



# Energetyka

— CIEPLNA I ZAWODOWA —

TEMAT NUMERU | REMONTY, MODERNIZACJE I UR

## TRANSFORMACJA W KOMPLEKSIE ENERGETYCZNYM

- | Praca elektrowni wobec polityki dekarbonizacji
- | Remonty i modernizacje dostosowane do współczesnych wymagań
- | Węgiel, gaz i atom – wydanie polskie

**ENERGETYKA  
EXTRA**

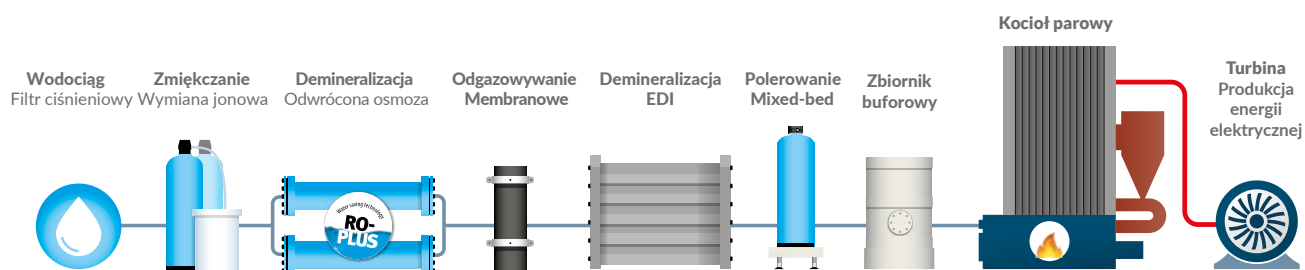
Podsumowanie 2022 roku  
w energetyce

# Uzdatnianie wody dla ciepłowni i elektrociepłowni



Specjalizujemy się w tworzeniu najnowocześniejszych systemów generacji wody dla ciepłownictwa

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



Kotły i turbiny do produkcji ciepła i elektryczności są bardzo wrażliwe na rozpuszczone w wodzie sole i inne cząstki. Usunięcie tych związków z wody ma zasadnicze znaczenie dla żywotności, eksploatacji i bezpieczeństwa systemu.

Właściwie uzdatniona woda dla kotłów parowych gwarantuje ograniczenie występowania korozji, ochronę turbiny, a także minimalizuje konieczność odsalania wody oraz użycia chemikaliów.

**Energetyka**

Ciepła i zimowa

**Z ŻYCIA BRANŻY**

- 8 | **Jak ogrzewa się Berlin?**  
Aleksandra Fedorska
- 10 | **Strategia dla ciepłownictwa – czy szybciej  
znaczy lepiej?**  
Dorota Jeziorowska
- 12 | **Ostatni felieton na rynku energii?**  
Jan Saktawski
- 14 | **Zniesienie obliwa giełdowego – próba ratowania cen  
energii elektrycznej kosztem konkurencyjności rynku**  
Michał Grzywacz
- 16 | **Transformacja = Bezpieczeństwo**  
Rozmowa z Jackiem Chodkowskim, dyrektorem  
generalnym Grupy Dalkia Polska

**TEMAT NUMERU: REMONTY, MODERNIZACJE I UR**

- 20 | **Remont kapitalny generatora G2 w gdyńskiej  
elektrociepłowni PGE Energia Ciepła**  
Marian Richert
- 22 | **Modernizacja przekładni zębatej z wbudowanym  
sprzętem hydrokinetycznym pompy zasilającej**  
Andrzej Błaszczyk, Rafał Samulski, Mariusz Nawrocki,  
Dariusz Woźniak
- 28 | **Problem hałasu**  
Patrik Gaj, Jacek Karczewski, Joanna Kopania
- 38 | **Diagnostyka urządzeń energetycznych i instalacji  
przemysłowych**  
Pro Novum
- 41 | **Nadzór diagnostyczny rurociągów parowych  
w trybie zdalnym**  
Marcin Kijowski, Radosław Stanek, Mateusz Nowak  
Pro Novum
- 46 | **Modernizacja drugiego komina gdańskiej  
elektrociepłowni PGE Energia Ciepła**  
Dariusz Dzwilewski

**CIEPŁOWNICTWO**

- 48 | **ECO DIGITAL – optymalizacja komunikacji w cyfrowej  
przestrzeni**  
Andrzej Kowalczyk, Joanna Moczko-Król
- 54 | **Kraków i Rzeszów ogrzeją ekologicznym ciepłem  
ze ścieków**  
PGE Energia Ciepła
- 58 | **Wkrótce druga linia**  
PGE Energia Ciepła

**PALIWA**

- 60 | **Wielkoskalowa energetyka jądrowa w Polsce  
AD 2022**  
Piotr Darnowski, Piotr Mazgaj
- 64 | **Wodór w Grupie ZE PAK i PAK PCE**  
Waldemar Roszak
- 72 | **Ceny paliw płynnych. Zmiany na przestrzeni lat**  
Wojciech Sikorski
- 76 | **Elektroenergetyka w Polsce 2022 w wybranych  
wynikach i porównaniach**  
Herbert Leopold Gabryś
- 84 | **Bezpieczeństwo energetyczne a Baltic Pipe**  
Wojciech Wrochna, Jacek Kozikowski

**ENERGETYKA EXTRA**

- 86 | **Rok 2022 w energetyce i nie tylko**  
Maciej Szramek

**FELIETON**

- 114 | **Nic się nie stało, Polacy, nic się nie stało???**  
Jerzy Łaskawiec

**Z ŻYCIA BRANŻY**

Fot. Dalkia Polska

**TRANSFORMACJA = BEZPIECZEŃSTWO**

Rozmowa z Jackiem Chodkowskim, dyrektorem generalnym Grupy Dalkia Polska

**PALIWA**

Fot. 123rf

**WIELKOSKALOWA ENERGETYKA  
JĄDROWA W POLSCE AD 2022****60**

Piotr Darnowski, Piotr Mazgaj

**PALIWA**

Fot. 123rf

**ELEKTROENERGETYKA W POLSCE 2022  
W WYBRANYCH WYNIKACH  
I PORÓWNANIACH****76**

Herbert Leopold Gabryś



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

## Wszystko, czego chcemy na święta

Gdy w radiu zaczynamy słyszeć utwór „Last Christmas” grupy Wham! i „All I want for Christmas is you” w wykonaniu Mariah Carey od razu wiemy, że święta za pasem (dość grubym, bo hity te lecą już od listopada) i rok zbliża się ku końcowi. Niedługo zobaczymy zwiastuny „Kevina” w telewizji, a miasta zostaną przystrojone w świąteczne iluminacje – w tym roku, w większości miejsc w Polsce, prawdopodobnie uboższe.

Bo cóż to był za rok? Nie zapomnimy go nigdy, choć niestety będzie nam się kojarzyć jednoznacznie negatywnie. Kryzys energetyczny i surowcowy wywołany m.in. wojną na Ukrainie naznaczy nasze czasy na wiele lat do przodu. Dalej nie wiemy, jak europejska gospodarka przetrwa zimę, która w tym roku będzie trudna z wielu powodów. Jak ostatnie miesiące minęły z perspektywy przedstawicieli branży? Dowiedziecie się państwo ze specjalnie przygotowanego dodatku Energetyki Extra – „Rok 2022 w energetyce i nie tylko”.

Ostatni numer „Energetyki Ciepłej i Zawodowej” w tym roku to jednak nie tylko podsumowania. Przygotowaliśmy ponad 100 stron, na których znajdziecie tematy związane z remontami, modernizacjami, utrzymaniem ruchu, inwestycjami, ciepłownictwem, prawem czy

paliwami. W tym ostatnim temacie zachęcam do przeczytania przekrojowej analizy Herberta Leopolda Gabrysia (byłego wiceministra gospodarki odpowiedzialnego za energetykę) na temat polskiej elektroenergetyki, m.in. w kontekście węgla. Warto też wspomnieć, że kwestie zarządzania pracą elektrowni zostaną również poruszone na naszej XV Konferencji Remonty i Utrzymanie Ruchu w Energetyce, odbywającej się 23-24 listopada w Licheniu.

Jak wspominałem, konsekwencje wydarzeń tego roku będą odczuwalne w energetyce przez wiele kolejnych lat. Transformacja energetyczna, mimo kryzysu, nie zatrzymuje się, nabiera nawet większego tempa. Unia Europejska chce, aby wdrażanie zielonych zmian było jeszcze szybsze i jeszcze bardziej zielone. Kryzys nie dotyczy oczywiście tylko energetyki, dotyka również zwykłego Kowalskiego, który martwi się, czym ogrzeje siebie i rodzinę w najbliższych tygodniach. Trudny to czas, pełen trudnych decyzji. Dobrze, że chociaż muzyka w radiu wesoła...

*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 Mikołajek-Piela, Marta Mika, Magda Widrińska, Ewa Dombek, Monika Majewska

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

**Redakcja nie odpowiada za treść reklam.**

Niniejsze wydanie jest wersją pierwotną czasopisma

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

Fot. na okładce: 123rf



Fot. ZE PAK SA

### AUTOBUS WODOROWY NESOBUS – „NIE EMITUJE SPALIN I OCZYSZCZA” POWIETRZE

NesoBus ma zasięg do 450 km, co oznacza, że może być użytkowany bez tankowania przez 2 dni. Jeśli skończy się wodór, tankowanie trwa tylko 15 minut i można cieszyć się z kolejnych 450 km. Dzięki temu jest w pełni ekologiczny i nie traci wielu godzin na ładowanie baterii. Zamiast stać i ładować się wiele godzin, cały czas może jeździć. Więcej o autobusie w artykule na stronie 64.



## NADCHODZI FALA NIEWYPŁACALNOŚCI PRZEDSIĘBIORSTW

Fali niewypłacalności przedsiębiorstw nie zatrzyma nawet ustabilizowanie cen energii. Wysokie rachunki za prąd, rosnące stopy procentowe i koszty pracy, presja inflacyjna i zakłócenia łańcuchów dostaw – te czynniki negatywnie odbijają się na rentowności polskich firm, które od prawie trzech lat funkcjonują w warunkach nieustającego kryzysu.

Efektom obecnej trudnej sytuacji jest wzrost liczby niewypłacalności, który według Allianz Trade wyniósł we wrześniu 5 proc. r./r., a na koniec tego roku sięgnie już 10 proc. r./r. Oficjalne statystyki mogą być jednak zaniżone, ponieważ wiele firm znika z rynku po cichu, bez dopełniania jakichkolwiek formalności, nierzadko pozostawiając za sobą nieuregulowane zobowiązania finansowe. – Tego kryzysu nie zażegna nawet ustabilizowanie cen energii, ponieważ czynników kosztowych, które go powodują, jest o wiele więcej – wskazuje **Sławomir Bąk**, członek zarządu ds. oceny ryzyka Allianz Trade.

Źródło i fot.: [newseria.pl](http://newseria.pl)



## MUZEM GAZOWNI WARSZAWSKIEJ ZNOWU OTWARTE

Jeden z najważniejszych stołecznych zabytków dziedzictwa przemysłowego powraca w nowej odsłonie, łączącej historię z nowoczesnymi trendami wystawienniczymi.

Zwiedzający Muzeum Gazowni Warszawskiej będą mogli zgłębić tajniki produkcji i wykorzystania gazu miejskiego, który 100 lat temu służył nie tylko do oświetlania ulic i gotowania posiłków, ale zasilał nawet lodówki.

Źródło: [informacja prasowa](http://informacja prasowa);  
fot. Muzeum Gazowni Warszawskiej

## ROZMAITOŚCI

# 4

## MLD EUR

Do takiej kwoty EDP Renewables podnosi inwestycje brutto w energetykę odnawialną

źródło: [informacja prasowa](http://informacja prasowa)

# ”

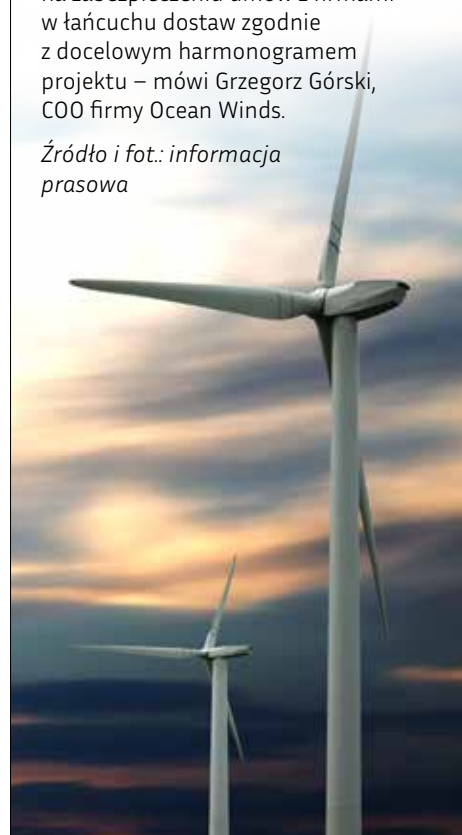
Ograniczenie wykorzystania paliw kopalnych i zwrócenie się w kierunku budowania własnych mikśów energetycznych, uwzględniających zdywersyfikowane źródła czy potencjał OZE, zapewnią przemysłowi większą niezależność i efektywność energetyczną – **Jacek Chodkowski**, dyrektor generalny Grupy Dalika Polska

## JEST DECYZJA ŚRODOWISKOWA DLA MORSKIEJ FARMY WIATROWEJ BC-WIND NA BAŁTYKU

Ocean Winds, firma założona jako joint venture 50/50 przez światowych liderów branży energetycznej – EDPR i ENGIE, uzyskała decyzję środowiskową, pozytywnie kończącą proces oceny oddziaływania przedsięwzięcia na środowisko. Decyzja została wydana przez Regionalną Dyрекcję Ochrony Środowiska w Gdańsku dla projektu morskiej farmy wiatrowej BC-Wind. Inwestycja o mocy do 400 MW ma powstać ok. 23 km na północ od gmin Choczewo i Krokowa, w województwie pomorskim.

– Otrzymanie decyzji środowiskowej znacząco przybliży Ocean Winds do realizacji pierwszej farmy wiatrowej Ocean Winds na polskim Bałtyku. Decyzja środowiskowa jest dla nas ważnym kamieniem milowym w realizacji projektu BC-Wind. Teraz koncentrujemy się na kolejnych fazach inwestycji, w szczególności na zabezpieczeniu umów z firmami w łańcuchu dostaw zgodnie z docelowym harmonogramem projektu – mówi Grzegorz Górski, COO firmy Ocean Winds.

Źródło i fot.: [informacja prasowa](http://informacja prasowa)



## RUSZA BUDOWA KOTŁOWNI GAZOWEJ W PGE ENERGIA CIEPŁA W RZESZOWIE

20 października br. w obecności przedstawicieli władz lokalnych odbyło się uroczyste wmurowanie kamienia węgielnego pod budowę kotłowni gazowej w PGE Energia Ciepła Oddział Elektrociepłownia w Rzeszowie. Inwestycja ta jest jedną z wielu prowadzonych obecnie w Grupie PGE, których celem jest dekarbonizacja obszaru ciepłownictwa.

Obecnie w rzeszowskiej elektrociepłowni paliwem wykorzystywanym do produkcji ciepła i energii elektrycznej jest w 80% gaz ziemny. Około 14% energii i ciepła udaje się odzyskać poprzez przetwarzanie odpadów komunalnych w Instalacji Termicznego Przetwarzania z Odzyskiem Energii (ITPOE). Po zakończeniu budowy kotłowni gazowej w Elektrociepłowni w Rzeszowie nastąpi kolejne istotne ograniczenie wykorzystywania węgla jako paliwa do wytwarzania ciepła.

Źródło i fot.: informacja prasowa

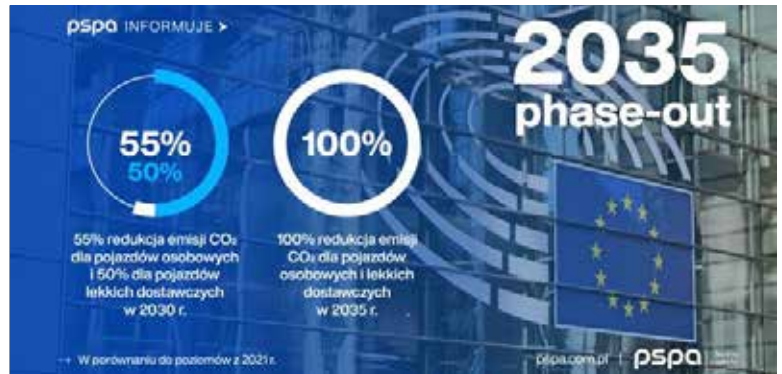


## EIT INNOENERGY INWESTUJE W NEVOMO, BY WSPIERAĆ ROZWÓJ KOLEI DUŻYCH PRĘDKOŚCI NOWEJ GENERACJI

Ostatnie dni przyniosły ważne rozstrzygnięcia dla polskiej energetyki jądrowej. Rząd podjął decyzję, że pierwszą elektrownię atomową wybuduje w oferowanej przez amerykański Westinghouse technologii AP1000.

