Energopomiarze mamy do czynienia na co dzień, np. obliczanie śladu węglowego, efektywność energetyczna, konkluzje BAT, dyrektywa wodna.

Przykładowo, dla niektórych działalności energetycznych dla celu 1 istotny wkład w łagodzenie zmian klimatu definiowany jest przez próg emisji gazów cieplarnianych, który określony został na poziomie 100 g CO<sub>2</sub>e/kWh w cyklu życia. Natomiast Komisja regularnie ma dokonywać przeglądu technicznych kryteriów kwalifikacji oraz – w stosownych przypadkach – zmieniać akty delegowane w świetle postępu naukowego i technicznego.

Podsumowując, taksonomia UE to nic innego jak jedno z narzędzi, które ma na celu przeprowadzenie transformacji klimatycznej Unii Europejskiej oraz wzmocnienie procesu dekarbonizacji. Co ważne, działalność w zakresie wytwarzania energii elektrycznej z użyciem stałych paliw kopalnych z zasady nie jest

kwalifikowana jako zrównoważona środowiskowo, czyli nie jest zgodna z taksonomią UE. Taksonomia to więc ważny krok na drodze do osiągnięcia przez Unię Europejską neutralności klimatycznej do 2050 roku, a wprowadzone przepisy mają na celu zwiększenie poziomu ochrony środowiska poprzez przekierowanie kapitału na inwestycje ekologiczne.

### Dla kogo nowe obowiązki?

Obecnie taksonomia UE skierowana jest do następujących grup:

- uczestników rynku finansowego na mocy Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/2088 z dnia 27 listopada 2019 r. w sprawie ujawniania informacji związanych ze zrównoważonym rozwojem w sektorze usług finansowych (rozporządzenie SFDR – Sustainable Finance Disclosure Regulation);
- dużych przedsiębiorstw, które podlegają obowiązkowi publikacji oświadczenia na temat informacji niefinansowych.

Wymagania dla każdej z tych grup są inne i również inne informacje muszą być przez poszczególne grupy ujawniane. Przykładowo, przedsiębiorstwa niefinansowe ujawniają w szczególności kluczowe wskaźniki wyników związane z obrotem, nakładami inwestycyjnymi oraz wskaźniki wyników w odniesieniu do wydatków operacyjnych dla działalności gospodarczej zgodnej z taksonomią, tj. kwalifikującej się jako zrównoważona środowiskowo. Konieczne jest również przedstawienie szeregu informacji, w tym np. wyjaśnienia, w jaki sposób oceniona została zgodność z powiązаныmi technicznymi kryteriami kwalifikacji zawartymi w aktach delegowanych.

Pierwsze ujawnienia w zakresie przedsiębiorstw niefinansowych należy wykazać (w ograniczonym zakresie) w 2022 roku na podstawie danych z 2021 roku.

Przedsiębiorstwa niefinansowe, które nie podlegają obowiązkowi informacyjnemu, nie mają obowiązku raportowania wynikającego z taksonomii UE. Natomiast z całą pewnością, w przypadku starania się o finansowanie dla inwestycji, firmy prędzej czy później podlegać będą analizie pod kątem kryteriów zgodnych z taksonomią UE, a sama taksonomia może stać się punktem odniesienia dla wielu instytucji finansowych, którym również będzie zależeć na zwiększeniu swojego „zielonego” portfela.

### Kontrowersje wokół taksonomii

W lutym 2022 roku Komisja Europejska przedstawiła uzupełniający akt delegowany w zakresie łagodzenia zmian klimatu (cel 1) i adaptacji do tych zmian (cel 2), obejmujący niektóre rodzaje działalności związane z gazem ziemnym i energią jądrową. Działania te zostały podjęte w celu przyspieszenia transformacji energetycznej i wykorzystania wszystkich możliwych rozwiązań, które pomogą osiągnąć

określone cele klimatyczne i przyspieszyć odejście od węgla. Uwzględnienie gazu ziemnego i energii jądrowej jest traktowane przez Komisję Europejską jako pomost do zielonego systemu energetycznego bazującego na odnawialnych źródłach energii.

Natomiast zapisy uzupełniające dotyczące gazu i elektrowni atomowych skrytykowane zostały m.in. przez Platformę ds. Zrównoważonego Finansowania (The Platform on Sustainable Finance), która jest ciałem doradczym Komisji. Zdaniem Platformy uznanie energii jądrowej za zrównoważoną środowiskowo według zasad określonych w akcie delegowanym, stoi w sprzeczności z zasadą: „nie czyni poważnych szkód”. Podobnie w przypadku gazu – eksperci uważają, że powinny zostać przyjęte bardziej rygorystyczne wymogi w zakresie emisji CO<sub>2</sub>.

Z uwagi na szereg kontrowersji oraz obiekcji zgłaszanych przez niektóre państwa członkowskie, wprowadzone zostały również określone wymogi dla przedsiębiorstw dotyczące ujawniania informacji, związane z ich działalnością w branży gazowej i energetyki jądrowej. Zmiany te zaimplementowane zostały do aktu delegowanego w sprawie taksonomii

dotyczącym ujawniania informacji. Działania powyższe mają na celu określenie, które inwestycje są potencjalnie związane z działalnością dotyczącą gazu ziemnego lub energią jądrową, tak aby inwestorzy mogli dokonać przemyślanych decyzji. W obliczu aktualnej sytuacji geopolitycznej Europy i możliwości importu gazu oraz cen tego surowca, inwestycje w gaz ziemny stają się bardzo ryzykowne nie tylko z biznesowego punktu widzenia, ale przede wszystkim z uwagi na bezpieczeństwo energetyczne kraju.

Parlament Europejski i Rada mają czas na przeanalizowanie dokumentu i – jeżeli uznają to za konieczne – zgłoszenie wobec niego sprzeciwu. Odrzucenie aktu przez Radę możliwe jest w przypadku, gdy co najmniej 72% państw członkowskich (tj. co najmniej 20 krajów reprezentujących co najmniej 65% ludności UE) zgłosi sprzeciw wobec aktu delegowanego. Natomiast odrzucenie aktu przez Parlament Europejski jest możliwe w przypadku sprzeciwu większości posłów (tj. 353) podczas posiedzenia plenarnego. Każdy z tych scenariuszy jest jednak mało prawdopodobny.

Reklama

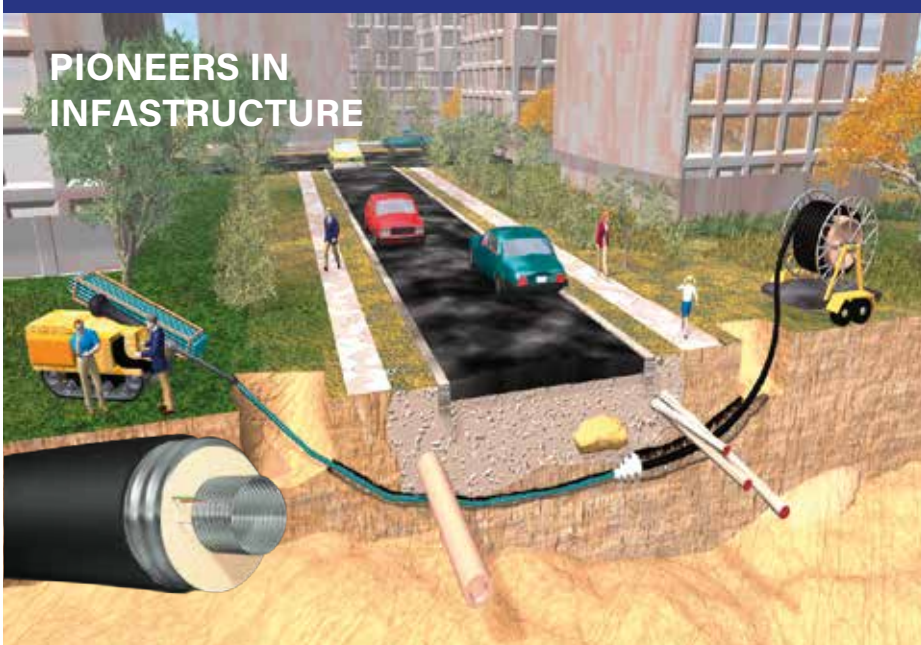
**BRUGG**  
Pipes

brugg.pl

## kabel ciepłowniczy FLEXWELL® FHK

bezwypokopowe układanie sieci preizolowanych

PIONEERS IN  
INFRASTRUCTURE



Unikalna konstrukcja kabla ciepłowniczego FLEXWELL® umożliwi układanie metodą horyzontalnych przewiertów sterowanych i bezkolizyjne pokonywanie przeszkód takich jak: rzeki, kanały, drogi, torowiska, tereny o gęstej zabudowie i infrastrukturze podziemnej.

Zalety:

- rura dostarczana w odcinkach do 500 mb
- długości przewiertów do 400 mb
- średnice rur do DN150
- parametry medium do 160 °C, do 2,5 MPa
- minimalne promienie gięcia: od 1,0 m
- brak połączeń w ziemi
- samokompensacja

# ENERGETYKA WĘGLOWA Z CCS

## Jak to zrobić w warunkach Polski?

**prof. dr hab. inż. Zbigniew Bis**  
Politechnika Częstochowska

Istnieje pewna propozycja zarówno dla dużej, jak i małej energetyki, a szczególnie dla generacji rozproszonej. Polega ona na wykorzystaniu biomasy i prądu elektrycznego generowanego w okresach wymuszonego zmniejszenia obciążenia bloków węglowych, by Krajowy System Energetyczny (KSE) mógł przyjąć produkcję ze źródeł OZE.

**W**ojna w Ukrainie trwa. Trwa także zamieszanie w gospodarce – za nami krach na rynku certyfikatów CO<sub>2</sub>. Ceny ropy naftowej i innych surowców energetycznych rosną i podlegają dużej zmienności. Również ponownie zwiększają się ceny świadectw ETF, w ślad za naciskiem na embargo na dostawy węgla, gazu i ropy z Rosji oraz wyraźny przekaz, że Unia stawia zdecydowanie na OZE. Równocześnie słychać także, że węgiel przestał brudzić.

Przez media przetoczyła się fala różnych ocen i przewidywań „co dalej”. Na szczęście świat utrzymuje solidarność i wspiera Ukrainę, nakładając kolejne sankcje na Rosję, lecz zaczynają objawiać się i partykularyzmy wśród krajów m.in. zrzeszonych w UE, odnoszące się do dbałości jedynie o własne interesy gospodarcze, tak znacznie przez ostatnie lata uzależnione od dostaw

z Rosji. W obecnej, dalekiej od stabilizacji i niepewnej sytuacji, przewidywań co się wydarzy można szukać np. w wizjach Krzysztofa Jackowskiego...

### Stare problemy nie zniknęły

Ale spróbujmy być realistami i mimo wszystko spojrzeć w przyszłość po to, by poszukać rozwiązań problemów środowiskowych i klimatycznych, których znaczenie nie zmiknęło z chwilą wkroczenia Rosjan na Ukrainę. Smog nie przestał truć z dniem 24 lutego, a wiatr (jakby przerażony tym, co



w tych dniach dzieje na Wschodzie) przestał wiać. Mimo uwagi skupionej na przerażających doniesieniach mediów pokazujących okrucieństwo wojny, wszyscy zapewne mamy jeszcze w pamięci obrazy zerwanych dachów i rozpacz ludzi, którzy stracili w jednej chwili dorobek życia. Osobiście nie pamiętam, a ukończyłem już 70 lat, by w lutym, kiedyś najzimniejszym miesiącu roku, z bogatą pokrywą śniegu, tak długo wiały silne i niszczące wiatry, przy plusowych temperaturach. Do trąb powietrznych i ulewnych deszczy w miesiącach letnich już chyba przywykliśmy.

To niewątpliwe skutki efektu cieplarnianego i nie możemy zaprzepaścić dotychczasowego dorobku świata w rozwoju niskoemisyjnych źródeł energii choćby z powodu wyczerpujących się konwencjonalnych źródeł (węgla, gazu i ropy naftowej). Nie zatrzymamy postępu technicznego, innowacyjności i dalszego rozwoju firm zajmujących się budową wiatraków, paneli fotowoltaicznych, magazynów energii, superkondensatorów, elektrolizerów itp. Możemy spekulować, podobnie jak ekonomiści Pekao, jak obecna sytuacja geopolityczna wpłynie na tempo rozwoju tych technologii, lecz odwrotu od nich nie ma, choćby z powodu systematycznego wyczerpywania się skończonych zasobów paliw kopalnych.

Swego rodzaju potwierdzeniem tej tezy jest niedawne orędzie Joe Bidena o stanie państwa, w dużej części powtórzone (w dniu 2.03.) w Wisconsin, gdzie prezydent USA, mówiąc o planach rozwoju USA, wspominał m.in. o budowie olbrzymiej liczby nowych stacji ładowania samochodów elektrycznych, by przeciwdziałać zmianom klimatu.

### Sygnaty zmian

Na naszym podwórku też mamy wyraźne, choć spóźnione sygnały oczekiwanych zmian. Komitet Rady Ministrów przedłożył do zaakceptowania utworzenie NABE – Narodowej Agencji Bezpieczeństwa Energetycznego, która miałaby skupić wydzielone ze spółek energetycznych z udziałem Skarbu Państwa węglowych aktywów wytwórczych (w sumie 70 bloków węglowych o potencjale ok. 23 GW) i włączenie ich do jednej spółki – molocha, choć niewęglowego monopolisty. Związki zawodowe protestują, obawiając się, że to będzie „umieralnia” węglowych bloków i powiązanych z nimi kopalni, nie mówiąc już o obawach o zarządzanie tak wielkim podmiotem. Należy pamiętać, że rządowy program likwidacji kopalń do 2049 roku nie został jeszcze (na szczęście) zatwierdzony przez Unię Europejską, a ze względu na skalę zmian związanych z powołaniem NABE tu też będzie potrzebna zgoda UE. W aktualnej sytuacji niewątpliwie należy zatrzymać proces likwidacji kopalń, gdyż niezależnie od rozwoju sytuacji na Wschodzie, trudno liczyć na przywrócenie relacji z Rosją. Należy przyznać rację Jerzemu Markowskiemu, byłemu posłowi i wiceministrowi gospodarki, który w rozmowie z portalem WNP.PL ocenia: „Nie można zakładać iluzorycznie, że w ciągu 4-5 lat zbudujemy energetykę alternatywną, bezwęglową. To jest nierealne nawet w perspektywie 20 lat”. Natomiast Bogusław Ziętek, szef Sierpnia 80, uważa, że Polska powinna zwiększyć produkcję węgla, by dostarczać go do państw UE, które zrezygnują z jego zakupu z Rosji.

Niewątpliwie Unia Europejska (a szczególnie Niemcy) musi poważnie zrewidować swoją politykę energetyczną i jak wynika to z częstych wystąpień niemieckich i unijnych polityków, deklaracje tych zmian pojawiają się. Forsowana, bez realnej oceny ostatnio boleśnie zmaterializowanych zagrożeń ze strony Rosji, polityka „wpychania” Europy w „śmiertelny i zimny” uścisk Putina, zmusi nas wszystkich do ponoszenia nadmiernych kosztów obosiecznych skutków sankcji nakładanych na Rosję i Białoruś. Niewątpliwie swoje dołoży inflacja, która raczej nasili się choćby z powodu rosnących cen paliw i energii, a wpływu nieodtworzonych jeszcze w pełni łańcuchów dostaw trudno przecenić. Tak czy inaczej czeka nas czas zaciskania pasa i oglądania każdej złotówki ze wszystkich stron przed jej wydaniem.

## Niewątpliwie Unia Europejska musi poważnie zrewidować swoją politykę energetyczną i jak wynika to z częstych wystąpień niemieckich i unijnych polityków, deklaracje tych zmian pojawiają się

### Zwrotu nie będzie

Mimo ocieplania klimatu werbalnego wokół węgla, z wypowiedzi polityków UE nie wynika, że możemy liczyć na zwrot i zawieszenie systemu ETS. Dlatego też głos prof. Mielczarskiego, opublikowany w styczniu 2022 roku w [2] o wstrzymaniu bądź zamrożeniu cen świadectw CO<sub>2</sub>, może liczyć, w świetle powyższych wypowiedzi, na uwzględnienie jedynie poprzez rynek handlu uprawnieniami. W przeszłości znane są efekty prób ręcznego sterowania procesami gospodarczymi.

Do wcześniejszych tez, a szczególnie wypowiedzi komisarza Timmermansa, dobrze pasuje opinia Petera Garnry [5], dyrektora ds. strategii rynków akcji w Saxo Banku. Stwierdza on, że ze wszystkich wariantów, w tym węgla, energii jądrowej, słonecznej i wiatrowej, węgiel energetyczny jest zdecydowanie najszybszym sposobem na odejście elektrowni od gazu. Przesłanie się z gazu na węgiel wiąże się jednak z kosztami dla środowiska i naszej europejskiej narracji dotyczącej zielonej transformacji – dodaje.

Mimo że technologie sekwestracji albo wychwytywania i składowania dwutlenku węgla (z ang. *Carbon Capture and Storage* – CCS) dość szybko się rozwijają, to powrót do węgla w połączeniu z CCS wymaga stworzenia nowej gałęzi przemysłu, a to – jak stwierdził Markowski (cytat wyżej) – nie potrwa 4-5 lat. Co prawda wspomniany wyżej Garnry uważa, że jest już gotowych kilka projektów firm zajmujących się tym problemem i niektóre implementacje są gotowe. Niestety tu także potrzebna jest rozważa, gdyż są również doniesienia, np. ostatnio z USA, gdzie poinformowano o flasku kosztującego 1,1 miliarda USD programu CCS [6].

### Rozwiązanie dla dużej, małej energetyki i generacji rozproszonej

Pomijając aspekty geopolityczne i ocenę tych działań (tym niech zajmują się specjaliści), poniżej zostanie przedstawiona propozycja rozwiązania zarówno dla dużej, jak i małej (elektrociepłowni) energetyki, a szczególnie dla generacji rozproszonej. Propozycja ta polega na wykorzystaniu biomasy i prądu elektrycznego generowanego w okresach wymuszonego zmniejszenia obciążenia bloków węglowych, by Krajowy System Energetyczny (KSE) mógł przyjąć produkcję ze źródeł OZE (wiatraków i paneli fotowoltaicznych). Niestety źródła OZE, mimo że generują energię elektryczną po cenie 230-320 zł/MWh [2], nie są w stanie zapewnić jej ciągłych dostaw przez 24 godziny nad dobę i 7 dni w tygodniu. Potrzebne są więc – chociaż produkują drożej – bloki węglowe, szczególnie teraz, gdy ceny gazu poszybowały i nie należy się spodziewać, że szybko powrócą do poziomów sprzed inwazji Rosji na Ukrainę. Uruchomienie Baltic Pipe może poprawić sytuację, lecz jak dobrze pójdzie przewidywane jest to na koniec 2022 roku, a transportowany tą drogą gaz powinien być skierowany do przemysłu i gospodarstw domowych.

Jak okaże się na zakończenie niniejszego artykułu, propozycja ta szczególnie nadaje się do zastosowania w powstającym NABE. Jest ona nadzwyczaj tania (jeśli chodzi o koszty inwestycyjne oraz eksploatacyjne) – z wyjątkiem cen surowca – biomasy, osadów ściekowych lub paliwa z odpadów – RDF. Jeśli udałoby się zrealizować (co technicznie i organizacyjnie jest proste) synergii w stosowaniu proponowanej techniki w energetyce, a produktu (biowęgla) w przemyśle nawozowym, gdzie można uruchomić produkcję nawozów organicznych, to *per saldo* taki poligeneracyjny proces prowadziłyby do większego stopnia redukcji emisji CO<sub>2</sub> z wytwarzania energii elektrycznej z węgla niż opisywane CCS. Ponadto nastąpiłaby zdecydowana redukcja kosztów inwestycyjnych oraz eksploatacyjnych w porównaniu z CCS [5] oraz znaczące zmniejszenie kosztów produkcji nawozów, która w znacznym stopniu wykorzystuje droższy gaz ziemny.

Należy podkreślić fakt, że bloki węglowe, które wdrożyłyby tę technologię, mogłyby ubiegać się o status pierwszeństwa w KSE jak źródła OZE, gdyż w części bez wątpliwości takimi by się stały. Propozycja ta opiera się na wykorzystaniu procesu termolizy do produkcji biowęgla z różnego rodzaju surowców, w których co najmniej część może być zaliczana do źródeł odnawialnych (osady ściekowe oraz RDF). W przypadku biomasy całość surowca jest odnawialna. Co prawda autorzy opracowania [4] podają w wątpliwość odnawialność biomasy jako źródła energii, jej ekologię oraz potencjał pozyskiwania. Niestety wspomniane dzieło Stowarzyszenia Pracowników na rzecz Wszystkich Istot nie ustrzegło się wady

# STOSOWANIE OLEJU SHELL MYSELLA S7 N ULTRA W SILNIKACH GAZOWYCH NOWEJ GENERACJI

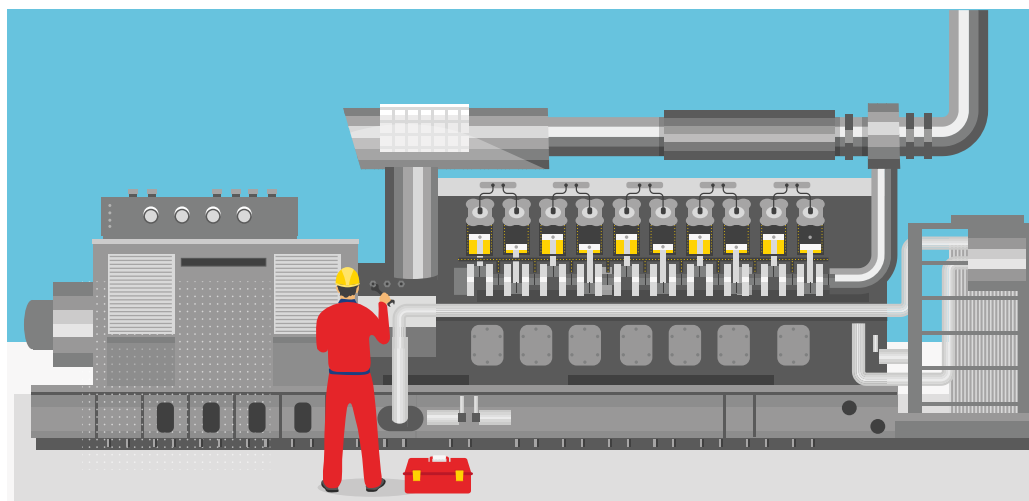


Rosnące globalne zapotrzebowanie na energię napędza ciągłą ewolucję stacjonarnych silników gazowych. Jednak im mocniejszy silnik, tym bardziej ekstremalne warunki pracy.

Shell opracował wysokowydajny olej **Shell Mysella S7 N Ultra**, który pomaga zachować sprawność, zapewnić niezawodność i sprostać wysokim wymaganiom stacjonarnych silników gazowych nowej generacji.



## JAK DUŻE ZNACZENIE MA KONSERWACJA I SMAROWANIE?



**Operatorzy w sektorze energetycznym nie wykorzystują szansy, aby:**

- zapobiegać awariom
- minimalizować zakłócenia w pracy
- unikać nieprzewidzianych kosztów



**PROFILAKTYKA  
SERWISOWA  
I WYSOKIEJ JAKOŚCI  
ŚRODKI SMARNE  
POWINNY BYĆ  
PRIORYTETEM**

# 40%

operatorów w sektorze energetycznym często ma do czynienia z awariami spowodowanymi nieskutecznym procesem smarowniczym

# 72%

operatorów w sektorze energetycznym twierdzi, że zawodny sprzęt doprowadził do powstania nieprzewidzianych kosztów

Zródło: Shell Lubricant Solutions, badanie „Powering Peak Performance”, 2018 r.

**SHELL  
LUBRICANT SOLUTIONS**



W celu uzyskania dodatkowych informacji dotyczących produktów oraz usług Shell dla przemysłu chemicznego, takich jak Shell LubeAnalyst odwiedź stronę [www.shell.pl/olejesmary](http://www.shell.pl/olejesmary)  
Lub skontaktuj się z nami: [Radoslaw.Gwardecki@shell.com](mailto:Radoslaw.Gwardecki@shell.com); tel.: +48 606 670 043

# SEFAKO

GRUPA KAPITAŁOWA TFS

**Fabryka Kotłów „SEFAKO” S.A. jest jednym z największych producentów kotłów dla ciepłownictwa, spalarni odpadów i biomasy, energetyki przemysłowej i zawodowej w Polsce i w Europie.**

**Oferta** firmy obejmuje kotły opalane gazem, olejem, biomasą oraz kotły do termicznego przekształcania odpadów.

Jednostki kotłowe produkcji „SEFAKO” pracują w wielu zakładach i spalarniach odpadów zarówno w Polsce, jak i za granicą, a kotły ciepłownicze ogrzewają wiele polskich i europejskich miejscowości.

„SEFAKO” świadczy **kompleksowe usługi** począwszy od fazy projektowania oraz usług inżynierskich, poprzez zarządzanie zakupami, prefabrykację części ciśnieniowych, w tym walczaków, prefabrykację części nieciśnieniowych, dostawy (w branży mechanicznej, AKPiA, elektrycznej, instalacje paleniskowe, palniki, elementy wsporcze i konstrukcyjne, itp.), montaż, rozruchy oraz serwis gwarancyjny i pogwarancyjny, a także diagnostykę kotłów.



PROJEKTOWANIE



PREFABRYKACJA



DOSTAWA



MONTAŻ



URUCHOMIENIE



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

jednostronności; w dalszej części zostanie w znacznej części uzupełniona.

### Trudne paliwo

Warunkiem powodzenia proponowanej technologii jest zaprzestanie dalszego rozwoju spalania biomasy w kotłach dedykowanych (opalanym w 100% biomasą) zarówno w energetyce zawodowej, jak i ciepłownictwie. Proces spalania drewna, jednego z najstarszych paliw ludzkości, nie został do dziś opanowany w stopniu zapewniającym bezpieczny i nieszkodliwy wpływ na otoczenie, a szczególnie środowisko i zdrowie człowieka. Niestety drewno (umownie w dalszej części traktowane jako reprezentant biomasy) to paliwo należące do grupy „trudnych” [1,3], wymagających odpowiednich warunków dla jego efektywnego, a szczególnie niskoemisyjnego (ekologicznego) spalania. Powodów jest wiele, lecz dwa czynniki są dość oczywiste. Chodzi o zawartość wilgoci i tzw. części lotnych.

Zawartość wilgoci (wody) w świeżo ściętym drewnie dochodzi do 60% (zimą spada do 40%). Woda znacząco obniża wartość opałową drewna (ilość ciepła potrzebna do odparowania 1 kg wody to rzędu 2500 kJ/kg) do tego stopnia, że świeże drewno jest niepalne (ciepło potencjalnie wytworzone ze spalania takiego drewna byłoby w całości zużywane na odparowanie wody). Części lotne to gaz palny, który wytwarza się w drewnie podczas jego ogrzewania. Z 1 kg suchego drewna można uzyskać aż 0,8 kg gazu, reszta (ok. 0,2 kg) to tzw. węgiel drzewny (głównie pierwiastek C z niewielką domieszką cennych minerałów – popiołu – które drzewo pobrało z gleby podczas wzrostu). Podczas spalania ogrzewane drewno najpierw nagrzewa się, wydzielając parę wodną (endotermiczny proces suszenia – konsumuje ciepło wydzielane przez palące się w sąsiedztwie inne kawałki drewna), następnie rozpoczyna się proces termolizy, czyli rozkładu substancji drewna pod wpływem temperatury z wydzielaniem wspomnianych gazów palnych oraz zwęglaniem pozostałości stałej do postaci węgla drzewnego. Realizacja procesu spalania tych różnych jakościowo i ilościowo paliw (gaz i paliwo stałe) w jednej komorze spalania, bez odpowiedniego stopniowania powietrza, nigdy nie będzie poprawna, a szczególnie zeroemisyjne. W małych paleniskach domowych i kominkach problem czystości spalania rozwiązuje się, stosując dostateczny nadmiar powietrza dostarczanego pod ruszt, jak i do przestrzeni paleniska ponad warstwę palących się szczap drewna (ale to generuje straty, gdyż nie jest w pełni kontrolowane).

Takie stopniowanie powietrza w dużych kotłach energetycznych, które budowane są często na wzór kotłów do spalania węgla, gdzie proporcje pomiędzy paliwem stałym (koksem) i częściami lotnymi (gazem) są prawie dokładnie odwrotne (30% gaz i 70% koks) nie jest, lub nie może być, poprawnie zrealizowane. Dodatkowo w kotłach tego typu, ze względów

oczywistych, operatorzy starają się „spalić” jak najwięcej biomasy, by osiągnąć jak największą redukcję opłat za CO<sub>2</sub>.