Zapowiedział też działania przygotowujące do budowy kolejnej wielkoskalowej inwestycji tego typu w Polsce. Elektrownię jądrową chcą również wybudować: spółka PGE i kontrolowany przez EIT InnoEnergy – jeden z największych na świecie inwestorów w innowacje w obszarze zrównoważonej energii – inwestuje w polską spółkę Nevomo, będącą liderem zaawansowanych technologii w obszarze kolei dużych prędkości nowej generacji.

Źródło: informacja prasowa



## ZAKAZ SPRZEDAŻY NOWYCH SAMOCHODÓW Z SILNIKAMI SPALINOWYMI W UNII EUROPEJSKIEJ PRZESĄDZONY

Komisja Europejska, Rada Unii Europejskiej oraz Parlament Europejski osiągnęły porozumienie w trilogu w sprawie norm emisji CO<sub>2</sub> dla pojazdów osobowych i dostawczych. Potwierdzony został cel 100% redukcji emisji. Oznacza to, że od 2035 r. w państwach członkowskich będzie można rejestrować wyłącznie samochody z napędem elektrycznym lub wodorowym.

27 października Parlament Europejski oraz Rada UE zawarły porozumienie w sprawie nowelizacji rozporządzenia 2019/31. Przepisy będą wymagały, aby wszystkie nowe samochody osobowe i dostawcze sprzedawane w UE były zeroemisyjne do 2035 r. Jako cel pośredni, który ma być osiągnięty w 2030 r., przyjęto, że redukcja emisji CO<sub>2</sub> ma wynieść 55% dla aut osobowych i 50% redukcji w przypadku pojazdów dostawczych, w stosunku do emisji z 2021 r. Producenci, którzy nie dostosują się do nowych przepisów, będą narażeni na dotkliwe kary finansowe.

Źródło i fot.: informacja prasowa

## WICEPREZES PGNiG: PALIWA ALTERNATYWNE BĘDĄ ZYSKIWAĆ NA ZNACZENIU. BIOMETAN I WODÓR W PRZYSZŁOŚCI UZUPEŁNIĄ PALIWA TRADYCYJNE

Polska polityka energetyczna zakłada, że wykorzystanie biogazu, biometanu, gazów syntezowych czy wodoru ma w przyszłości pokryć istotną część krajowego popytu na paliwa gazowe, przyspieszając zieloną transformację.



– Dzisiaj musimy myśleć przede wszystkim o bezpieczeństwie energetycznym, ale paliwa przyszłości z całą pewnością będą uzupełniać te tradycyjne – mówi wiceprezes PGNiG Arkadiusz Sekściński. Jak wskazuje, spółka chce brać udział w tworzeniu polskiego rynku paliw alternatywnych, dlatego już w tej chwili rozwija liczne projekty badawczo-rozwojowe związane m.in. z wodorem. Wśród nich jest projekt magazynowania wodoru – uzyskiwanego z procesu produkcji energii przez morskie farmy wiatrowe – w kawernach solnych.

Źródło i fot.: newseria.pl

## JAK OGRZEWA SIĘ BERLIN?

OLBRZYMIĘ MIASTA W NIEMCZECH, TAKIE JAK BERLIN CZY HAMBURG, DYSPONUJĄ – W ODRÓŻNIENIU OD INNYCH WIĘKSZOŚCI MIEJSCOWOŚCI W TYM KRAJU – WYSOKIM JAK NA NIEMCY UDZIAŁEM OGRZEWANIA MIEJSKIEGO W CAŁOŚCIOWYM SYSTEMIE GRZEWCZYM. KAŻDA ELEKTROCIEPŁOWNIA TO OSOBNA HISTORIA...

W przypadku Berlina, który ma około 3,7 milionów mieszkańców, ogrzewanie miejskie ma blisko 40% mieszkań. Warto przypomnieć, że jeszcze w 2018 roku wkład węgla w miks grzewczy stolicy Niemiec wynosił 21%. Rynek grzewczy w tej aglomeracji to łączne końcowe zużycie energii w wysokości 31 TWh, a berliński system ciepłowniczy, do którego podłączonych jest 1,3 mln jednostek mieszkalnych, ma 2000 km sieci rurociągowych i wytwarza rocznie ok. 10 TWh ciepła sieciowego.

### Fuel switch

W stolicy Niemiec za ogrzewanie miejskie odpowiada koncern energetyczny Vattenfall, który w ostatnich latach w aktywny sposób bierze udział w niemieckiej Energiewende. W wymiarze ciepłowniczym polega to głównie na tzn. fuel switch, czyli przechodzeniu z węgla na gaz ziemny. Cele koncernu Vattenfall dla ciepłownictwa berlińskiego to całkowite odejście od węgla do 2030 roku oraz dekarbonizacja i neutralność klimatyczna do 2050. Berlińskie elektrownie to, oprócz wytwarzania ciepła i prądu, także część historii tego miasta, które z prądu zaczęło korzystać już w 1885 roku. Budynek, w jakim mieści się elektrociepłownia Klingenberg, jest zabytkiem architektury. W latach 20. ubiegłego wieku miasto wybudowało elektrownię w dzielnicy Rummelsburg, ale jej „węglowe wnętrze” już dawno zostało wymienione. Tu fuel



foto. zasoby autora

### Aleksandra Fedorska

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

switch miał miejsce w 2017 roku. W latach 1927-1950 zakład zaopatrywał się w wodę chłodzącą przy plaży miejskiej w dzielnicy Lichtenberg. Wałory architektoniczne posiada także inny budynek, należący do elektrociepłowni Adlershof. Wieczorem jej bloki oświetlone są w różnych kolorach i wtedy jest co podziwiać.

### Marzahn i Berlin-Neukölln/ Gropiusstadt

Elektrociepłownia Marzahn była niegdyś częścią NRD-owskiej urbanistyki. Zakład powstał na początku lat 70. w dzielnicy o tej samej nazwie, wraz z ogromnym osiedlem mieszkaniowym z wielkiej płyty. Wtedy elektrownia była zasilana 80 000 tonami odpadów domowych rocznie, co bardzo zanieczyszczało powietrze. Po zjednoczeniu Niemiec zakład stopniowo przestawiono na gaz. W kontekście urbanistycznym interesująca jest także elektrownia Berlin-Neukölln/Gropiusstadt, zasilana odpadami drewna i gazem, która zaopatrza osiedle

Gropiusstadt. Powstało ono na terenie Berlina Zachodniego według planów słynnego urbanisty epoki Bauhausu Waltera Gropiusa. W latach 50. ub. wieku zaprojektował on koncepcję urbanistyczną dużego osiedla na południowych obrzeżach stolicy, którego budowa została ukończona w 1975 roku i które zamieszkuje około 50 000 osób. Budując osiedle zmieniono nieco charakter projektu Gropiusa. Zamiast trzech, czterech pięter domy



miały ich nawet 30, a zielone przestrzenie, które Gropius przewidział dla mieszkańców, musiały w rzeczywistości ustąpić miejsca szkołom, przedszkolom, supermarketom i parkingom.

### Kluby i jednostki o specjalnym znaczeniu

W dzielnicy Lichtenfelde elektrociepłownia zasilana była niegdyś wysokoemisyjnym olejem opalowym, ale nowy zakład stawia już tylko na gaz. We wschodniej części miasta, przy stacji Jannowitzbrücke, widać budynki starej elektrociepłowni, gdzie w klubie Tresor bawią się dziś tysiące fanów techno. Także w elektrociepłowni Friedrichshain od lat nie wytwarza się energii, ale tańczy w klubie Berghain. Elektrociepłownia Reuter West, zlokalizowana w dzielnicy Spandau, przeznaczona była pierwotnie dla osiedla Siemensstadt. Obecnie ta jednostka węglowa jest najbardziej wydajną elektrociepłownią w Berlinie i zaopatruje blisko pół miliona mieszkańców w energię sieciową. W dzielnicy rządowej funkcjonuje z kolei elektrociepłownia Mitte i zakład przy Scharnhorststraße. Są to obiekty o specjalnym znaczeniu, ponieważ zaopatrują pobliskie szpitale, takie jak Charite, a także ministerstwa federalne. Historia elektrowni w Moabit sięga 1899 roku. Obecna elektrownia została zbudowana pod koniec lat 80. Jej główne źródło energii to węgiel kamienny, a także biomasa – głównie zrębki drzewne. Od 2026 roku elektrownia w Moabit planuje całkowicie obejść się bez węgla kamiennego, wykorzystując wyłącznie biomasę. W bardzo atrakcyjnej berlińskiej dzielnicy Charlottenburg już dawno się z nim pożegnano – został zastąpiony przez gaz. Natomiast w elektrociepłowni Ruhleben spalane są odpady z berlińskich gospodarstw domowych.

# HYDAC

PREDICTIVE MAINTENANCE  
W AGREGATACH HYDRAULICZNYCH  
ORAZ SMARNYCH



System monitorowania  
stanu oleju

## POMIARY

## TRANSMISJA



MCS



CS – ZANIECZYSZCZEŃ STAŁYCH



AS – NASYCENIA WODĄ OLEJU



## ANALIZA

### Korzyści z zastosowania:

- Monitorowanie podstawowych parametrów olejów
- Planowanie z wyprzedzeniem przeglądów okresowych bazując na danych zbieranych przez czujniki.
- Szybka diagnostyka maszyn oraz wykrywanie uszkodzeń na wczesnym etapie ich powstawania.
- Zmniejszenie występowania nieplanowanych przestojów maszyn.
- Zwiększenie dostępności, bezpieczeństwa i produktywności układów hydraulicznych i smarnych.
- Większa wydajność i oszczędność.

[WWW.HYDAC.COM.PL](http://WWW.HYDAC.COM.PL)

Wspieramy cyfrową transformację Twojej produkcji



# STRATEGIA DLA CIEPŁOWNICTWA – CZY SZYBCIEJ ZNACZY LEPIEJ?

POD KONIEC MAJA BR. MINISTERSTWO KLIMATU I ŚRODOWISKA SKIEROWAŁO DO KONSULTACJI PUBLICZNYCH PROJEKT „STRATEGII DLA CIEPŁOWNICTWA DO ROKU 2030 Z PERSPEKTYWĄ DO 2040 R.”. TO SEKTOROWY DOKUMENT PLANISTYCZNY, KTÓREGO GŁÓWNYM ZADANIEM JEST WSKAZANIE OPTYMALNYCH KIERUNKÓW REALIZACJI CELÓW OKREŚLONYCH W „POLITYCE ENERGETYCZNEJ POLSKI DO 2040 R.” ORAZ W „KRAJOWYM PLANIE NA RZECZ ENERGII I KLIMATU NA LATA 2021-2030”, A TAKŻE W UNIJNYM PRAWODAWSTWIE.

Dokument był wyczekiwany przez wiele podmiotów, stąd wzbudził duże zainteresowanie w różnych środowiskach oraz stanowił podstawę wielu dyskusji w przestrzeni publicznej. W felietonie nie chcę prowadzić rozważań na temat treści czy celów zawartych w przedmiotowym dokumencie, a skupić się raczej na jego kluczowych założeniach.

## Fit for 55 a Strategia dla ciepłownictwa

Do niniejszych przemyśleń sprowokowały mnie coraz częściej pojawiające się na forum pytania o finalny kształt „Strategii...” oraz podkreślanie, że jest ona niezbędna dla dalszego rozwoju sektora ciepłownictwa w Polsce. Oczywiście, trudno się nie zgodzić z wysokim poziomem istotności tego dokumentu, jednak wątpliwości budzą naciski na przyspieszenie opracowania jego końcowej wersji, podczas gdy wciąż ważą się losy kluczowych dla sektora ciepłownictwa przepisów w ramach pakietu Fit for 55. Wskażę wprost – bez uwzględnienia ostatecznego kształtu rewizji przede wszystkim dyrektywy EED, RED, EPBD, ETS strategia taka nie będzie miała dużej wartości dla procesu planowania transformacji sektora. Ale może od początku...

## Finalny kształt dokumentów pakietu Fit for 55 może zmienić wszystko

Procedowane w ramach pakietu Fit for 55 projekty aktów prawnych, po wypracowaniu przez Radę UE oraz Parlament Europejski podejścia w zakresie poprawek do właściwego wniosku ustawodawczego Komisji Europejskiej, są przedmiotem trilogu pomiędzy tymi organami UE. Śledząc aktualne prace nad poszczególnymi wnioskami legislacyjnymi widać duże rozbieżności w części kwestii pomiędzy stanowiskami Rady i Parlamentu, których rozstrzygnięcie ciężko jest w tym momencie przesądzać. Są to jednak obszary mające ogromne znaczenie dla wyboru scenariusza transformacji, zwłaszcza dużych systemów ciepłowniczych, dla których istnieje bardzo ograniczona liczba dostępnych technologii możliwych do zastosowania w tym procesie. Dotyczy to m.in. kwestii włączenia instalacji



foto: zasoby autora

**Dorota Jeziorowska**

dyrektorka Polskiego  
Towarzystwa  
Elektrociepłowni  
Zawodowych

termicznego przekształcania odpadów z odzyskiem energii do systemu handlu uprawnieniami EU ETS (w tym zakresie potencjalnego terminu), umożliwienie zakwalifikowania ciepła z energii elektrycznej z OZE pobranej z krajowego systemu elektroenergetycznego jako ciepła z OZE (w kontekście m.in. kotłów elektrycznych czy pomp ciepła), terminu i zakresu podmiotowego wprowadzenia dodatkowego kryterium wysokosprawnej kogeneracji w postaci wskaźnika EPS 270, finalne wymogi odnoszące się do KZR dla biomasy itd. Są to zagadnienia, które zdeterminują trajektorię transformacji poszczególnych systemów ciepłowniczych, w zależności od ich uwarunkowań

lokalnych i ich wielkości. Ostateczny kształt ww. obszarów w przytoczonych dyrektywach może diametralnie zmienić zakres inwestycji, a każde roczne przesunięcie np. we wprowadzeniu określonych wymogów, przełożyć się może na ogromne środki finansowe.

## Warto poczekać na Strategię

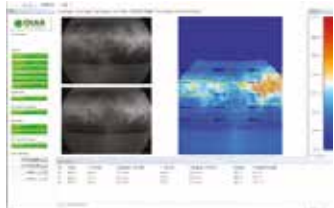
Powyższe nie oznaczają, że nie należy przygotowywać czy prowadzić procesów inwestycyjnych, pomimo że niewątpliwie jest to w pewnym sensie utrudnione. Jednak w kontekście sektorowego dokumentu planistycznego trudno sobie wyobrazić przyjęcie „Strategii...” bez wiedzy w zakresie wyników trilogów dotyczących dokumentów pakietu Fit for 55, którą zapewne w niedługiej perspektywie czasowej należałoby zaktualizować. Trajektorja zmian w sektorze ciepłownictwa systemowego nakreślona w pakiecie Fit for 55 względem Pakietu Zimowego (w oparciu o postanowienia którego przygotowywane były wcześniej przyjęte: PEP 2040 oraz KPEiK 2021-2030) jest dużo ostrzejsza, a częściowo konsumują one ten sam okres. Wydaje się więc, że naprawdę warto poczekać nieco dłużej na strategiczny dokument, który zaadresuje już nowe cele i na jego podstawie podejmować działania zmierzające do ustalenia średnio- i długoterminowych strategii przedsięwzięć inwestycyjnych, realizowanych przez rodzime przedsiębiorstwa ciepłownicze.

## DOSTARCZAMY KOMPLEKSOWE ROZWIĄZANIA W FORMULE "POD KLUCZ" – PROJEKT, DOSTAWA, MONTAŻ, URUCHOMIENIE, SZKOLENIE, SERWIS – SŁUŻĄCE DO POMIARU GAZÓW I PYŁÓW W SPALINACH



- Systemy monitoringu emisji zanieczyszczeń powietrza z certyfikatem QAL1
- Systemy pomiarów ciągłych gazów i pyłów służące do sterowania poszczególnymi węzłami oczyszczania spalin: SCR i SNCR, redukcji związków kwaśnych (HCl, HF i SO<sub>2</sub>) redukcji węglowodorów oraz odpylania
- Analizatory spalin, pyłomierze i przepływomierze – zestawy przenośne do badań okresowych

## SYSTEMY PALNIKOWE I URZĄDZENIA W ZAKRESIE TECHNOLOGII SPALANIA PALIW I ODPADÓW



### KAMERA RUSZTU KOTŁA W SPALARNI ODPADÓW

- Do kontroli linii zapłonu paliwa, linii wypalenia paliwa, równomierności rozkładu temperatury na ruszcie, osiągnięcia i/lub przekroczenia zadanych temperatur rusztu



### ZAPALARKA ELEKTRYCZNA D-HG 400

- Do zapłonu paliw gazowych i olejowych
- Wysoka energia iskry zapewnia pewny zapłon paliwa



### SKANER PŁOMIENIA D-LX 200

- Kompaktowa budowa (czujnik UV/IR zintegrowany ze sterownikiem)
- Możliwość monitorowania pracy skanera na standardowym laptopie

## POMIARY I TECHNOLOGIE JAKOŚĆ • BEZPIECZEŃSTWO • ŚRODOWISKO

## OSTATNI FELIETON NA RYNKU ENERGII?

SZALEŃSTWO WYWOŁANE PRZEZ ROSJAN W 2022 ROKU Z CAŁĄ PEWNOŚCIĄ ZOSTANIE ZAPAMIĘTANE PRZEDE WSZYSTKIM JAKO ZBRODNICZY NAJAZD BANDYCKIEGO PAŃSTWA NA INNE PAŃSTWO. NIEWĄTPLIWIE HISTORIA ZAPAMIĘTA Z TEGO PRZEDE WSZYSTKIM BUCZĘ, IRPIEŃ, OSTRZAŁY OSIEDLI MIESZKANIOWYCH, ZAMORDOWANE DZIECI I ZGWAŁCONE KOBIETY. OCZYWIŚCIE, PRZY TAK PRZERAŻAJĄCYCH DRAMATACH LUDZKICH WSZYSTKIE INNE KWESTIE BLAKNĄ I CIĘŻKO ROZMAWIAĆ O TYM, ŻE W NASZYM KRAJU MAMY NP. DROGIE MASŁO. W WĄSKIM GRONIE POLSKICH ENTUZJASTÓW I SPECJALISTÓW ENERGETYKI ANNO DOMINI 2022 ZOSTANIE JEDNAK ZAPAMIĘTANY Z JESZCZE JEDNEGO POWODU – WYWRÓCENIA Z KOPA STOLIKĄ, NA KTÓRYM OD WIELU JUŻ LAT Z MOZOŁEM BUDOWALIŚMY Z ZAPAŁEK DOMEK POD NAZWĄ „RYNEK ENERGII”.

Nie zaskoczę czytelników stwierdzeniem, że chodzi mi o słynną i – w momencie, w którym piszę te słowa – leżącą na biurku Prezydenta RP ustawę „o środkach nadzwyczajnych mających na celu ograniczenie wysokości cen energii elektrycznej oraz wsparcie niektórych odbiorców w 2023 roku”. Nie chcę pastwić się nad polskim procesem legislacyjnym, ale wydaje się, że sposób procedowania tej ustawy jak w soczewce pokazuje wszystkie jego patologie. Od braku konsultacji społecznych, przez ekspresowe tempo w Sejmie aż po wyłączenie mikrofonu gościom strony społecznej podczas obrad komisji. Wydaje się jednak, że już musimy się przyzwyczaić do tego, że palące problemy załatwia się u nas pisząc ustawy na kolanie i ignorując jakiegokolwiek dobre praktyki w tym zakresie. Osobiście miałem wątpliwą przyjemność oglądać na żywo obrady komisji i scenki, które zobaczyłem, na długo pozostaną mi w pamięci. Do głosu próbowali dobić się przedstawiciele samorządów, branżysty, a nawet przedstawiciele spółek Skarbu Państwa. Każdy z nich otrzymał jednak po 2 minuty na wypowiedź i pan przewodniczący bardzo skrupulatnie ten czas egzekwował. Trzeba oddać, że nawet niektórzy posłowie koalicji postulowali, by część wytwórców została spod niej wyłączona. Bezskutecznie. Niewielką



foto. zasoby autora

**Jan Sakławski**

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

nadzieją były planowane poprawki Senatu, ale przysła ona, gdy okazało się, że wszyscy niemal posłowie głosowali za projektem w obecnym kształcie. Polityka kolejny raz wygrała z racją stanu.

### Co wprowadza ustawa

Ustawa wprowadza wiele mechanizmów w zasadzie na każdym szczeblu rynku energii w Polsce. Opis ten zacznę nieco od tyłu – od odbiorców. Większość odbiorców końcowych dostaje w tej ustawie cenę maksymalną, w zależności od tego, czy należą do grupy odbiorców w gospodarstwach domowych (693 zł/MWh) czy też do pozostałych odbiorców objętych ustawą (785 zł/MWh). Pozostali odbiorcy objęci ustawą to przede wszystkim

mikro, mali i średni przedsiębiorcy oraz jednostki samorządu terytorialnego, ale też cała grupa innych, jak szpitale czy domy pomocy społecznej. Do ceny tej należy doliczyć akcyzę i VAT. Jednocześnie regulacja ta częściowo odwołuje się do wprowadzonej wcześniej ustawy blokującej cenę na pierwsze 2 MWh energii elektrycznej zużytej w gospodarstwie domowym. Blokada ceny dla gospodarstw domowych dotyczy cen powyżej tego pułapu. W kontekście spółek obrotu ustawa ustanawia znany z 2019 roku system rekompensat. Spółki mają obowiązek sprzedawać energię najwyżej po cenach

maksymalnych opisanych powyżej. Jednocześnie otrzymają różnicę pomiędzy tą kwotą a ceną referencyjną obliczaną jako cena 80% średniej ważonej wolumenem obrotu dobowych indeksów TGeBase w danym miesiącu plus 20% średniej ważonej wolumenem obrotu dobowych indeksów TGePeak, powiększonej standardowo o koszt kolorów i tzw. koszty zaangażowania kapitału na poziomie 3%. TGE publikuje wartość ceny referencyjnej do 5. dnia każdego miesiąca. Spółki obrotu będą mogły uzyskać rekompensatę w ramach rozliczeń z podmiotami uprawnionymi, czyli z tymi, które mają ustaloną w ustawie cenę maksymalną. Na ten moment branża z dużą niepewnością patrzy w przyszłość, ponieważ nie jest do końca przekonana, czy rekompensaty pokryją im straty ze sprzedaży, tym bardziej, że ceny zarówno na rynku hurtowym, jak i bezpośrednio od wytwórców szaleją i nie zamierzają przestać. Co więcej, ustawa przewiduje mechanizm zaliczkowania rekompensat, ale nie jest jasne, czy Zarządca Rozliczeń SA, który ma te rekompensaty wypłacać, będzie w stanie to zrobić w odpowiednich terminach tak, by przedsiębiorstwa obrotu zachowały płynność.

### Najgorzej dla branży wytwórczej

Najmniej ciekawa stała się jednak sytuacja branży wytwórczej. I o ile nikt racjonalnie nie argumentuje, że nie osiąga ona historycznie wysokich przychodów, to mimo wszystko istnieje duże ryzyko, że działanie ustawodawcy może doprowadzić do wylania dziecka z kąpielą. Niemal wszyscy wytwórcy mają bowiem dokonywać tzw. odpisu na fundusz, z którego wypłacane zostaną rekompensaty. Problem polega na tym, że na razie kluczowy element wzoru, zgodnie z którym oblicza się rekompensaty, czyli limit ceny sprzedanej energii elektrycznej, ma być dookreślony w rozporządzeniu Rady Ministrów. Rozporządzeniu, które dopiero powstaje, więc w ramach procesu legislacyjnego trudno było określić, w jaki sposób kwota odpisu na fundusz będzie się kształtować. Co więcej, limit ma być określony z podziałem na technologie wytwarzania, w związku z czym istnieje ryzyko, że podział obciążeń w zakresie finansowania funduszu będzie dalece niesprawiedliwy.

### Skutek, a nie przyczyna

Można sobie wyobrazić, że limity będą służyły de facto subsydiowaniu działalności sektora wytwarzania konwencjonalnego, kontrolowanego

w większości przez spółki Skarbu Państwa, przez sektor wytwarzania energii odnawialnej, w którym mamy dużo wyższy udział kapitału prywatnego. Trudno ocenić, czy taka sytuacja będzie miała miejsce, ale na pewno nie można jej wykluczyć. Warto też przypomnieć, że wysokie ceny energii w Polsce są spowodowane w mniejszym stopniu drożyzną na rynku gazu, a przede wszystkim sposobem dokonywania wyceny węgla w Polsce. Znakomicie pisał o tym ostatnio Michał Hetmański z Fundacji InStrat<sup>1</sup>. Wydaje się, że ustawa adresuje w ogromnej większości skutek, a nie przyczynę problemu. To wszystko z kolei sprawia, że z niepokojem branża patrzy w przyszłość prywatnego sektora wytwórczego. Z powyższego reżimu zwolnione zostały małe instalacje wytwórcze, instalacje demonstracyjne oraz te uczestniczące w aukcyjnym systemie wsparcia.

### Kontrakty bilateralne

Ostatnia kwestia, którą chciałbym poruszyć, to wątek kontraktów bilateralnych. Tzw. cPPA są w Polsce coraz popularniejsze i wydaje się, że ta ustawa może całkowicie uniemożliwić realizację celów biznesowych, jakie przyjęły strony w takiej sytuacji. Wyobraźmy sobie, że wytwórca umawia się, że sprzedaje przez 15 lat energię odbiorcy po stałej cenie 900 zł/MWh. Po wejściu w życie ustawy odbiorca, o ile jest do tego uprawniony, musi kupować po cenie 693 zł, a wytwórca musi oddawać pieniądze na fundusz rekompensat pomimo tego, że w relacji pomiędzy kontrahentami spółka obrotu uczestniczy w stopniu minimalnym (głównie jako dostawca usługi bilansowania handlowego oraz sprzedawca energii w przypadku zużycia na poziomie przekraczającym aktualną generację w źródle) i żadnych nadprogramowych zysków w tym układzie wytwórca nie otrzymuje. Dlaczego ma on być karany za zapobiegliwość? Trudno powiedzieć. Przepisy unijne, na podstawie których komentowana ustawa została wprowadzona, przewidują możliwość odmiennego traktowania kontraktorów kontraktów bilateralnych. Polski ustawodawca z tej opcji nie skorzystał i pozostaje mieć nadzieję, że z tego i innych powodów, po 2023 roku nie pożegnamy rynku energii w Polsce.

### Przypis

<sup>1</sup> <https://wysokienapiecie.pl/77217-informacja-o-cenie-węgla-na-wage-zlota/>

# ZNIESIENIE OBLIGA GIEŁDOWEGO – PRÓBA RATOWANIA CEN ENERGII ELEKTRYCZNEJ KOSZTEM KONKURENCYJNOŚCI RYNKU

CENY ENERGII ELEKTRYCZNEJ NA RYNKU NIEUBŁAGANIE ROSNĄ I CIĘŻKO PRZEWIDZIEĆ, DO KIEDY TAKA TENDENCJA MOŻE SIĘ UTRZYMAĆ. RZĄD PODEJMUJE RÓŻNE DZIAŁANIA, ABY ODBIORCY KOŃCOWI W JAK NAJMNIEJSZYM STOPNIU ODCZULI SKUTKI KRYZYSU ENERGETYCZNEGO. JEDNĄ Z PROPOZYCJI JEST ZNIESIENIE TZW. OBLIGA GIEŁDOWEGO, KTÓRE ZOBOWIĄZUJE SPÓŁKI ENERGETYCZNE DO SPRZEDAŻY WYTWORZONEJ ENERGII ZA POŚREDNICTWEM GIEŁDY.

Na samym początku warto sobie zadać pytanie, w jaki sposób kształtowane są ceny na rynku energii i dlaczego osiągają tak wysoki poziom.

## Merit-Order

Ceny energii wyznaczone są za pomocą mechanizmu Merit-Order, który polega na klasyfikacji elektrowni i włączaniu ich do pracy w zależności od kosztów wytwarzania energii. W pierwszej kolejności klasyfikowane są jednostki najtańsze, przede wszystkim takie, które nie muszą ponosić kosztów paliwa. Ceny surowców energetycznych i uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> sięgają rekordowych wartości – z tego względu wszystkie konwencjonalne jednostki wytwórcze spalające paliwa kopalne mają bardzo wysokie koszty wytwarzania. Elektrownie bazujące na odnawialnych źródłach pozbawione są kosztów paliwa, co czyni je najtańszymi w koszyku energetycznym, a energia z nich wyprodukowana jest wykorzystywana w pierwszej kolejności. Jeżeli energii z tych źródeł jest za mało, aby zaspokoić całkowite zapotrzebowanie, włączane do pracy są kolejne, droższe elektrownie. Za ostatnią wyprodukowaną MWh odpowiadają jednostki gazowe i to ich koszty krańcowe kształtują cenę energii na Towarowej Giełdzie Energii (TGE). Wynika z tego, że energia elektryczna jest tak droga, jak drogi jest gaz ziemny, a kryzys surowcowy i utrudniony dostęp do tego surowca przekłada się na odbiorców końcowych.

## Redukcja kosztów obsługi transakcji

W opinii rządu zniesienie obliga giełdowego ma zmniejszyć rachunki za energię elektryczną



fot. zasoby autora

### Michał Grzywacz

*Absolwent Energetyki na Wydziale Mechanicznym Energetyki i Lotnictwa Politechniki Warszawskiej. Członek działu merytorycznego SKN Energetyki przy SGH*


dla przedsiębiorstw. Spółki energetyczne nie będą musiały sprzedawać wytworzonej energii za pośrednictwem giełdy, ale nadal taka możliwość będzie im przysługiwać. Spółka wytwórcza oraz obrotu, często będące w tej samej grupie kapitałowej, musiały do tej pory dokonywać transakcji na giełdzie. Dzięki zniesieniu obliga, sprzedaż energii będzie mogła odbyć się bezpośrednio, co przyniesie redukcję kosztów obsługi transakcji. Przy obecnej cenie rynkowej koszty transakcyjne wydają się być nieznaczące, ale to dzięki nim rynek był konkurencyjny i przejrzysty. Przy czym nie ma pewności, że zmniejszenie kosztów transakcyjnych przeniesie się w takim samym stopniu na cenę końcową. Obecnie spółki będą mogły zawiązywać kontrakty bilateralne w ramach własnych ustaleń z dowolnym

podmiotem zajmującym się obrotem energią. Z tego względu istnieje ryzyko, że umowy podpisane w ramach tej samej grupy będą realizowane na korzystniejszych warunkach. Przekłada się to na faworyzację spółek mających w posiadaniu jednostki wytwórcze. Dodatkowo wycofanie części wolumenu z TGE może rodzić pewne problemy w spółkach obrotu ze zbilansowaniem swojego portfela. Model rynkowy zakłada równość wszystkich podmiotów, a zlikwidowanie obliga negatywnie wpływa na mniejszych, niezależnych uczestników giełdy. Zawiązywanie transakcji poza TGE zmniejszy przejrzystość cen, co jest dużym wyzwaniem dla przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców.

Ów spadek cen ma wynikać głównie z założenia, że koncerny energetyczne zrezygnują z części marży zawiązując umowy poza giełdą, lecz do tej pory żadna z firm nie wysunęła oficjalnego oświadczenia w tej sprawie.

### URE przeciw


Urząd Regulacji Energetyki jest przeciwny zniesieniu obliża giełdowego. Obowiązek uczestnictwa w giełdzie poprawia przejrzystość obrotu energią, ułatwiając weryfikację wniosków taryfowych składanych do URE. Zapobiega również różnym przekłamaniami wewnątrz grupy kapitałowej. Prezes URE w lipcu 2022 odniósł się do całej sprawy, wyrażając pewną obawę. Podkreślił, że po zniesieniu obowiązku uczestnictwa w giełdzie, część energii elektrycznej może uciec z obrotu w Polsce i trafić za granicę: „Prąd płynie z obszaru o niskiej cenie do tego o wyższej. Interwencja w ten sposób mogłaby sprawić, że energia zacznie uciekać”. Umożliwi to pozyskiwanie tańszej energii przez kraje, które w dużej mierze opierają swoją produkcję o gaz ziemny. Trudno oszacować, czy zniesienie obliża giełdowego w dłuższej perspektywie zmniejszy wysokość rachunków za energię elektryczną dla przedsiębiorstw. Tym bardziej, że równoległe wdrażane są inne mechanizmy pomocowe, które po zintegrowaniu mogą przynieść zamierzony efekt. Decyzja o całkowitym zniesieniu obliża jest dużą zmianą, a zarazem tylko jednym z elementów przemodelowania funkcjonującego systemu i niesie za sobą wiele zagrożeń. Może warto pochylić się nad obecnym mechanizmem kształtowania cen i dostosować go do sytuacji na świecie, aby nie był podatny na gwałtowne wahania cen paliw kopalnych.