### Biomasa w dużej komorze

„Przetwarzamy” więc na „zielone” ciepło i prąd w dużych kotłach energetycznych, dedykowanych tylko do spalania biomasy, tysiące ton biomasy drzewnej i agrobiomasy (peletów słomy, łuski słonecznika itp.). Taka mieszanka biomasy różnego pochodzenia (wymagana przepisami ustawy o OZE) zachowuje się jeszcze gorzej podczas spalania w jednej, olbrzymiej komorze spalania z niekontrolowanym dostarczaniem powietrza do tych obszarów rozległego paleniska, gdzie aktualnie znajduje się paliwo gazowe (części lotne) lub stałe (węgiel drzewny). W takich warunkach ograniczenie emisji szkodliwych produktów niepełnego i niecałkowitego spalania (duża zawartość niespalonego węgla w popiołach) z całą gamą aerozoli wypełnionych kancerogennymi (rakotwórczymi)



**FOT. 1**  
Widok zanieczyszczonych powierzchni ogrzewalnych w komorze paleniskowej kotła w 100% opalanego biomasą (zdjęcie autora)



**FOT. 2**  
Widok popiołu ze „spalania” biomasy w jednym z tzw. dedykowanych kotłów energetycznych (zdjęcie autora)

węglowodorami, jest praktycznie niemożliwe. Tworzące się w wysokiej temperaturze spalania niskotopliwe eutektyki składników popiołów (sód, potas, krzem itp.) oraz chlor (pochodzący głównie z biomasy agro) unoszone są w objętości komory paleniskowej w formie aerozoli, osiadając na „zimnych” ściankach rur powierzchni ogrzewalnych, tworząc grube narosty ograniczające wymianę ciepła, wydajność i sprawność kotłów, powodując korozję metalu rur. Prowadzi to do konieczności odstawiania kotła w celu kosztownego czyszczenia powierzchni ogrzewalnych, które łatwo w tych warunkach mechanicznie uszkodzić.

### Eliminacja substancji odżywczych

Jednak największą stratą, jaką powodujemy w środowisku, spalając umowne drewno (biomasę drzewną i agro) w energetyce, jest trwałe wyeliminowanie z gleby substancji odżywczych, które zostały pobrane przez drzewa i rośliny w czasie ich wzrostu. Niestety ze względu na niekorzystne, opisane wyżej, warunki spalania biomasy w dużych kotłach energetycznych, popioły ze spalanej w nich biomasy są traktowane jako niebezpieczne (zawierają wiele substancji toksycznych powstałych w wyniku niekorzystnych warunków spalania węglowodorów zawartych w częściach lotnych) i muszą być składowane na specjalnie do tego celu przystosowanych składowiskach. O znacznych kosztach takich procedur (transport na składowiska, ich przygotowanie i utrzymanie) lepiej nie wspominać. Jeśli do tego wszystkiego dodamy koszt transportu biomasy do elektrowni/elektrociepłowni/ciepłowni, a szczególnie policzymy emisję tylko CO<sub>2</sub> ze spalania oleju napędowego przez ciężarówki wożące paliwo i wywożące popioły z elektrowni oraz znacznie wyższy koszt jednostki energii zawartej w biomasie, to realny koszt wytworzenia 1 MWh prądu elektrycznego z węgla, z uwzględnieniem opłaty za emisję CO<sub>2</sub> (aktualnie ok. 67 euro z tonę), jest *per saldo* niższy niż ze spalania biomasy, a rzeczywiste (netto) zmniejszenie potencjalnie możliwego do osiągnięcia bilansu emisji CO<sub>2</sub> – znacznie zredukowane przez te wymienione wyżej dodatkowe emisje.

### Zerowy bilans emisji?

Czy powszechnie akceptowana do dzisiaj teza o zerowym bilansie emisji CO<sub>2</sub> przy spalaniu biomasy jest więc prawdziwa? Trudno ją podważyć wprost, chociaż autorzy wspomnianego już opracowania [3] swą obszerną analizą próbują tę tezę wręcz zanegować. CO<sub>2</sub> to rezultat spalania (reakcja łączenia pierwiastka C z tlenem, najczęściej pobieranym z powietrza). Pierwiastek C w biomasie powstaje z CO<sub>2</sub> zasymilowanego przez rośliny z powietrza w procesie fotosyntezy. To wszyscy znamy ze szkoły podstawowej. Jeśli więc spalanie biomasy przeprowadzimy tak, że powstanie tylko CO<sub>2</sub> i H<sub>2</sub>O, to teza

postawiona na początku tego akapitu jest prawdziwa. Niestety z doświadczenia autora wynika, że rzeczywistość „skrzeczy” i to głośno. Wielokrotnie w różnych artykułach podawał on uzasadnienie dla tego stwierdzenia.

Niektórzy, jak profesor Bogdan Jaroszewicz z Uniwersytetu Warszawskiego, wyjaśniają, że spalanie drewna nie działa na przyrodę i atmosferę tak, jak jego pozostawienie w lesie. Niestety trudno się z tym zgodzić, gdyż proces tworzenia próchnicy jest powolny i towarzyszy mu emisja CO<sub>2</sub> do atmosfery. Podobnie, lecz znacznie szybciej, zachodzi proces rozkładu przyoranych resztek poźniwnych biomasy agro w glebie uprawnej, lecz przetwarzanie słomy w glebie w początkowym okresie zużywa azot (bakterie azotowe), który przestaje być dostępny dla wzrostu roślin z nowych zasiewów. Dlatego też w tradycyjnej uprawie roli nigdy nie stosowano bezpośredniego przyorowania surowej słomy, lecz dopiero po wstępnym przetworzeniu jej przez zwierzęta gospodarcze do formy obornika. Co prawda drewno pozostawione w lesie na powierzchni ziemi ulega rozkładowi biologicznemu i pozostała po emisji CO<sub>2</sub> do atmosfery, tu cytat z wypowiedzi prof. Jaroszewskiego: „...część węgla z drewna w swoje organizmy wbudowują np. grzyby. Stamtąd trafia do owadów i innych organizmów odżywiających się grzybami. Węgiel zostaje więc w ekosystemie bardzo długo”. Lecz czy na tyle długo, by być neutralnym dla atmosfery i środowiska, szczególnie gdy owady i grzyby obumrą i rozkładając się w procesie gnilnym wydzielą do atmosfery metan o ponad 90-krotnie silniejszym efekcie cieplarnianym? Wystarczy wizyta w krajach sub- i tropikalnych, by przekonać się jak „korzystnie na środowisko” działa rozkład biologiczny biomasy różnego pochodzenia pozostawionej gdzie popadnie.

O emisji CO<sub>2</sub> z gleb uprawnych i niekontrolowanej emisji gazów cieplarnianych z rozkładu substancji organicznych w przyrodzie mówi się coraz głośniej. Dlatego też argument pozostawiania wszystkich resztek gospodarki leśnej w lesie nie jest zbyt mocny przeciwko spalaniu drewna, szczególnie gdy proces transmisji elementów próchnicy z drewna rozkładającego się na powierzchni ziemi do systemu korzeniowego rosnących drzew jest bardzo powolny (obserwacja puszczy), jeśli w ogóle znaczący.

Dobrym przykładem jest tu dżungla, bogata w bujną roślinność, pozbawiona praktycznie ingerencji człowieka, lecz o całkowicie jałowej glebie. Zauważyli to już Aztekowie, którzy z jałowej gleby dżungli potrafili utworzyć urodzajną glebę, która fascynuje dziś naukowców na całym świecie i nazywa się „terra preta”, czyli „czarna ziemia” lub „terra preta do Indio”, czyli „czarna ziemia Indian” – bardzo żyzna gleba („tropikalny czarnoziem”), bogata w związki organiczne i próchnicę pozostałość po prekolumbijskim rolnictwie w dorzeczu Amazonki.

# MERCEM300Z:

## CIĄGŁE POMIARY EMISJI RĘCI? PRZYGOTUJ SIĘ JUŻ DZIŚ.

# SICK

Sensor Intelligence.



**Najniższe zakresy pomiarowe – unikalny na rynku, certyfikowany system pomiarowy**

- Wiarygodny, ciągły pomiar całkowitej zawartości rtęci, dzięki opatentowanej metodzie pomiaru bezpośredniego, bez rozcieńczania próbki
- Certyfikowany zgodnie z normą EN15267-3
- Niskie koszty eksploatacji

Więcej informacji na: [www.sick.com/mercem300z](http://www.sick.com/mercem300z)



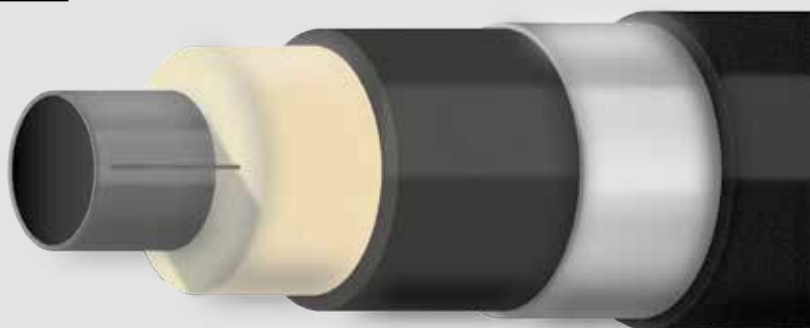
# INNOWACYJNE SYSTEMY RUROWE

dla energetyki



System Rur

PREIZOLOWANYCH  
Z BARIERĄ DYFUZYJNĄ



## UV PROTECT COLOR



rury preizolowane, w płaszczu HDPE

odpornym na promienie UV  
w dowolnym kolorze



# RADPOL



## Biowęgiel

Dzisiaj już wiemy, że tajemnicą tworzenia takiej gleby jest biowęgiel, produkt termicznego rozkładu biomasy w atmosferze pozbawionej tlenu. Indianie po wykarczowaniu dżungli pozostawiali ścięte drzewa i rośliny na miejscu, następnie je zwęglali nie dopuszczając do ich spalania w wolnym procesie, który z angielskiego nazywany jest smolderingiem. Pozostałość stała, podobną do węgla drzewnego, mieszano z gliną, resztkami pożywienia oraz odpadkami ryb i zwierząt z glebą, tworząc warstwę uprawnej gleby, która zachowała swe zachwycające cechy żyzności do dziś.

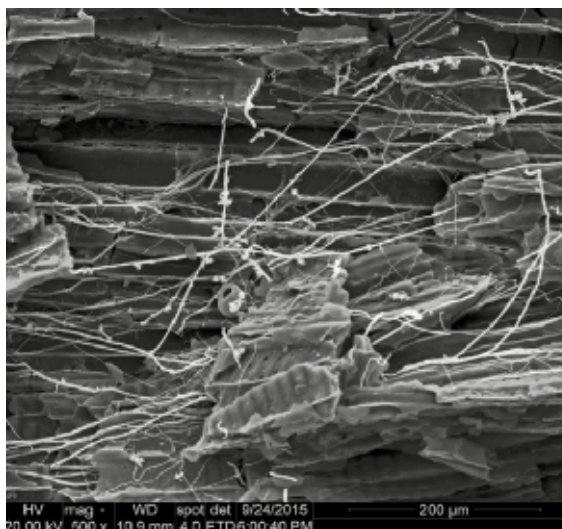
Aktualnie biowęgiel (z ang. *biochar*) stanowi najbardziej „gorący” temat publikacji naukowych oraz popularnonaukowych na całym świecie. Najbardziej znana jest tu firma Elsevier – zajmująca się analizą i udostępnianiem danych oraz informacji naukowej, a także jedno z największych światowych wydawnictw naukowych publikujących głównie książki i czasopisma naukowe z dziedziny nauk przyrodniczych, medycznych i ścisłych; wydaje specjalistyczne czasopismo „Biochar”. Hasło „biochar in soil” to najczęściej wyszukiwane słowo kluczowe w internecie i to nie tylko w jego popularnej części.

Autor, wraz ze współpracownikami m.in. z Politechniki Częstochowskiej [1], zajmuje się tą tematyką od prawie dwudziestu lat, skupiając swój wysiłek na opracowaniu i uruchomieniu w Polsce produkcji urządzeń i linii technologicznych dla termicznego przetwarzania biomasy do biowęgla. Podobne prace podejmują liczne ośrodki naukowe i firmy na całym świecie. Jednocześnie z działaniami technicznymi w dawnej Katedrze Inżynierii Energii (obecnie Katedra Zaawansowanych Technologii Energetycznych) Politechniki Częstochowskiej prowadzone są badania wspólnie z kolegami z Instytutu Agrofizyki PAN w Lublinie, Uniwersytetu Przyrodniczego w Krakowie, Uniwersytetu Przyrodniczego we Wrocławiu nad pozytywnym wpływem dodatku biowęgla do gleby. Podobne badania prowadzi profesor Lidia Sas Paszt, na Wydziale Ogrodniczym Wyższej Szkoły Ekonomiczno-Humanistycznej im. Prof. Szczepana Pieniążka w Skierniewicach.

Dotychczasowe wysiłki badawcze doprowadziły do potwierdzenia niekwestionowanego, pozytywnego wpływu dodatku biowęgla do gleby, wyjaśniając wszystko to, co udało się utworzyć Indianom przed tysiącami lat w dorzeczu Amazonki.

## Glomalina

W 1996 roku Sara F. Wright, glebolog z Laboratorium ARS Sustainable Agricultural Systems w Beltsville w stanie Maryland, odkryła substancję – glomalinę, którą nazwała imieniem Glomales, taksonomicznym porządkiem grzybów wytwarzających lepkie białko [7]. Grzyby żyją na większości korzeni roślin i wykorzystują węgiel roślin do produkcji glomaliny. Uważa się, że glomalina uszczelnia i zestala zewnętrzną część



**FOT. 3**  
Zwęglony materiał drzewny z lasu w północnej Austrii, pochodzący z ok. 10 cm głębokości gleby. Materiał zidentyfikowano jako węgiel drzewny z *Picea abies* (świerk pospolity), spalonego przed 110 laty. Widoczna intensywna kolonizacja z mikoryzą (archiwum autora)

przypominających rurki włókien grzyba, które transportują wodę i składniki odżywcze do roślin.

W miarę wzrostu korzeni glomalina osiada w glebie, gdzie działa jak „superklej”, pomagając cząstkom piasku, mułu i gliny (*terra preta*) przyklejać się do siebie nawzajem oraz do materii organicznej, która ożywia glebę i magazynuje pierwiastek C.

Glomalina dawno zaginęła w próchnicy, materii organicznej często nazywanej „czarnym złotem”. Glomalina to nie tylko klej, który utrzymuje próchnicę w cząsteczkach gleby, ale w rzeczywistości robi wiele z tego, co przypisuje się próchnicy – ponieważ w glebie jest o wiele więcej glomaliny niż kwasu humusowego, czyli frakcji próchnicy, którą można ekstrahować. Glomalina przechowuje 27 procent całkowitego węgla w glebie, w porównaniu z ośmioma procentami przez kwas humusowy. Dostarcza także azot do gleby i nadaje jej strukturę niezbędną do zatrzymywania wody i prawidłowego napowietrzania, przemieszczania się korzeni roślin oraz odporności na erozję.

Arbuskularne Grzyby Mikoryzowe (AMF) są kluczowymi organizmami układu: gleba – roślina i biorą udział w pobieraniu składników odżywczych i wody. AMF odgrywają również rolę w agregacji i strukturalnej stabilności gleby. Biowęgiel dodany do gleby w strefę korzeniową roślin będzie stanowił odpowiednie siedlisko dla wzrostu mikoryz, co jest korzystne ze względu na urodzajność gleby. Wpływ połączenia biowęgla i mikoryz (widoczny na fot. 3) na wzrost roślin pozytywnie oceniano w wielu studiach przypadków.

Jednym z głównych wniosków z tych studiów było stwierdzenie, że samo zastosowanie biowęgla w ilości 40 Mg/ha wpłynęło na wzrost kukurydzy i owocowania drzew. Jednak inokulacja gatunkami biowęgla i mikoryz znacznie zwiększyła suchą masę pędów i korzeni lepiej niż samego biowęgla. Może to wynikać z faktu, że inokulum mikoryzowe aktywuje biowęgiel po dodaniu do ryzosfery, która jest bogatą pożywką

dla innych pożytecznych organizmów glebowych. Chociaż związek między biowęgłem a kolonizacją mikoryzową nie jest jeszcze do końca jasny, efekt fizycznej ochrony strzępek przed grzybami może być ułatwiony dzięki strukturze porów biowęgla. Wyniki dostarczają również dowodów na konkurencję między poborem biowęgla i roślinnych składników odżywczych. Wobec powyższego, aby resztki drzew pozostawione w lesie i roślin pozostawione na polach uprawnych mogły być wykorzystane przez rośliny, winny znaleźć się w strefie korzeniowej, a więc wymieszane z glebą tak jak robili to Indianie tworząc „terra preta”. Aby zatrzymać proces mineralizacji próchnicy najlepiej resztki drzew i roślin wprowadzić do gleby w formie biowęgla, który jest w dużym stopniu odporny na mineralizację. To kolejny atrybut biowęgla, gdyż ze względu na swoją trwałość w glebie może być on rozliczany jako uniknięta emisja CO<sub>2</sub>, a proces wytwarzania biowęgla i dozowania go do gleby – jako proces naturalnej sekwestracji węgla poza atmosferą Ziemi, przynoszący dodatkowe benefity w wielu sferach: od środowiskowych, zdrowotnych po ekonomiczne.

## Biowęgiel to znakomity surowiec do produkcji węgla aktywnego, paliw biokompozytowych dla indywidualnych odbiorców

### Deponowanie CO<sub>2</sub> w glebie

Biowęgiel aktywuje kiełkowanie zarodników grzybów mikoryzowych, które w obecności kwasów humusowych wchodzi w symbiozę z roślinami. Grzybami mikoryzowymi dla większości roślin uprawnych są grzyby z rodziny Glomales. Tworzą one nitki grzybni, która penetruje glebę, pozyskuje i dostarcza roślinie fosfor, potas, wapń, magnez i mikroelementy. Jednocześnie chroni ją przed atakami patogenów. W zamian roślina dostarcza Glomales cukry niezbędne do ich wzrostu (roślina przekazuje 30% wyprodukowanych cukrów swoim grzybom mikoryzowym).

Współpraca rośliny z grzybami mikoryzowymi to sposób na dodatkowe (oprócz biowęgla) deponowanie CO<sub>2</sub> w glebie. Mechanizm ten opisany jest następująco: roślina pochłania CO<sub>2</sub> i absorbuje promieniowanie słoneczne w chlorofilu, z tych substratów wytwarza cukry, których 30% przekazuje grzybom mikoryzowym. Biorąc jako przykład popularną w Polsce uprawę pszenicy, można szacunkowo wyliczyć potencjał tej dodatkowej sekwestracji. Zakładając, że łączna masa zbioru pszenicy wynosi 15 ton/ha (liczone jako 8 ton ziarna i 7 ton słomy i korzeni), to na wytworzenie tej ilości roślina zużyła 70% wyprodukowanych przez siebie cukrów, a 30% cukrów przekazała grzybom mi-

koryzowym. Te 30% cukrów to 6,4 tony, a zakładając dalej, że 30% z tych 6,4 ton stanowi pierwiastek C, wychodzi, że rocznie w glebie magazynowane są 2 tony węgla, czyli dodatkowo rocznie ponad 7 ton CO<sub>2</sub> na każdy hektar upraw.

To proces ciągły, samonapędzający się, ale żeby zachodził, niezbędne jest dostarczenie biowęgla, który jest aktywatorem kiełkowania zarodników grzybów Glomales oraz kwasów humusowych (są aktywatorem wzrostu grzybów mikoryzowych). Grzyby mikoryzowe wytwarzają glomalinę, czyli białko spajające, tworzące agregaty glebowe, a agregaty glebowe powodują, że ziemia jest luźna, a jednocześnie ma dużą pojemność wodną (niezwykle ważne w okresach coraz dotkliwszej suszy powodowanej m.in. przez efekt cieplarniany).

Zwiększenie pojemności wodnej gleby poprzez nawożenie biowęgłem (którego sama 1 tona ma potencjał absorpcji co najmniej 1,2 tony wody) i kwasami humusowymi to proces bezpośrednio związany z aktywacją i rozwojem grzybów mikoryzowych Glomales.

Po tak długim wprowadzeniu można wreszcie przejść do zaprezentowania istoty zgłaszanej propozycji i odpowiedzieć na pytanie: na czym polega i w czym lepsza jest wytwarzanie biowęgla z wytwarzaniem „zielonej” energii od wytwarzania energii poprzez spalanie biomasy (także leśnej) i czy wytwarzanie biowęgla zapewnia produkcję energii bez emisji, a wręcz z ujemną emisją CO<sub>2</sub>. Odpowiedź jest prosta.

### Wytwarzanie biowęgla a redukcja emisji CO<sub>2</sub>

Przetwarzając termicznie biomasę do biowęgla, spalamy tylko części lotne, a więc gaz tworzący się podczas termolizy biomasy, pozostawiając stały produkt – biowęgiel. Organizacja procesu spalania tego gazu jest znacznie prostsza technicznie i łatwiejsza w kontroli, tak jak np. spalanie gazu ziemnego. Po odpowiednim, stopniowym wymieszaniu gazów z biomasą z tlenem z powietrza spalanie jest czyste, niewymagające kosztownych instalacji oczyszczania spalin ze spalania drewna. To, co równie ważne – spaliny ze spalania gazów wytłoczonych z biomasy nie zawierają aerozoli niskotopliwych eutektyk składników popiołu, gdyż pozostają one „zatrzymane” w biowęgla. Także tworzenie się związków kancerogennych jest ograniczone lub wręcz wyeliminowane. Powierzchnie ogrzewalne kotłów pozostają czyste w przeciwieństwie do tego, co pokazuje fot. 1.

Przyjmijmy dla uproszczenia, że energia zawarta w biomase rozdziela się równo pomiędzy gaz i biowęgiel. Dalej, przyjmując kolejne uproszczenie, że ilość emitowanego CO<sub>2</sub> jest proporcjonalna do ilości generowanej energii w wyniku spalania paliw bogatych w pierwiastek C, to z założeń tych wynika, że generując energię z biomasy poprzez spalanie tylko gazów wytłoczonych, każdej wygenerowanej w ten sposób MWh prądu towarzyszyć będzie „neutralna



fot. 123rf

środowiskowo” emisja CO<sub>2</sub>, o co najmniej 50% niższa niż przy spalaniu całej biomasy. Pozostałą część „neutralnej” emisji w naturalny (opisany wyżej) sposób można wykorzystać do rekompensaty emisji CO<sub>2</sub> ze spalania węgla kamiennego, brunatnego, gazu ziemnego itp. poprzez wprowadzenie biowęgla do gleby. Deponując w glebie każdą tonę biowęgla, sekwestrujemy (trwale usuwamy z atmosfery) co najmniej 3,5 ton CO<sub>2</sub>. Na tym polega naturalne CCS. Należy podkreślić, że tą drogą wraz z biowęgłem zawrócimy do gleby popioły bogate w składniki odżywcze, które biomasa pobrała z gleby, gdy rosła, zachowując ich bilans tak niezbędny dla utrzymania wraz z Glomales jej wysokiej produktywności, bez dodawania nawozów sztucznych.

Oczywiście biowęgiel to także znakomity surowiec do produkcji węgla aktywnego, paliw biokompozytowych dla indywidualnych odbiorców (waż-

nych dla walki ze smogiem), dodatku do pasz dla zwierząt, kompostów, nawozów (ponad 60 zastosowań – według European Biochar Certificate – EBC). Biowęgiel nadaje się do magazynowania wodoru oraz budowy superkondensatorów. Ostatecznie to świetny i prosty, długoterminowy magazyn energii, gdyż 1 m<sup>3</sup> biowęgla to trwałe (nie tak jak w magazynach mobilnych) zmagazynowanie co najmniej 4,2 GJ ciepła, które łatwo i zeroemisyjnie można przetworzyć w ciepło użyteczne (a także energię elektryczną). To także świetny magazyn energii elektrycznej z niestabilnych źródeł odnawialnych (wiatraki, panele fotowoltaiczne). Uruchomienie produkcji biowęgla w elektrowni lub elektrociepłowni pozwala utrzymać wysoki poziom produkcji energii elektrycznej w elektrowniach systemowych w dolinach nocnych, a szczególnie w okresach dużej produkcji energii elektrycznej z wiatraków, zmu-

#### URUCHOMIENIE PRODUKCJI BIOWĘGLA

w elektrowni lub elektrociepłowni pozwala utrzymać wysoki poziom produkcji energii elektrycznej w elektrowniach systemowych w dolinach nocnych

szającej bloki węglowe do raptownego zmniejszenia ilości produkowanej energii elektrycznej, której KSE nie jest zdolny przyjąć.

Otóż jeden lub drugi rodzaj energii elektrycznej można wykorzystać do produkcji biowęgla poprzez ogrzewanie reaktorów (reaktorów uwęglania) ohmowo (ciepło Joule'a - Lenza), natomiast gorące gazy wytłewne spalać w kotłach, ograniczając zużycie paliw kopalnych, a także emisję CO<sub>2</sub> z węgla, przy zachowaniu dotychczasowego poziomu produkcji energii elektrycznej. Tanie w wykonaniu i proste w eksploatacji reaktory uwęglania winny być zlokalizowane w obrębie zakładów energetycznych możliwie jak najbliżej kotłów węglowych, by jak najkrótszą drogą dostarczyć gorące gazy z termolizy do istniejących (bądź nowych) palników rozlokowanych w ścianach komór paleniskowych (najlepiej kotłów pyłowych). W zależności od tego, z jakich substratów pozyskiwany byłby biowęgiel, należałoby organizować jego wykorzystanie. Biowęgle otrzymane z osadów ściekowych oraz niektórych źródeł RDF można skierować do spalania razem z węglem lub wraz z popiołami z węgla wykorzystywać w przemyśle cementowym, budownictwie, budowie dróg czy też rekultywacji hałd oraz wyrobisk. Jeśli substratami byłaby biomasa leśna bądź rolnicza (agro), bezwarunkowo tak użytkiwany biowęgiel należałoby kierować do wykorzystania w przemyśle nawozów, rolnictwie, leśnictwie, produkcji pasz m.in. według zasad opisanych wyżej.

### Czy to się opłaca?

Tym wszystkim, którzy od razu skrytykują pomysł, motywując, że wytworzenie biowęgla przy użyciu energii elektrycznej będzie głęboko nieopłacalne, gdyż jest ona droga i będzie coraz droższa, od razu trzeba wyjaśnić, że proces uwęglania suchej biomasy do biowęgla w zakresie temperatur 280-480°C jest egzotermiczny (przebiegający z wydzielaniem ciepła). W rezultacie zużycie energii prądu elektrycznego w tak zorganizowanym procesie byłoby niewielkie – potrzebne jedynie do wytworzenia ciepła fizycznego na podgrzanie biomasy do temperatury początku termolizy (ok. 280°C), odparowanie wilgoci oraz pokrycie strat ciepła do otoczenia. Użycie grzania ohmowego pozwala straty te ograniczyć, gdyż ciepło dostarczane byłoby wewnątrz reaktora, bezpośrednio do elementów przetwarzanej biomasy, a co jest niezwykle ważne w dużej skali – taki rodzaj zasilnia pozwala precyzyjnie sterować procesem. Oto istota atrakcyjności przedstawionej propozycji, której szczegóły ze względu na rozmiary niniejszego artykułu będą przedstawiane w kolejnych materiałach.

\*\*\*

Na zakończenie warto zwrócić uwagę, że technologia produkcji biowęgla z biomasy, szczególnie

odpadowej z rolnictwa, gospodarki leśnej, oczyszczania dróg, sadów, upraw rolnych, pofermentu z biogazowni itp. najlepiej uda się w systemie generacji rozproszonej (klastrach energii), gdyż eliminuje ona w takim przypadku jeszcze co najmniej dwa niebagatelne źródła emisji CO<sub>2</sub>. Pierwsze to pochodzące z spalania paliw płynnych przez samochody ciężarowe transportujące biomase do odległych elektrowni i elektrociepłowni, drugie zaś to ograniczenie strat przesyłu energii elektrycznej na duże odległości (energia wytwarzana w klastrze zużywana jest na miejscu).

Wreszcie ostatnia uwaga: CO<sub>2</sub> wyemitowane lokalnie z dużym prawdopodobieństwem zostanie zaasymilowane przez rośliny rosnące w sąsiedztwie, stymulując ich „bujniejszy” wzrost, w przeciwieństwie do utraty tej szansy, gdy dwutlenek węgla generowany jest ze zebranej lokalnie biomasy, spalanej w odległych elektrowniach. Będzie on emitowany w zurbanizowanych regionach (często blisko miast lub w ich obrębie), gdzie raczej przyczyni się do wzrostu jego stężenia w atmosferze.