# 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.

JACEK  
CHODKOWSKI  
dyrektor  
generalny Grupy  
Dalkia Polska

Fot. Dalkia Polska

# TRANSFORMACJA = BEZPIECZEŃSTWO

– To proces gwarantujący bezpieczeństwo – transformacja energetyczna jest konieczna i należy ją przeprowadzić możliwie najszybciej. Każda zwłoka działa na niekorzyść przedsiębiorców – mówi **Jacek Chodkowski**, dyrektor generalny Grupy Dalkia Polska, pytany o bezpieczeństwo procesu transformacji energetycznej w kontekście zagrożeń geopolitycznych, w rozmowie o przyszłości energetyki i przemysłu w Polsce.

**Maciej Szramek:** Jak podsumowałby pan ostatni rok w energetyce i przemyśle w Polsce?

**Jacek Chodkowski:** Pierwszym skojarzeniem jest kryzys energetyczny – to pojęcie odmieniane dziś przez wszystkie przypadki. Z perspektywy przemy-

słu, energetyki i konsumentów, rosnące ceny energii elektrycznej, problemy z dostępem do surowców, widmo czasowych przerw w dostawach prądu to główne tematy debaty publicznej. Wszystkie te elementy osadzone są w sytuacji powszechnej nie-



pewności. Trwająca od miesięcy wojna w Ukrainie, pandemia COVID-19, galopująca inflacja utrudniają poważną debatę o konieczności zmian. Transformacji energetycznej nie możemy jednak traktować jak tematu pobocznego. Dekarbonizacja sektora przemysłowego jest dziś kluczowym krokiem na drodze do osiągnięcia celów polityki klimatycznej, ważnej z perspektywy każdego z nas. Według szacunków IEA, sektor przemysłowy będzie jednym z podstawowych źródeł emisji dwutlenku węgla (do 18% światowych emisji CO<sub>2</sub>). Nie inaczej jest w Polsce, gdzie wg wydanego w 2021 r. przez Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBiZE) Krajowego Raportu Inwentaryzacyjnego, przemysł jest obok sektora energetycznego i rolnictwa trzecim największym emitentem gazów cieplarnianych (GHG). Ograniczenie wykorzystania paliw kopalnych i zwrócenie się w kierunku budowania własnych miksów energetycznych, uwzględniających zdywersyfikowane źródła czy potencjał OZE, zapewnią przemysłowi większą niezależność i efektywność energetyczną. Jednak, by zmiana była możliwa, konieczna jest współpraca międzysektorowa i wsparcie regulacyjne na poziomie krajowym i międzynarodowym. Parlament Europejski podejmuje działania mające na celu zwiększenie udziału OZE oraz wsparcia projektów w zakresie podnoszenia efektywności energetycznej. To bezpośrednia konsekwencja postulatów z planu RePower EU, który KE przedstawiła w maju 2022 r. Do programu Fundusze Europejskie na rzecz infrastruktury, Klimatu i Środowiska (FEnIKS) na lata 2021-2027, na wsparcie przemysłu w inwestycjach służących poprawie efektywności energetycznej, mają zostać przekazane środki w wysokości bliskiej 1,9 mld euro.

### Czy transformacja energetyczna w czasie kryzysu jest bezpiecznym procesem?

To proces gwarantujący bezpieczeństwo – transformacja energetyczna jest konieczna i należy ją przeprowadzić możliwie najszybciej. Każda zwłoka działa na niekorzyść przedsiębiorców. Zwiększanie niezależności od paliw kopalnych, inwestycje w efektywność energetyczną, budowanie własnych miksów energetycznych to jedyna droga, by móc dziś myśleć o rozwoju biznesu. Sektor przemysłowy, chcąc zachować konkurencyjność, musi przejść transformację i przedsiębiorcy mają już tego świadomość, czego najlepiej dowodzi zmiana trendu, który obserwowaliśmy przez ostatnie lata. Do tej pory zainteresowanie wdrażaniem rozwiązań podnoszących efektywność energetyczną wykazywały głównie te sektory gospodarki, gdzie nie tylko zwracano uwagę na społeczną odpowiedzialność biznesu, ale przede wszystkim gdzie koszt energii w cenie wytwarzanego produktu był stosunkowo duży. Dziś podmiotów zainteresowanych zwiększaniem efektywności energetycznej jest coraz więcej. Chcę podkreślić, że firmy nie są tutaj skazane na wdrożenia konkretnych technologii.

Wachlarz możliwości, jakie oferujemy przemysłowi chociażby w obszarze dekarbonizacji, jest szeroki. Przedsiębiorcy mogą liczyć na wsparcie doświadczonych partnerów, wyspecjalizowanych w świadczeniu usług dla przemysłu, którzy przeprowadzą ich przez cały proces transformacji energetycznej – od audytu, przez dobór właściwych rozwiązań, ich wdrożenie i wsparcie w eksploatacji, wreszcie po zapewnienie kapitału startowego na inwestycję.



## Ograniczenie wykorzystania paliw kopalnych i zwrócenie się w kierunku budowania własnych miksów energetycznych, uwzględniających zdywersyfikowane źródła czy potencjał OZE, zapewnią przemysłowi większą niezależność i efektywność energetyczną

### Jakie nowoczesne technologie powinny być brane pod uwagę jako pierwsze w tej transformacji?

Uniwersalny schemat transformacji energetycznej nie istnieje. Dlatego planując inwestycje w tym obszarze trzeba zawsze zacząć od analizy możliwości i potrzeb danego przedsiębiorstwa. Dla jednych idealne okażą się rozwiązania z obszaru autoprodukcji, takie jak kogeneracja czy trigeneracja, w innych przypadkach konieczne może być zbudowanie własnego źródła OZE (np. paneli fotowoltaicznych), a cały projekt może być wspierany przez system efektywnego zarządzania energią. Z kolei dla części przedsiębiorców najlepiej sprawdzi się outsourcing energetyczny, czyli kompleksowa usługa polegająca na doradztwie energetycznym, obejmującym przygotowanie i realizację nowej inwestycji, np. poprzez modernizację infrastruktury energetycznej danego obiektu, jego eksploatację oraz zarządzanie wytworzonym majątkiem w oparciu o gwarantowaną dostawę produktów energetycznych, potrzebnych do funkcjonowania danego przedsiębiorstwa.

### Ma pan na myśli jakiś konkretny przypadek?

Posłużę się przykładem zakładu przemysłowego z branży agrofood, którego celem była nie tylko poprawa efektywności energetycznej, ale także wygenerowanie oszczędności finansowych związanych z kosztami produkcji. W takim przypadku współpracę rozpoczęliśmy od audytu, który pozwolił nam poznać specyfikę klienta, określić najbardziej energochłonne obszary jego działalności, sprawdzić infrastrukturę technologiczną i zestawić ją z oczeki-

**POTRZEBNI PARTNERZY**

Dzisiaj bardziej niż dotychczas przemysł potrzebuje rzetelnych partnerów, którzy zaoferują kompleksowe wsparcie w zakresie transformacji energetycznej



waniami. Po etapie analizy, nasz zespół przygotowuje propozycje rozwiązań, plan wdrożenia oraz estymację ich wydajności i korzyści z modernizacji.

Czasami obawą przed podjęciem działania w obszarze efektywności jest konieczność inwestycji finansowej, dodam więc, że jako Dalkia pomagamy klientowi w pozyskaniu odpowiednich funduszy – koszty wspomnianej inwestycji udało się w całości sfinansować dzięki pozyskaniu białych certyfikatów.

### **Przemysł energochłonny w Europie znajduje się obecnie w bardzo trudnej sytuacji. Co powinno się zdarzyć, aby uchronić go przed upadkiem?**

Wiele branż boleśnie odczuło wzrost kosztów prowadzenia bieżącej działalności. Obecne ceny prądu to poważne obciążenie dla przedsiębiorców. Z największymi problemami boryka się przemysł energochłonny, w tym cały sektor spożywczy, a jego sytuacja ma wpływ również na inne gałęzie gospodarki. Warto zdać sobie sprawę, że zachwianie bezpieczeństwa energetycznego może mieć bardzo poważne konsekwencje – wstrzymanie produkcji, przerwane łańcuchy dostaw, widmo upadłości. Dzisiaj bardziej niż dotychczas przemysł potrzebuje rzetelnych partnerów, którzy zaoferują kompleksowe wsparcie w zakresie transformacji energetycznej – zaprojektują, zbudują i będą zarządzać rozwiązaniami ograniczającymi zużycie energii i mediów oraz negatywny wpływ działalności przedsiębiorstwa na środowisko.

Choć w Polsce podejmuje się działania, które mają wesprzeć przedsiębiorców, to jednak w mojej opinii problemu nie rozwiąże wejście w życie ustawy z dnia

27 października 2022 r. o środkach nadzwyczajnych mających na celu ograniczenie wysokości cen energii elektrycznej oraz wsparciu niektórych odbiorców w 2023 roku. Dlaczego? Ze wsparcia wyłączono na razie duże przedsiębiorstwa zajmujące się produkcją żywności, a te wytwarzają aż 60% produktów trafiających do polskich konsumentów. Treść przyjętego przez Sejm projektu ustawy budzi liczne i uzasadnione wątpliwości ekspertów, a przedsiębiorcy coraz wyraźniej dostrzegają ryzyka związane z działaniami państwa. Stąd coraz więcej przedsiębiorstw stawia na niezależność w postaci własnych źródeł energii, które są w stanie zapewnić tanią i ekologiczną energię w znacznie dłuższym horyzoncie czasowym niż ten przewidziany we wspomnianym projekcie ustawy.

### **Co będzie najważniejszym elementem tego procesu?**

Kluczowe będzie z pewnością wykorzystanie energii z OZE, która zyskuje coraz więcej zwolenników. OZE mają nie tylko ogromny potencjał do obniżenia cen energii, ale przede wszystkim – będąc jej głównym źródłem – pozwalają na uzyskanie wspomnianej już niezależności od paliw kopalnych i wykonanie kroku w kierunku neutralności emisyjnej. Udział OZE w miksach energetycznych zwiększa się i jest coraz silniejszy. Jak podaje Forum Energii, w Polsce moc zainstalowana w odnawialnych źródłach to już blisko 20 GW, co odpowiada jednej trzeciej całkowitej mocy zainstalowanej w systemie elektroenergetycznym.

*Rozmawiał Maciej Szramek,  
redaktor magazynu  
Energetyka Ciepła i Zawodowa.*

# TWÓJ PARTNER W UTRZYMANIU RUCHU

## DIAGNOSTYKA PREDYKCYJNA

Międzynarodowy zespół ekspertów, najlepsze techniki diagnostyczne, adekwatne rozwiązania wspierające wysoką niezawodność.

verified industrial  
maintenance solutions



## JESTEŚ ZAINTERESOWANY NASZYM PRODUKTAMI I USŁUGAMI?



### POMIARY I DIAGNOSTYKA

Posiadamy zarówno proste w użyciu kompaktowe mierniki i testery, jak i zaawansowane analizatory drgań i innych wielkości mechanicznych, czujniki pomiarowe oraz realizujemy kompletne projekty w zakresie ciągłych systemów monitorowania i diagnostyki stanu maszyn.



### CERTYFIKOWANE SZKOLENIA

Oferujemy szeroki zakres szkoleń praktycznych dotyczących technik monitorowania i diagnostyki stanu maszyn oraz poprawy niezawodności instalacji produkcyjnych, w tym szkolenia certyfikowane przez znane organizacje międzynarodowe.



### NOWOCZESNE TECHNOLOGIE

Dynamiczna wizualizacja pracy maszyn, instalacji i konstrukcji wsporczych to szybki i bezpieczny sposób wykrywania pierwotnych przyczyn stanów niepożądanych i usterek oraz ich trwałe wyeliminowanie.



### USŁUGI KONSULTINGOWE

Pomożemy Ci zbudować strategię utrzymania ruchu dopasowaną do Twoich możliwości, dostosujemy programy diagnostyczne do Twoich potrzeb, a jeśli będzie to konieczne, wykonamy za Ciebie pomiary i dostarczymy wiarygodne raporty.



SKONTAKTUJ SIĘ Z NAMI: [INFO@VIMS.PL](mailto:INFO@VIMS.PL), [WWW.VIMS.PL](http://WWW.VIMS.PL)

# REMONT KAPITALNY GENERATORA G2

w gdyńskiej elektrociepłowni PGE Energia Ciepła

**Marian Richert**

PGE Energia Ciepła S.A. Oddział Wybrzeże w Gdańsku

W 2022 roku w gdyńskiej elektrociepłowni PGE Energia Ciepła przeprowadzono remont kapitalny generatora G2 GTH-63/06 55MW, który eksploatowany jest od 1989 r. Generator współpracuje z transformatorem blokowym TB2 i transformatorem odczepowym TZ2. Posiada chłodzenie wodorowe.



Generator przygotowany do transportu do siedziby wykonawcy

Ostatnie wyniki badań stanu technicznego generatora wskazywały na szybki wzrost wyładowań niezupełnych, świadczący o postępującej degradacji izolacji uzwojenia stojana. Dodatkowo stwierdzono podwyższony poziom drgań pakietów blach rdzenia stojana, potwierdzony wynikami badań wibroakustycznych. Na podstawie zaleceń z poprzednich remontów wskazano także na zdegradowaną izolację w strefie podkołpakowej wirnika generatora i konieczność wymiany uzwojenia na nowe.

W styczniu 2022 r. zostało rozstrzygnięte postępowanie przetargowe na remont kapitalny kapitalizowany generatora G2 w gdyńskiej elektrociepłowni. W maju, zgodnie z harmonogramem prac, zdemontowano beczkę generatora G2 ze stanowiska i 18 maja przetransportowano ważący prawie 70 ton stojan generatora ze stanowiska na naczepę transportową. Była to skomplikowana operacja, do której wykonawca musiał się starannie przygotować. W zakresie prac demontowane były łączniki komunikacyjne na poziomie 8 m i 0 m, montowane trawersy do zesprzęglonych ze sobą suwnic i przeprowadzane próbne jazdy suwnic celem przeciwiczenia operacji transportu. Każde wahnięcie podnoszonego generatora mogło uszkodzić rurociągi lub też konstrukcje podestów. Operatorzy w sposób perfekcyjny przeprowadzili transport beczki pomiędzy elementami konstrukcyjnymi i rurociągami.

We wrześniu przewożony generator i wirnik powróciły do elektrociepłowni, a 1 października przeprowadzono operację posadowienia generatora na stanowisko TG2.

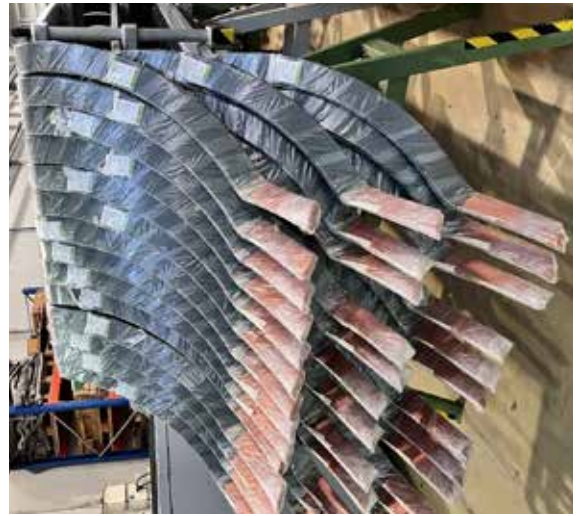
Źródło fot.: PGE Energia Ciepła S.A.



Powrót generatora do Gdyni



Transport beczki generatora po wykonanym remoncie (wjazd na maszynownię)



Uzwojenia wykonane przez wykonawcę



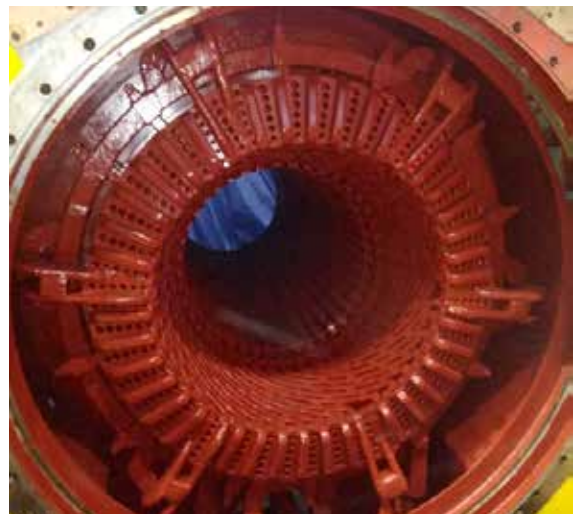
Transport na stanowisko na poziom TG2



Transport na stanowisko na poziom stanowiska TG2



Moment opuszczania stojana na poziom -3,5 m, załadunek na nacepę



Widok uzwojeń generatora G2 po przezwojeniu

# MODERNIZACJA PRZEKŁADNI ZĘBATEJ Z WBUDOWANYM SPRZĘGŁEM HYDROKINETYCZNYM POMPY ZASILAJĄCEJ

w aspekcie bezpiecznej pracy kotła

**Andrzej Błaszczyk, Rafał Samulski**

Akademia im. Jakuba z Paradyża w Gorzowie Wielkopolskim

**Mariusz Nawrocki, Dariusz Woźniak**

P.B.W. HYDRO-POMP Łódź

W artykule przedstawiono przypadek dwóch agregatów pomp zasilających 15Z33 podających na przemian wodę do kotła zasilającego w parę turbozespół pracujący w układzie blokowym.

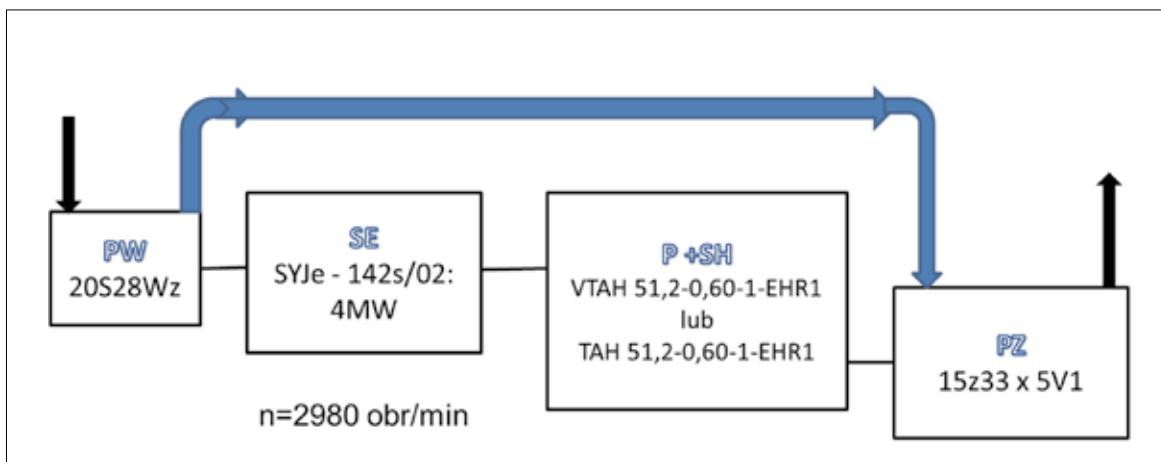
**W** trakcie przełączania pomp przez SZR (samoczynne załączenie rezerwy), z pracującej na będącą w rezerwie, nastąpił spadek poziomu wody w walczaku poniżej dopuszczalnego, zagrażający bezpiecznej pracy kotła. W związku z mniejszymi parametrami przepływowymi pomp niż katalogowe oraz wobec braku możliwości skrócenia czasu załączania się SZR, P.B.W. HYDRO-POMP zaproponował zwiększenie obrotów obu pomp zasilających poprzez zmianę przełożenia przekładni zębatej w (P+SH) – rys. 1.

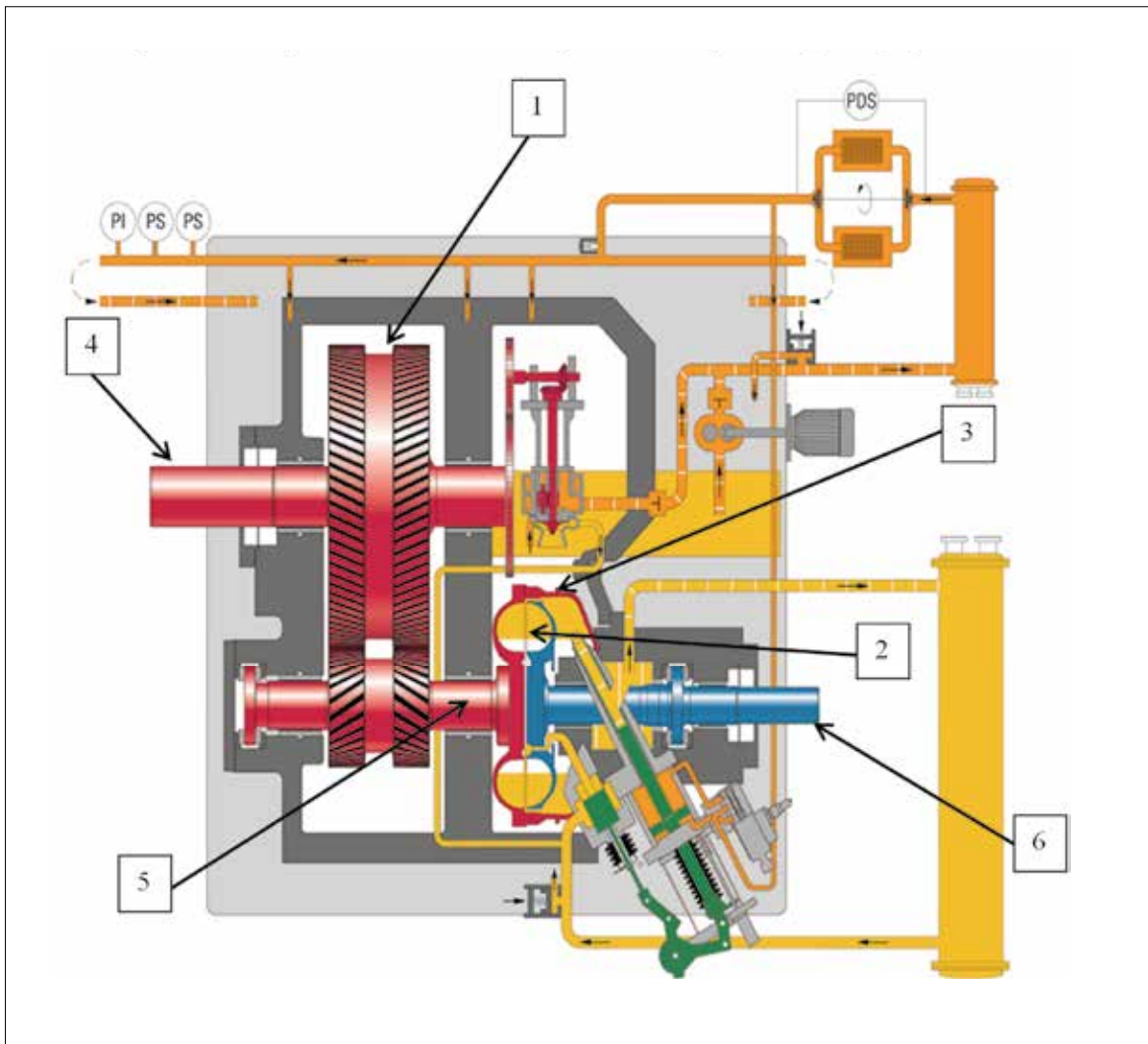
Z uwagi na awarie wirników wejściowych sprzęgła hydrokinetycznego polegające na wyłamywaniu się spawanych łopatek do tarcz wirników oraz uszkodzenia korków topikowych, P.B.W. HYDRO-POMP zaproponował nowe technologie wykonania uszkadzających się elementów.

## Przekładnia zębata z wbudowanym sprzęgłem hydrokinetycznym przed modernizacją

Przekładnia zębata jest jednym z głównych elementów P+SH (rys. 1). Schemat P+SH przedstawiony

**RYS. 1**  
 PW – pompa wstępna, SE – napędowy silnik elektryczny, P+SH – przekładnia zębata z wbudowanym sprzęgłem hydrokinetycznym, PZ – pompa zasilająca





**RYS. 2**  
Schemat przekładni zębatej z budowanym sprzęgłem kinematycznym.  
1 – Przekładnia zębata,  
2 – Sprzęgło hydrokinetyczne,  
3 – Korki topikowe,  
4 – Wał wejściowy,  
5 – Wał wyjściowy z przekładni zębatej,  
6 – Wał wyjściowy z przekładni zębatej z wbudowanym sprzęgłem hydrokinetycznym  
[materiały katalogowe firmy Nara Corporation]

## PRZED MODERNIZACJĄ

Podstawowe dane przekładni ze sprzęgłem hydrokinetycznym przed modernizacją:

- Pobór mocy przez każdą z pomp zasilających dla wydajności nominalnej 463 m<sup>3</sup>/h wynosi 2370 kW.
- Prędkość obrotowa wału silnika napędowego 2980 obr./min.
- Prędkość obrotowa na wejściu do sprzęgła hydrokinetycznego, 4768 obr./min.
- Przełożenie przekładni zębatej  $i = 1,6$ .
- Maksymalna prędkość obrotowa wału na wyjściu z P+SH, 4660 obr./min.

został na rys 2. Zaznaczono tam tylko elementy, które podlegały modernizacji.

### Dane wejściowe do modernizacji przekładni zębatej

Danymi wyjściowymi do obliczeń przełożenia przekładni zębatej była różnica wartości parametrów przepływowych realizowanych przez pompy przed modernizacją a gwarantującymi bezpieczną pracę kotła w trakcie przełączania pomp.

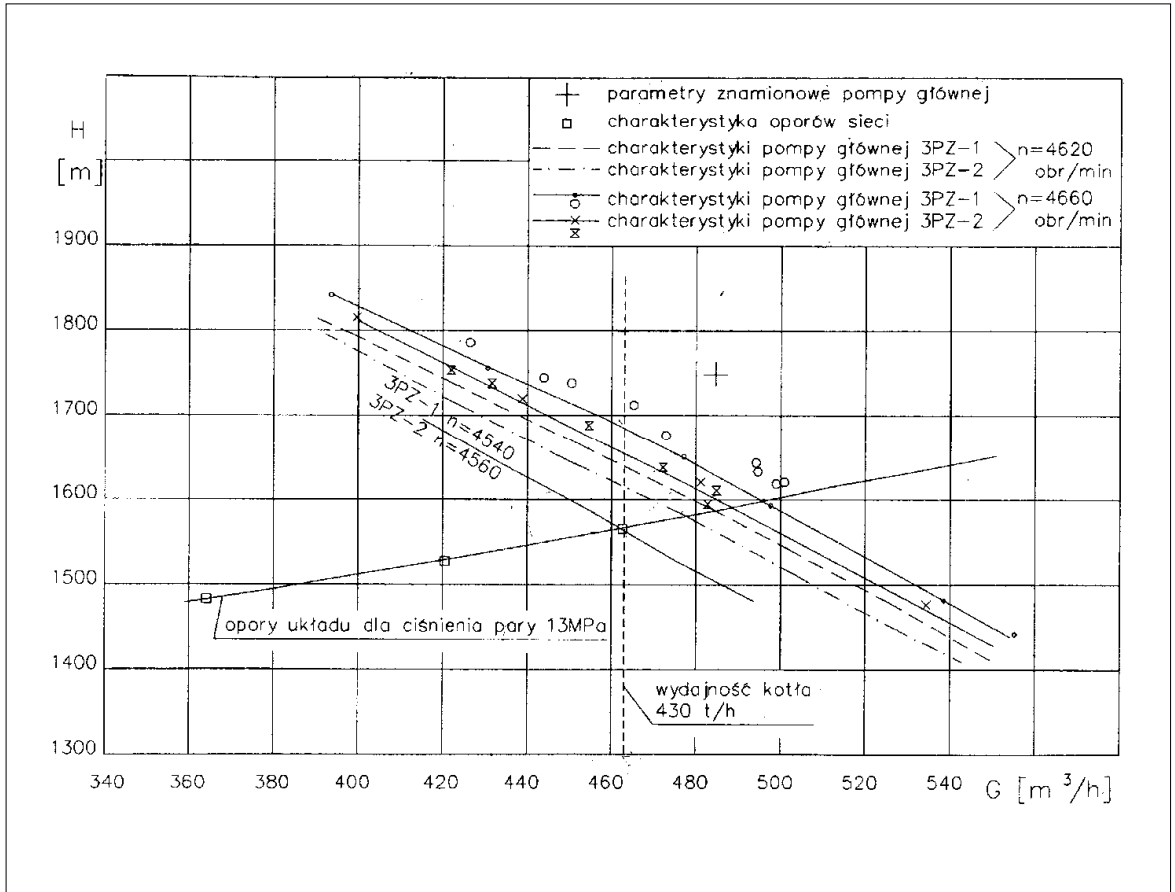
Graficzną ilustrację w/w parametrów przedstawiono na wykresach rys. 3 i rys. 4.

Na rys. 4 zaznaczono również wymaganą rezerwę parametrów pomp zasilających dla potrzeb pewności ruchowej bloku w znamionowych warunkach jego pracy.

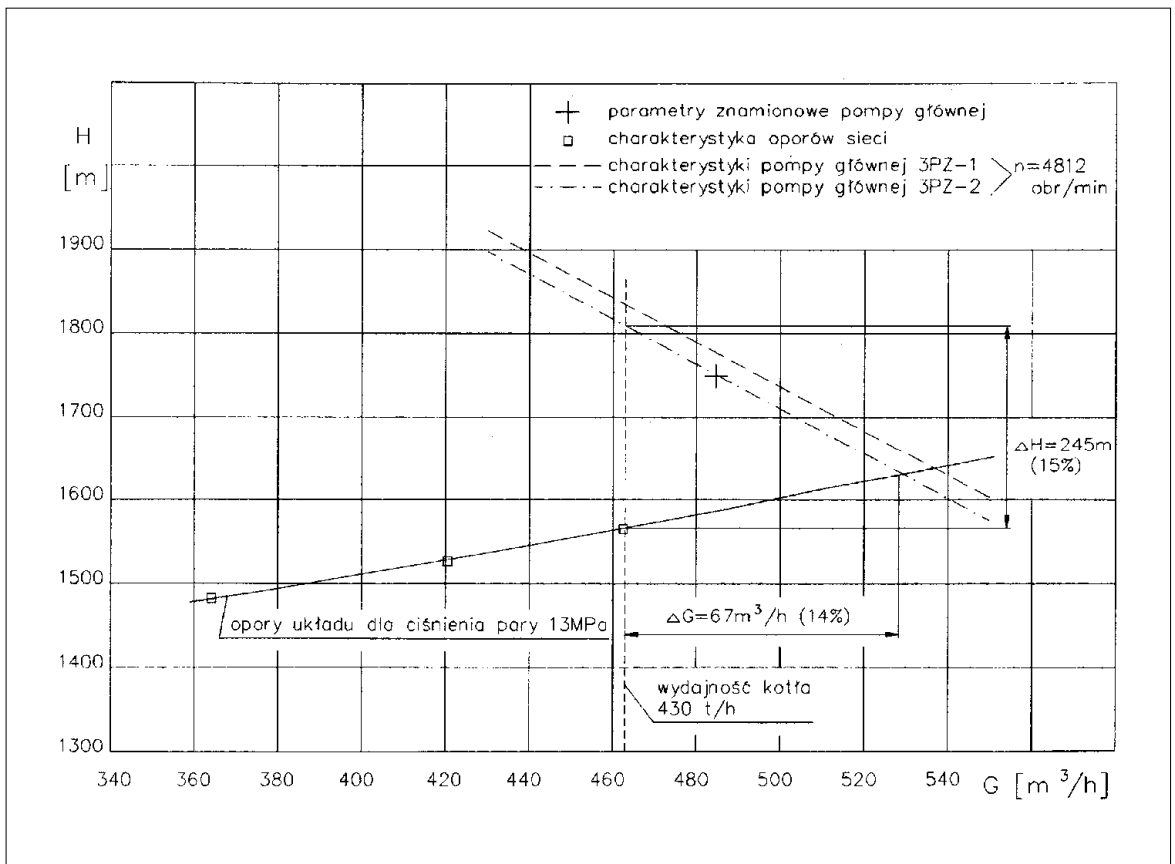
Na podstawie analizy charakterystyk przedstawionych na rys. 3 i rys. 4 zaproponowano zwiększenie przełożenia przekładni zębatej z  $i = 1,60$  na  $i = 1,675$ .

Istotnym problemem wyznaczenia nowej wartości przełożenia przekładni ( $i = 1,675$ ) było określenie wartości poślizgu sprzęgła hydrokinetycznego w zmienionych warunkach pracy agregatu pompowego.