To także praktyczna realizacja idei Gospodarki Obiegu Zamkniętego (GOZ) (z ang. *Circular Economy*), tak promowanej w UE. Otóż w energetyce i ciepłownictwie za energie pochodzące z OZE uznaje się ciepło i energię elektryczną ze spalania biomasy. Produkcja biowęgla pozwala na zastąpienie przestarzałej techniki spalania dla generacji energii nowoczesnym, poligeneracyjnym procesem, umożliwiającym uzyskanie co najmniej 5 wartości dodanych, a mianowicie:

- energia elektryczna neutralna pod względem emisji CO<sub>2</sub>,
- ciepło neutralne pod względem emisji CO<sub>2</sub>,
- chłód neutralny pod względem emisji CO<sub>2</sub>,
- biowęgiel,
- ujemne emisje (jeśli zostanie dodany do gleby).

### Literatura

1. Zbigniew Bis: Biowęgiel kontra biomasa. Co jest lepsze dla środowiska, Forsal. pl 17.08. 2020.
2. Władysław Mielczarski: Jakie są prawdziwe przyczyny wzrostu cen energii elektrycznej? Biznes Alert, 12.01.2022 r.
3. Tomasz Mirowski: Ciepłownictwo rozproszone. Rola OZE w aspekcie minimalizacji emisji pyłu i innych zanieczyszczeń oraz gazów cieplarnianych, Instytut Gospodarki Paliwami i Energią, Konferencja „Praktyczne wyzwania w działaniach na rzecz ochrony powietrza”, Katowice, 16.11.2021 r.
4. Michał Kolbusz, Augustyn Mikos: Lasy do spalania – prawdziwa cena bioenergii, Stowarzyszenie Pracownia na rzecz Wszystkich Istot, 2022.
5. Peter Garny: Bezpieczeństwo energetyczne UE może oznaczać powrót do węgla z wykorzystaniem CCS. Interia Biznes, 6 marzec 2022.
6. Tomasz Domański: Stany Zjednoczone utopiły ponad miliard dolarów w nieudane projekty wychwytywania CO<sub>2</sub> z atmosfery. CHIP, 17 stycznia 2022.
7. Agota Hornel i inni: Biochar Alters Soil Physical Characteristics, Arbuscular Mycorrhizal Fungi Colonization, and Glomalin Production, Agronomy 10, 2022.



# HKB

boiler solutions

## HKB boiler solutions provides tailor-made solutions worldwide for the production of steam and hot water



More than decades, HKB boiler solutions is a reliable partner that works with clients from a wide range of industries



Our projects stand out thanks to their excellent quality and optimum performance



We also supply other equipment which is part of the total boiler installation



Our next generation boilers reduces emissions and improves efficiency



Our location near the water makes transport of larger sized boilers possible

## The next generation steamboilers

Visiting address  
Ankerkade 6  
5928 PL Venlo  
The Netherlands

Contact  
+31 (0)77 7504000  
info@hkbboiler.com  
www.hkbboiler.com

Follow us on  

# SYSTEM POMIARU I AUTOMATYCZNEJ KALIBRACJI pH w instalacjach odsiarczania spalin

**Janusz Zajączkowski**

menedżer branży energetyka, Endress+Hauser Polska sp. z o.o.

17 sierpnia 2021 roku zaczęły obowiązywać nowe, znacznie ostrzejsze limity emisji zanieczyszczeń gazowych i pyłowych z obiektów energetycznych. Jednym z najważniejszych monitorowanych związków są tlenki siarki reprezentowane przez  $\text{SO}_2$ .

**D**la źródeł o mocy cieplnej wyższej lub równej 300 MW dopuszczalne średnie stężenie roczne  $\text{SO}_2$  w spalinach wynosi nie więcej niż 130  $\text{mg}/\text{Nm}^3$  dla obiektów istniejących oraz 75  $\text{mg}/\text{Nm}^3$  dla źródeł nowo oddawanych do eksploatacji. Nowe wymagania wymuszają jeszcze ostrzejszy reżim technologiczny pracy instalacji mokrego odsiarczania spalin (IMOS), stanowiących podstawową technologię usuwania  $\text{SO}_2$  dla tej wielkości obiektów. Jednym z kluczowych kryteriów decydujących o skuteczności mokrego odsiarczania jest zachowanie odpowiedniego reżimu pH w wybranych etapach procesu. Dla automatycznej kontroli pH w takich zastosowaniach Endress+Hauser oferuje system Liquiline Control, będący następcą sprawdzonego już w polskich elektrowniach systemu Topcal.

## Czujniki pomiarowe Memosens

Najważniejszym elementem każdego układu pomiarowego jest sensor przetwarzający wielkość procesową na sygnał elektryczny. W przypadku pH i ORP jest to zintegrowany czujnik ze szklaną elektrodą pomiarową, zamknięty systemem referencyjnym.

Po zebraniu na przestrzeni ostatnich kilku lat pozytywnych doświadczeń z nowymi czujnikami pH typu CPS7ID ze stałym (zżelowanym) elektrolitem w części referencyjnej, Endress+Hauser oszczędził od stosowania elektrod z ciekłym KCl dla pomiarów zarówno pH, jak i redoks na instalacjach odsiarczania. Dla użytkowników oznacza to znaczne uproszczenie układu pomiarowego, a także obniżenie kosztów eksploatacji.

Czujniki pomiarowe Memosens posiadają wbudowaną pamięć oraz własny mikroukład przetwarzania analogowo-cyfrowego. W pamięci tej zapisywane są

jego dane identyfikacyjne, kalibracyjne i ruchowe czujnika. Sygnał pomiarowy z czujnika podawany jest do przetwornika w postaci cyfrowej poprzez bezstykowe łącze indukcyjne, umieszczone w jego głowicy. Do transmisji takiego sygnału stosowany jest standardowy przewód 4-żyłowy, bez potrzeby używania specjalistycznych przewodów pH, używanych w pomiarach analogowych. Tą drogą przetwornik odczytuje z czujnika również wszystkie dane kalibracyjne i diagnostyczne.

## Armatura do wysuwalnego montażu czujnika pH

Wymienione wyżej warunki pracy wymagają zastosowania armatury umożliwiającej automatyczne wsuwanie i wysuwanie czujnika z procesu, podłączenie środków myjących, wody lub buforów kalibracyjnych oraz pewne odcięcie czujnika od mierzonej zawiesiny na czas mycia lub kalibracji.

Z oferty Endress+Hauser, najbardziej sprawdzonym wykonaniem dla omawianej aplikacji jest typ CPA473 z kulowym zaworem odcinającym. Zawór ten zapewnia odcięcie od procesu w sposób dostosowany do pracy w zawieszinach ściernych. Układ zawiera komorę płuczącą zaprojektowaną dla intensywnego mycia czujnika. Trzpień armatury należy dobrać ze stopu o odpowiednio wysokiej odporności na ścieranie, ale jednocześnie, z punktu widzenia ochrony czujnika przed nadmiernym zużyciem, zalecamy ograniczenie prędkości przepływu zawiesiny w punkcie pomiaru do maksymalnie 2 m/s.

Funkcje załączania mediów myjących i buforów kalibracyjnych na blok zaworowy armatury czujnika realizowane są poprzez układ zaworów zlokalizowanych w jednostce pneumatycznej systemu. Pompy membranowe, podające poszczególne płyny pod

ciśnieniem 6-8 bar g, umieszczone są bezpośrednio na kanistrach z płynami.

### Przetwornik Liquiline Control jako centralna jednostka sterująca układem

Przetwarzanie sygnałów wejściowych z cyfrowych czujników pH i potencjału redoks odbywa się w dedykowanej stacji procesowej Liquiline Control, od której nowy układ wziął swoją nazwę. Stacja ta stanowi jednocześnie przetwornik pomiarowy oraz centralną jednostkę sterującą systemem, opartą na komputerze przemysłowym. Jest to podstawowa cecha odróżniająca obecny system Liquiline Control od jego poprzednika Topcal S i skutkuje znacznym uproszczeniem konstrukcji, gdyż eliminuje potrzebę stosowania oddzielnego sterownika dla części pneumatycznej i hydraulicznej układu pomiarowego.

Stacja Liquiline Control wyposażona jest również w graficzny wyświetlacz dotykowy 4,3" z wizualizacją stanu poszczególnych elementów układu pomiarowego. Oprogramowanie systemu pozwala na indywidualne ustawienie cykli mycia i kalibracji ustroju pomiarowego, a ponadto parametryzację poszczególnych faz podawania poszczególnych mediów, co umożliwia w dowolnym momencie korektę nastaw, zależnie od indywidualnych doświadczeń



System Liquiline Control w wykonaniu panelowym

z danego obiektu, a także organizacji służb utrzymania ruchu.

Ważną zaletą systemu jest samoczynne rozpoznawanie przez układ przetwarzania rodzaju i parametrów podłączonego czujnika Memosens, wraz z jego danymi kalibracyjnymi i diagnostycznymi. Dzięki temu, jeśli system zasygnalizuje potrzebę wymiany elektrody pomiarowej, celem przeprowadzenia jej zewnętrznego czyszczenia lub regeneracji, pracownik obsługi obiektu może dokonać takiej wymiany, wykorzystując czysty i skalibrowany czujnik przygotowany wcześniej przez specjalistę z laboratorium. Ogranicza to ryzyko i czas niedyspozycyjności pomiaru wskutek stanów awaryjnych lub obsługi systemu.

\*\*\*

1. Pomiar pH ma kluczowe znaczenie dla prawidłowego prowadzenia wszystkich faz procesu mokrego odsiarczania spalin metodami absorpcyjnymi, począwszy od fazy rozpuszczania  $\text{SO}_2$  w wodzie, aż do osuszania gipsu powstającego jako odpad z procesu technologicznego.
2. Wraz z rosnącą zmiennością obciążenia bloków energetycznych, pomiar musi się cechować odpowiednią dynamiką, potwierdzoną wiarygodnością i wysoką dyspozycyjnością.
3. Pomiar potencjału redoks jest wskaźnikiem pozwalającym dokonać zgrubnej oceny, na ile w procesie zachodzi redukcja jonów rtęci  $\text{Hg}^{2+}$  i związane z tym niebezpieczeństwo reemisji rtęci elementarnej do atmosfery.
4. Ze względu na procesy wytrącania i krystalizacji soli w zawieszynie, zaleca się prowadzenie pomiaru z wykorzystaniem systemów zapewniających funkcję automatycznego mycia i kalibracji czujnika pH lub redoks.
5. Automatyczny system pomiarowy pH/OPR Liquiline Control, z inteligentnymi czujnikami Memosens, wysuwalnymi armaturami zapewniającymi odcięcie od procesu oraz mycie i kalibrację czujników wnosi istotne ułatwienia obsługowe wynikające z funkcjonalności systemu Memosens.



Armatura wysuwalna CPA473 z kulowym zaworem odcinającym

Czujnik Ceragel CPS71D z łączem Memosens

# ELEKTROWNIA U STÓP ZAMKU



**Przemysław Płonka**

redaktor naczelny wydawnictwa BMP

Moc turbozespołów: 2 x 46,375 MW. Moc pobierana przy pracy pompowej przy wysokości podnoszenia 40,6 m – 2 x 44,5 MW. Prędkość obrotowa synchroniczna – 166,7 obr/min... Tyle suche, techniczne fakty. Warto uzupełnić je, oglądając „na żywo” urządzenia w Elektrowni Wodnej Niedzica.

**N**a środku ogromnej hali maszyn wzrok przyciągają dwa generatory, wyprodukowane jeszcze przez pilzneńską Skodę. Każda z użytych tu pompoturbin to moc 44 MW. – Choć działają już ponad 20 lat, nie widać na nich dużego upływu czasu, tym bardziej, że ze względów ekonomicznych nie pracujemy w trybie szczytowo-pompowym, a w kierunku generatorowym, wyłącznie dla wytwarzania energii – mówi Arkadiusz Czarnecki z Działu Inwestycji i Rozwoju, oprowadzający po Zespole Elektrowni Wodnych Niedzica S.A. Zna on to miejsce jak mało kto, dobrze pamięta kontrowersje i protesty, jakie wzbudzała budowa w pobliżu słynnego zamku. – To, że zaporę i zbiornik są tu niezbędne, udowodniliśmy tuż po ich otwarciu, w lipcu 1997 r., gdy musieliśmy zmierzyć się z powodzią nazwaną później „100-lecia” – przypomina.

Ochrona przeciwpowodziowa to jeden z głównych celów, dla których wybudowano wśród Pienin wspomniane obiekty hydrotechniczne oraz elektrownię przepływową na zbiorniku wyrównawczym. Kolejny to wyrównanie poziomu Dunajca, czyli zapewnienie dostępu do wody, a niejako „przy okazji” realizowana jest produkcja energii elektrycznej. Ile można jej tu wytworzyć? Jak w każdej elektrowni tego typu – wszystko zależy od wody. Jeśli byłoby jej pod dostatkiem, to – jak zapewnia



A. Czarnecki – można by zasilić pół Krakowa. Zresztą kilkanaście lat temu Niedzica, wspólnie z elektrownią ze Skawiny, wykonywała próbę: „Obrona energetyczna miasta Krakowa”. „Obrona” wówczas się udała, a cała energetyczna wyspa liczyła ponad 200 MW.

Niedzicki obiekt pracuje jak elektrownia szczytowa, a więc taka, która oddaje energię elektryczną do sieci w czasie największego zapotrzebowania. Możliwości pompowe są do wykorzystania w godzinach nocnych – woda transportowana jest z dolnego zbiornika do górnego, a następnego dnia używana do napędzania turbin. – W tej chwili dopływ wynosi ok. 15 m<sup>3</sup>/s, wypuszczamy 28 m<sup>3</sup>/s. Jak widać, poziom górnej wody opada. Wiemy natomiast, że śniegu w Tatrach jest sporo, więc po jego stopnieniu, w okolicach maja, nasz zbiornik otrzyma mocne „zasilanie” – tłumaczy Arkadiusz Czarnecki podkreślając, że w Niedzicy muszą obserwować pogodę nie rzadziej od synoptyków. – Prowadzimy gospodarkę wodną z odpowiednim wyprzedzeniem i dokładnie śledzimy to, co się dzieje w przyrodzie. Analizujemy, ile ma spaść deszczu, śniegu, kiedy spodziewane są roztopy. Po 25 latach mamy już spore doświadczenie i wiemy, jaki poziom wody jest bezpieczny dla obiektu i okolicy.

## ELEKTROWNIA WODNA W NIEDZICY

- wyposażona w dwie turbiny odwracalne typu Deriaza o mocy nominalnej 2 x 46 MW,
- waga jednego hydrozespołu to 250 t,
- budynek elektrowni o kubaturze 171 tys. m<sup>3</sup>, posadowiony 40 m pod ziemią,
- woda doprowadzona jest ze zbiornika do elektrowni dwoma wydrążonymi w skale sztolniami o średnicy 7 m.

Źródło: [www.niedzica.pl](http://www.niedzica.pl)

### Przeglądy i modernizacje

Za generatorami, pod ścianą hali maszyn, ustawiono potężne łopaty do turbiny – to zapas na wypadek np. usterki. Ewentualnych nieprawidłowości szuka się w elektrowni w czasie okresowych przeglądów zimowych – to jedyna możliwość dotarcia do wielu trudno dostępnych miejsc, których nie

### CZYSZCZENIE OLEJU

Wszystkie ważne regulacyjne urządzenia – jak aparat kierowniczy, kątnic natarcia łopat turbin – są poruszane olejem, pod ciśnieniem. W elektrowni Niedzica wykorzystywane są filtry firmy CC Jensen, oddzielające wodę i zanieczyszczenia od oleju



## GŁÓWNE DATY ZWIĄZANE Z HISTORIĄ BUDOWY ZBIORNIKA

1950-64 – Studia i projekty koncepcyjne zbiornika obejmujące bardzo różne rozwiązania, poczynając od koncepcji zbiornika rzędu 600 mln m<sup>3</sup> z zaporą przy Zielonych Skałkach i przrzutem wody do Tylmanowej, gdzie przewidywano kolejny zbiornik, aż do koncepcji zastąpienia zbiornika czorsztyńskiego większą liczbą małych zbiorników w jego zlewni. Zakończeniem tego etapu studiów było opracowanie w roku 1963 kompleksowych założeń zagospodarowania całego dorzecza Dunajca, wynikających z porównania wszystkich rozpatrywanych uprzednio rozwiązań oraz dodatkowych studiów i badań. W wyniku prac wskazano został do realizacji wariant z zaporą betonową w Niedzicy, o pojemności ograniczonej do ok. 250 mln m<sup>3</sup>, bez sztolni przrzutowej.

1965-68 – Zatwierdzenie założeń ww. wersji zbiornika, zatwierdzenie projektu wstępnego po badaniach uzupełniających i uzgodnieniach.

1970-71 – Podział przedsięwzięcia na dwa zadania inwestycyjne: I – zagospodarowanie otoczenia obiektów, II – obiekty podstawowe. Rozpoczęcie realizacji zadania I.

1970-71 – Aktualizacja założeń zadania II wynikająca ze zmiany typu zapory z betonowej na ziemną.

1975 – Rozpoczęcie realizacji zadania II.

1986 – Rozszerzenie zakresu inwestycji o budowę kanalizacji i oczyszczalni ścieków w zlewni zespołu zbiorników.

1994 – Oddanie do użytku zbiornika wyrównawczego Sromowce Wyżne.

1995 – Rozpoczęcie piętrzenia zbiornika głównego przy jednoczesnym wykonywaniu górnej części korpusu zapory.

1997 – Zakończenie budowy i oddanie całości obiektów do eksploatacji.

Źródło: [www.zzw-niedzica.com.pl](http://www.zzw-niedzica.com.pl)

da się „oczujnikować”. Jedna łopata waży 4,5 tony, więc przydają się tu dwie suwnice dźwigowe – teraz nieruchomo wiszące nad halą (też zresztą niedawno unowocześnione). – Modernizację wykonujemy właściwie cały czas, obecnie wymieniamy regulatory turbin. Podpisaliśmy umowę z Instytutem Energetyki z Gdańska na prace w tym zakresie, w przyszłym roku odstawiony będzie drugi z turbozespołów – wyjaśnia A. Czarnecki. Większych problemów z urządzeniami nie pamięta. Ponad 10 lat temu pojawiły się jedynie trudności z generatorami. – Pracują na napięciu 15 kV, izolacja szybko się degradowała. Przeprowadziliśmy przetarg, a następnie wymieniliśmy izolację na obydwu stojanach. Dziś wszystko jest już w porządku – mówi.

### Próby pompowania

– Rurą, którą widać na dole, woda płynie do turbiny – Arkadiusz Czarnecki wskazuje zielone i czarne

pierścienie o średnicy 6 m. Widać potężne zamknięcie motylowe – klapę, obecnie zamkniętą, wykorzystywaną podczas postoju maszyny, aby ciśnienie nie oddziaływało cały czas na aparat kierowniczy.

W kolejnym pomieszczeniu słychać serię dźwięków. – Poszczególne układy działają w automatyce: załączają się pompy odwodnienia, pompy do utrzymywania ciśnienia itd. Cóż, pomp mamy u nas pod dostatkiem – śmieje się specjalista z Elektrowni Niedzica. – A tu widzimy: turbina pod nami, nad nami generator – objaśnia. – Jeżeli generator „przerobilibyśmy” na silnik, a jest do tego odpowiednie przełączenie, maszyna zacznie kręcić się w drugą stronę. Turbina, zamiast pobierać wodę, będzie pompowała ją z dolnego jeziora do górnego – mówi. – Pracowaliśmy tak do 2003 r., generator zużywał wówczas około 44 MW. Sprawność takiego zabiegu, czyli wypompowania pewnej ilości wody do góry i produkcja z niej energii elektrycznej, wynosi 71%. Można powiedzieć więc, że to spory magazyn, natomiast by go wykorzystywać, ceny zakupu i sprzedaży energii muszą się różnić. Dziś są zbyt zbliżone.

W Niedzicy okresowo prowadzą próby pompowania. – Rozkręcamy wówczas maszynę, by zaczęła ssać,



### WODA DO TURBINY

Rurą, którą widać na dole, woda płynie do turbiny. Zamknięcie motylowe wykorzystywane jest podczas postoju maszyny

**Ich dostawca ciepła  
nie korzysta z produktów**

**is  plus<sup>®</sup>**





## ELEMENTY Z TOPIONEGO BAZALTU I CERAMIKI TECHNICZNEJ TYPU EUCOR

**Firma EUTIT s.r.o.** z miejscowości Stará Voda w Czechach, produkuje elementy z topionego bazaltu od roku 1951.

W szeroko wyspecjalizowanym obszarze działalności, jakim jest energetyka, firma EUTIT pomaga, przez zastosowanie elementów zabezpieczonych przed ścieraniem, zminimalizować zużycie urządzeń oraz przedłużyć okres ich bezawaryjnej pracy.

Elementy z topionego bazaltu oraz ceramiki technicznej na bazie korundu znalazły bardzo szerokie zastosowanie w elektrowniach i elektrociepłowniach, koksowniach, zakładach przemysłu metalurgicznego, cementowniach oraz przemyśle chemicznym.



rury stalowe  
z okładziną bazaltową  
lub eucorową

Zapraszamy  
do współpracy

**Oddział Eutit Polska**

e-mail: [eutit@eutit.pl](mailto:eutit@eutit.pl) | [www.eutit.com.pl](http://www.eutit.com.pl)

**EUTIT s.r.o.**

Stará Voda 196

**POMPOWNIA**  
Pompy (każda po 135 kW)  
wykorzystywane przy przeglądach maszyn



**HALA MASZYN**  
Na środku hali maszyn w elektrowni Niedzica znajdują się dwa generatory, wyprodukowane jeszcze przez pilźnieńską Skodę





**WŁAZ**  
do turbiny używany w czasie przeglądu

uchyla się aparat kierowniczy i woda płynie w odwrotną stronę. Taki test wykonywaliśmy ostatnio dwa lata temu. Do rozruchu w kierunku pompowym wykorzystujemy falownik o mocy 8,5 MW – opisuje Arkadiusz Czarnecki. – Modernizowaliśmy go ze wspomnianym Instytutem Energetyki, przy okazji wprowadzając tu nową funkcjonalność: gdy hamujemy, następuje odzysk energii. Zatem gdy wyłączamy turbinę – jest na wybiegu, należy ją zatrzymać – to energię, która jest jeszcze w masie wirującej, odbieramy i wysyłamy do sieci.

### Soft starty

– Jeśli jezioro dolne byłoby wypełnione po brzegi, to pomieszczenie, w którym znajdujemy się teraz, leżałoby 20 m pod lustrem wody – wyjaśnia Arkadiusz Czarnecki, wskazując na dwie pompy. – Każda ma po 135 kW, wykorzystujemy je przy przeglądach maszyn. Gdy założymy zastawki remontowe od wody dolnej i górnej – czyli mamy oddzielony jeden rurociąg, na którym pracuje turbina – to otwierając i zamykając odpowiednie zawory powodujemy, że woda napływa do komory ciśnieniowej i wypływa z miejsca, w jakim znajduje się turbina. Można wówczas wejść do środka.

Kiedyś pompy te startowały poprzez załączenie, dziś pracują na falownikach. Wszystkie większe pompy w Niedzicy mają soft starty – dużo łagodniej się uruchamiają, a ich żywotność znacznie się wydłużyła. – Są gotowe na kolejne wyzwania – podsumowuje Arkadiusz Czarnecki.

Fot. BMP



### HYDROZESPOŁY

Elektrownia w Niedzicy wyposażona jest w dwie turbiny odwracalne typu Deriaza o mocy nominalnej 2 x 46 MW; waga jednego hydrozespołu to 250 t



# LANDIS+GYR:

## ULTRADŹWIĘKOWE CIEPŁOMIERZE WYSOKIEJ PRECYZJI

Liczniki ultradźwiękowe Landis+Gyr ULTRAHEAT® służą do pomiaru zużycia ciepła i chłodu w domach jedno- i wielorodzinnych, w blokach mieszkalnych, obiektach przemysłu oraz sieciach ciepłowniczych. Liczniki ULTRAHEAT® charakteryzują się wysoką dynamiką pomiaru (nawet 1:1000) i szybką reakcją na zmiany warunków pracy. Są dostępne w zakresie przepływów nominalnych od qp 0,6 do 150m<sup>3</sup>/h.

### Główne cechy

- Przetworniki przepływu z opatentowaną powierzchnią DuraSurface™
- Wymienne moduły komunikacyjne
- 5 zmian kluczowych parametrów pracy (POW/ZAS, itp.)
- Datalogger z pamięcią 1872 wpisów
- Inteligentny, adaptacyjny tryb integracji
- Zasilanie z baterii, sieci elektrycznej lub sieci Mbus przewodowy

### Solidne

ULTRAHEAT® to wytrzymałe liczniki, opracowane dla wszystkich typów instalacji. W przetwornikach przepływu zastosowano DuraSurface™, czyli specjalny profil wewnątrz odcinka pomiarowego, zwiększający odporność licznika na zabrudzenia i inne zanieczyszczenia. Nowe nadajniki ultradźwiękowe wykonane ze stali nierdzewnej, zapewniają dokładną pracę w najbardziej niesprzyjających warunkach. To wszystko gwarantuje, że ULTRAHEAT® może być używany przez wiele lat, bez ryzyka awarii i konieczności konserwacji.

### Elastyczne

ULTRAHEAT® posiadają wymienne czujniki temperatury, wymienne zasilanie oraz

moduły komunikacyjne. Dziennik kalibracji ULTRAHEAT umożliwia 5-cio krotne zmiany: miejsca instalacji (zas->pow), jednostki głównej i typu czujników temperatury, w dowolnym momencie, nawet podczas eksploatacji licznika. W liczniku można również dokonać aktualizacji oprogramowania układowego FW. Dzięki temu urządzenie zawsze będzie spełniało aktualne i przyszłe wymagania, a Użytkownicy korzystają z mniejszej liczby wariantów magazynowych.

Dokładne – Adaptacyjny tryb pomiarowy  
Interwał pomiaru przepływu jest stały i wynosi 2 sekundy. Tryb adaptacyjny oznacza, że pomiar różnicy temperatur jest wykonywany w zmiennych odstępach czasu. W przypadku wykrycia gwałtownego wzrostu przepływu (≥30%) licznik automatycznie przechodzi na szybszy cykl pomiaru temperatury (4s). Gdy różnica temperatur będzie zmieniać się o mniej niż 1K, licznik powraca do normalnego cyklu pomiaru (32s), oszczędzając baterie. Integracja, czyli obliczenie energii i objętości wykonywana jest co 2 sekundy, niezależnie od interwału pomiaru temperatury. Tryb adaptacyjny jest korzystny gdy ciepłomierz pracuje w układzie podgrzewania ciepłej wody użytkowej, ponieważ w takiej instalacji mają miejsce największe i najczęstsze wahania przepływu chwilowego.

### Smart Meter

ULTRAHEAT® posiada gniazda do montażu modułów komunikacyjnych. Moduły są wymienne, co pozwala dostosować licznik do bieżących wymogów komunikacyjnych. Duże przestrzenie instalacyjne wewnątrz

urządzenia pozwalają na łatwe podłączenie kabli komunikacyjnych i czujników. Moduły M-Bus mają cztery zaciski zamiast dwóch, aby ułatwić łączenie szeregowo, dzięki czemu nie trzeba używać zewnętrznych skrzynek przyłączeniowych. Kluczową cechą ULTRAHEAT® T450 jest funkcja **Power-over M-Bus**, która zasilą licznik przez sieć M-Bus, zapewniając prawie nieograniczoną żywotność baterii.

### EED Ready

Liczniki ULTRAHEAT® z usługą GlobeOMS zapewniają zgodność z wymaganiami Pakietu Zimowego i dyrektywy w sprawie efektywności energetycznej 2018/2002/UE. Wyróżniającymi cechami są:

- interoperacyjność – interfejsy funkcjonują w pełnej zgodności z obowiązującą normą PN EN 13757 (wMBus), bez ograniczenia dostępu i bez ograniczonych możliwości ich implementacji (Ramy Interoperacyjności według EIF 2.0),
- e-administracja – GlobeOMS umożliwia udostępnianie parametrów, np. elektronicznych form faktur, zg. z ustawą z dnia 17 lutego 2005 r. o informatyzacji działalności podmiotów realizujących zadania publiczne, mającej na celu zwiększenie oszczędności energii przez odbiorców końcowych, mniejsze zużycie energii przez urządzenia oraz zmniejszenie strat w przesyłce i dystrybucji energii elektrycznej, ciepła i gazu.