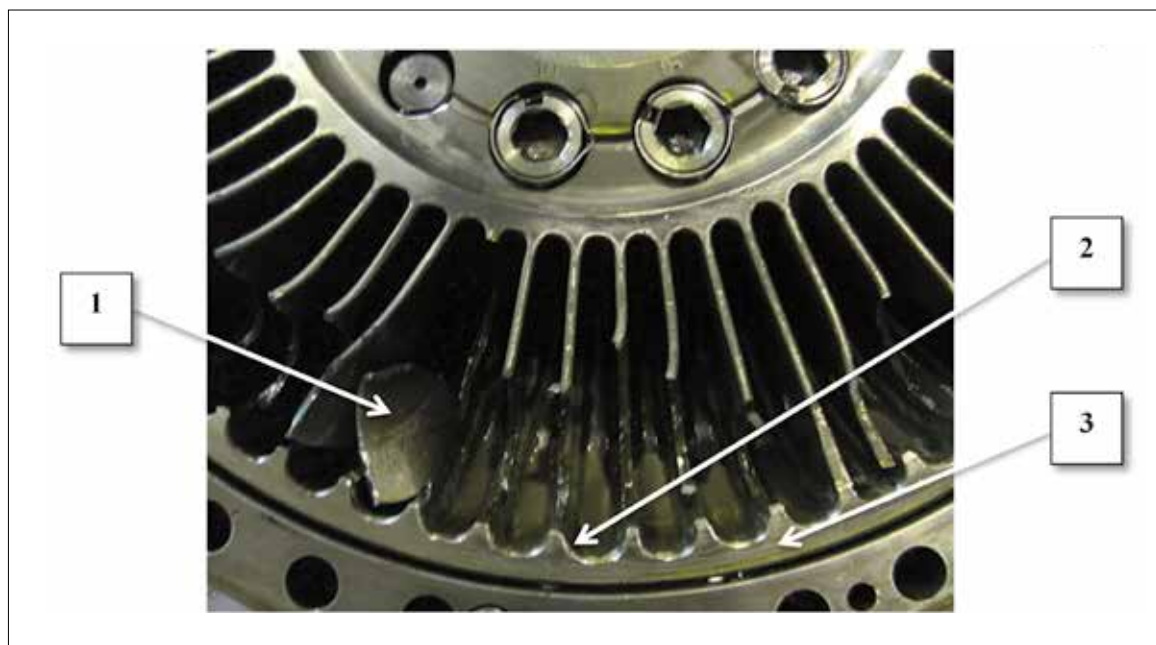
**RYS. 3**  
Parametry przepływowe pomp przed modernizacją



**RYS. 4**  
Parametry przepływowe pomp po modernizacji







**RYS. 5**  
Widok uszkodzonej łopatki wirnika sprzęgła (1) z zaznaczoną spoiną (2) łączącą łopatkę z tarczą (3)

Producent sprzęgła hydrokinetycznego nie udostępnił niezbędnych danych do obliczeń nowej wartości przełożenia. P.B.W. HYDRO-POMP wyznaczył wartość nowego przełożenia korzystając z własnych doświadczeń i wiedzy z obszaru maszyn hydraulicznych.

#### Parametry przekładni P+SH po modernizacji

Po zmianie przełożenia przekładni zębatej nowe parametry przekładni P+SH oraz agregatu pompy zasilającej są następujące:

- Pobór mocy przez każdą z pomp zasilających dla wydajności  $463 \text{ m}^3/\text{h}$  wynosi  $2890 \text{ kW}$  i przekracza moc nominalną sprzęgła wynoszącą  $2700 \text{ kW}$  o  $190 \text{ kW}$  (22%), jednak moc ta nie jest większa od mocy dopuszczalnej sprzęgła wynoszącej  $2900 \text{ kW}$ .
- Prędkość obrotowa na wejściu do sprzęgła hydrokinetycznego to  $4991 \text{ obr./min}$ .
- Przełożenie przekładni zębatej  $i = 1,675$ .
- Maksymalna prędkość obrotowa wału na wyjściu z P+SH,  $4812 \text{ obr./min}$ .

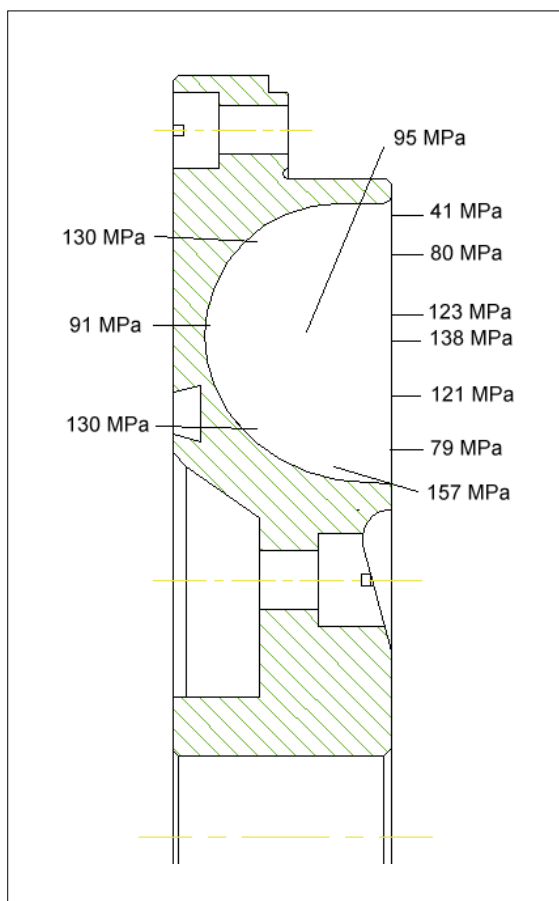
#### Nowa technologia wykonania wirników sprzęgła hydrokinetycznego

W związku z częstymi awariami szczególnie wirnika wejściowego sprzęgła hydrokinetycznego przed modernizacją oraz zwiększenia obrotów obu wirników w wyniku modernizacji przekładni zębatej, w P.B.W. HYDRO-POMP opracowano i wdrożono nową technologię ich wykonywania.

Wirniki, które ulegały dotychczas awariom miały łopatki spawane do tarcz – rys. 5.

Ustalenie przyczyn awarii wirników ze spawanymi łopatkami i opracowanie nowej technologii ich wykonania wymagało przeprowadzenia:

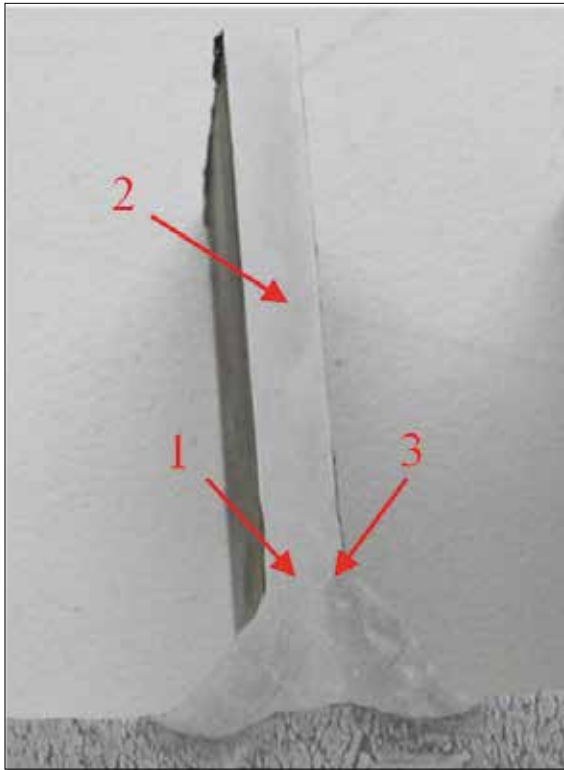
- Analizy wytrzymałości wirnika wejściowego obejmującej:



**RYS. 6**  
Wartości zredukowanych naprężeń (wg Hipotezy Hubera) na łopatce wirnika wejściowego sprzęgła hydrokinetycznego

- Określenie naprężeń w wirniku z uwzględnieniem naprężeń własnych (resztkowych).
- Określenie częstości drgań własnych wirnika.
- Badań materiałowych wirnika obejmujących:
  - Analizę chemiczną i pomiary twardości.
  - Badań metalograficznych makroskopowych.

**RYS. 7**  
Miejsca pomiaru metodą rentgenowską na łopatkce



**Analiza wytrzymałościowa wirnika wejściowego. Naprężenia w wirniku wejściowym**

Na rys. 6 pokazano obliczone metodą elementów skończonych wartości naprężeń wynikających z obciążenia łopatki wirnika od sił odśrodkowych ( $n = 4921$  obr./min), oleju roboczego oraz przenieszonego momentu obrotowego ( $M = 5750$  Nm) przez wszystkie 59 łopatek.

Wartości naprężeń są poniżej dopuszczalnych wartości dla materiału, z którego wykonano wirnik ( $Re = 235$  MPa – po normalizacji).

**TAB. 1**  
Naprężenia resztkowe w łopatkce wirnika wejściowego

Nr punktu pomiarowego	1 (spaw)	2 (środek płytki)	3 (spaw)
Naprężenie [MPa]	-10,2	-16,1	-10,4
Błąd pomiaru [MPa]	±13,1	±18,8	±10,5
Odchylenie STD	2,33	0,7	0,98

Dla określenia naprężeń własnych spawanej łopatki wirnika wejściowego w okolicach spawu oraz na jej powierzchni przeprowadzono badanie powierzchniowego stanu naprężeń resztkowych metodą rentgenowską przy wykorzystaniu dyfraktometru PROTO iXRD.

Pomiary wykonano w odległości około 1 mm od krawędzi spawu i około 2 mm od krawędzi łopatki po obydwu jej stronach oraz pośrodku łopatki w odległości około 2 mm od jej krawędzi (rys. 7).

Wyniki pomiarów zestawiono w tabeli 1.

Na podstawie wyników badań metodą rentgenowską stwierdzono występowanie niewielkich ścisających naprężeń resztkowych w badanej łopatkce będącej częścią wirnika wejściowego.

**Częstości drgań własnych**

W tabeli 2 przedstawiono wyniki obliczeń częstości drgań własnych z uwzględnieniem naprężeń od sił odśrodkowych oraz momentu obrotowego sprzęgła.

Wyznaczone częstości drgań własnych mogą zostać wzbudzone poprzez pulsacje ciśnienia oleju o częstotliwości równej względnej prędkości wirników (wejściowego i wyjściowego) pomnożonej przez liczbę łopatek wirnika wejściowego. Wówczas naprężenia wynikające z drgań własnych sumują się z naprężeniami stałymi wynikającymi z sił odśrodkowych oraz momentu obrotowego i mogą powodować zmęczeniowe pęknięcie materiału.

**Badania materiałowe wirnika wejściowego. Analiza chemiczna i pomiary twardości**

Łopatki tarczy sprzęgłowej zostały wykonane ze stali niskostopowej gatunku 1.0037, St37-2, a tarczę – ze stali niskostopowej gatunku 1.0566.

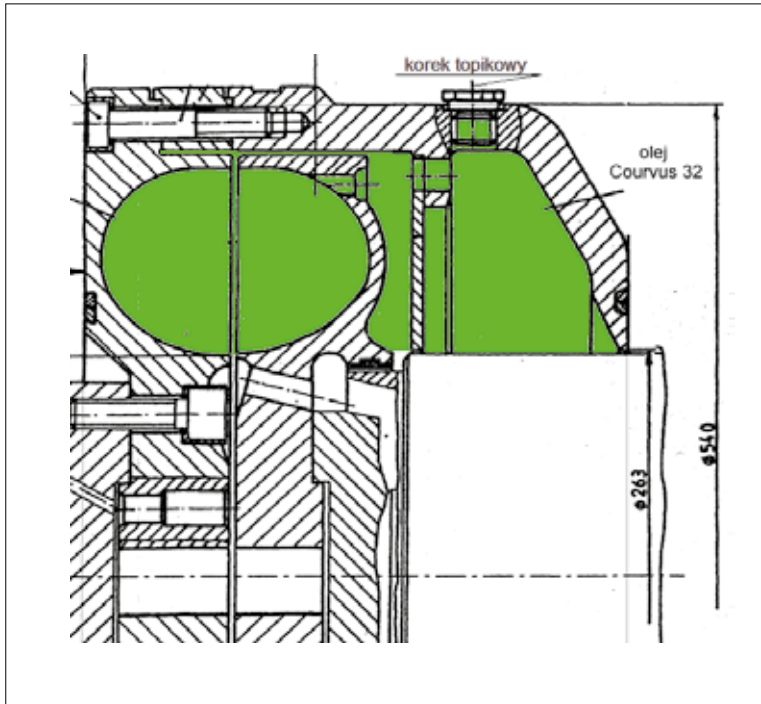
Rozrzut twardości (od 93 do 133HB, co odpowiada  $Re$  równemu  $160 \div 225$  MPa dla stali normalizowanej) w badanych obszarach wynika z wpływu ciepła wydzielanego w czasie spawania (wykonywania tarcz wirnikowych) na zmiany struktury zastosowanych stali.

**Badania metalograficzne i makroskopowe**

W badanych obszarach spawów stwierdzono występowanie typowych dla technologii spawania wad i zmiany struktur materiałów.

**TAB. 2**  
Częstości drgań własnych wirnika wejściowego sprzęgła

Kolejny numer postaci modalnej drgań	4	5, 6	16, 17	20, 21	23, 24	34÷36
Wartość częstości drgań własnych [Hz]	487	700	1991	2195	2220	2621
Różnica obrotów między wirnikiem wejściowym a wyjściowym wzbudzająca daną postać drgań własnych [obr./min]	495	712	2025	2232	2258	2665
Obroty wirnika wyjściowego [obr./min]	4426	4209	2896	2689	2663	2256
Obroty wirnika wejściowego [obr./min]	4921	4921	4921	4921	4921	4921
Przełożenie kinematyczne [obr./min]	0,899	0,855	0,589	0,546	0,541	0,458



**RYS. 8**  
Korek topikowy zabezpieczający sprzęgło

#### Ustalenie przyczyn awarii korka topikowego

Na rys. 8 przedstawiono fragment sprzęgła hydrokinetycznego z zaznaczeniem miejsca zabudowy korka topikowego.

W związku ze zwiększeniem prędkości obrotowej wirnika wejściowego z 4768 obr./min na 4991 obr./min, na skutek wzrostu sił odśrodkowych, wzrosło obciążenie korka topikowego. Wartości ciśnień działających na korek topikowy wynikających z działania sił odśrodkowych od oleju Corvus 32 (gęstość  $870 \text{ kg/m}^3$ ) zestawiono w tabeli 3. Ciśnienie to wzrosło o 0,5 MPa i jego nowa wartość powinna być uwzględniana przy zamawianiu korków topikowych od producenta. Ten wzrost ciśnień był przyczyną uszkodzenia korków topikowych.

#### Zniszczenie łopatek wirników wejściowych

Przyczyną przedwczesnego zniszczenia łopatek wirników wejściowych sprzęgła hydrokinetycznego

**FOT. 1**  
Wirnik wykonany w technologii proponowanej przez P.B.W. HYDRO-POMP



Lp.	Obroty [obr./min]	p[MPa]
1.	4732	5,7
2.	4924	6,2

**TAB. 3**  
Wartość ciśnień działających na korek topikowy wynikająca z działania sił odśrodkowych oleju

było przekroczenie naprężeń dopuszczalnych. Granica plastyczności  $R_e$  stali 1.0037 (St37-2), zastosowanej na łopatki, wynosi w stanie po normalizacji min. 235 MPa. Zmiany struktury, jakie zaszły podczas spawania (wykonywania wirników), wpłynęły na obniżenie wartości granicy plastyczności  $R_e$ .

Częstości drgań własnych (wyznaczone na podstawie badań numerycznych) mogły zostać wzbudzone poprzez pulsacje ciśnienia oleju o częstotliwości równej względnej prędkości wirników (wejściowego i wyjściowego) pomnożonej przez liczbę łopatek koła pompowego. Wówczas naprężenia wynikające z drgań własnych sumują się z naprężeniami stałymi wynikającymi z sił odśrodkowych oraz momentu obrotowego i mogły spowodować zmęczeniowe pękanie materiału.

#### Wytapianie korków topikowych

W związku ze zmianą prędkości obrotowej wirnika wejściowego z 4768 obr./min na 4991 obr./min na skutek działania sił odśrodkowych, uległo zwiększeniu obciążenie od ciśnienia działające od oleju na korki topikowe, które doprowadziło do ich uszkodzeń. Zmiana ciśnienia o 0,5 MPa powinna być uwzględniona przy zakupie korków topikowych.

Firma P.B.W. HYDRO-POMP dostarcza odpowiednie korki topikowe do zmodernizowanych sprzęgła.

#### Koncepcja modernizacji wirników wejściowego i wyjściowego sprzęgła hydrokinetycznego

W nawiązaniu do powyższych wniosków P.B.W. HYDRO-POMP zaproponował:

- wykonanie wirników sprzęgła hydrokinetycznego ze stali ulepszonej cieplnie GS 35CrMoV 10-4 lub GS 33NiCrMo 7-4-4,
- wykonanie wirników poprzez obróbkę mechaniczną. Na fot. 1 przedstawiono wirnik wykonany w nowej technologii.

\*\*\*

Przeprowadzona przez P.B.W. HYDRO-POMP modernizacja przekładni zębatej pozwoliła na osiągnięcie wymaganych parametrów przepływowo-energetycznych pomp zasilających oraz zagwarantowała bezawaryjną pracę sprzęgła hydrokinetycznych zabudowanych wewnątrz przekładni.



foto. 123rf

# PROBLEM HAŁASU

## Badania akustyczne rozprężania gazu w warunkach laboratoryjnych

**mgr inż. Patryk Gaj, dr inż. Jacek Karczewski, dr inż. Joanna Kopania**

Instytut Energetyki, Oddział Techniki Ciepłej „ITC” w Łodzi

Od czasu wynalezienia silników parowych rosnąca industrializacja powoduje zwiększenie wydajności produkcji zakładów przemysłowych. Jednakże rozwój technologii łączy się również z negatywnymi efektami. Należą do nich zanieczyszczenia lub zakłócenia środowiska pracy, co ma wpływ na nasze codzienne życie. Jednym z nich jest tak zwane „zatrucie hałasem”, czyli zwiększenie średniodobowego poziomu hałasu.

**W**ysoki poziom hałasu może nie tylko wpływać na naszą ogólną zdolność słyszenia, ale też wywołuje inne problemy zdrowotne, takie jak podwyższony poziom ciśnienia krwi, zaburzenia snu, zwiększone tętno, mnogie choroby układu krwionośnego, problemy z oddychaniem oraz zaburzenia chemii mózgu [1, 2]. Dlatego też obecnie istotnym problemem staje się zmniejszenie poziomu hałasu wytwarzanego przez przemysł czy transport. W sposób szczególny dotyczy to energetyki.

Hałas emitowany przez elektrownie i elektrociepłownie stanowi istotne zagrożenie tak dla zatrudnionych tam ludzi, jak i dla mieszkańców terenów sąsiadujących. Niektóre zjawiska (np. wydmuch pary z elektrowni) powodują wielokrotne przekroczenie dopuszczalnych norm. I dlatego właśnie w tym obszarze tak bardzo istotne jest wprowadzanie innowacyjnych rozwiązań, które redukcją hałas emitowany do otoczenia. W przypadku procesów przemysłowych jednym z najpowszechniej stosowanych w instalacjach urzą-

dzeń służących do zmniejszenia poziomu hałasu są różnego rodzaju tłumiki akustyczne. Oddział Techniki Ciepłej „ITC” Instytutu Energetyki w Łodzi od wielu lat wdraża te rozwiązania w energetyce [3].

### Tłumiki w energetyce

Tłumiki to urządzenia, których zadaniem jest redukcja hałasu powstałego podczas transportu gazów w instalacjach i urządzeniach lub w aparaturze służącej do ich przesyłu. Główną metodą służącą do osiągnięcia tego celu jest wykorzystanie materiałów absorbujących, takich jak pianka albo wełna akustyczna. Innym sposobem jest zmiana drogi przepływu gazów, w celu zmniejszenia prędkości transportu albo wykorzystania zewnętrznego źródła dźwięku wytwarzającego tłumiącą falę interferencyjną.

Tłumiki posiadają rozmaite rozmiary i wielkości: od kompaktowych tłumików militarnych, po przemysłowe tłumiki wydmuchu pary stosowane w elektrowniach. Projekt tłumika oraz wybór odpowiedniego typu urządzenia zależy od środowiska, w jakim musi on pracować i parametrów, jakie ma spełniać. Istotnymi wymaganiami, które trzeba uwzględnić podczas projektowania tłumika, są:

- wymagana wartość wyciszenia,
- zakres częstotliwości, która wymaga ograniczenia,
- rodzaj przetwarzanego czynnika,
- temperatura, wydatek oraz ciśnienie gazów przepływających przez tłumik,
- inne warunki środowiskowe (np. wysoka obecność wilgoci, duże stężenie czynników korodujących w otoczeniu).

Problem ograniczenia hałasu wywołanego przepływem jest szczególnie trudny do zrealizowania, jeśli czynnik przetwarzany jest zapyłony, zawilgocony lub ma wysoką temperaturę, a dodatkowo charakteryzuje się widmem niskoczęstotliwościowym wynikającym z pracy wentylatorów lub innych urządzeń przetwarzających czynnik. Problem prawidłowego doboru tłumików pojawia się również wówczas, gdy ze względów technologicznych nie ma możliwości zabudowy kanałów wentylacyjnych w ciągach technicznych budynków. W tym przypadku nie tylko należy zaproponować tłumik o właściwej charakterystyce akustycznej, ale również o niskim poziomie szumu własnego, co niekiedy bez wstępnych badań projektowanych tłumików nie jest w pełni możliwe.

### Tłumiki hałasu wydmuchu pary

Para wodna jest jednym z najczęściej stosowanych mediów w energetyce. Decyduje o tym wysoka dostępność surowca, duża pojemność cieplna, znaczny zakres dostępnych temperatur pracy, wyraźna zależność ciśnienia od temperatury surowca oraz łatwa, precyzyjna i stabilna regulacja temperatury pary. Dodatkową zaletą jest możliwość wykorzystania pary jako nośnika ciepła, w postaci pary wilgotnej, albo

## TŁUMIKI

W zależności od konstrukcji i zasady działania, możemy wyróżnić trzy grupy tłumików akustycznych:

- tłumiki absorbujące,
- tłumiki reaktywne i rozprężające,
- tłumiki aktywne.

izolatora, w postaci pary przegrzanej. Te właściwości sprawiły, że w wielu branżach przemysłu obróbka przy użyciu pary jest szeroko rozpowszechniona i sprawia, że staje się ona niezastąpionym medium.

Para technologiczna jest wytwarzana w kotłach parowych (w elektrowniach, elektrociepłowniach) oraz specjalnych instalacjach komunalnych czy w wytwornicach pary czystej. Para powstała w takich warunkach charakteryzuje się wysokim ciśnieniem, często powyżej 10 MPa, oraz temperaturą przekraczającą niejednokrotnie 500°C [3]. Powszechnym problemem w stacjach wytwarzających parę techniczną jest utrzymanie pożądanego poziomu ciśnienia medium. Para jest zazwyczaj wytwarzana albo dostarczana użytkownikowi pod wyższym ciśnieniem niż wymaga tego proces technologiczny. Dlatego w takich przypadkach konieczny jest proces redukcji ciśnienia, który odbywa się przy wykorzystaniu zaworu redukcyjnego. Zawór ten skutecznie dławi przepływ pary, aby zapewnić przepływ medium pod wymaganym i stabilnym ciśnieniem.

Jak wspomniano wcześniej, parametry ciśnienia pary i temperatury są bardzo wysokie. Podczas procesu wyrzutu pary do atmosfery następuje nagłe rozprężanie tego medium do ciśnienia atmosferycznego, co powoduje występowanie hałasu dochodzącego nawet do 140 dB. Hałas ten obejmuje duże obszary, ponieważ jego widmo składa się w znacznej mierze z niskich częstotliwości, które ulegają bardzo powolnemu wyciszeniu w powietrzu [4]. Rozprężenie hałasu wspomaga też fakt, że instalacje wyrzutowe zazwyczaj usytuowane są na dosyć znacznych wysokościach.

Poziom ciśnienia akustycznego  $L_p$  (dB) jest zależny od przepływu masowego pary w tłumiku oraz jej temperatury. Dzięki poniższemu wzorowi można określić poziom mocy akustycznej  $L_p$  generowanej przez wyrzut pary do atmosfery [4]:

$$L_p = 17 \log Q + 50 \log t - 15 \quad (1)$$

gdzie:

$L_p$  – poziom mocy akustycznej [dB]

$Q$  – wydatek instalacji [t/h]

$t$  – temperatura pary [°C]

Znając poziom mocy akustycznej  $L_p$  można obliczyć poziom ciśnienia akustycznego  $L_r$  w określonej odległości od wyloty pary:

$$L_r = L_p - 10 \log 2\pi r^2 \quad (2)$$

gdzie:

$L_r$  – poziom ciśnienia akustycznego w określonej odległości [dB]

$L_p$  – poziom mocy akustycznej [dB]

$r$  – odległość od wyloty pary [m]

### Tłumiki wydmuchu pary

Tłumiki wydmuchu pary (fot.1) zaliczają się do tłumików rozprężających. Ich zasadą działania jest zastąpienie jednostopniowego rozprężania za rurą wylotową w atmosferze rozprężaniem wielostopniowym za spadkami podkrytycznymi wewnątrz tłumika. Rozprężacze zamontowane wewnątrz tłumika to najczęściej gruba rura, w której zaprojektowana jest struktura sita. Dzięki zmniejszeniu spadku ciśnienia na pojedynczym sicie oraz rozbięciu głównego strumienia na wiele drobnych strumieni, uzyskuje się znaczne zmniejszenie hałasu, które towarzyszy procesowi rozprężania pary. Zmniejszenie średnicy otworu powoduje przesunięcie widma wytwarzanego hałasu w stronę wyższych częstotliwości, które zostają następnie wytłumione dzięki odpowiedniej konstrukcji komór tłumika, jak również przez materiały absorbujące, montowane bardzo często w płaszczu tłumika. Dodatkowy przepływ przez kolejne sita, który następuje w warunkach bliskich krytycznemu spadkowi ciśnienia, ogranicza propagację hałasu wzdłuż kierunku przepływu pary. Strefa mieszania się pary z powietrzem atmosferycznym, występująca przy wylocie, ogranicza powstawanie dźwięków o niskich częstotliwościach. W razie wysokiego poziomu wytwarzanego hałasu, na wylocie stosowany jest krótki filtr absorpcyjny, wycinający spektrum wysokich częstotliwości oraz kierujący hałas pionowo w górę.

Wykonanie tłumika wydmuchu pary poprzedza zazwyczaj inwentaryzacja akustyczna stanu obecnego instalacji, a następnie dokonanie niezbędnych

obliczeń wytrzymałościowych i ciepło-mechanicznych. Następnie wykonywany jest projekt techniczny, a kolejno warsztatowy, już ostatecznego tłumika dopasowanego do indywidualnego zapotrzebowania. Po fazy instalacji powinien nastąpić pomiar natężenia hałasu celem sprawdzenia skuteczności tłumika. W przypadku nieosiągnięcia wymaganej skuteczności tłumika zasadne jest stworzenie dodatkowej izolacji dźwiękochłonnej.

### Badanie skuteczności pochłaniania

Idealnym rozwiązaniem na etapie projektowania i wykonania prototypu tłumika jest możliwość jego przebadania pod kątem skuteczności pochłaniania. Obecnie prowadzone są badania maszyn i urządzeń tego typu, pracujących w przestrzeni otwartej. Wykonuje się je najczęściej zgodnie z normami:

- PN-EN ISO 3744:2011 Akustyka – Wyznaczanie poziomów mocy akustycznej i poziomów energii akustycznej źródeł hałasu na podstawie pomiarów ciśnienia akustycznego – Metody techniczne stosowane w warunkach zbliżonych do pola swobodnego nad płaszczyzną odbijającą dźwięk;
- PN-EN ISO 3746:2011 – Akustyka – Wyznaczanie poziomów mocy akustycznej i poziomów energii akustycznej źródeł hałasu na podstawie pomiarów ciśnienia akustycznego – Metoda orientacyjna z zastosowaniem otaczającej powierzchni pomiarowej nad płaszczyzną odbijającą dźwięk.

Mierzonymi wielkościami są uśrednione poziomy ciśnienia akustycznego podczas działania badanego tłumika w danych warunkach środowiskowych, jak również poziom tła akustycznego w poszczególnych pasmach częstotliwości. Wielkościami obliczanymi są poziomy mocy akustycznej badanego tłumika hałasu w poszczególnych pasmach częstotliwości lub poziom mocy skorygowany charakterystyką częstotliwościową A. Normy te różnią się dokładnością wyznaczanego parametru. Pierwsza z nich jest metodą techniczną, druga – orientacyjna, przy danych z pomiaru w warunkach środowiska pomiarowego. Trudnością podczas pomiaru i interpretacji wyników są warunki środowiska pomiarowego. W przypadku obiektów energetycznych czy instalacji przemysłowych ciągła praca zakładu zapewnia prawidłowość jego działania i niekiedy nie można wyznaczyć tła pomiarowego. Również nagromadzenie maszyn i urządzeń oraz armatury przesyłowej w jednym miejscu utrudnia, a nawet uniemożliwia wykonanie pomiarów z zastosowaniem wspomnianych wyżej metod. W idealnych warunkach pomiarowych, przy pomiarach w komorze pogłosowej lub bezchowej, eliminujemy te oddziaływania i bez problemu możemy wyznaczyć poziom mocy akustycznej dowolnego urządzenia. Jednak wymagane jest tutaj przystosowanie komór do realizacji pomiarów hałasu w przepływie. Laboratorium Oddziału Techniki Ciepłej

FOT.1

Tłumik wydmuchu pary z płytą rozprężającą



**SPECJALISTYCZNE  
WYMIENNIKI CIEPŁA DLA PRZEMYSŁU**



# POZOSTAŃMY W KONTAKCIE

OBSERWUJ NASZE PROFILE  
W MEDIACH SPOŁECZNOŚCIOWYCH

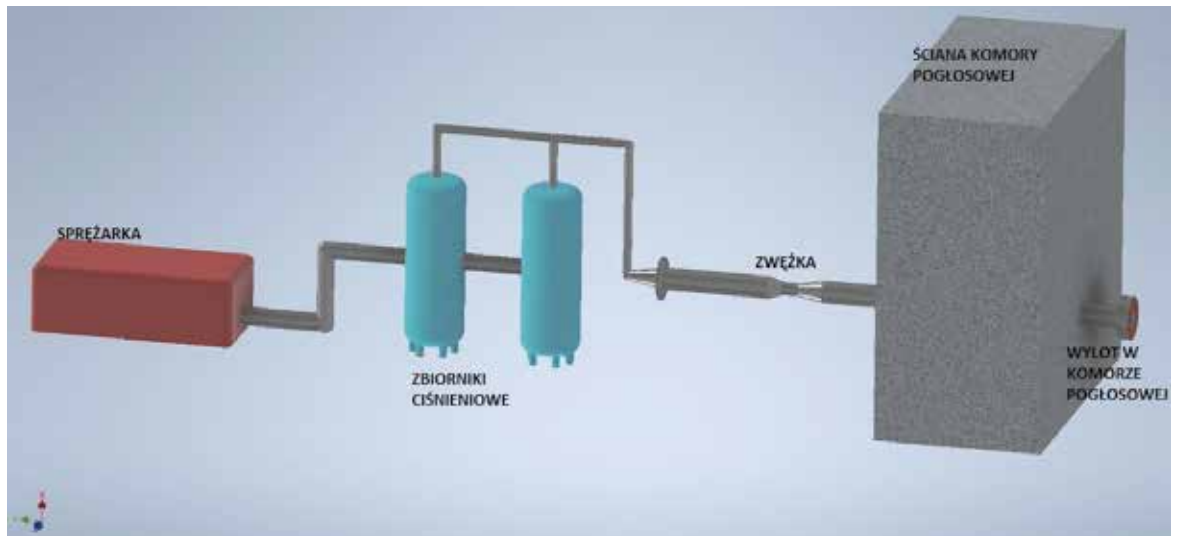


budujemy możliwości  
porozumienia





**RYS. 1**  
Poglądowy  
rysunek  
stanowiska  
badawczego



Instytutu Energetyki umożliwia przeprowadzenie takich badań. Dzięki posiadanej infrastrukturze (komora bezchowa i dwie komory pogłosowe), nowoczesnej aparaturze pomiarowej i wysokim kompetencjom zespołu badawczego możliwe jest prowadzenie na szeroką skalę laboratoryjnych badań akustycznych rozprężania gazu, co zostanie opisane w dalszej części artykułu.

#### Badania tłumików hałasu wydmuchu w warunkach laboratoryjnych

W Oddziale Techniki Ciepłej „ITC” w Łodzi Instytutu Energetyki zaprojektowano i wykonano specjalne stanowisko do badania tłumików wydmuchu w warunkach pogłosowych z wykorzystaniem normy PN-EN ISO 3741:2011 Akustyka – „Wyznaczanie poziomów mocy akustycznej i poziomów energii akustycznej źródeł hałasu na podstawie pomiarów ciśnienia akustycznego – Metody dokładne w komorach pogłosowych” (rys. 1). Stanowisko składa się ze sprężarki połączonej ze zbiornikami o łącznej objętości 1 m<sup>3</sup>, do których

pompowane jest powietrze. Dzięki zainstalowanym przed zbiornikami zaworami możliwe jest sterowanie parametrem ciśnienia w zbiorniku przy jego napełnieniu. Sprężarkę połączono z presostatem, który automatycznie wyłącza zasilanie stanowiska, po osiągnięciu określonej wartości ciśnienia we wbudowanych zbiornikach sprężarki. Powietrze ze zbiorników ciśnieniowych transportowane jest do kanału pomiarowego, w którym znajduje się zawór pneumatyczny sterowany manualnie z drugiego pomieszczenia, pozwalający na całkowity wyrzut sprężonego powietrza ze zbiorników do komory pomiarowej. Kanał pomiarowy wyprowadzony jest do komory pogłosowej i zakończony kołnierzem, który pozwala na montowanie obiektów badawczych na zakończeniu kanału. Średnica końcowego odcinka kanału pomiarowego wynosi 125 mm.