Stwarza to dogodne warunki dla bardziej efektywnego korzystania z mediów i generuje oszczędności dla dostawców i pojedynczego gospodarstwa domowego.

# MONITOROWANIE STANU TECHNICZNEGO

## krytycznych wentylatorów osiowych

**dr inż. Ryszard Nowicki**

ekspert w zakresie systemów zabezpieczania maszyn i urządzeń, diagnostyki stanu technicznego maszyn oraz systemów wspomagania UR na poziomie przedsiębiorstwa i koncernu

Problematyka utrzymania ruchu, w szczególności dla maszyn krytycznych oraz tych, które mają duże znaczenie dla realizowanego procesu produkcyjnego, jest nierozdzielnie związana z potrzebą oceny stanu technicznego. Jeden z problemów, obserwowany od ponad dekady, to poprawność podejścia do monitorowania wentylatorów osiowych dużej mocy, które są ważnym elementem systemu produkcyjnego w blokach energetycznych.

**W**entylatory te mogą być wykorzystywane zarówno bezpośrednio w procesie produkcyjnym (wentylatory powietrza, wentylatory spalin), jak i w systemach mających obniżyć emisję substancji szkodliwych do środowiska, tzn. w oczyszczaniu spalin. Zastosowanie systemu monitorowania i zabezpieczeń (SMiZ) winno być dostosowane do krytyczności wentylatora, a ta wynika z wymagań sformułowanych przez firmę EPC, która realizuje kontrakt na budowę nowego bloku energetycznego (lub jego części) i która winna być najlepiej świadoma krytyczności poszczególnych urządzeń dla pracy bloku. Natomiast jeszcze lepiej, kiedy wymagania dla systemu nadzoru (uwarunkowane krytycznością maszyn) sformułuje inwestor w ramach przygotowanej przez niego, jeszcze przed przystąpieniem do wyboru wykonawcy, specyfikacji istotnych warunków zamówienia (SIWZ).

### Co wpływa na dobór systemu monitorowania?

Podstawową charakterystyką, która powinna być uwzględniona przy doborze SMiZ, jest krytyczność wentylatora. Inne komponenty systemu są dopuszczalne do zastosowania w przypadku, gdy wentylator spełnia funkcję pomocniczą, a inne wtedy, kiedy od jego pracy jest w znacznym stopniu (lub nawet całkowicie) zależne działanie instalacji produkcyjnej. Na dużych blokach energetycznych o mocy do 500 MW spotyka się współcześnie najczęściej wentylatory o ważności 100%.

W przypadku bloków gigawatowych wykorzystywane są na ogół dwa wentylatory, tzw. 50-60 procentowe i tylko w przypadku działania obu z nich blok może realizować produkcję z mocą nominalną.

O wysokiej ważności mówi się również w przypadku wykorzystywania takich wentylatorów na instalacjach oczyszczania spalin. Bywa, że w elektrowniach taka pojedyncza instalacja pracuje na rzecz kilku bloków. Naruszenie jej funkcjonalności będzie powodować podwyższenie emisji, a w ślad za tym – nałożenie na elektrownię kar finansowych, które mogą istotnie wpłynąć na uzyskiwany wynik ekonomiczny.

Jeśli krytyczność wentylatora jest niewielka, to można sobie pozwolić na monitorowanie jego stanu technicznego, ograniczając się do nadzoru temperatur i drgań.

Na fot. 1 pokazano czujnik drgań, który monitoruje stan techniczny wentylatora. Dostawca wykorzystał tylko jeden czujnik, który został umieszczony na zewnątrz kanału. Wentylator był uznawany w elektrowni jako krytyczny, natomiast sposób monitorowania zastosowany przez jego producenta był na poziomie właściwym dla maszyny pomocniczej i został uznany przez użytkownika za dalece niewystarczający.

Posiadając ocenę krytyczności wentylatora należy przystąpić do wyboru czujników i pomiarów, które będą wystarczająco efektywnie wspomagać UR bazujące na stanie technicznym (dla maszyny krytycznej) lub prewencyjne (dla maszyny pomocniczej). Jeśli



wentylator jest krytyczny dla funkcjonowania bloku, to dokonując wyboru czujników należy wziąć pod uwagę następujące kwestie:

- **ZORIENTOWANIE OSI AGREGATU<sup>1</sup>:** większość wentylatorów osiowych pracuje z poziomą osią wirnika, choć zdarzają się również przypadki, w których duże wentylatory są instalowane w kanałach pionowych i wtedy cały agregat posiada pionową oś wałów (przy takim scenariuszu silnik jest najczęściej usytuowany wewnątrz kanału przepływowego), bądź też wykorzystywana jest przekładnia kąтова i silnik jest usytuowany poziomo na zewnątrz kanału. W tym artykule dyskusja zostanie ograniczona do wentylatorów z osią poziomą, wykorzystujących silniki usytuowane na zewnątrz kanału.
- **RODZAJ ŁOŻYSK:** w zdecydowanej większości przypadków wykorzystywane są łożyska toczne. Jedynie przy agregatach o wyższych mocach stosuje się łożyska ślizgowe. Wymienione łożyska wymagają użycia różnych czujników drgań. W każdym przypadku na wentylatorze wyróżnia się trzy łożyska: dwa nośne i jedno oporowe.
- **LICZBA STOPNI WIRNIKA:** w zależności od potrzebnego ciśnienia wykorzystywane są wentylatory 1- lub 2-stopniowe. Ideowe schematy konstrukcyjne obu typów wentylatorów pokazano na rys. 1. Wentylatory 2-stopniowe winny być staranniej oczyunikowane niż wentylatory 1-stopniowe.
- **PRĘDKOŚĆ WIROWANIA WIRNIKA:** prędkość obrotowa wirnika może być stała lub (co ma miejsce w niektórych aplikacjach) zmienna. W celu regulacji prędkości obrotowej wykorzystywane są napędy VFD albo hydrauliczne (przekładnie lub sprzęgła). Wentylatory zmiennoodrotowe wymagają bardziej starannego monitorowania niż stałoodrotowe.
- **TEMPERATURA MEDIUM W KANALE:** temperatura medium uzależniona jest od wymagań procesowych. Maksymalna temperatura medium określa wymagania temperaturowe dla czujników i kabli czujnikowych instalowanych wewnątrz kanału przepływowego.

## Uszkodzenia

Awarie wentylatorów są powodowane przez różne przyczyny, jak np.: brak odpowiedniej konserwacji, słabe cechy konstrukcyjne, słabość stosowanych elementów zamiennych, pośpieszny montaż fabryczny, brak właściwego monitorowania stanu technicznego oraz procesu, niestabilność aerodynamiczna (utyk). Utyk to termin używany, gdy ciśnienie w systemie przekracza maksymalny punkt na charakterystyce wentylatora. Utyk wentylatora jest bardzo niestabilnym stanem pracy, a nadmierne turbulencje aerodynamiczne będą powodować drgania rezonansowe łopatek wentylatora prowadzące do koncentracji naprężeń, a następnie pęknięć i dezintegracji.

Utrata integralności mechanicznej wirnika to najpoważniejsze z mogących wystąpić uszkodzeń.

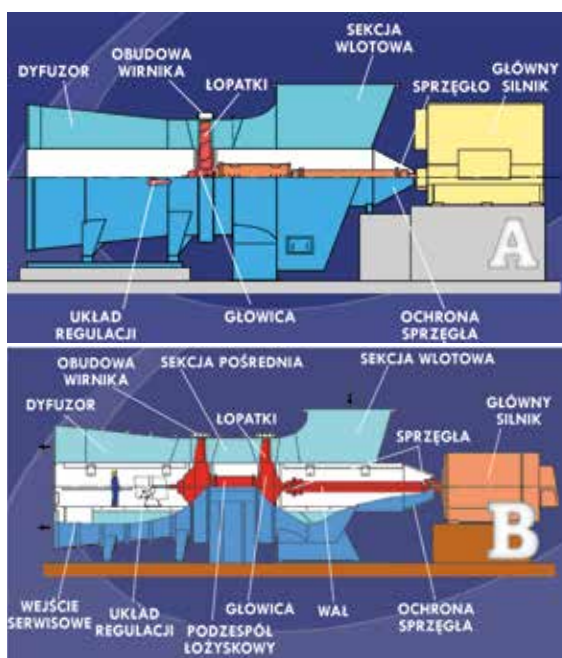


**FOT. 1**  
Czujnik drgań nadzorujący stan dynamiczny wentylatora

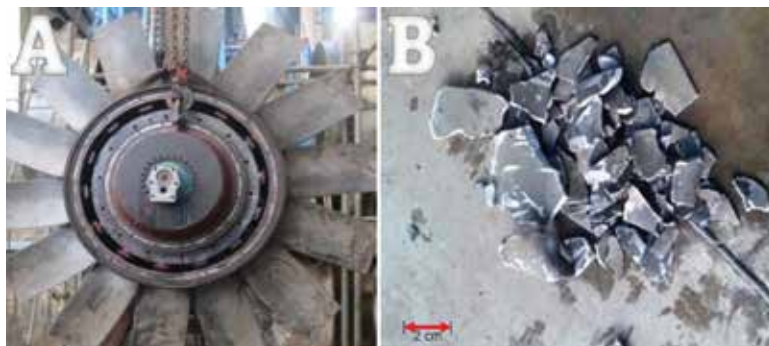
Na fot. 2 [1] pokazano wirnik wentylatora przed zainstalowaniem oraz szereg elementów znalezionych w kanale przepływowym po jego dezintegracji. W dolnym narożniku fot. B zamieszczono strzałkę skalującą, która pomaga w ocenie wielkości złomu połopatkowego.

Natomiast na fot. 3 [1] pokazano wirnik podczas demontażu po zaistnieniu awarii. Fot. A prezentuje wirnik od frontu (czerwoną strzałką zaznaczono kierunek obrotów roboczych) po utracie integralności, a na fot. B strzałkami wskazano miejsca, w których nastąpiła dezintegracja łopatek. W zdecydowanej większości przypadków doszło do urwania górnej części łopatek (np. pokazanego strzałką 2), ale również zdarzyło się urwanie całej łopatki w pobliżu jej mocowania (co pokazuje strzałka 1).

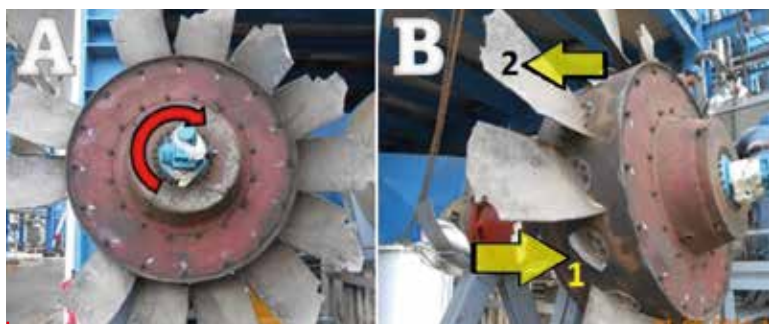
Z perspektywy UR oraz nadzoru procesu produkcyjnego ważna jest wiarygodna informacja o zmianie



**RYS. 1**  
Podstawowe elementy składowe poziomego wentylatora osiowego (A) i dwustopniowego (B)



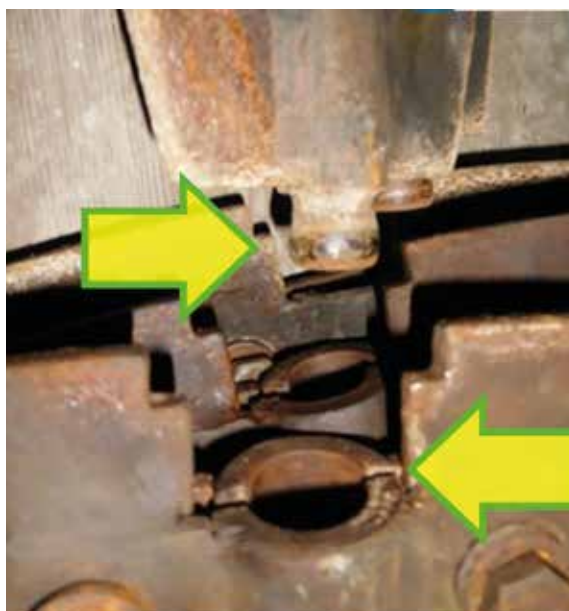
**FOT. 2**  
(A) Wirnik wentylatora na etapie instalacji, (B) jego fragmenty znalezione w kanale



**FOT. 3**  
Zdemontowany wirnik (A) widok z przodu, (B) charakterystyczne miejsca dezintegracji



**FOT. 4**  
Skorodowany wirnik wentylatora



**FOT. 5**  
Rozkalibrowanie połączenia łopatki z głowicą wirnika

stanu technicznego każdego agregatu krytycznego. Natomiast z punktu widzenia perspektywicznej pracy takich agregatów, równie ważnym jest odpowiedzenie na pytanie o przyczynę zaistniałej destrukcji. Poszukiwanie odpowiedzi dotyczącej tego powodu przyczyny wykracza już poza ramy UR bazującego na stanie technicznym (CBM<sup>2</sup>), które wspomagane jest przez SMiZ i wchodzi w obszar niezawodnościowego UR (RCM<sup>3</sup>). W tym przypadku poszukiwanie odpowiedzialnej za zniszczenie wirnika przyczyny może wymagać zastosowania skaningowego mikroskopu elektronowego, aby określić morfologię pęknięcia oraz techniki EDS<sup>4</sup> celem wykonania lokalnej analizy chemicznej, która będzie pomocna w celu zbadania osadów w warstwie przypowierzchniowej zniszczonej łopatki.

Do przyspieszonej degradacji wentylatora może dochodzić nie tylko w konsekwencji następującej krok po kroku dezintegracji, ale także w konsekwencji takich procesów, jak korozja oraz zmęczenie materiałowe. Na fot. 4 pokazano wirnik wentylatora, za którego stan techniczny (zgodnie ze źródłem [2]) była odpowiedzialna korozja.

Regulacja przepływu wentylatorów osiowych jest najczęściej realizowana poprzez zmianę kąta ustawienia łopatek. Może się zdarzyć, że działaniu wentylatora towarzyszą niestabilne przepływy medium w okolicy wirnika. W jednej z europejskich elektrowni dochodziło do częstego uszkodzania wirnika, w sposób jak na fot. 5. Pokazano na nim strzałkami rozkalibrowanie połączenia łopatki z głowicą. Problem ten dotyczył wszystkich łopatek wirnika. Powiększenie się luzu prowadziło do coraz większego grzechotania wentylatora, a po wymianie łopatek, po jakimś czasie problem się powtarzał. Oceniono, że przyczyną pojawienia się luzów są właśnie wcześniej wymienione niestabilności przepływu w rejonie wirnika, a najprawdopodobniej brak jednorodności przepływu na wejściu do wirnika.

Oprócz omówionych przykładowo uszkodzeń, na agregatach wentylatorowych występują również tradycyjne problemy ruchowe, takie jak np. uszkodzenia łożysk, naruszenie poprawności osiowania czy zmiana stanu technicznego napędu. Czasami jednak pojawiają się także problemy nietypowe. Na fot. 6A pokazano wentylator ID z fragmentem zdjętej izolacji, natomiast na 6B – skorelowanie zmiany poziomu drgań ze zmianą poziomu mocy. W ciągu kilku dni, w czasie których obudowa była zdemontowana, poziom drgań był całkowicie niezależny od zmiany mocy, natomiast wcześniej i później, tzn. gdy obudowa jest zainstalowana, poziom drgań jest wyższy i uzależniony od mocy. Uzależnienie zmiany poziomu drgań mającego być symptomem stanu technicznego od parametru procesowego, jakim jest moc, nie jest korzystne, bowiem osłabia możliwości predykcyjnej oceny stanu technicznego.

W kolejnych punktach omówionych zostanie kilka problemów, które miały miejsce w energetyce krajowej.

# isoTex

Materace izolacyjne



25 lat doświadczenia w produkcji tekstylnych izolacji termicznych



[www.isotex-poland.com](http://www.isotex-poland.com)

Komorów 9a, Syców

|

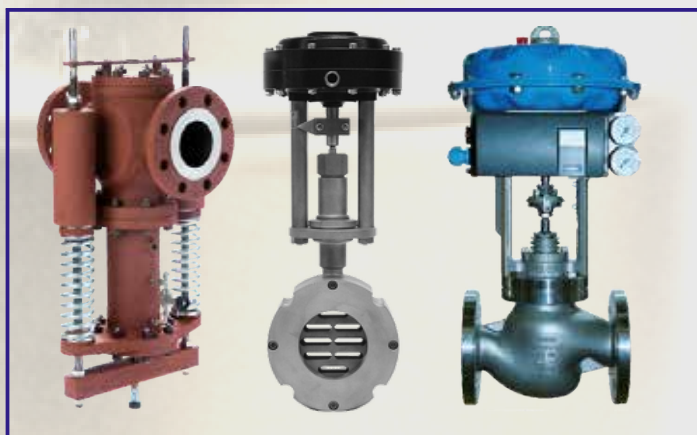
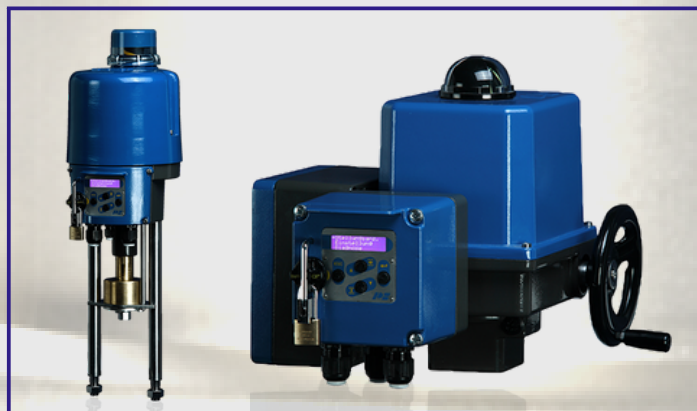
[info@isotex-poland.com](mailto:info@isotex-poland.com)

|

606 292 560



# ARMATURA PRZEMYSŁOWA



Firma NPI Spółka z o.o. od kilkunastu lat jest jednym z najważniejszych dostawców armatury przemysłowej w Polsce. W naszej ofercie znajdziecie Państwo armaturę najwyższej jakości. Sprzęt, który oddajemy w ręce naszych klientów pochodzi zawsze od najlepszych producentów. Ich doświadczenie i nasza pasja sprawiają, że to co oferujemy jest wyjątkowe zarówno pod względem parametrów, jak również innowacyjności.

Dzięki własnym halom magazynowym i zaangażowaniu naszych dostawców jesteśmy w stanie zapewnić naszym klientom stałe dostawy oraz sprostać nawet najtrudniejszym zamówieniom. Nasza oferta jest stale aktualizowana o najnowsze osiągnięcia techniczne by zawsze była na czasie.

**NPI Spółka z o.o.**

ul. Trzebnicka 7  
55-095 Szczodre

+48 71 399 85 85 [npi@npi.com.pl](mailto:npi@npi.com.pl)



[www.npi.com.pl](http://www.npi.com.pl)

### Przypadek nr 1

Na wybudowanym w końcu lat 90. bloku energetycznym zastosowano wentylatory osiowe wyposażone w czujniki drgań sejsmicznych, które były zamontowane wewnątrz kanału przepływowego, na obudowie łożysk tocznych utrzymujących wirnik. Bezpośrednio po uruchomieniu system monitorowania przestał działać. Okazało się, że przyczyną tego stanu rzeczy są czujniki drgań, których maksymalna dopuszczalna temperatura stosowania była poniżej normalnej temperatury medium przepływającego w kanale.

Rodzi się pytanie: czy producentowi wentylatora nie była znana zmienność temperatury medium, czy też zainstalował on pierwsze lepsze czujniki, nie dbając o sprawdzenie, czy będą one pracować w środowisku, do którego nie są przystosowane?

Opisany przypadek nie jest jedynym, który miał miejsce w krajowej energetyce, tzn. w systemie monitorowania producent maszyny (lub EPC) zastosował czujniki drgań, które – jak się okazało dopiero po uruchomieniu bloku – nie były dostosowane do pola zmienności temperatury nadzorowanej maszyny. Nie jedyny to błąd na poziomie części obiektowej systemu monitorowania. W wielu przypadkach zastosowany został monitoring drgań, którego rozwiązanie nie odpowiadało najlepszej praktyce inżynierskiej<sup>5</sup>.

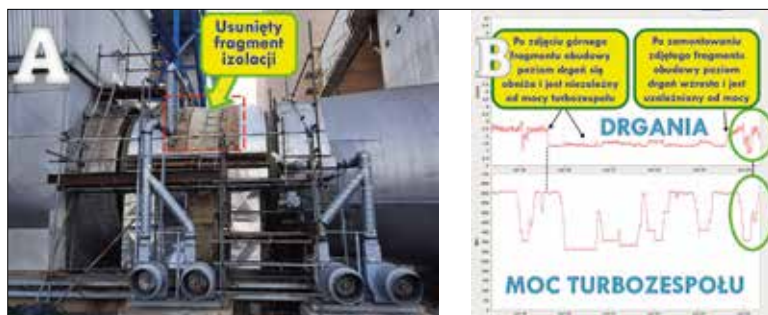
### Przypadek nr 2

Ośmioblokowa elektrownia systemowa zrealizowała nową inwestycję na rzecz minimalizowania oddziaływania na środowisko. Zastosowano podejście, w którym pojedyncza instalacja pracuje na rzecz dwóch bloków. Jedną z maszyn tej instalacji jest duży wentylator osiowy. Został on przez producenta wyposażony w pojedynczy sejsmiczny czujnik drgań, zamocowany do zewnętrznej ściany kanału przepływowego (tak jak to pokazano na fot. 1). W związku z tym, że elektrownia ta posiadała kilkanaście lat bogatego doświadczenia z wykorzystywaniem systemów monitorowania w celu wspomagania zarówno UR, jak i produkcji, szybko jej specjaliści doszli do konkluzji, że dostarczony kadłubkowy system monitorowania dla agregatu klasyfikowanego jako krytyczny nie jest wystarczający.

Zostało zainicjowane i podjęte zadanie opracowania wytycznych projektowych dla systemu monitorowania, który umożliwi efektywne nadzorowanie stanu technicznego tego agregatu. Projekt taki został wykonany.

### Przypadek nr 3

W trakcie ruchu próbnego nowego bloku gigawatowego doszło do jego kilku „odstawień” spowodowanych sposobem rozwiązania SMiZ dla wentylatorów osiowych. Dostawca wentylatorów (lub firma realizująca budowę bloku) w przedstawionej propozycji systemu monitorowania dedykowanego tym wentylatorom zaproponowała rozwiązanie zabezpieczenia zbliżone do opisanego w poprzednim przypadku, tyle



FOT. 6  
Wentylator ID: (A) zdemontowany fragment obudowy, (B) uzależnienie drgań od mocy

że zamiast pojedynczego czujnika drgań, użyto trzech. Czujniki te utwierdzono na zewnętrznej ścianie kanału przepływowego w bezpośredniej bliskości siebie. Zastosowaniu trzech czujników w połączeniu z logiką działania zabezpieczeń „2 sygnały z 3” przyświecała idea zminimalizowania (lepiej: wyeliminowania) fałszywych odstawień, tzn. takiej aktywności systemu zabezpieczeń, która nie jest spowodowana zmianą stanu technicznego wentylatora, a uszkodzeniem któregoś elementu SMiZ, skutkującego zadziałaniem alarmu.

Dyrekcja budowy bloku zgłosiła zastrzeżenia do proponowanego rozwiązania, wnosząc o uzupełnienie monitorowania przez dodanie czujników drgań w węzłach łożyskowych agregatu oraz o dodanie czujnika znacznika fazy, który umożliwi bardziej zaawansowany monitoring. Życzenie to zostało częściowo spełnione przez EPC i agregat dostarczony z wybranymi dodatkowymi czujnikami. Jednak do czasu rozpoczęcia próbnego ruchu bloku, czujniki te nie zostały skonfigurowane, a sygnały przez nie generowane nie zostały włączone do blokowego systemu diagnostyki, którym był wykorzystywany także w wielu elektrowniach SYSTEM 1.

W czasie ruchu próbnego doszło kilkakrotnie do odstawienia bloku w konsekwencji dziwnego zachowania ww. trzech czujników sejsmicznych (vide RAMKA 1). Z początku winą za odstawienie obciążono SMiZ: SYSTEM 3500. Natomiast analiza danych zgromadzonych w systemie diagnostyki wskazała na wysokie prawdopodobieństwo postępującej dezintegracji wirnika, a zatem zasadność działania systemu zabezpieczeń.

W RAMCE 2 opisano pewne możliwości funkcjonalne SMiZ. Jedną z pożądanych w tej sytuacji jest uruchamianie alarmu w sytuacji, w której jakieś kanały SMiZ znajdują się w stanie „NOT OK”. Zaprogramowany dla kilku wentylatorów osiowych w tej elektrowni SMiZ posiada wszystkie funkcjonalności opisane w RAMCE 2 i to w najbardziej zaawansowanym wydaniu. Jednak funkcjonalności te nie zostały wykorzystane należycie w procesie projektowania i wdrażania systemu zabezpieczenia pracy bloku, w konsekwencji naruszenia lub podejrzenia naruszenia stanu technicznego wentylatorów osiowych.

Zrealizowano mało poprawną procedurę zabezpieczenia pracy bloku, bowiem przy konfigurowaniu systemu sterowania i monitorowania procesu

(DCS) nie uwzględniono należyte długości czasu autotestowania kanałów SMiZ, które wchodziły w stan NOT OK. Wdrożenie było „mało poprawne”, bowiem przy jego opracowywaniu uwzględniono jedynie sygnały z dyskusyjnie zainstalowanych sejsmicznych czujników drgań na kanale, zignorowano sygnały z bardziej poprawnie zainstalowanych czujników drgań w węzłach łożyskowych agregatu, nie wykorzystano możliwości skonfigurowania alarmów wektorowych<sup>6</sup> i nie wzięto pod uwagę czasu wymaganego do przeprowadzenia pełnej autodia-

gnostyki przez SMiZ. W konsekwencji zadziałanie zabezpieczeń egzekwowane przez DCS następowało przed zakończeniem autodiagnostyki i w wątpliwy sposób było skorelowane ze stanem technicznym, który zasadnie by takiego odstawienia wentylatora i w konsekwencji bloku wymagał.

Sposób skonfigurowania systemów (SMiZ oraz DCS i ich interfejsowanie z EDS) oraz rozwiązania problemu w zakresie tematu „zarządzanie alarmami” nie wskazuje na wysoki profesjonalizm żadnej ze stron, które winny być zainteresowane rozwiązaniem problemu. Kilka kwartałów później, w tej samej elektrowni doszło ponownie do nie do końca zasadnego odstawienia bloku z powodu innego wentylatora osiowego, który był monitorowany bardzo podobnie do wentylatora opisanego w tym przypadku.

#### Przypadek nr 4

W modernizowanej elektrowni uruchomiono kolejny blok energetyczny, na którym wykorzystywany jest wentylator osiowy 100%. Został on zabezpieczony identycznie jak w przypadku nr 3, natomiast tzw. monitoring drganiowy jest ograniczony wyłącznie do ww. trzech czujników drgań umieszczonych na korpusie kanału wentylatora i działających z logiką „2 z 3”. W czasie trwającego kilka lat procesu inwestycyjnego inwestor nie wykazał żadnego zainteresowania systemem monitorowania stanu technicznego tego wentylatora – bez wątplenia krytycznego. Tak więc można jedynie domniemać, że monitorowanie agregatu krytycznego w sposób technicznie wątpliwy nawet dla agregatu pomocniczego jest przez niego akceptowany.

Wkrótce po uruchomieniu wystąpił na tym agregacie problem ze sprzęgłem.

Zdarza się, że przyczyną odpowiedzialną za uszkodzenie sprzęgła są drgania skrętne (vide RAMKA 3).

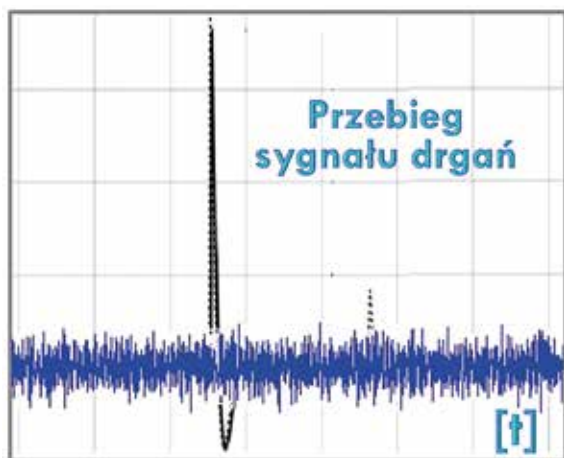
#### Zalecenia dla implementacji czujników

Wszystkie czujniki instalowane wewnątrz kanału przepływowego winny wytrzymywać temperaturę nieco wyższą od nominalnie maksymalnej temperatury medium.

W przypadku wentylatorów z łożyskami tocznymi, dostawcy proponują na ogół zastosowanie pojedynczego czujnika przyspieszeń drgań. Rozwiązanie takie (jeśli czujnik jest mocowany na stojaku łożyskowym) jest wystarczające dla agregatów klasyfikowanych jako pomocnicze, dla których wystarcza stosowanie prewencyjnego UR i na ogół dość dobrze zabezpiecza interesy dostawcy na okoliczność zapobiegania poważniejszej awarii wentylatora w okresie obowiązywania gwarancji. Podejście takie nie jest wystarczające dla maszyn klasyfikowanych jako krytyczne.

Dla osiowych agregatów wentylatorowych wykorzystywanych w energetyce na większych blokach, których krytyczność jest 50-procentowa lub wyższa, winien być zastosowany system monitorowania jak scharakteryzowany poniżej.

#### MONITORING DRGAŃ?



Na powyższym rysunku pokazano przebieg sygnału drgań. W kolorze niebieskim zobrazowano ich składową, która jest generowana w sposób ciągły i odzwierciedla permanentnie zachodzące drgania kanału generowane przez przepływające medium oraz wymuszone pracą wentylatora. To właśnie przepływ medium oraz drgania mechaniczne przenoszące się ze stojaka łożyskowego dzierżącego wirnik są przyczyną ciągłych (stacjonarnych) drgań korpusu wentylatora. Dochodzi do dezintegracji, tzn. urywa się kawałek łopatki wirnika lub nawet cała łopatka. W stacjonarnym sygnale pojawia się składowa impulsowa (pokazana na rysunku w kolorze czarnym). Trudno na tak wygenerowany impuls patrzeć jak na sygnał drganiowy, choć jest on wynikiem działania czujnika drgań. Taka impulsowa składowa może, ale nie musi, powodować przekroczenie skonfigurowanego progu alarmowego. To, czy zostanie on przekroczony czy też nie, będzie zależało od masy oderwanego elementu wirnika oraz od odległości punktu kanału, w który on uderzy w stosunku do punktu, w którym utwierdzony jest czujnik drgań (i żeby być precyzyjnym, będzie także zależało od tzw. funkcji przejścia między tymi dwoma punktami). Taki krótkotrwały impuls jest traktowany przez system monitorowania drgań jako podejrzan (bo nie jest to typowy sygnał drganiowy i może być spowodowany przez różne inne przyczyny niż zmiana stanu technicznego) i w konsekwencji SMiZ dla toru pomiarowego, w którym to zdarzenie wystąpiło, uruchamia procedurę autodiagnostyki – nienormalność trzeba sprawdzić, zanim spowoduje się zadziałanie przekaźnika alarmu (vide RAMKA 2).

**MOCOWANIE WIRNIKA WENTYLATORA W ŁOŻYSKACH TOCZNYCH:** Czujniki przyspieszeń drgań na stojaku łożyskowym. W przypadku wentylatora jedno-stopniowego – w liczbie od 3 do 5, a dwustopniowego – raczej 5 czujników niż 3. Jeden z nich usytuowany na kierunku osiowym, mocowany do stojaka łożyskowego z łożyskiem oporowym. Jeśli wykorzystywanych jest 5 czujników, to 4 z nich w konfiguracji pion – poziom na stojakach łożyskowych wirnika. Na rys. 2 pokazano zalecaną lokalizację czujników drgań na wentylatorze.

**MOCOWANIE CZOPÓW W ŁOŻYSKACH ŚLIZGOWYCH:** Bezkontaktowe czujniki wiroprowadowe w konfiguracji XY w każdym węźle łożyskowym oraz dodatkowo 2...3 czujniki nadzorujące ślizgowe łożysko oporowe.

#### Temperatury:

- Czujniki temperatury łożysk tocznych powinny być zaaplikowane wg najlepszej praktyki producentów wentylatora i silnika.
- Monitorowanie temperatury każdego łożyska ślizgowego winno być zrealizowane zgodnie z wymaganiami standardu API 670. Dodatkowo musi być monitorowana temperatura oleju na wpływie i spływie.
- Silnik powinien być wyposażony w pomiary temperatury uzwojeń stojana, realizowane w dwóch punktach dla każdej fazy. Wykorzystywanie na tę okoliczność termistorów nie jest wskazane. Jeśli producent silnika wymaga ich zastosowania celem włączenia do systemu zabezpieczeń, to dodatkowo winny być zainstalowane czujniki termooporowe typu Pt100.

## ZAAWANSOWANE FUNKCJONALNOŚCI SMiZ

Systemy monitorowania i zabezpieczeń posiadają różne funkcjonalności. Nie w każdym przypadku charakteryzują się one wszystkimi wymienionymi poniżej, a na dodatek każda z nich może w systemie zostać zaimplementowana na różnym poziomie zaawansowania.

### 1. TIME DELAY

Funkcjonalność TIME DELAY\* umożliwia skonfigurowanie opóźnienia czasowego na zadziałanie przekaźnika alarmu od momentu wystąpienia przekroczenia progu alarmowego. Alarm może być aktywowany dopiero wtedy, gdy przekroczenie nastawy alarmowej utrzymuje się dłużej niż skonfigurowany TIME DELAY.

Funkcjonalność ta zapobiega niezamierzonym alarmom, które mogłyby być wynikiem krótkotrwałego impulsu nałożonego na sygnał drganiowy dochodzący do systemu zabezpieczeń, ale którego źródłem nie są przyczyny dynamiczne związane z pracą zabezpieczanej maszyny.

Takie impulsy mogą być wynikiem zaszumienia elektromagnetycznego (wpływającego bezpośrednio na czujnik, lub na kable sygnałowe wykorzystywane do jego połączenia z kasetą SMiZ), albo zaszumienia mechanicznego (powodującego krótkotrwały skok poziomu sygnału drgań, który jednak nie jest konsekwencją zmiany stanu technicznego nadzorowanej maszyny).

### 2. AUTODIAGNOSTYKA SMiZ

SMiZ maszyny krytycznej winien posiadać funkcjonalność autodiagnostyki swoich komponentów, a więc diagnozowaniu winny podlegać: (i) poprawność działania kart elektroniki odpowiedzialnej za przetwarzanie sygnałów, (ii) poprawność działania czujników oraz (iii) racjonalność sygnałów przekazywanych od części obiektowej systemu do elektroniki, (iv) poprawność torów zasilania, etc.

Jeśli autodiagnostyka stwierdzi naruszenie poprawności technicznej lub ma wątpliwości co do racjonalności sygnału, następuje przełączenie tego wątpliwego kanału w tryb pracy „NOT OK” i rozpoczyna się bardziej zaawansowane autotestowanie. Jego wynikiem jest wypracowywanie konkluzji: czy komponenty SMiZ działają poprawnie i sygnalizacja „NOT OK” może być usunięta, czy też stan nienormalny utrzymuje się i wymaga interwencji serwisowej.

### 3. TRUE ALARM oraz NOT TRUE ALARM\*

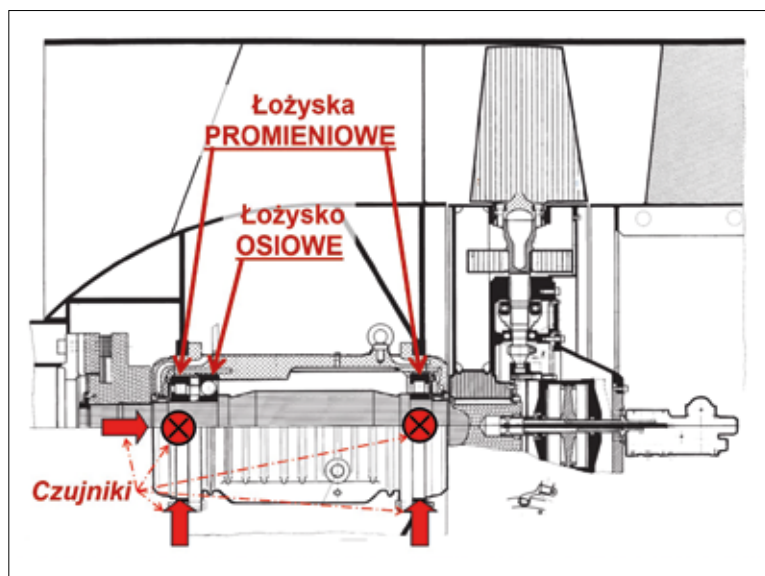
Pod pojęciem TRUE ALARM rozumie się te wszystkie alarmy, które są wygenerowane poprawnie przez SMiZ. Natomiast może zdarzyć się sytuacja, w której bardzo ważne zabezpieczenie jest chwilowo zdezaktywowane na pracującej maszynie (czy to w konsekwencji działań serwisowych czy też w konsekwencji uruchomienia procedury AUTODIAGNOSTYKI). W takiej sytuacji dla takiego kanału pojawia się flaga „NOT OK”, a w logice zabezpieczeń uruchamia się funkcjonalność „NOT TRUE ALARM” (skonfigurowana wcześniej na taką właśnie okoliczność przez użytkownika zgodnie z jego preferencjami).

### 4. PROGRAMOWANIE LOGICZNE

SMiZ charakteryzują się różnym zaawansowaniem programowania logicznego zabezpieczeń. Zaawansowanie to może dotyczyć liczby sygnałów uwzględnianych w alarmie, liczby kroków zdania logicznego programu, liczby progów alarmowych, a także zróżnicowania alarmowania i w konsekwencji działania zabezpieczeń w zależności od rodzaju alarmu: TRUE lub NOT TRUE.

\* TIME DELAY = opóźnienie czasowe

\*\* TRUE ALARM = alarm prawdziwy; NOT TRUE ALARM = alarm nieprawdziwy.



RYS. 2  
Miejsce lokalizacji czujników przyspieszeń na stojaku łożyskowym tocznie

**IMPLEMENTACJA CZUJNIKA ZNACZNIKA FAZY:** czujnik wiroprądowy zainstalowany na silniku w przypadku agregatów, w których wentylatory są napędzane bezpośrednio. Przy agregatach wykorzystujących np. przykładnie lub sprzęgła hydrauliczne, a więc posiadających niezależnie obracające się dwa systemy wirnikowe, znaczniki fazy powinny być zainstalowane dla każdej takiej linii wałów.

**MONITOROWANIE SILNIKA [3]:** w tym celu winien być wykorzystywany profesjonalny SMiZ silnika (np. MULTILIN). Alternatywnie mogą być wykorzystywane systemy monitorowania anomalii (np. eMCM).

**MONITOROWANIE IZOLACJI OBWODÓW SILNIKA:** jeśli sposób rozwiązania konstrukcyjnego obwodów zasilania silnika jest taki, że można zastosować przekładnik prądowy o wysokiej czułości [4], to może być on stosowany celem monitorowania stanu technicznego (tzn. osłabienia) izolacji stojana. Jeśli nie jest to możliwe, stosujemy kondensatory sprzęgające wykorzystywane w celu prowadzenia monitorowania stanu uzwojeń z pomocą WNZ.

## DRGANIA SKRĘTNE SYSTEMU WIRNIKÓW

Jednym z rodzajów drgań mechanicznych są drgania skrętne systemu wirnikowego.

### KIEDY SIĘ POJAWIAJĄ

Drgania skrętne mogą się pojawić:

- w czasie procesu przejściowego (np. rozruch) agregatu;
- w czasie pracy agregatu w warunkach obciążenia nominalnego, gdy występują pobudzenia skrętne;
- w konsekwencji zmiany stanu technicznego agregatu.

### NOWA INWESTYCJA

W branży chemicznej dla wszystkich agregatów, dla których przewiduje się możliwość zagrożenia stanu technicznego z powodu wystąpienia drgań skrętnych, wymaga się od dostawcy przedstawienia raportu, określającego częstotliwości skrętnych drgań własnych systemu wirnikowego (co jest wymagane przez standardy API). Częstotliwości te są wyznaczone obliczeniowo. Przedstawiany raport winien kończyć się konkluzją, że drgania skrętne nie stanowią zagrożenia dla pracy agregatu.

W wiodących przedsiębiorstwach chemicznych, na etapie odbioru inwestycji, dokonuje się dokładnej kontroli zachowania dynamicznego każdego agregatu ważnego dla pracy instalacji. W jednym z takich postępowań przeprowadzonym przez ORLEN rozpoznano w fazie odbioru pobudzenia się systemu wirnikowego do drgań skrętnych. W konsekwencji dostawca był zmuszony do wprowadzenia zmian konstrukcyjnych, które wyeliminowały zidentyfikowany problem.

W ten sposób inwestor uniknął (zapewne długotrwałych – bo tak pokazuje praktyka) problemów ruchowych agregatu, zanim zostały one skutecznie rozpoznane (procedury RCM), kosztów wymaganych na skorygowanie konstrukcji, a co ważniejsze – także obniżenia przychodu w konsekwencji przerw w pracy instalacji po jej oddaniu do ruchu.

Tak zaawansowane procedury nie są znane autorowi z praktyki krajowej energetyki.

### CO POBUDZA WIRNIKI DO DRGAŃ SKRĘTNYCH

Do drgań skrętnych systemu wirnikowego może dojść w przypadku:

- generatorów dużej mocy napędzanych turbinami; do pobudzenia prowadzi skokowa zmiana momentu oporowego, która jest konsekwencją zmiany w obciążeniu sieci energetycznej,
- maszyn (w tym wentylatorów) napędzanych poprzez VFD – do pobudzenia może dojść za przyczyną silnika i skokowych zmian momentu napędowego (permanentne impulsowe zmiany momentu napędowego są konsekwencją ułomności systemu sterowania obrotami silnika),
- osiowych sprzężarek, dmuchaw i wentylatorów w przypadku pojawienia się zaburzeń przepływu zwanego utykaniem (ang. *stall*),
- turbin Francisza za przyczyną zaburzeń przepływu spowodowanych przez tzw. „warkocz” (ang. *vortex*) oraz turbin PELTONA za przyczyną impulsowego działania strumienia wody na wirnik.





Biuro Inżynierskie  
**Softechnik**

## Systemy Automatyki w Energetyce Ciepłej i Przemysłowej

Kompleksowa automatyzacja  
ciepłowni i elektrociepłowni

Systemy automatyki układów  
kogeneracyjnych

Automatyzacja kotłów gazowych,  
węglowych i biomasowych

Automatyka zabezpieczeniowa  
i ograniczenie mocy kotłów

Modernizacja i automatyzacja  
układów hydraulicznych

Komputerowe systemy nadrzędne



**Biuro Inżynierskie Softechnik Sp. z o.o. sp.k.**  
**50-502 Wrocław, ul. Hubska 52/U12**  
**tel. 71-79 49 310, fax 71-79 49 320**  
**softechnik@softechnik.com.pl**  
**www.softechnik.pl**

# TEDOM



## KOGENERACJA

Skojarzona produkcja prądu i ciepła

30+

Firma TEDOM powstała w 1991 roku. W ciągu ćwierć wieku z małej firmy stała się spółką międzynarodową zatrudniającą ponad 750 pracowników i dostarczającą swe produkty na rynki dziesiątek krajów świata.



W chwili obecnej jesteśmy światowym liderem w produkcji agregatów kogeneracyjnych zasilanych biogazem, gazem ziemnym i LPG. Dostarczyliśmy i uruchomiliśmy już ponad 4500 szt. jednostek kogeneracyjnych. Oferujemy agregaty w zakresie mocy 20–10.000 kW.



Własna produkcja silników gazowych sprawia, iż instalacje CHP nie mają dla Nas tajemnic.

**50+**

krajów eksportowych

**60+**

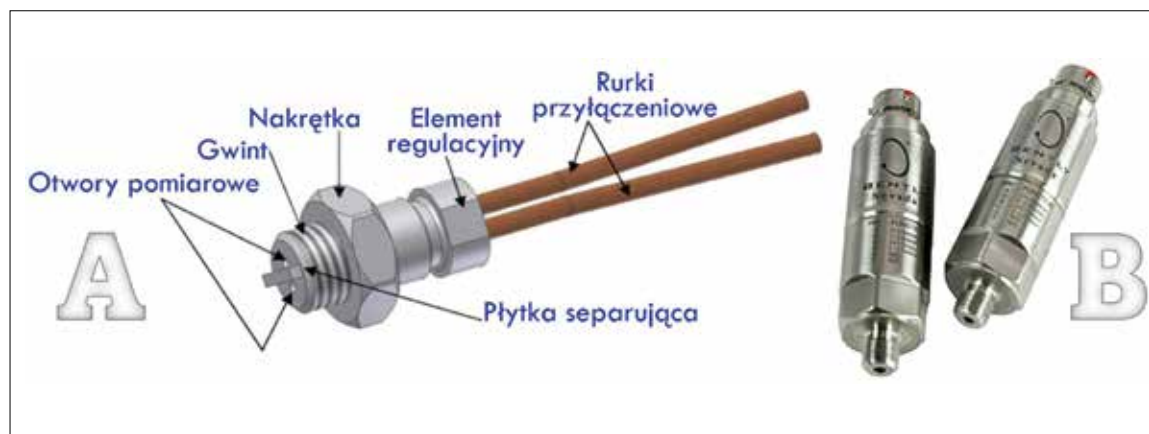
typów jednostek kogeneracyjnych

**2000+**

MW zainstal. mocy el.

**4500+**

szt. jednostek kogeneracyjnych



RYS. 3  
Czujniki ciśnienia umożliwiające identyfikację niestabilności przepływu (A) Howden, (B) Bently Nevada

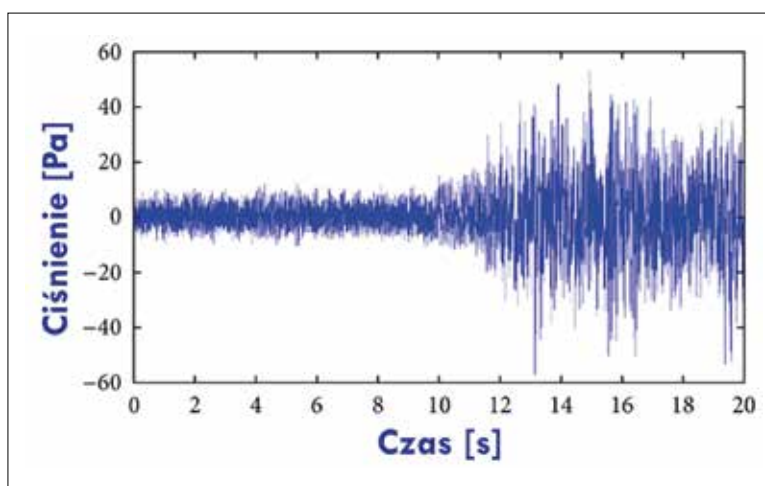
**MONITOROWANIE UTYKU:** w tym celu winien być wykorzystywany czujnik pulsacji ciśnienia<sup>7</sup>. Od wielu lat system pomiarowy umożliwiający identyfikację utyku jest stosowany przez firmę HOWDEN. Na rys. 3 pokazano przykładowe czujniki, które mogą być wykorzystywane w tym celu.

Na rys. 4 [5] pokazano przebieg zmiany ciśnienia z czujnika (podobnego do zaprezentowanego na rys. 3B), którego zadaniem jest detekcja utyku na wentylatorze. W przedziale czasu 0..10 [s] wentylator pracuje stabilnie, natomiast w przedziale 10..20 [s] – w warunkach utyku.

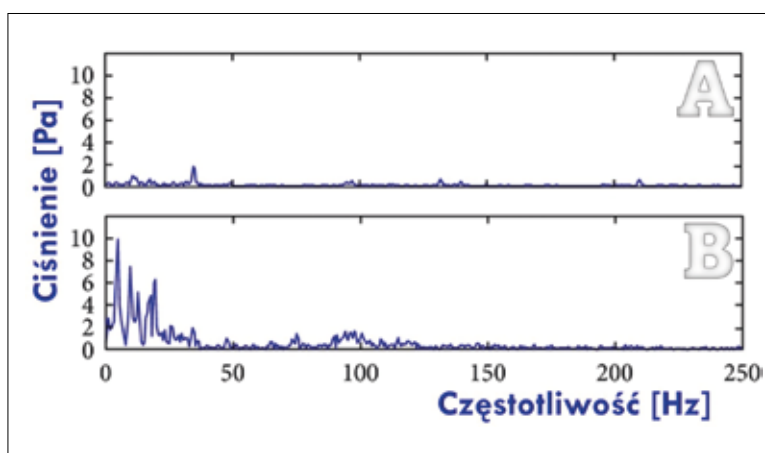
Na rys. 5 [5] ukazano dwie analizy widmowe pulsacji ciśnienia odpowiadające reżimom pracy wentylatora bez utyku (A) oraz z utykiem (B). Widoczne jest bardzo wyraźne zróżnicowanie obu analiz zarówno z punktu widzenia sumarycznej energii pulsacji, jak i ich składu widmowego.

Oprócz przebiegów czasowych oraz analiz widmowych od szeregu lat do rozpoznawania przejścia wentylatora od stabilnego do niestabilnego reżimu pracy wykorzystywana jest także metoda SDP<sup>8</sup>.

**MONITOROWANIE DRGAŃ SKRĘTNYCH:** w tym celu mogą być wykorzystywane różne czujniki. Tradycyjnym rozwiązaniem są czujniki, które wymagają zainstalowania na wale albo na sprzęgle. Współcześnie mogą być także stosowane czujniki bezkontaktowe. W tym drugim przypadku może być używany system wymagający przygotowania wału/sprzęgła do prowadzenia pomiaru lub alternatywnie system, który może być stosowany na maszynie bez wymogu jakiegos specjalnego przygotowania wirnika do prowadzenia pomiarów drgań skrętnych. Rozwiązaniem, jakie może być wykorzystane na tę ostatnią okoliczność, jest czujnik P/N 5252 Bently Nevada. Umożliwia on ciągłe, dokładne monitorowanie drgań skrętnych oraz własnych drgań skrętnych maszyn wirnikowych. Świadomość pracy systemów wirnikowych w warunkach pobudzenia drgań skrętnych umożliwia operatorom unikania takiego sterowania maszyną, które mogą spowodować uszkodzenie układu napędowego, maszyny lub łączącego je sprzęgła. Zauważmy, że częstotliwości skrętnych drgań własnych (podobnie jak to ma miejsce



RYS. 4  
Zmiana ciśnienia w czasie przy przejściu od warunków pracy spokojnej do pracy w warunkach utyku



RYS. 5  
Zróżnicowanie widm pulsacji ciśnienia w wentylatorze osiowym przy pracy w warunkach (A) stabilnych (B) utyku

w przypadku drgań giętnych) mogą podlegać zmianie. Będzie to mieć miejsce np. w przypadku zmiany sztywności skrętnego wału napędzającego wentylator (np. pęknięcie wału, postępująca destrukcja sprzęgła).

Najlepiej, gdy czujnik wykorzystywany do monitorowania drgań skrętnych może być podłączony

do tego samego systemu monitorowania, który jest przez BN dostarczany na rzecz tradycyjnego monitorowania drgań i temperatur.

### System monitorowania i zabezpieczeń

Dla maszyn krytycznych wszystkie czujniki wykorzystywane do nadzoru stanu technicznego winny być podłączone do jednego SMiZ (dyrektywa standardu API 670). System ten ma umożliwiać wykonywanie analiz fazowych. SMiZ musi być interfejsowany z systemem operatorskim oraz z systemem diagnostyki z zachowaniem wszelkich zasad bezpieczeństwa cybernetycznego. W zależności od stopnia zorganizowania, winien to być (najlepiej) korporacyjny system diagnostyki<sup>9</sup>, a jeśli takiego nie ma, to system elektrowniany (w najgorszej sytuacji będzie to blokowy system diagnostyki<sup>10</sup>).

SMiZ stosowany dla wentylatorów osiowych powinien być w tym samym standardzie technicznym jaki jest używany dla monitorowania stanu technicznego wszystkich innych maszyn bloku.

### System diagnostyki

Dla maszyn krytycznych powinien być wykorzystywany system diagnostyki, który umożliwia gromadzenie danych nie tylko w stanach ustalonych podłączonych do niego maszyn, ale także w warunkach tzw. stanów transjentowych. Do systemu diagnostyki muszą być dodatkowo importowane (z DCS) zmienne procesowe oraz środowiskowe, które mogą mieć wpływ na wartości symptomów stanu technicznego.

W przypadku bardziej zaawansowanych aplikacji:

- system diagnostyki jest rozszerzony o oprogramowanie z poziomu sztucznej inteligencji (eksperckie) wspomagające ocenę stanu technicznego;
- przepływ danych i komunikatów ma również miejsce na kierunku od systemu diagnostyki do DCS.

W przeszłości system diagnostyki był implementowany na serwerze dedykowanym wyłącznie dla tego zadania. Współcześnie najlepszym rozwiązaniem jest zastosowanie serwera wirtualnego.

\*\*\*

W artykule opisano wybrane problemy występujące przy eksploatacji wentylatorów osiowych wysokiej krytyczności oraz zasady ich nadzoru. Zalecone podejście odpowiada jednocześnie najlepszej praktyce inżynierskiej dla tych agregatów. Fragmenty tekstu mogą być pomocne przy redakcji SIWZ-ów.

### Literatura

- [1] M. Nurbanasari M., Kristyadi T., Purwanto T.S., Maulana A., Fadilah R.R.: Damage analysis of the forced draft fan blade in coal fired power plant, *Engineering Failure Analysis* 8 (2017) 49-56.
- [2] <https://www.tlt-turbo.com/en/>
- [3] Nowicki R., Duyar A., Zróźnicowanie systemów online

monitorowania stanu technicznego agregatów napędzanych silnikami elektrycznymi AC, *Napędy i Sterowanie* Nr 5 (253), Maj 2020, str. 28-35.

- [4] Nowicki R.: Monitorowanie On Line stanu technicznego izolacji silników indukcyjnych, *Napędy i Sterowanie* Nr 5 (181), Maj 2014, str. 84-98.
- [5] Bianchi S., Corsini A., Sheard A.G., Tortora C.: A Critical Review of Stall Control Techniques in Industrial Fans, *international scholarly research notices*, Volume 2013, article id 526192.

### Przypisy

- <sup>1</sup> Pod pojęciem agregat rozumie się wentylator wraz z jego napędem.
- <sup>2</sup> CBM = Condition Based Maintenance.
- <sup>3</sup> RCM = Reliability Centered Maintenance.
- <sup>4</sup> EDS = Energy Dispersive Spectroscopy.
- <sup>5</sup> Pod zwrotem „naruszenie najlepszych praktyk inżynierskich” rozumie się (i) zastosowanie czujników drgań, które w jakiś sposób maszynę monitorują, ale można było zastosować inne, które zapewniłyby zdecydowanie lepszy monitoring stanu technicznego, (ii) zastosowanie systemu monitorowania wykorzystującego niewystarczającą liczbę czujników, (iii) utwierdzenie czujników nie w tych miejscach, które są najlepsze z punktu widzenia optymalnego stosunku sygnału do szumu.
- <sup>6</sup> Postępująca dezintegracja łopatek wirnika zmienia stan niewyważenia wirnika, co jest bardzo łatwo rozpoznawane przez alarmy wektorowe IX po zdefiniowaniu tzw. obszarów akceptacji dla wentylatora w dobrym stanie technicznym.
- <sup>7</sup> Czujniki pulsacji ciśnienia są od wielu lat sprawdzonym rozwiązaniem wykorzystywanym w monitorowaniu maszyn pracujących z płynami celem rozpoznawania pogorszenia ich stanu technicznego (np. na sprzężarkach tłokowych) oraz niestabilności w przepływie medium prowadzących do przyspieszonej destrukcji (np. na turbinach wodnych i pompach celem rozpoznawania kawitacyjnego reżimu pracy).
- <sup>8</sup> SDP = Symmetrized Dot Pattern = symetryczny wzorec kropek; jest to rodzaj analizy sygnałów, który pierwotnie był wykorzystywany do analizy mowy, a później także w diagnostyce medycznej. Technika ta bywa również stosowana zarówno do rozpoznawania zróżnicowanych warunków pracy (diagnostyka procesu), jak i okazjonalnie do rozpoznawania zmian stanu technicznego (diagnostyka techniczna), np. do diagnostyki łożysk, kół zębatach, wentylatorów, etc.
- <sup>9</sup> Energetyka w Polsce nie osiągnęła jeszcze takiego poziomu zorganizowania, aby którakolwiek grupa energetyczna dysponowała komórką diagnostyczną na poziomie grupy. Najbardziej scentralizowana forma działań diagnostycznych ma miejsce w TAURONIE, gdzie grupa diagnostyczna działa na poziomie TAURON Wytwarzanie.
- <sup>10</sup> Do takiej sytuacji doszło jednak dla wybudowanych kilkanaście lat temu dwóch takich samych bloków w dwóch różnych elektrowniach. Po jakimś czasie, w jednej z nich, niedostatek wynikający z niedopracowanego SIWZu został skorygowany i maszyny bloku włączono do systemu diagnostyki On-Line wykorzystywanego w grupie. Był to krok wychodzący naprzeciw wyzwaniom UTRZYMANIA RUCHU 4.0. Druga elektrownia do dziś użytkuje bliźniaczy blok bez systemu diagnostyki klasy On-Line. Okazjonalnie nieco bardziej wnikliwa ocena stanu technicznego wykonywana jest jedynie z pomocą systemu przenośnego. Realizowany jest zatem poziom prewencyjnego UR, bez szansy na wejście na poziom predykcyjnego UR. Jej decydenci nie chcą zauważyć argumentów oraz estymacji finansowych prezentowanych już nie w setkach, a w tysiącach publikacji na świecie, jak wykorzystywanie strategii UR bazującej na ocenie stanu technicznego wpływa dodatnio na wynik finansowy przedsiębiorstw..



Alpiq Energy SE należy do międzynarodowej grupy z większościowym udziałem szwajcarskim. Polski oddział od wielu lat oferuje swoim Klientom sprzedaż i zakup energii elektrycznej, gazu oraz uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>.



Zapraszamy do kontaktu pod adresem mailowym **[tomasz.majak@alpiq.com](mailto:tomasz.majak@alpiq.com)** albo osobiście podczas konferencji Wiosenne Spotkanie Ciepłowników w Zakopanem.

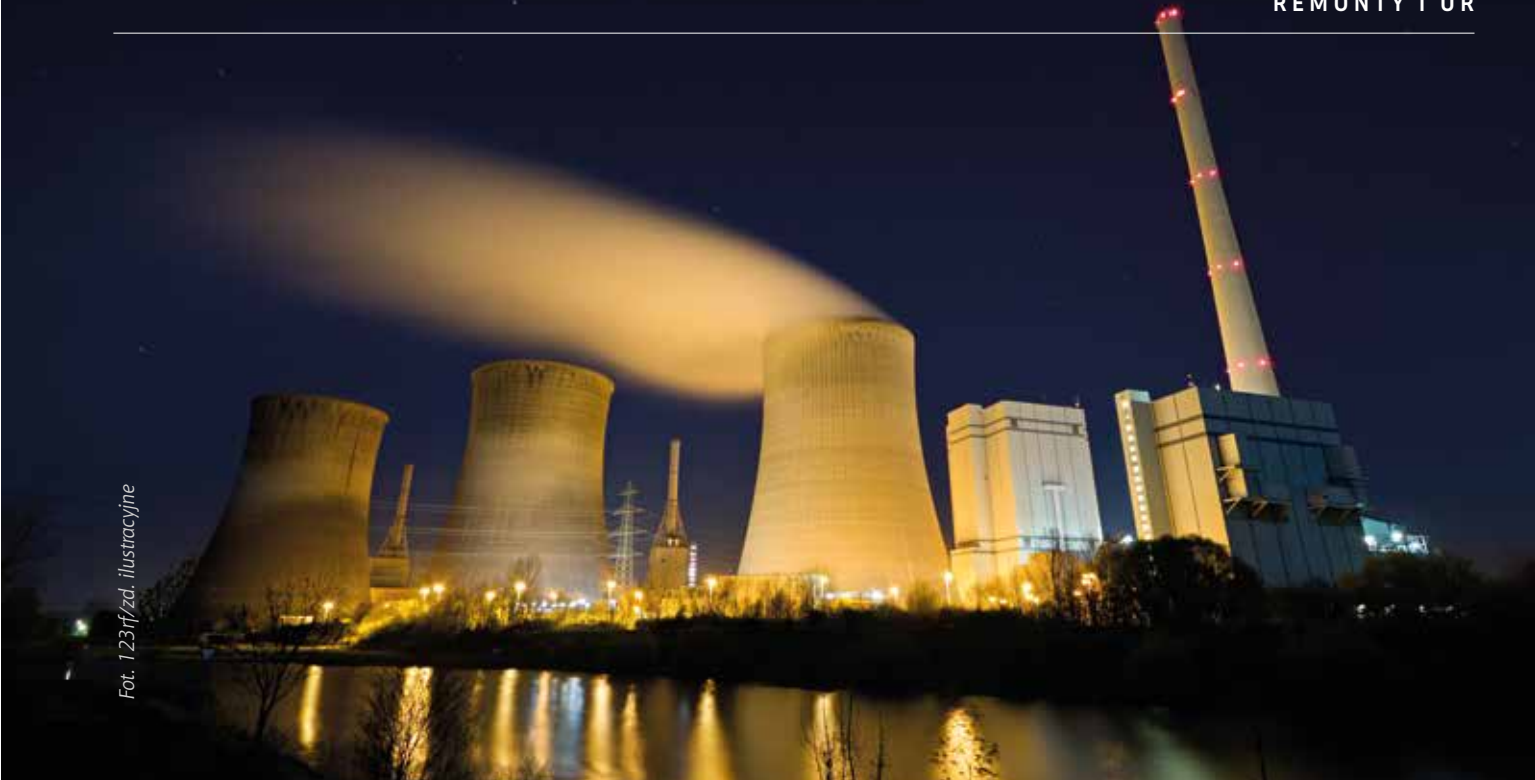
**Czy  
masz  
pytania?**

**Przekształć swoją sieć  
ciepłowniczą z naszym  
potężnym Digital Twin.**

[www.gradyent.ai](http://www.gradyent.ai)

**Zacznij oszczędzać  
energię i zredukuj  
emisję z Gradyent.**





# GDY WYSTĘPUJE NIESTABILNA PRACA

Ustalenie przyczyn nadmiernych drgań instalacji pompy zasilającej bloku energetycznego o dużej mocy

Andrzej Błaszczyk, Mariusz Nawrocki, Dariusz Woźniak

P.B.W. „Hydro-Pomp” Sp. z o.o.

Zwiększenie wymaganego zakresu pracy pomp przepływowych, zwłaszcza w kierunku mniejszych wydajności, może przyczynić się do pojawienia różnych eksploatacyjnych problemów, istotnych z punktu widzenia niezawodności, a często trudnych do zdiagnozowania w warunkach instalacji o pracy ciągłej. Takim problemem jest niestabilna praca pompy – zjawisko szczególnie groźne w dużych instalacjach, ze względu na występujące wówczas duże masy, siły i energie.

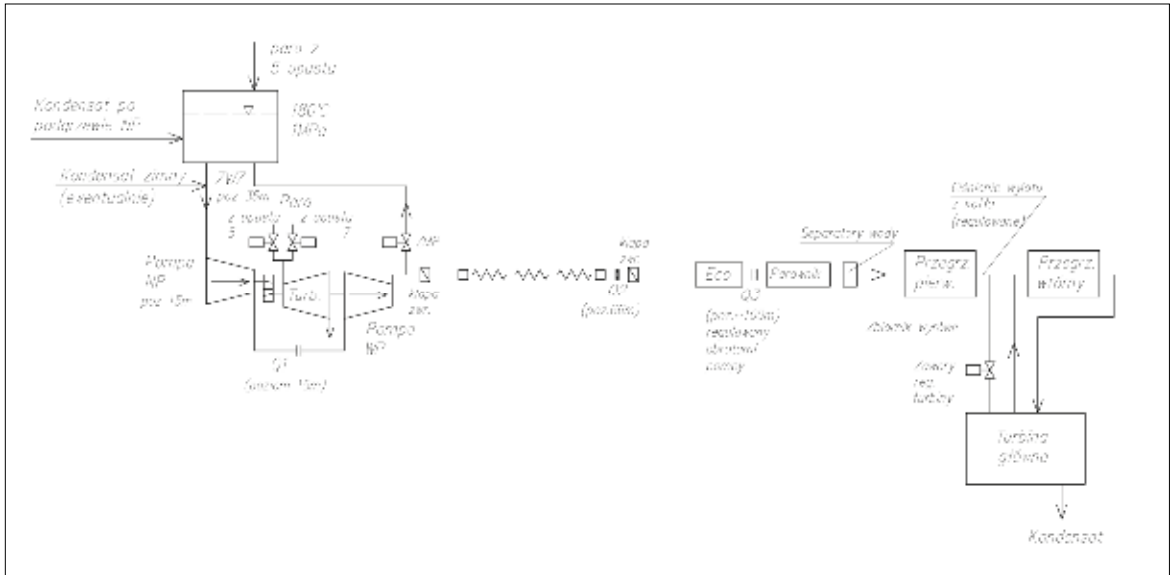
**W** artykule przedstawiono przypadek, w którym w czasie pracy bloku przy częściowym obciążeniu, ujawnił się obszar pracy pompy zasilającej, w którym występowały wyraźne pulsacje parametrów przepływowych i stanu dynamicznego pompy, jak i instalacji hydraulicznej kotła. Pojawiały się one pomimo że

pompa pracowała stosunkowo daleko od granicy minimum wydajności określonej przez producenta pompy [1].

## Schemat układu wody zasilającej

Na rys. 1 przedstawiono uproszczony schemat układu wody zasilającej. W dalszych rozważaniach

**RYS. 1**  
Uproszczony schemat analizowanego układu



pompę wstępną i pompę główną traktowano jako jeden obiekt.

**Analiza pracy pompy i instalacji**

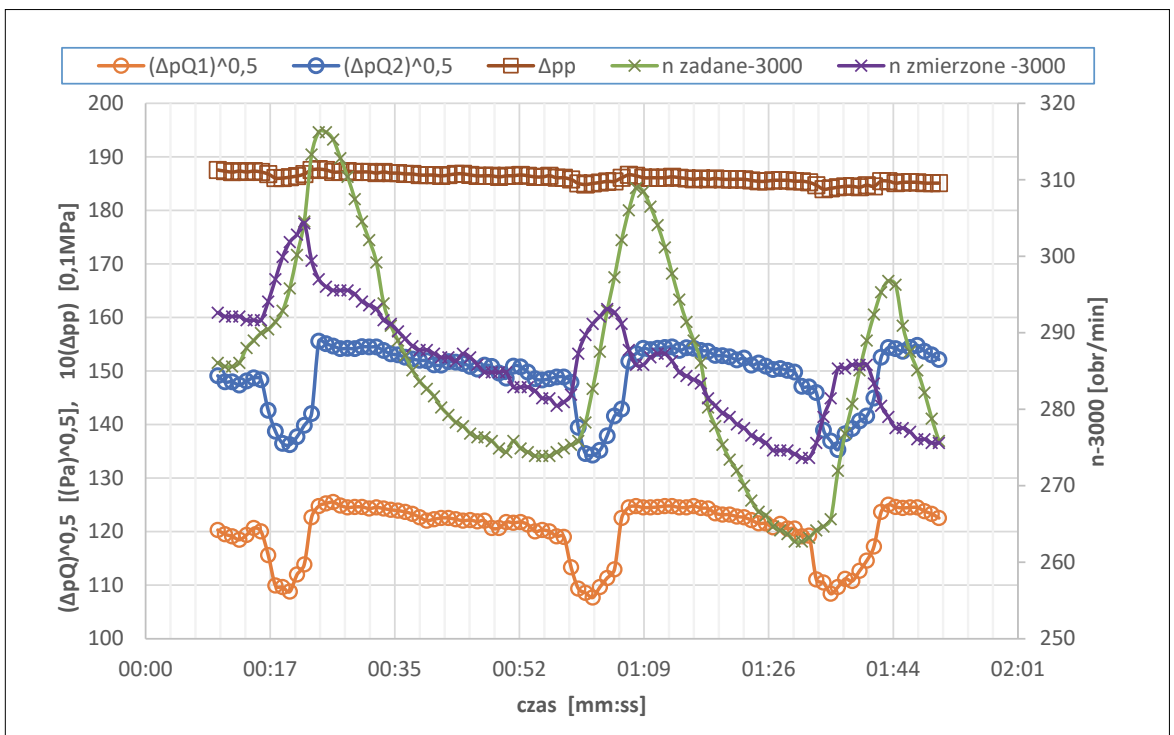
Wstępna analiza oparta na dokumentacji, zapisach parametrów pracy oraz wizji lokalnej pozwoliła wykluczyć niestabilną pracę któregoś elementu układu hydraulicznego (np. kłapy zwrotnej) jako możliwego źródła pulsacji. Bardzo szczegółowa analiza układu sterowania bloku wykazała, że również nie jest on źródłem pulsacji.

Do analizy przebiegu pulsacji wykorzystano wskazania Q1 (rys. 1) przepływomierza zabudowanego

możliwie blisko pompy ze względu na dynamiczny charakter zjawisk.

Na rys. 2 i 3 pokazano pełne zapisy parametrów zarejestrowane z sekundową częstotliwością. Rys. 2 przedstawia zapis parametrów w czasie, natomiast rys. 3 – punkty tylko z dwóch pełnych cyklów w układzie charakterystyki przepływowej pompy  $H=f(Q)$ , gdzie wysokość podnoszenia jest reprezentowana przez spiętrzenie  $\Delta p_p$ , natomiast wydajność przez  $(\Delta p Q)^{0.5}$ . Parametry pokazane na rys. 3 zostały zredukowane na obroty 3200 obr/min. Również na tym rysunku można ocenić szybkość zmian, wiedząc, że odległość czasowa kolejnych punktów wynosi 1 s.

**RYS. 2**  
Pełny zapis przykładowego przebiegu podstawowych parametrów pompy wykonany z częstotliwością 1 Hz







Dom Maklerski S.A.

## Twój Partner na Rynku



Bezpieczeństwo



Transparencja



Skuteczność

„Misją PGE Domu Maklerskiego S.A. jest zapewnienie bezpieczeństwa i transparentności obrotu towarami i instrumentami finansowymi poprzez konsekwentne działanie w najlepiej pojętym interesie Klienta”

- ⌚ Licencjonowany podmiot pod nadzorem KNF
- ⌚ Jedyny dom maklerski w kraju posiadający pełny dostęp do rynku uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> poprzez giełdy THE ICE, EEX AG
- ⌚ Kompleksowe usługi w zakresie obrotu energią elektryczną, gazem oraz prawami majątkowymi na giełdzie TGE S.A.
- ⌚ Pośrednictwo w transakcjach na Rynku Mocy za pomocą:  
**Platformy Obrotu Obowiązkami Mocowymi**



rynek uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>



rynek mocy – POM



rynek praw majątkowych,  
energii elektrycznej i gazu



rynek finansowy

PODAJNIKI I PRZESIEWACZE



PULSATORY PNEUMATYCZNE

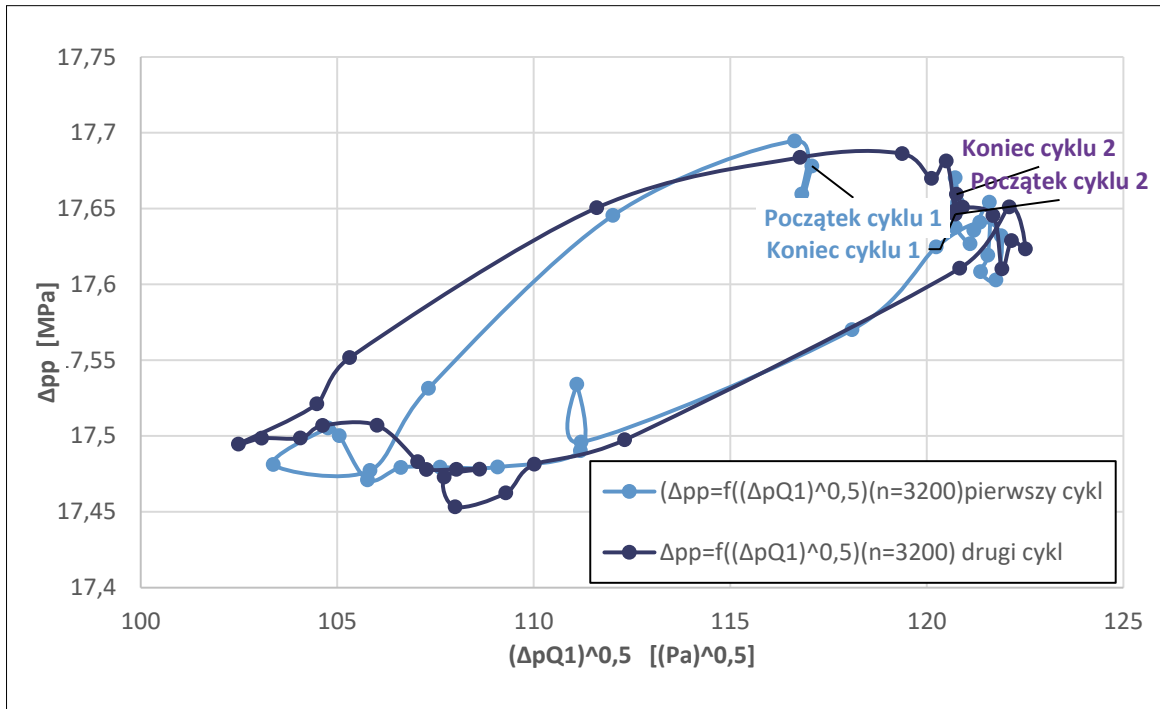


SPIEKI POROWATE



WIBRATORY I ODBIJAKI



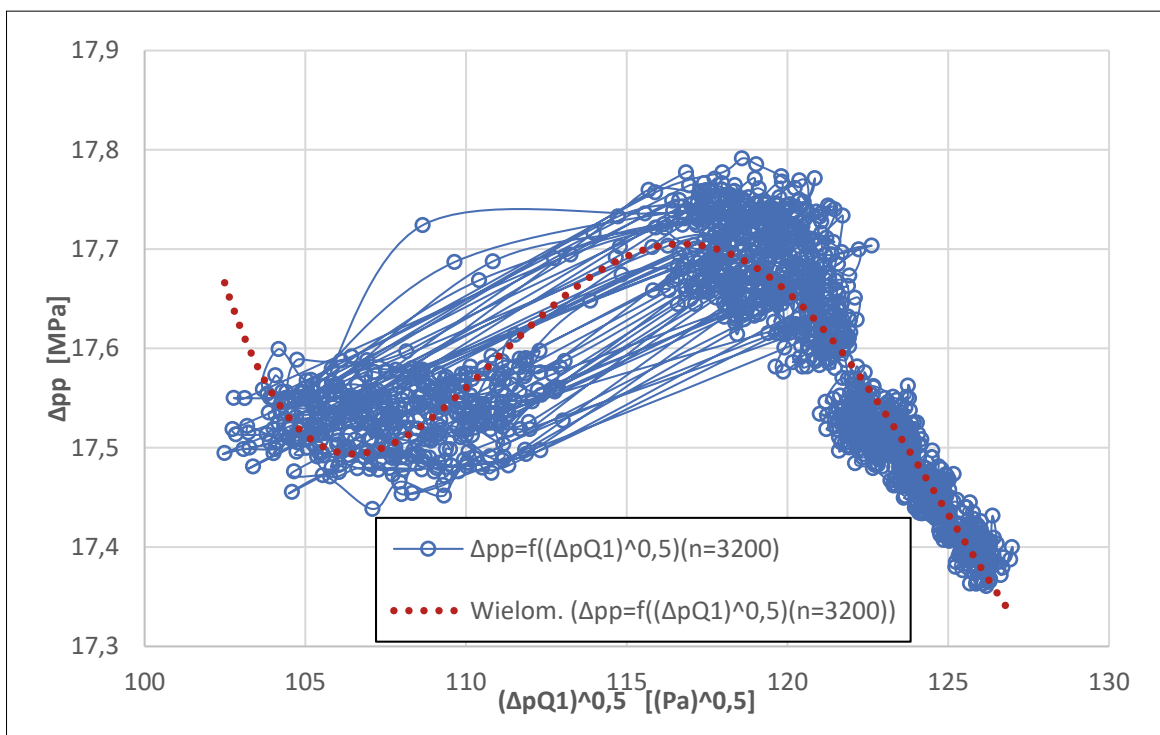


**RYS. 3**  
 Parametry pompy w układzie charakterystyki przepływowej pompy  $\Delta p_p=f((\Delta p Q_1)^{0,5})$ , zarejestrowane w czasie dwóch cykli, zredukowane na umownie przyjętą wartość: 3200 obr/min

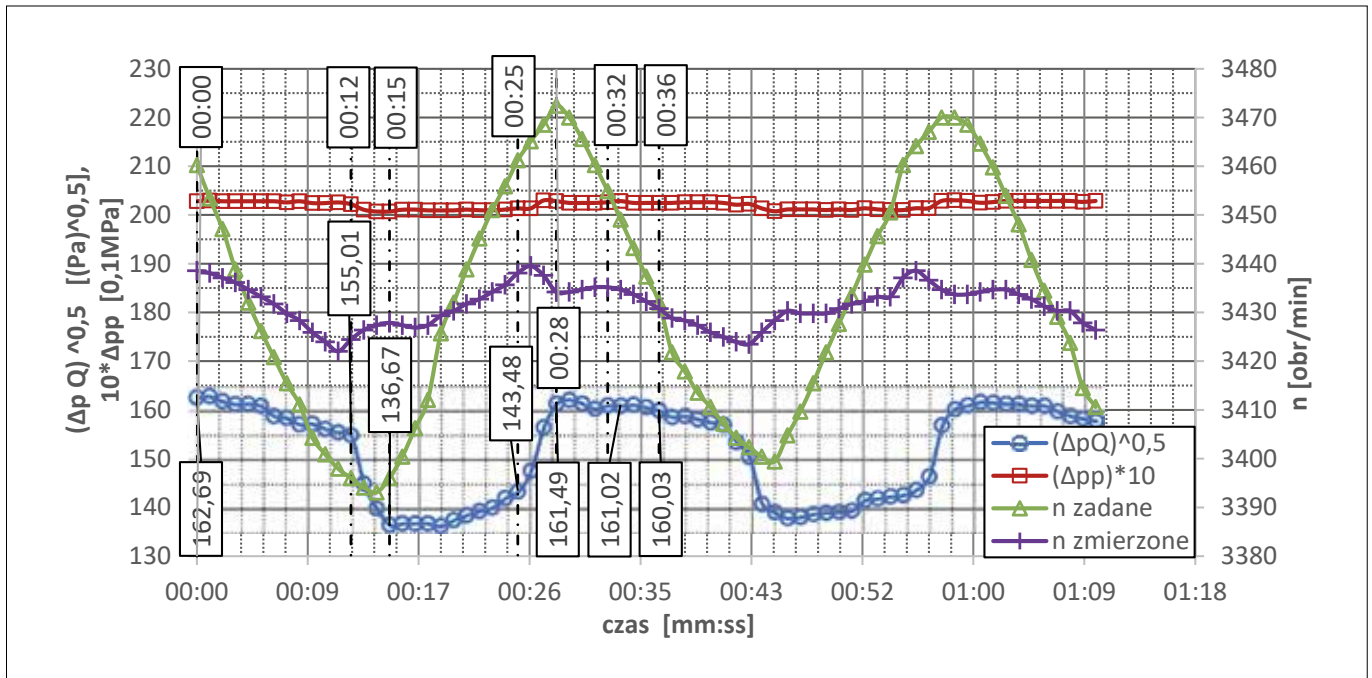
Łączna analiza obu rysunków pozwala na prześledzenie procesu i sformułowanie wniosków.

Pulsacja rozpoczyna się spadkiem zarówno wydajności, jak i spiętrzenia pompy, co skutkuje zmniejszeniem obciążenia turbiny napędzającej pompę i wzrostem prędkości obrotowej. Z kolei spadek wydajności wywołuje reakcję układu sterowania w postaci polecenia zwiększenia obrotów. W rezultacie tego zwiększania w pewnym momencie

następuje stosunkowo gwałtowny wzrost wydajności i spiętrzenia pompy, co wpływa na zwiększenie obciążenia turbiny, a więc zmniejszenie obrotów. Zwiększenie ilości wody do kotła ponad potrzeby powoduje reakcje układu sterowania w postaci polecenia zmniejszenia obrotów turbiny pompy. Zespół pracuje poprawnie przez około 30 sekund, pokrywając aktualne zapotrzebowanie wody przez kocioł, następnie rozpoczyna się kolejny cykl od



**RYS. 4**  
 Parametry pompy w układzie charakterystyki przepływowej pompy  $\Delta p_p=f((\Delta p Q_1)^{0,5})$ , zarejestrowane w czasie pracy z pulsacjami, zredukowane na umownie przyjętą wartość: 3200 obr/min. Widoczna linia stanowiąca przybliżony przebieg statycznej charakterystyki pompy



**RYS. 5**  
Zapis parametrów przepływowych w czasie obejmujący dwa cykle

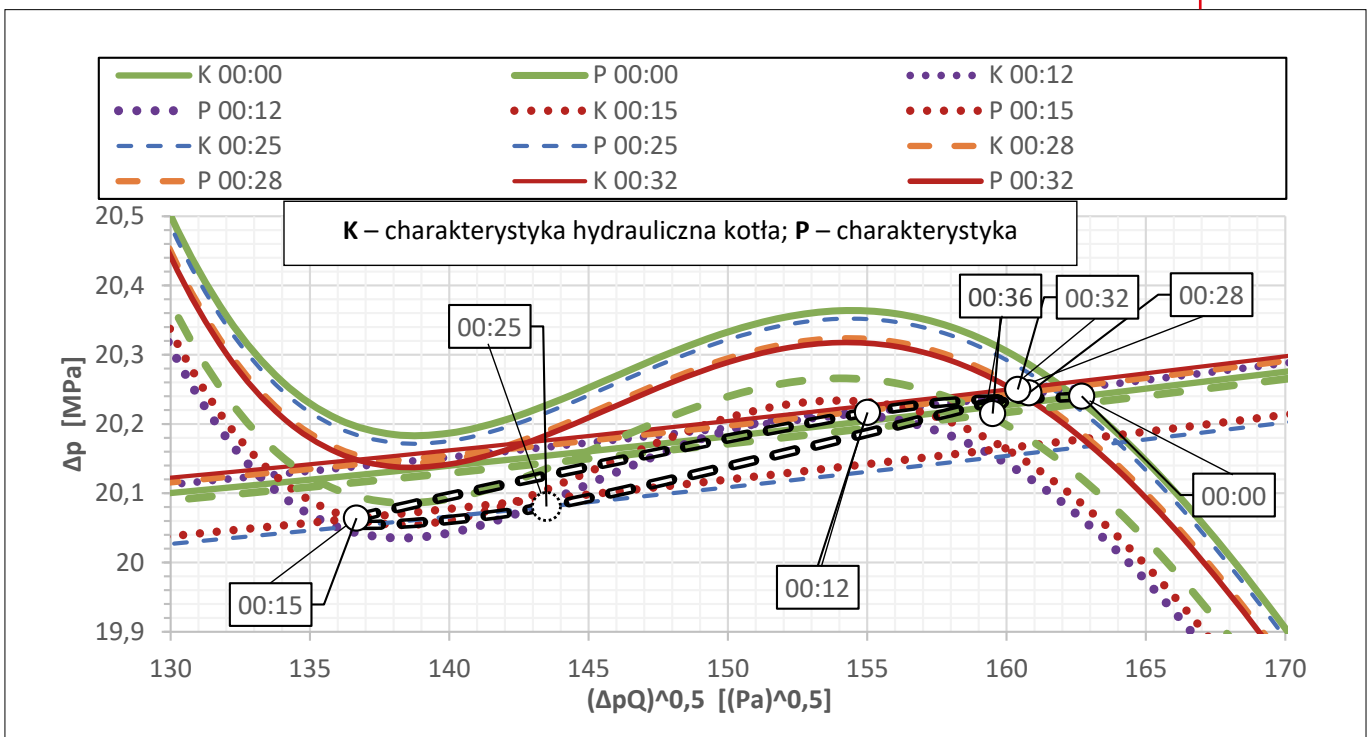
spadku wydajności i spiętrzenia pompy. Należy brać pod uwagę, że położenie punktów, zwłaszcza przy gwałtownych zmianach parametrów, jest przybliżone ze względu na sekundową częstotliwość ich rejestracji.

Rys. 3 sugeruje, że w tym obszarze występuje brak monotoniczności przebiegu charakterystyki. Jest to jeszcze wyraźniej widoczne na rys. 4, na którym pokazano punkty pomiarowe w układzie podobnym jak na rys. 3, jednak z wielu kolejnych cykli. Takie

zestawienie pozwoliło na wyznaczenie linii średniej, którą można traktować jako przybliżony przebieg fragmentu statycznej charakterystyki pompy. Przybliżenie wynika z wykorzystania parametrów zarejestrowanych w stanach dynamicznych w odniesieniu do charakterystyki statycznej oraz pewnych odstępstw od wymogów, jakie powinny spełniać stanowiska badawcze.

Zachowanie układu pompowego podczas pracy staje się w pełni zrozumiałe, jeżeli zestawimy charak-

**RYS. 6**  
Wędrówka punktów współpracy pompy z instalacją hydrauliczną kotła dla pierwszego z cykli przedstawionych na rys. 3



terystykę pompy i instalacji. Zestaw rejestrowanych parametrów pracy pozwalał na wyznaczenie charakterystyki hydraulicznej kotła dla przyjętych założeń:

- charakterystyka wykazuje kwadratową zależność od natężenia przepływu reprezentowanego w tym przypadku przez wielkość  $(\Delta pQ)^{0,5}$ ,
- część statyczna wysokości podnoszenia jest określona różnicą ciśnień w zbiorniku wody zasilającej ( $p_{zwz}$ ) i w przekroju przed przegrzewaczem pary ( $p_{pp}$ ) – rys. 1.

W rezultacie uzyskano zależność:

$$\Delta p_k = a + b \cdot (\Delta pQ) + c \cdot (p_{pp} - p_{zwz}) \quad (1)$$

gdzie:

$a, b, c$  – współczynniki w równaniu określone na podstawie zarejestrowanych parametrów pracy. Współczynnik  $a$  jest odpowiednikiem wysokości niwelacyjnej. Obliczona wartość  $c=1$  potwierdziła słuszność przyjętych założeń.

Zestawienie przebiegów (rys. 5) i charakterystyk (rys. 6) pozwala poprawnie zinterpretować zachowanie układu wody zasilającej w czasie pracy z pulsacjami. Taki stan wynika ze współpracy pompy o niestatecznej charakterystyce z instalacją o płaskiej charakterystyce przy jednoczesnej zmianie obrotów pompy [3]. Szybkie skokowe spadki i wzrosty wydajności wynikają z przeskoków punktów pracy między przeciwległymi punktami „siodełka”. Identyfikację punktów na obu wykresach umożliwia podany czas.

#### RYS. 7

Porównanie firmowej charakterystyki pompy i jej fragmentu wyznaczonego na podstawie zapisów z instalacji. Zaznaczono również minimalną wydajność określoną przez producenta pompy

#### Skorygowana charakterystyka pompy

Na rys. 7 pokazano wyznaczony na podstawie zapisów systemu nadzoru pracy bloku fragment charakterystyki przepływowej na tle charakterystyki podanej przez producenta pompy. Rozbieżności w położeniu obu krzywych mogą wynikać z przyjętych założeń, jednak nie podważają faktu występowania lokalnej niestateczności [4]. Widać również, że obszar wystąpienia „siodełka” leży stosunkowo daleko od

minimalnego przepływu dopuszczonego przez producenta i w istotny sposób ogranicza eksploatacyjny zakres pracy pompy.

\*\*\*

Po przeprowadzonej analizie stwierdzono, że przyczyną pracy pompy z wyraźnymi pulsacjami jest lokalne zakłócenie monotoniczności jej charakterystyki w zestawieniu z płaską charakterystyką instalacji hydraulicznej kotła (rys. 6).

Należy więc stwierdzić, że nie można uniknąć pulsacji przez dokonanie zmian w systemie sterowania, a jedynym sposobem jest unikanie pracy w obszarze pulsacji, przy tym nie dopuszczając do pracy pompy z wydajnością mniejszą od granicznej.

Wyznaczona krzywa określająca granicę stabilnej pracy pompy w bardzo istotnym stopniu ogranicza dopuszczalne pole pracy pompy.

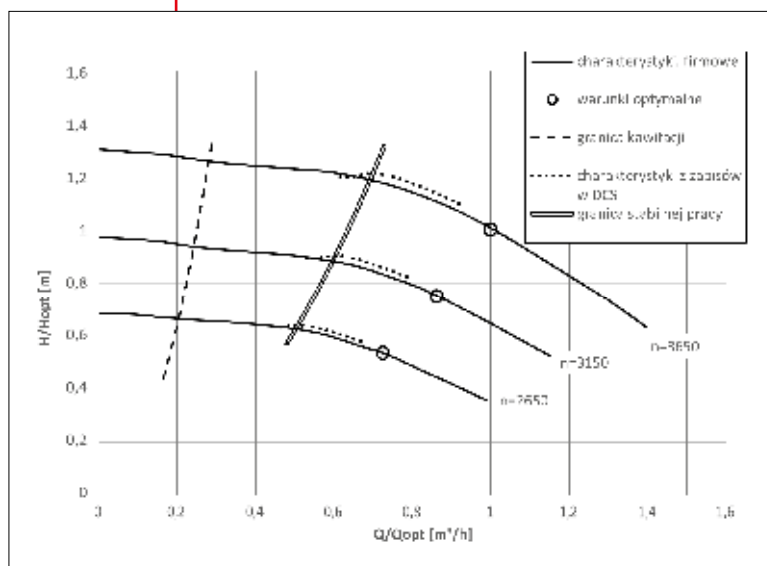
Likwidacja efektu „siodełka” wymaga przeprowadzenia modernizacji pompy wody zasilającej. Wymagana jest przy tym dokładna znajomość geometrii układu przepływowego pompy przed modernizacją.

Opisany przypadek zwraca uwagę na konieczność stawiania wymagań co do monotoniczności charakterystyk pomp, zarówno na etapie formułowania warunków zamówienia, jak i w trakcie prób odbiorowych. Szczególnie jest to wymagane w przypadku dużych bloków, których znaczne moce pomp skłaniają producentów do ograniczenia czasu prób.

Należy również stwierdzić, że chociaż obecnie prowadzona jest powszechnie rejestracja parametrów pracy pomp i instalacji, to w praktyce nie ma w tych zapisach wielu istotnych informacji. Szczególnie brakuje tych o pulsacji parametrów, zwłaszcza przy stosunkowo niewielkiej amplitudzie. Wynika to ze znacznych stałych czasowych zastosowanych przetworników i rejestracji parametrów ze zbyt małą częstotliwością. Przyczyną istotnych braków informacji jest również stosowany powszechnie przy zapisach tzw. deadband, czyli ignorowanie w zapisach zmian parametrów mniejszych od pewnych arbitralnie przyjętych wartości [2]. Taki zabieg pozwala na znaczne oszczędności miejsca zajmowanego przez zapisy, ale uniemożliwia wiarygodną diagnozę w przypadku wystąpienia pulsacji, zwłaszcza o niewielkich amplitudach.

#### Literatura

- [1] Błaszczyk A., Najdecki S., Nawrocki M., Werner A., Woźniak D.: Analiza pracy agregatu pompy zasilającej, Opracowanie niepublikowane, Łódź, 2018.
- [2] Johnson C. D., Process Control Instrumentation Technology, Pearson Education, 2014.
- [3] Gülich J. F., Centrifugal Pumps, Springer, 2010.
- [4] Stępniewski M., Pompy, WNT, Warszawa, 1985.



# JAG ROŚNIE W SIŁĘ

**Dobierz wymienniki JFH już teraz!**

Przyłącza DN350.

Ponad 2000 m<sup>2</sup> maksymalnej powierzchni wymiany ciepła.

Maksymalny przepływ ponad 1740 m<sup>3</sup>/h!



# ZMIANY W KONSUMPCJI

paliw kopalnych na świecie

**Wojciech Sikorski**  
ekspert z zakresu energetyki

Z biegiem lat zmienia się ukierunkowanie przemysłu, jego energochłonność, wielkość wydobycia surowców naturalnych – w tym paliw kopalnych – jak również wskaźnik ich konsumpcji. Wszystkie wymienione powyżej aspekty są ze sobą ściśle powiązane, choć zagospodarowanie surowców energetycznych nie wiąże się tylko i wyłącznie z działalnością przemysłu. Równie istotnymi obszarami są tu gospodarstwa komunalne oraz transport.

Jak wspomniano, potrzeby się zmieniają, co zostanie zaprezentowane na licznych wykresach dotyczących zużycia trzech podstawowych paliw kopalnych: ropy naftowej, gazu ziemnego i węgla.

### Ropa naftowa – zużycie

Każde z wymienionych powyżej paliw, na przestrzeni lat 1965-2020, nakreśliło silnie wzrostową linię trendu. Owszem, jest ona czasami załamana, jednak jej charakter pozostaje niezmienny. Tak jest też w przypadku ropy naftowej (rys. 1). Po kilkunastu latach znacznego wzrostu, w roku 1980 nastąpił spadek konsumpcji, który był w dużej mierze pokłosiem rewolucji irańskiej, a zatem drugiego kryzysu naftowego. Podobnie od roku 2015 obserwowane jest lekkie załamanie tendencji. W tym jednak wypadku, biorąc pod uwagę obecną sytuację na rynku ropy naftowej na świecie, sytuacja może ulec wydłużeniu.

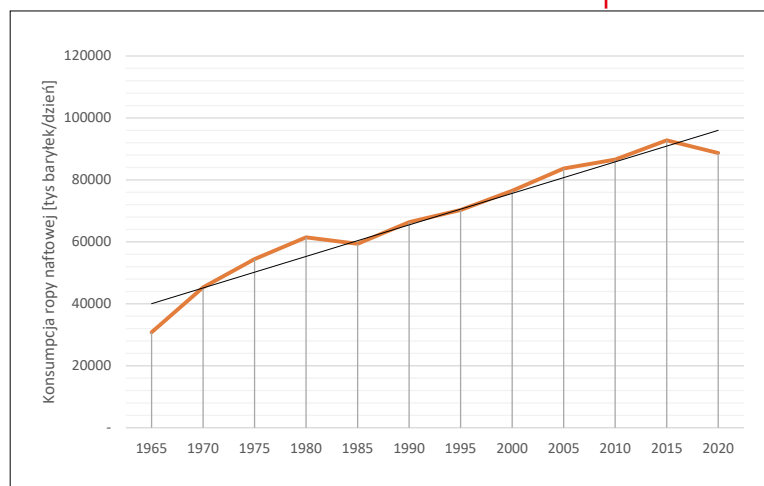
Patrząc na poszczególne regiony świata (rys. 2), na uwagę pod względem zużycia ropy naftowej zasługuje niewątpliwie Azja – wliczona tutaj łącznie z Australią i Oceanią. Jednak statystykę w tym wypadku budują przede wszystkim cztery kraje: Chiny, Japonia, Indie i Korea Południowa. Każdy z nich (tabela 1) zużywa rocznie większą lub bardzo zbliżoną liczbę baryłek analizowanego paliwa co cały kontynent afrykański.

Jak łatwo się domyślić, prym w tej kategorii wiodą dwie czołowe gospodarki światowe: Stany Zjednoczo-

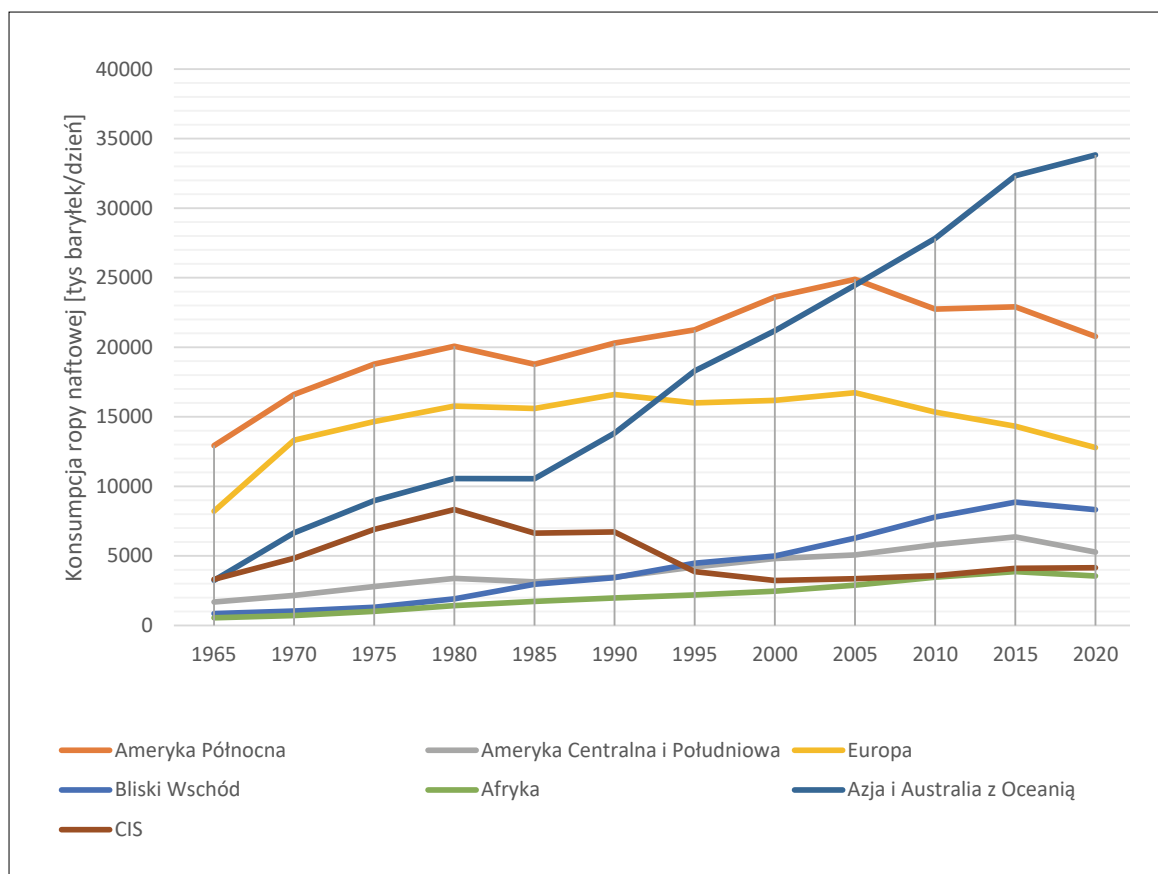
ne i Chiny (rys. 3). Widać jednak, że sytuacja w przypadku państwa z Ameryki Północnej w ostatnich latach uległa wstępnie wyhamowaniu, a następnie obniżeniu wartości wykorzystywanej ropy naftowej. W tym samym czasie Państwo Środka, choć boom gospodarczy został już tam pewien czas temu osłabiony, nadal utrzymuje tendencję wzrostową.

Pozostałe państwa (przedstawione w tabeli 1) zostały zaprezentowane na wykresie (rys. 4). Znajduje tutaj potwierdzenie to, co zostało napisane wcześniej odnośnie krajów azjatyckich. Indie, Japonia oraz Korea Południowa wyraźnie odznaczają się na tle innych.

RYS. 1  
Konsumpcja ropy naftowej – świat [1]



RYS. 2  
Konsumpcja ropy naftowej – regiony świata [1]







## Efektywna filtracja

Minimalna emisja



### ZAKRES NASZYCH USŁUG

- Worki i kieszenie filtracyjne
- Kosze i ramy wsporcze we wszystkich rodzajach
- Multikieszenie filtracyjne
- Wkłady patronowe
- Akcesoria filtracyjne
- Tkaniny filtracyjne i areacyjne

BWF Orwat Poland Sp. z o.o.  
ul. Stadionowa 4  
40-341 Myszków  
Polska  
T +48 32 223 90 00  
info@bwf-envirotec.pl

[www.bwf-envirotec.pl](http://www.bwf-envirotec.pl)



## BWF Envirotec, Poland

Zaufany partner dla Twojej Firmy



### ZAKRES NASZYCH USŁUG

- Dobór materiałów filtracyjnych oraz koszy wsporczych
- Optymalizacja parametrów pracy worków filtracyjnych w celu uzyskania ich maksymalnej żywotności przy zachowaniu minimalnych emisji
- Usługi montażu i demontażu worków filtracyjnych oraz koszy wsporczych
- Testy szczelności filtrów
- Badania laboratoryjne worków filtracyjnych wraz z analizą wyników badań
- Konserwacja i serwisowanie urządzeń filtracyjnych
- Precoating
- Sesje szkoleniowe
- Konsultacja i doradztwo techniczne

BWF Orwat Poland Sp. z o.o.  
ul. Stadionowa 4  
40-341 Myszków  
Polska  
T +48 32 223 90 00  
info@bwf-envirotec.pl

[www.bwf-envirotec.pl](http://www.bwf-envirotec.pl)

# ZAINSTALUJ NOWĄ APLIKACJĘ BMP

bezpłatne narzędzie dla uczestników konferencji

## AKTUALNE INFORMACJE O WYDARZENIU

termin, program, miejsce, prelegenci, plan stoisk

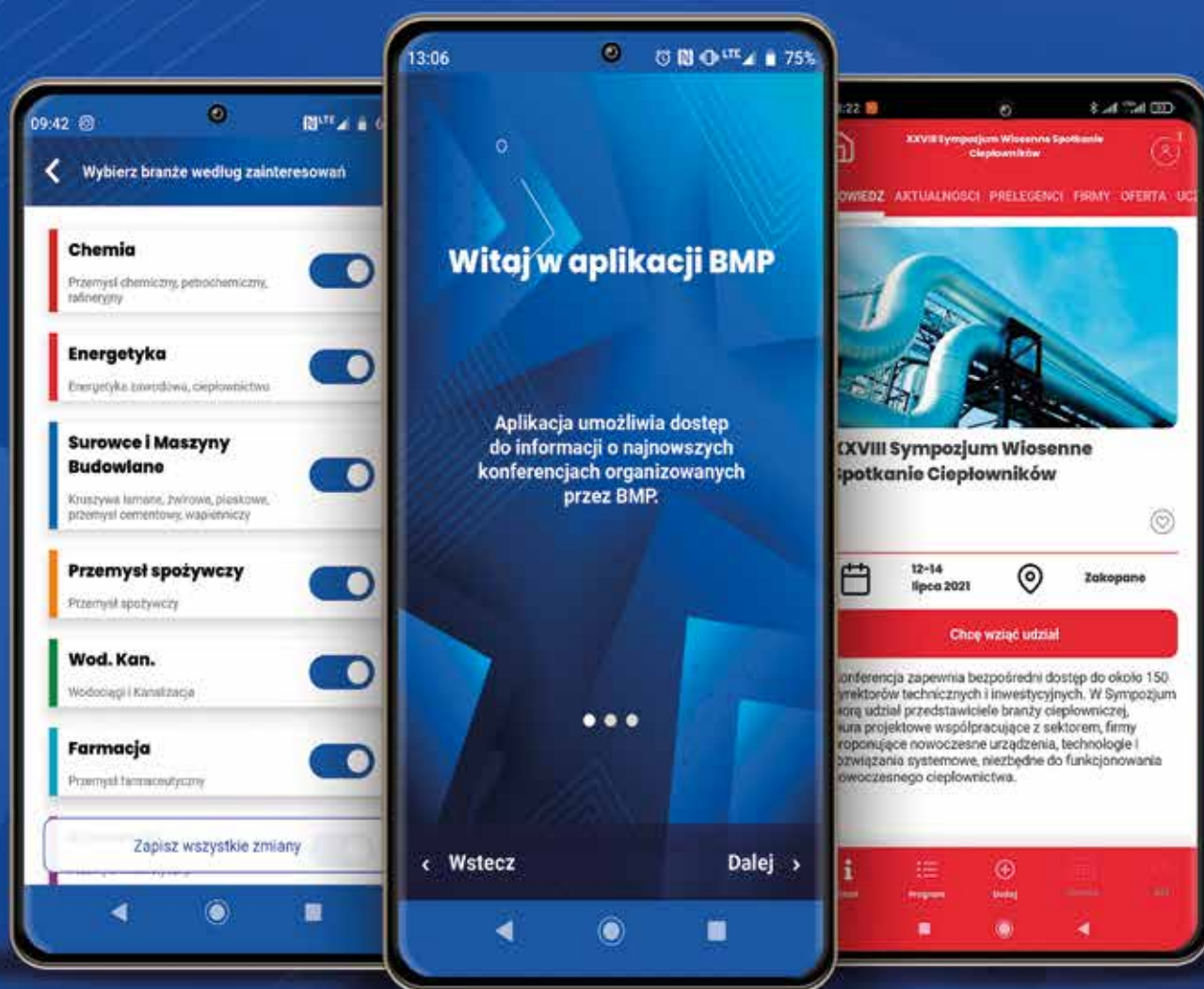
## FUNKCJE INTERAKTYWNE

komentowanie debat, wymiana wizytówek

## BUDOWANIE RELACJI

aranżowanie spotkań pomiędzy uczestnikami

ZESKANUJ KOD  
I POBIERZ:



budujemy możliwości  
porozumienia

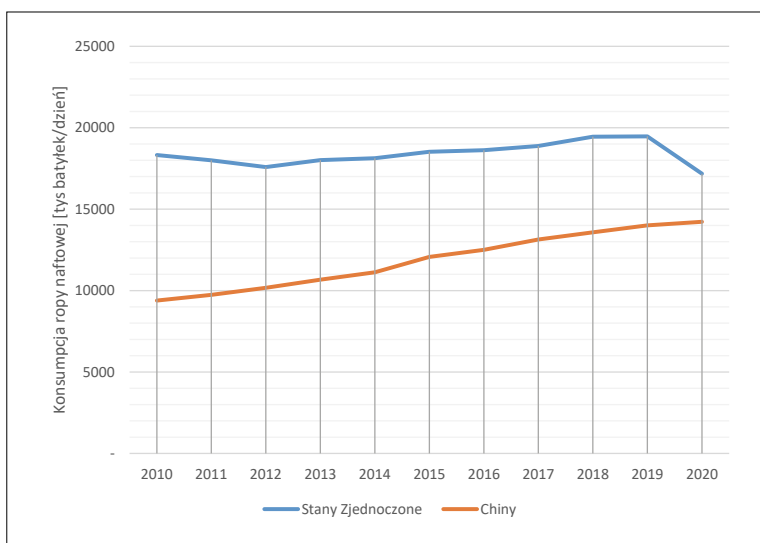
Wysoko w stawce znajduje się także Arabia Saudyjska, jednak nikogo nie powinno to dziwić z uwagi na cenę paliwa w tym kraju oraz podejście do jej wykorzystywania. Podobnie sytuacja wygląda w Rosji. Kraj ten, biorąc pod uwagę obszar, jaki zajmuje, zużywa jednak stosunkowo mało rozpatrywanego paliwa.

### Gaz ziemny

Nachylenie linii trendu, na wykresie dotyczącym konsumpcji gazu ziemnego na świecie (rys. 5), może sugerować eldorado dla krajów bogatych w ten surowiec. Statystyki nie kłamią. W ostatnich latach państwa bogate w gaz ziemny, a co za tym idzie bardzo często też w ropę naftową, zyskują na sprzedaży paliw.

Na kolejnym z wykresów (rys. 6), podobnie jak w przypadku ropy naftowej, została przedstawiona charakterystyka poszczególnych regionów świata w kontekście wykorzystywania gazu ziemnego. Widać na niej, że znaczne wartości tegoż parametru skorelowane są Ameryką Północną oraz Azją. Na najniższym miejscu podium uplasowały się trzy regiony: Europa, Bliski Wschód oraz kraje Wspólnoty Niepodległych Państw. Najsilniejsze nachylenie uzyskane zostało jednak w przypadku państw arabskich, co jednak nie powinno być zaskoczeniem, mając na uwadze swobodny dostęp do ropy naftowej, a więc paliwa towarzyszącego. Podobnie jak w przypadku wcześniej analizowanej ropy, tak i w aspekcie gazu ziemnego kraje afrykańskie wypadają słabo, choć w ostatnich latach doszło niemalże do zrównania statystyki z państwami Ameryki Środkowej i Południowej.

W klasyfikacji krajów nadal przewodzą Stany Zjednoczone (rys. 7). Pozostałe państwa z górnej stawki: Rosja, Iran i Chiny, zużywają blisko połowę ilości wykorzystywanej w czołowej gospodarce Ameryki Północnej.

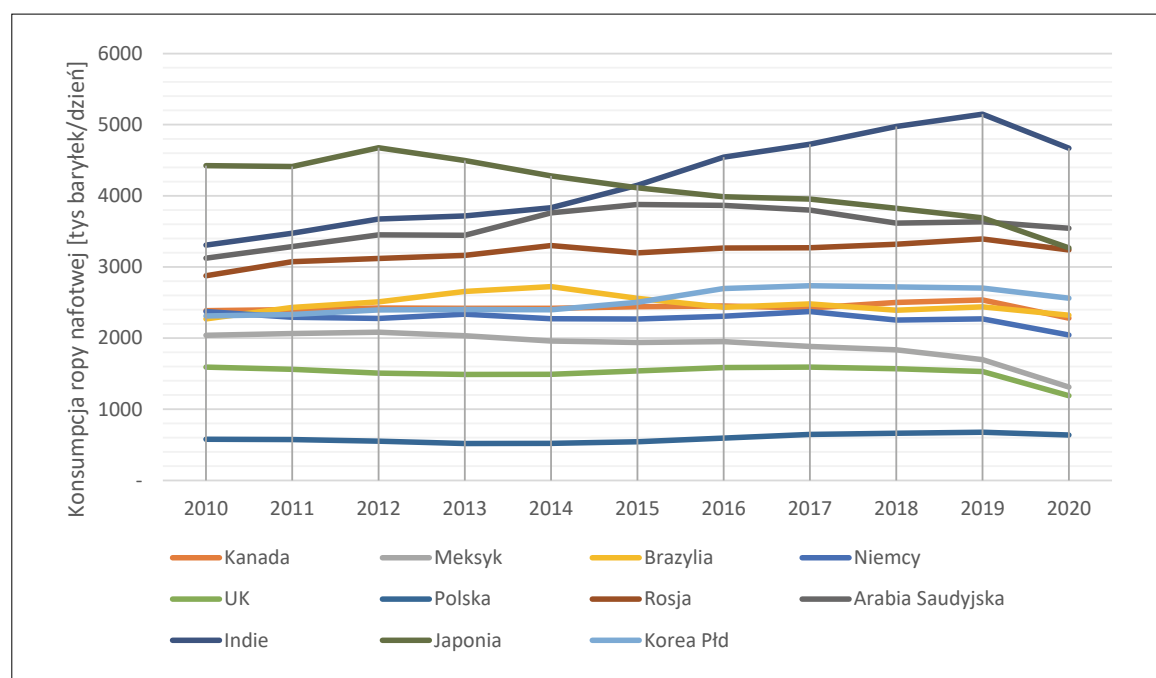


RYS. 3  
Konsumpcja ropy naftowej – czołowe kraje [1]

W przypadku wybranych krajów (rys. 8) należy uczciwie powiedzieć, że żaden nie wyróżnia się specyficzną sytuacją. W każdym wypadku dostrzegalna jest niemal jednostajna tendencja. Bardzo łatwo zauważyć to w wypadku Polski, której charakterystyka – podobnie jak w wypadku ropy naftowej – odznacza się niemal jednostajnością.

### Węgiel

W przypadku węgla (rys. 9) linia trendu nie jest już tak silnie nachylona, jak miało to miejsce w aspekcie ropy naftowej i gazu ziemnego. Zauważalna jest w tym wypadku dużo większa liczba fluktuacji, która na przestrzeni lat znajdowała swoje odzwierciedlenie w cenie analizowanego surowca.



RYS. 4  
Konsumpcja ropy naftowej – wybrane kraje [1]

**TAB. 1**  
Konsumpcja ropy  
naftowej  
– wybrane kraje [1]

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<b>Stany Zjednoczone</b>	18322	17997	17586	18011	18131	18524	18622	18878	19447	19475	17178
<b>Kanada</b>	2386	2400	2424	2419	2419	2442	2452	2423	2501	2537	2282
<b>Meksyk</b>	2040	2065	2083	2034	1960	1939	1950	1883	1836	1698	1312
<b>Brazylia</b>	2271	2432	2509	2655	2725	2558	2433	2481	2392	2438	2323
<b>Niemcy</b>	2373	2294	2276	2336	2273	2269	2307	2374	2255	2270	2045
<b>Wielka Brytania</b>	1593	1561	1508	1490	1491	1538	1587	1594	1569	1531	1192
<b>Polska</b>	577	574	552	520	521	542	594	646	663	679	637
<b>Rosja</b>	2878	3074	3119	3163	3300	3197	3265	3271	3320	3393	3238
<b>Arabia Saudyjska</b>	3124	3285	3451	3444	3760	3879	3865	3799	3617	3635	3544
<b>Chiny</b>	9390	9739	10170	10668	11120	12066	12499	13137	13576	14005	14225
<b>Indie</b>	3308	3475	3674	3717	3832	4147	4544	4724	4974	5148	4669
<b>Japonia</b>	4424	4412	4676	4496	4279	4113	3988	3953	3824	3689	3268
<b>Korea Południowa</b>	2312	2331	2396	2402	2398	2503	2696	2738	2720	2703	2560

**TAB. 2**  
Konsumpcja gazu  
ziemnego  
– wybrane kraje [1]

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<b>Stany Zjednoczone</b>	648,2	658,2	688,1	707,0	722,3	743,6	749,1	740,0	821,7	849,2	832,0
<b>Rosja</b>	423,9	435,6	428,6	424,9	422,2	408,7	420,6	431,1	454,5	444,3	411,4
<b>Iran</b>	144,4	153,2	152,5	153,8	173,4	184,0	196,3	205,0	219,6	223,4	233,1
<b>Chiny</b>	108,9	135,2	150,9	171,9	188,4	194,7	209,4	241,3	283,9	308,4	330,6
<b>Kanada</b>	92,0	101,1	99,8	105,9	110,4	110,5	106,4	110,3	116,4	117,8	112,6
<b>Meksyk</b>	66,0	70,8	73,7	77,8	78,8	80,8	83,0	86,0	87,6	88,0	86,3
<b>Argentyna</b>	42,1	43,8	45,7	46,0	46,2	46,7	48,2	48,3	48,7	46,6	43,9
<b>Niemcy</b>	88,1	80,9	81,1	85,0	73,9	77,0	84,9	87,7	85,9	88,7	86,5
<b>UK</b>	98,5	81,9	76,9	76,3	70,1	72,0	80,7	78,5	79,5	77,3	72,5
<b>Polska</b>	16,2	16,5	17,4	17,4	17,0	17,1	18,3	19,2	19,9	20,9	21,6
<b>Ukraina</b>	54,6	56,1	51,8	47,7	40,3	32,0	31,4	30,2	30,6	28,3	29,3
<b>Włochy</b>	79,1	74,2	71,4	66,7	59,0	64,3	67,5	71,6	69,2	70,8	67,7
<b>Indie</b>	59,0	60,3	55,7	49,0	48,5	47,8	50,8	53,7	58,1	59,3	59,6
<b>Japonia</b>	99,9	112,0	123,2	123,5	124,8	118,7	116,4	117,0	115,7	108,1	104,4
<b>Korea Południowa</b>	45,0	48,4	52,5	55,0	50,0	45,6	47,6	49,8	57,8	56,0	56,6

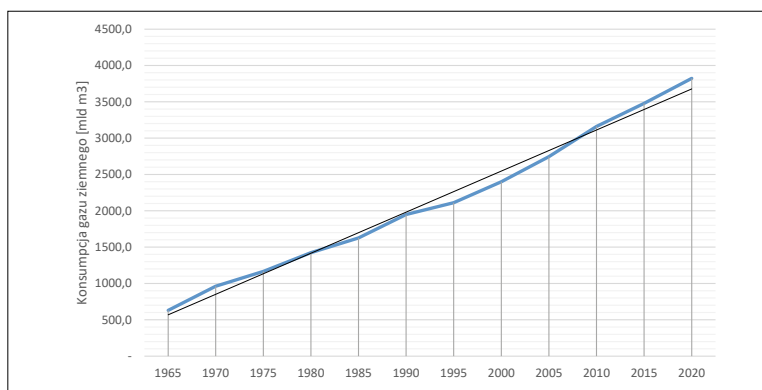
Charakterystyka dotycząca regionów świata (rys. 10) została w tym wypadku przyćmiona przez kraje Azji i Australii z Ocenią, a dokładniej – jak zostanie zaprezentowane w tabeli nr 3 oraz na wykresie (rys. 11) – przez Chiny. Warto poświęcić chwilę na statystykę związaną z regionami, gdyż Państwo Środka wygenerowało niemalże sześciokrotnie wyższą wartość zużycia węgla w stosunku do pozostałych obszarów.

Drugim z krajów azjatyckich, które odgrywają znaczącą rolę w stawce, są Indie. W roku 2015 państwo to zrównało się niemal ze Stanami Zjednoczonymi, by w kolejnych latach systematycznie zwiększać swoją przewagę w aspekcie wykorzystania węgla.

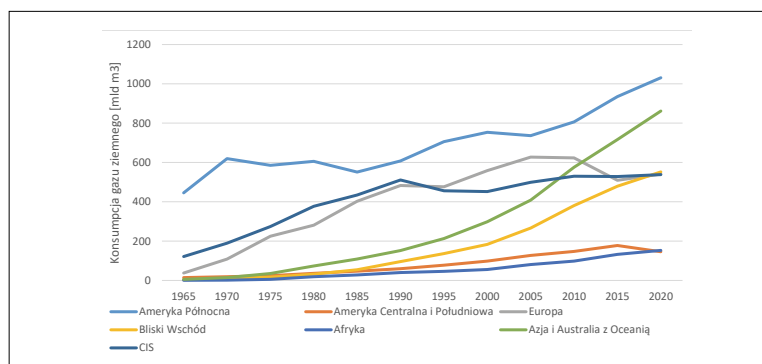
Tak jak w pozostałych przypadkach, tak i tym razem na wykresie dotyczącym wyróżniających się państw została ujęta Polska. Łatwo się jednak spodziewać, że w kontekście węgla sytuacja naszego kraju będzie nieco bardziej wyrazista aniżeli miało to miejsce w aspekcie ropy naftowej i gazu ziemnego. Na uwagę zasługuje nasilająca się tendencja spadkowa skorelowana z naszym zachodnim sąsiadem – Niemcami.

\*\*\*

Jak widać, często nawet w ujęciu rocznym, sytuacja dotycząca wielkości zapotrzebowania na dane



RYS. 5  
Konsumpcja gazu ziemnego – świat [1]

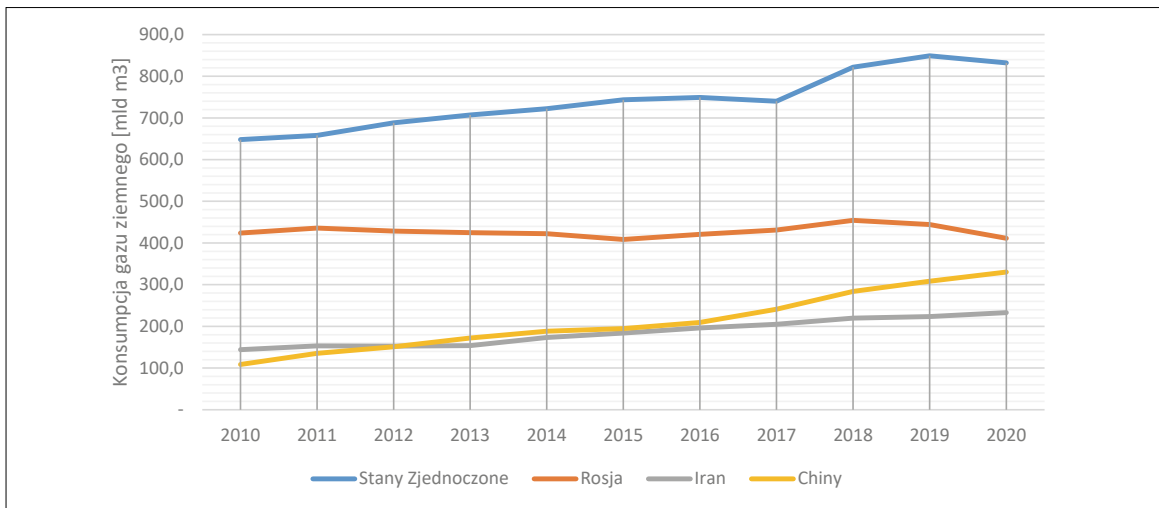


RYS. 6  
Konsumpcja gazu ziemnego – regiony świata [1]

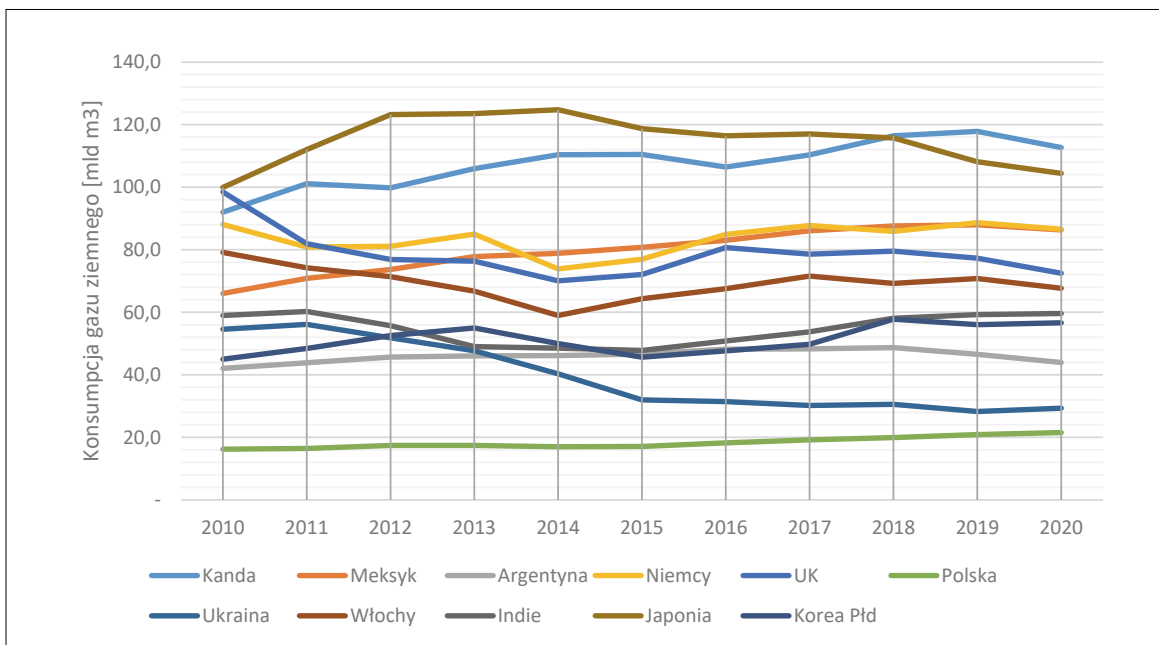
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<b>Stany Zjednoczone</b>	20,88	19,70	17,42	18,08	18,04	15,58	14,26	13,87	13,28	11,34	9,20
<b>Chiny</b>	73,22	79,71	80,71	82,44	82,49	80,94	80,21	80,59	81,11	81,79	82,27
<b>Indie</b>	12,16	12,75	13,82	14,79	16,23	16,55	16,84	17,44	18,59	18,60	17,54
<b>Niemcy</b>	3,23	3,28	3,37	3,47	3,33	3,29	3,20	3,01	2,90	2,25	1,84
<b>Polska</b>	2,31	2,30	2,14	2,23	2,07	2,04	2,07	2,08	2,09	1,86	1,67
<b>Turcja</b>	1,32	1,42	1,53	1,32	1,51	1,45	1,61	1,65	1,71	1,76	1,66
<b>Ukraina</b>	1,60	1,74	1,79	1,73	1,49	1,14	1,36	1,08	1,17	1,08	0,98
<b>Kazachstan</b>	1,40	1,52	1,58	1,57	1,55	1,43	1,42	1,52	1,70	1,66	1,64
<b>Rosja</b>	3,79	3,94	4,12	3,79	3,67	3,86	3,74	3,51	3,63	3,57	3,27
<b>RPA</b>	3,89	3,79	3,70	3,70	3,75	3,52	3,78	3,72	3,53	3,64	3,48
<b>Japonia</b>	4,87	4,62	4,88	5,07	4,99	5,03	5,02	5,10	4,99	4,91	4,57
<b>Korea Południowa</b>	3,23	3,50	3,38	3,41	3,53	3,58	3,41	3,61	3,63	3,44	3,03
<b>Australia</b>	2,19	2,13	2,00	1,89	1,88	1,95	1,94	1,88	1,83	1,75	1,69
<b>Japonia</b>	99,9	112,0	123,2	123,5	124,8	118,7	116,4	117,0	115,7	108,1	104,4
<b>Korea Południowa</b>	45,0	48,4	52,5	55,0	50,0	45,6	47,6	49,8	57,8	56,0	56,6

TAB. 3  
Konsumpcja węgla – wybrane kraje [1]

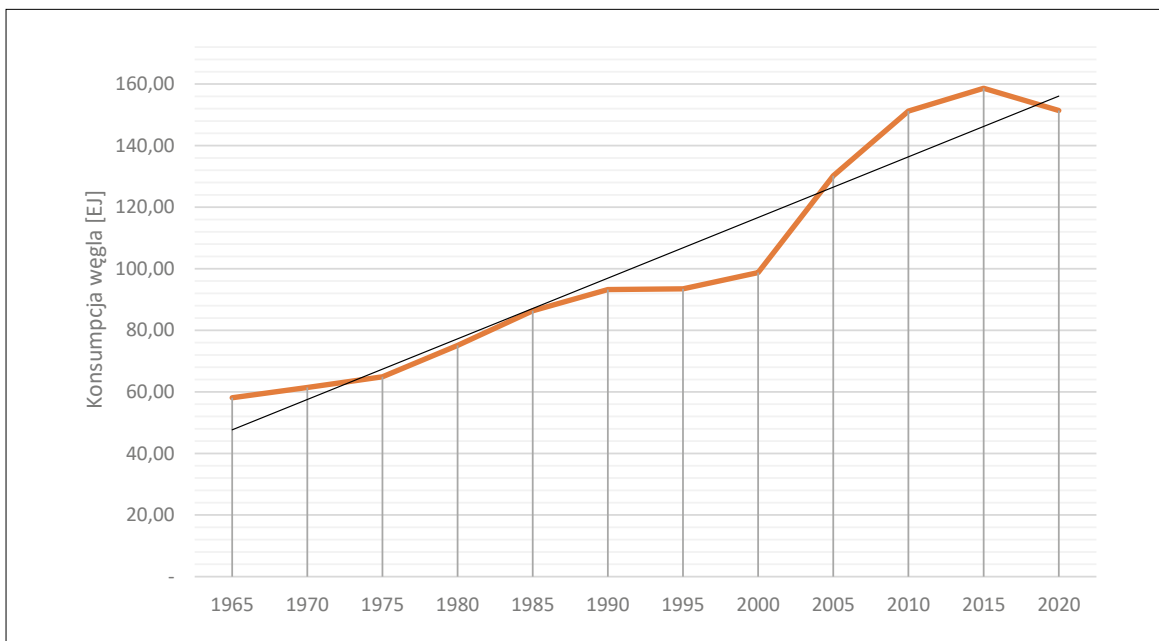
**RYS. 7**  
Konsumpcja gazu ziemnego – czołowe kraje [1]



**RYS. 8**  
Konsumpcja gazu ziemnego – wybrane kraje [1]



**RYS. 9**  
Konsumpcja węgla – świat [1]



Xylem jest liderem w dostarczaniu kompleksowych rozwiązań do zarządzania wodą w przemyśle energetycznym i ciepłowniczym.

Zapewniamy pomiar i bezpieczeństwo danych w ciepłownictwie. Wykorzystujemy innowacyjne metody akustyczne oraz platformę elektromagnetyczną do wykrywania wycieków i badania stanu sieci ciepłowniczej. Oferujemy pompy i sterowanie dla aplikacji w energetyce ciepłowniczej.

# OSZCZĘDNOŚĆ KOSZTÓW I ENERGII W PRZEMYŚLE ENERGETYCZNYM I CIEPŁOWNICZYM



# APLISENS<sup>®</sup>

APLISENS S.A. – Produkcja Przemysłowej  
Aparatury Pomiarowej i Elementów Automatyki



## #PRZEPŁYW

- ✓ Przepływomierze elektromagnetyczne
- ✓ Stanowisko pomiarowe przepływów



## #POZIOM


- ✓ Hydrostatyczne sondy głębokości do pomiaru poziomu wody i ścieków




## #CIŚNIENIE

- ✓ Przetworniki ciśnienia
- ✓ Przetworniki różnicy ciśnień
- ✓ Separatory membranowe



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

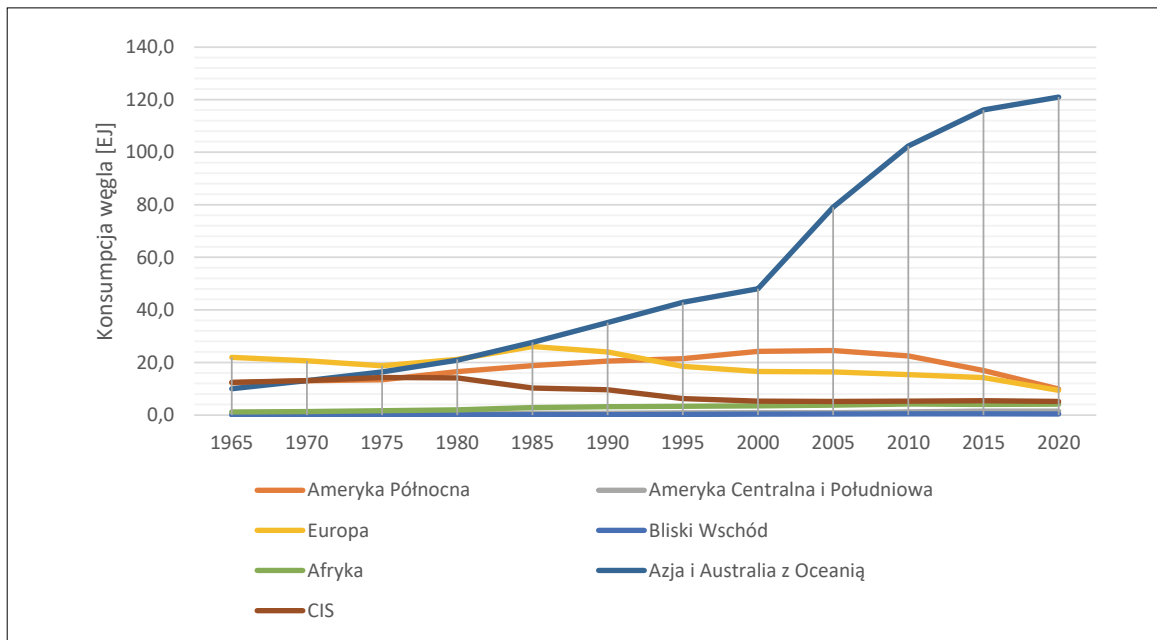
 [aplisens@aplisens.pl](mailto:aplisens@aplisens.pl)

 22 814-07-77

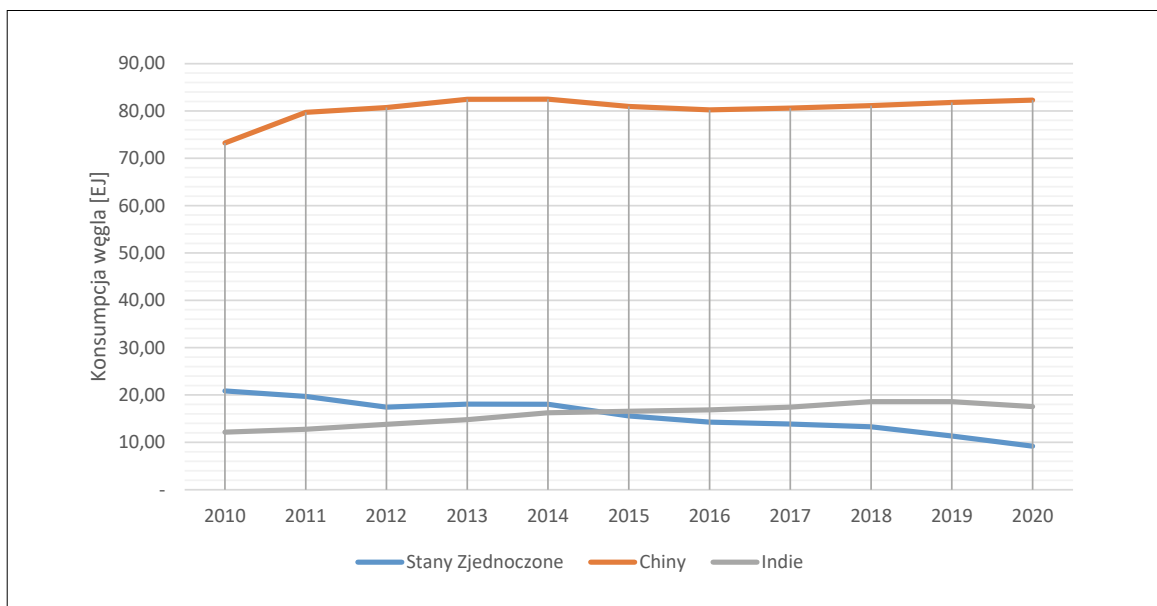
 03-192 Warszawa  
ul. Morełowa 7



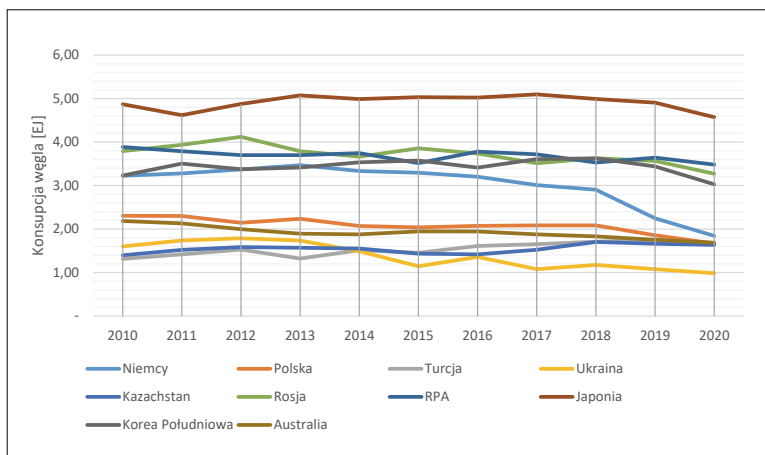




**RYS. 10**  
Konsumpcja węgla – regiony świata [1]



**RYS. 11**  
Konsumpcja węgla – czołowe kraje [1]



**RYS. 12**  
Konsumpcja węgla – wybrane kraje [1]

paliwo potrafi ulec zmianie. Bez wątpleni znaczne przetasowania nastąpią na przestrzeni lat 2022 oraz 2023. Coraz mocniejsze głosy dotyczące bojkotu wykorzystywania surowców energetycznego pochodzenia rosyjskiego sprawiają, że konieczne staje się szybkie rozejście się za możliwymi alternatywami. Niektóre kraje wracają do energii jądrowej, inne realizują kolejne inwestycje w odnawialne źródła energii, w kolejnych dochodzi do „przeproszenia się” z energetyką węglową.

**Literatura**

[1] Statistical Review of World Energy 2021 70th edition.



**Jerzy Łaskawiec**

Szklarska Poręba, 14 kwietnia 2022 r.

## Wojna europejska ANTE PORTAS?

**W**ojna to nie tylko czołgi, samoloty, żołnierze. To również obawa o jutro, czasem zwierzęcy strach, a czasem bezsilność. Wojna to także ekonomia, która dotyka wszystkich. Główne prawo ekonomii: „tanio kupić, drogo sprzedać” obowiązuje bez względu na odległość od teatru wojny. Czasem to prawo sprowadza się do: „kupić za dowolną cenę, ale zawsze sprzedać drożej”. Na nic kwestie moralne, odpowiedzialność PAŃSTWA za przyszłość, a nawet żywot obywateli. Za nic również prawa wyłożone przez św. Tomasza z Akwinu o zakazie zarabiania na lichwie, ale także zakaz zwykłego wyzysku współbraci (obcych można?).

**C**iała sytuacja odbija się w cenach energii, co jest pokłosiem obawy o światową podaż głównych jak dotychczas składników i nośników energii pierwotnej, to jest węgla i węglowodorów. Trudności te wpłynąć mogą nie tylko na ceny energii elektrycznej, ale i nawozów dla rolnictwa. Na takim to tle szerzą się nierealne marzenia, a raczej mrzonki o wszechmocny OZE. Snuje się plany o możliwości natychmiastowego zastąpienia przez te źródła, w dowolnej koniecznej ilości i czasie, innych dotychczasowych paliw. Warto podkreślić, że nie chodzi tu wyłącznie o zmniejszenie skutków efektu cieplarnianego, a również o jako taki byt cywilizowanej społeczności. Nie da się energii jaka jest łatwo zastąpić, nawet jeśli moje kochane kilkunastoletnie wnuczki i ich rówieśnicy myślą, że się da. W brydżu taka sytuacja, gdzie musisz wyłożyć tę a nie inną kartę, nazywa się impasem. Nie masz wyjścia. Jeśli ktoś coś musi mieć i odpowiada za to, aby inni mieli (zdrowie, bezpieczeństwo, życie), to jest gotów za to coś oddać wiele, w tym nawet wolność ekonomiczną. Tak jest z tym natychmiastowym embargiem na węglowodory ze wschodu, nie mając jeszcze zagwarantowanych tych z zachodu... Tak jest w życiu – nie wszyscy chcą i mogą zginąć, jak w Termopilach.

**P**oza wojną, w mediach coraz częściej podejmowana jest kwestia szalejącej inflacji. Tu czasem odnoszę wrażenie o słuszności wniosku z przysłowia, że ekonomista (i polityk

z nadania) mają taki wpływ na gospodarkę, jak meteorolog na pogodę. Mogą co najwyżej skomentować zaistniałe zjawisko po fakcie, dodając: „a nie mówiłem” oraz: „i tak jesteśmy najlepsi w Europie”. Wielkie państwowe organizacje polityczno-ekonomiczne (jak NBP) powołane są do tego, aby jak ten Józef, syn Jakuba, 3500 lat temu w Egipcie zgromadzić zboże z 7 lat tłustych na 7 lat chudych. A tego nie zrobiły. Stosuje się manipulację ludzi metodą kija i marchewki poprzez określanie stóp procentowych, wierząc, że kredytobiorcy, zmuszeni płacić o 50% wyższe raty za swoje hipoteki, zrezygnują z zakupu innych towarów, zmuszając z kolei producentów tych towarów do obniżki ich cen, a tym samym do ograniczenia inflacji. Inflacja, jej wyliczany wskaźnik, jest przecież tylko jak ten termometr pokazujący, że pacjent ma gorączkę, a nie samą chorobę. Znając jedynie skutki choroby, a nie jej przyczyny, nie można znaleźć w gotowych podręcznikach skutecznych recept na leczenie.

**B**ieżące wydarzenia powodują rozmnożenie się ekspertów. Obecnie obserwujemy miny odpowiedzialnych, typu „ja wiem wszystko i wiem dobrze” (a nawet „słusznie”). Politycy u władzy: od faraonów do carów i ich protoplastów, a także epigonów mają nadane sobie przez siebie prawo do definiowania nie tylko stanu obecnego, ale i przeszłości (historii), a nawet przyszłości. Narzędzia stosowane to propaganda, czarny PR, nadawanie swoich orderów i tytułów łechcących próżność, którą każdy z nas w jakimś stopniu posiada, ideologie czy wreszcie nawet religia. Obecnie dochodzą narzędzia związane z internetem. Na szczęście, ale i na nieszczęście, nie wszyscy wyborcy potrafią z nich korzystać...

**C**zas ŚWIĄTECZNY, a więc życzę czytelnikom i nie tylko energetykom, Wesołych Świąt – u nas WIELKIEJ NOCY, a w Ukrainie Świąt WIELKIEGO DNIA (jeden tydzień później). Spokoju i POKOJU.

Forum Zielonego Przemysłu.  
Dekarbonizacja i własne źródła energii.



# ZIELONY KIERUNEK ZMIAN



8-9 czerwca 2022 • Katowice

**OGRANICZANIE**  
negatywnego  
wpływu na środowisko



**ENERGIA**  
we własnych  
rękach



**MAGAZYN**  
energii,  
wodór i GOZ



ORGANIZATOR



HONOROWY  
GOSPODARZ



HONOROWY  
PATRONAT



PARTNER BRANŻOWY



PATRONAT MERYTORYCZNY



PATRONAT MEDIALNY





**NIE ROBIMY STU RZECZY.  
PRODUKUJEMY JEDNĄ,  
UNIWERSALNĄ SONDĘ RADAROWĄ.  
THE 6X®. JUŻ DOSTĘPNA!**

Cokolwiek chcesz mierzyć, niezależnie od częstotliwości – VEGAPULS 6X da sobie radę. Powiedz nam, czego potrzebujesz, a my skonfigurujemy naszą nową sondę radarową do pomiaru poziomu tak, żeby spełniała Twoje wymagania.

Z VEGAPULS 6X pytanie o to, który czujnik będzie właściwy, jest zbędne – a Twoje życie staje się prostsze.

**VEGA. HOME OF VALUES.**

[www.vega.com/radar](http://www.vega.com/radar)

**VEGA**