Na potrzeby przetestowania stoiska pomiarowego zostały wykonane dwa modele rozprężacza o zmiennej średnicy otworów sita rozprężacza – 4 mm i 6 mm (fot. 2). Liczba otworów w obydwóch konstrukcjach jest taka sama, co sprawia, że jedynym parametrem zmiennym jest średnica otworów.

Przeprowadzone badania pozwoliły na określenie poziomu ciśnienia akustycznego. Po testach wstępnych zauważono, że hałas wytwarzany przez stanowisko jest porównywalny do tego, który występuje podczas rozprężania pary w instalacjach przemysłowych (130 dB) i jest dobrym odwzorowaniem warunków rzeczywistych.

Warunki eksperymentu zostały dobrane w taki sposób, aby jak najlepiej odwzorować rzeczywiste warunki pracy rozprężaczy w instalacji. Zdecydowano, że ciśnienie powietrza wytłaczanego ze zbiorników na obiekt badawczy będzie wynosiło 3 bary. Czas wyrzutu powietrza nie będzie przekraczał 5 s, co spowoduje wyeliminowanie zagrożenia oblodzeniem otworków rozprężacza, powiązanego ze spadkiem temperatury medium podczas rozprężania. Pomiar akustyczne zostały wykonane za pomocą systemu Sound Analy-

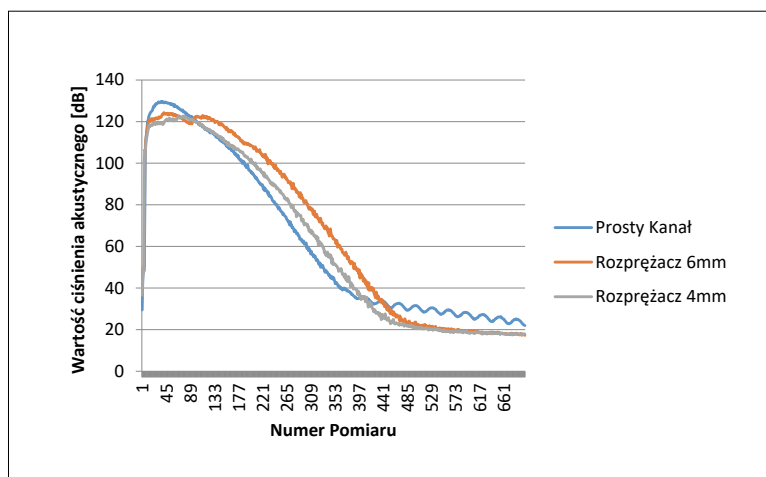
**FOT. 2**  
Zamontowany  
w komorze  
pogłosowej, na  
wylocie ze stoiska,  
model rozprężacza  
o średnicy  
otworów sita  
równych 6 mm



**FOT. 3**  
Chmura rozprężeniowa widoczna podczas procesu



**RYS. 2**  
Wartości ciśnienia akustycznego dla momentu inicjalnego rozprężania



**RYS. 3**  
Średnia wartość ciśnienia akustycznego dla czasu pomiaru 20 s

ser Nor 140 z górnym zakresem pomiaru wynoszącym 130 dB. Częstotliwość próbkowania ustawiono na 25 ms, a czas pomiaru na 20 s. Odległość mikrofonu pomiarowego od badanego obiektu wynosiła 3 m.

Kolejna część badań akustycznych została wykonana za pomocą kamery akustycznej SoundCam 2.0 z górnym zakresem pomiaru wynoszącym 140 dB. Pomiar kamery akustyczną sporządzono w odległości 3,0 m i 1,3 m. Czas pomiaru wynosił 5 s. Dla każdego ustawienia dokonano 6 prób: 3 pomiarowe systemem Sound Analyser Nor 140 i 3 kamerą akustyczną SoundCam 2.0. Podczas eksperymentu przeprowadzono również nagrania kamerą do szybkich zdjęć w celu wizualizacji zjawiska rozprężania.

## Wyniki badań

Wartości średnich poziomów ciśnienia akustycznego w pasmach częstotliwości dla momentu inicjalnego rozprężania zostały przedstawione na rysunku 2, a na rys. 3 pokazano średnią wartość ciśnienia akustycznego dla czasu pomiaru 20 s. Dane te pozwalają zobrazować charakterystykę hałasu oraz wpływ rozprężacza na redukcję hałasu w stosunku do próby kontrolnej – pustego wylotu kanału. Jak widać, wartości ciśnienia akustycznego są niższe w przypadku testowanych układów z zamontowanymi rozprężaczami. Wykresy obrazują spadek ciśnienia akustycznego w zakresie niskich częstotliwości (50-125 Hz) oraz średnich częstotliwości (500-5000 Hz). Najlepsze parametry akustyczne prezentuje rozprężacz o najmniejszych otworach sita – 4 mm.

W przypadku układów z zamontowanymi rozprężaczami widać zdecydowane spłaszczenie góry wykresu w stosunku do układu kontrolnego. Zauważalny jest też niższy poziom ciśnienia akustycznego po zakończeniu procesu rozprężania. Długość samego

procesu wyciszenia i uspokojenia układu w przypadku układów z rozprężaczami ma charakterystykę liniową i obserwuje się zmniejszenie intensywności zmian w przedziale czasowym.

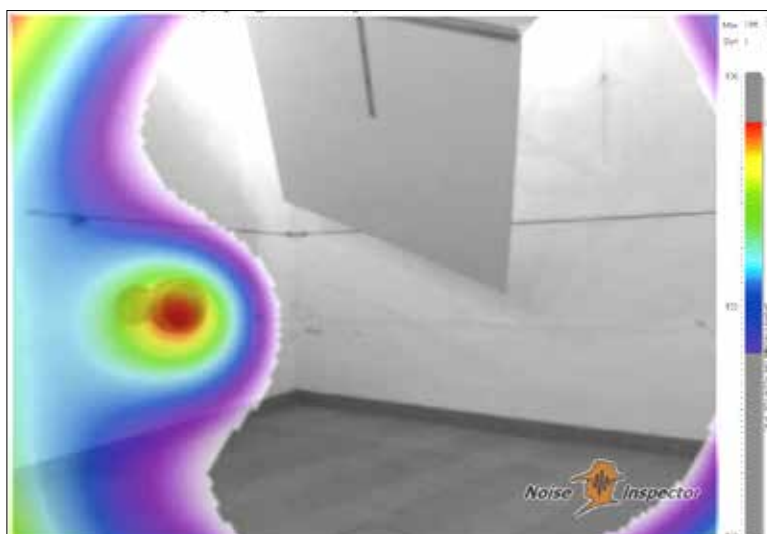
Film wykonany metodą szybkich zdjęć pozwala na zobrazowanie zamarzania cząsteczek wody znajdujących się w powietrzu, które następuje przez gwałtowny spadek temperatury medium podczas rozprężania (fot. 3). Występowanie tej chmury pokazuje, że w przypadku takich warunków przeprowadzanie dłuższych pomiarów może być problematyczne, ponieważ wystawienie otworków rozprężacza na niską temperaturę będzie powodować zamarzanie wody w otworach rozprężacza.

Z powodu krótkiego czasu pomiaru wartości liczbowe zmierzone za pomocą kamery akustycznej nie różnią się znacząco pomiędzy kolejnymi pomiarami. Na rysunku 4 przedstawiono wizualizację procesu rozprężania w komorze pogłosowej, gdzie widoczny jest obszar zwiększonego ciśnienia akustycznego w obszarze tłumika oraz zobrazowane są odbicia fal dźwiękowych od ścian komory pogłosowej.

### Co mówią nasze badania?

W ramach realizowanych w Oddziale Techniki Ciepłej „ITC” w Łodzi Instytutu Energetyki badań nad tłumikami wydmuchu pary zaprojektowano i wykonano stanowisko do analiz rozprężu oraz opisano zjawiska zachodzące w prototypowych konstrukcjach rozprężaczy. Ze względu na uwarunkowania techniczne i bezpieczeństwa, rzeczywiste badania laboratoryjne zostały przeprowadzone dla zmienionego medium – powietrza. Jednak na podstawie wykonanej wcześniej symulacji numerycznej, w celu ustalenia, czy taka zmiana będzie miała znaczący wpływ na wyniki badań stwierdzono, że po wprowadzeniu zmiany medium najbardziej istotne parametry pozostają bez zmian. Liczba Macha w strefach za otworkami, charakterystyka wytwarzanego hałasu oraz spadek ciśnienia akustycznego są bardzo zbliżone w obu przypadkach, co powoduje, że powietrze może być stosowane jako czynnik zamienny w przypadku badań rzeczywistych. Przy pracy na sprężonym powietrzu mamy do czynienia z medium o niższej temperaturze roboczej, dlatego chmura powstająca podczas rozprężania nie będzie się tworzyć w wyniku kondensacji pary wodnej, a na skutek wytworzenia się kryształków lodu z wody znajdującej się w powietrzu. Aby umożliwić realizację badań w warunkach laboratoryjnych w polu pogłosowym zaprojektowano i wykonano stanowisko pomiarowe do badań hałasu rozprężeniowego. Zostało ono zaprojektowane w ten sposób, by najlepiej odtworzyć zbliżone warunki do występujących podczas pracy tłumika wydmuchu. Stanowisko pozwala na zmiany parametrów badawczych, jak również możliwa jest zmiana parametrów ciśnienia medium.

Próby kontrolne pokazały, że hałas wytwarzany podczas rozprężania się medium na stanowisku



**RYS. 4**  
Wizualizacja akustyczna procesu rozprężania

badawczym jest zbliżony do poziomu ciśnienia akustycznych obecnych podczas procesu rozprężania pary w instalacjach przemysłowych. Wyniki badań wykonanych za pomocą analizatora akustycznego i kamery akustycznej wykazały, że rozprężacz o najmniejszych rozmiarach sita charakteryzuje się najlepszymi parametrami akustycznymi. Pomiary z użyciem kamery akustycznej pozwoliły na zobrazowanie propagacji fal dźwiękowych występujących podczas procesu rozprężania. Wyniki przeprowadzonych badań potwierdzają możliwość wykorzystania stoiska pomiarowego do badania skuteczności tłumików i rozprężaczy, celem usprawnienia procesu projektowania tłumików. Stanowisko badawcze będzie służyć w przyszłości do badań bardziej skomplikowanych układów przewidzianych do pracy w innych warunkach ciśnieniowych. Pozwoli też na zoptymalizowanie produkowanych w OTC IEn tłumików tak, aby zapewniały one wymagane tłumienie hałasu i jednocześnie charakteryzowały się większą kompaktowością poprzez zmniejszenie ich ciężaru. Prowadzić to będzie do redukcji materiałów użytych do produkcji tłumika (blacha stalowa), a co za tym idzie – do obniżenia kosztów produkcji. W sytuacji konieczności obniżania hałasu emitowanego do środowiska przez elektrownie i elektrociepłownie stanowi to istotne wyzwanie dla zaplecza naukowego energetyki.

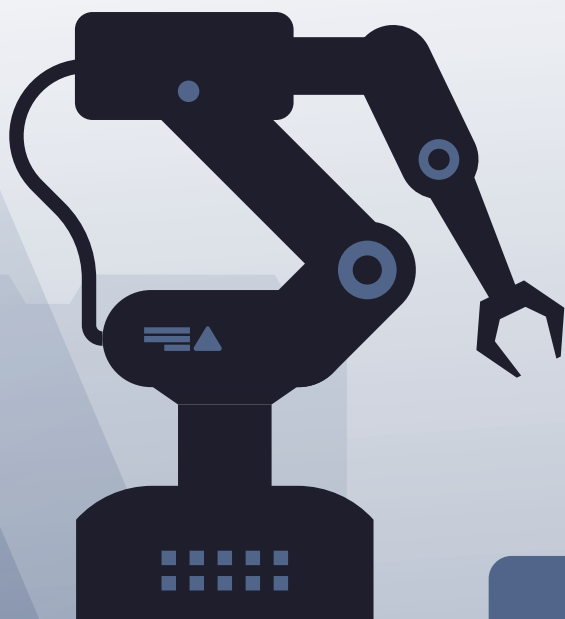
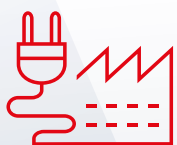
Fot. zasoby autorów.

### Literatura

- [1] Passchier-Vermeer W, Passchier WF, „Noise exposure and public health”. *Environmental Health Perspectives*. 108 Supply 1, Marzec 2000
- [2] <https://www.nonoise.org/library/handbook/handbook.htm>
- [3] Karczewski J., Kopania J., Bogusławski G., (Lipiec 2018) „Redukcja hałasu z instalacji przemysłowych, czyli tłumiki wydmuchu pary.”, *Energetyka Ciepła i Zawodowa*, Vol 712, str 14-19.
- [4] Danieluk S., Wąty J., Rozwój tłumików wydmuchu pary, Konferencja Jubileuszowa Instytutu Techniki Ciepłej w Łodzi, Dobieszków, 3-4.12.1998 r., Materiały Konferencyjne str. 257-266.

# EFEKTYWNOŚĆ ENERGETYCZNA

FILAREM TRANSFORMACJI  
przedsiębiorstw energochłonnych



ORGANIZATOR



budujemy możliwości  
porozumienia

PATRONAT MEDIALNY



 kierunek**chemia**.pl



 kierunek**energetyka**.pl



XXI Konferencja  
Naukowo-Techniczna

**EFEKTYWNE  
ZARZĄDZANIE  
ENERGIĄ  
W PRZEMYŚLE**



16-17 marca  
2023 r.  
CZELADŹ

Inteligentne zarządzanie  
energją w przemyśle

Efektywność, optymalizacja  
i oszczędności

Aktywne uczestnictwo  
w rynku energii - DSR

# DIAGNOSTYKA URZĄDZEŃ ENERGETYCZNYCH I INSTALACJI PRZEMYSŁOWYCH

Pro Novum



W dniach 6-7 października 2022 r. odbyło się zorganizowane przez Przedsiębiorstwo Usług Naukowo-Technicznych „Pro Novum” sp. z o.o. II/XXIV Sympozjum DIAGNOSTYKA URZĄDZEŃ ENERGETYCZNYCH I INSTALACJI PRZEMYSŁOWYCH, którego tematem przewodnim było Bezpieczeństwo i dyspozycyjność bloków i urządzeń energetycznych w okresie transformacji polskiej elektroenergetyki (I).

Po zeszłorocznej edycji zdalnej, sympozjum powróciło do formuły całkowicie stacjonarnej – odbyło się Hotelu Diament w Ustroniu. Patronat Honorowy nad wydarzeniem sprawowały: Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie, Izba Gospodarcza Energetyki i Ochrony Środowiska oraz Business Centre Club. Z kolei patronami merytorycznymi zostali: ENEA Elektrownia Połaniec SA, PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna SA, TAURON Wytwarzanie SA i Veolia Energia Poznań SA. Strate-

gicznym Partnerem Technologicznym Sympozjum został ORLEN Serwis SA.

## 24 referaty w 7 sesjach

Otwarcia sympozjum dokonała Ewa Trzeszczyńska – prokurent i zastępca dyrektora ds. administracyjnych i finansowych w Pro Novum sp. z o.o., która przedstawiła partnerów wydarzenia, jego tematykę i program. Następnie powitalne adresy do uczestników skierowali członkowie Komitetu Honorowego i przedstawiciele partnerów sympozjum, którzy podkreślali rolę konferencji Pro Novum dla branży i znaczenie technicznych, inżynierskich dyskusji w obecnej sytuacji polskiej elektroenergetyki.

Podczas dwóch dni odbyło się 7 sesji, w ramach których wygłoszone zostały 24 referaty. Sesje poprowadzili: Waldemar Szulc – dyrektor Biura w Towarzystwie Gospodarczym Polskie Elektrownie, dr hab. inż. Rafał Kobyłecki z Politechniki Częstochowskiej oraz Krzysztof Brunné – prokurent i zastępca dyrektora ds. technicznych, Pro Novum sp. z o.o.

## Debata techniczna

Część merytoryczną sympozjum rozpoczęła debata techniczna pt. Przyszłość energetyki konwencjonalnej, którą poprowadził Waldemar Szulc (TGPE), a w której udział wzięli: Herbert Leopold Gabryś, Michał Cegielski (TAURON Wytwarzanie SA), prof.

Od lewej:  
Roman Krok  
(Politechnika  
Śląska),  
Jerzy Trzeszczyński  
(Pro Novum sp.  
z o.o.),  
Herbert Leopold  
Gabryś





Fot. Michał Łuczak

**EWA TRZESZCZYŃSKA**  
Pro Novum sp. z o.o.



Fot. Michał Łuczak

**WALDEMAR SZULC**  
TGPE



Fot. Michał Łuczak

**JERZY RAŻNY**  
Veolia Energia Poznań SA

Roman Krok (Politechnika Śląska), Grzegorz Pakuła (Grupa Powen-Wafapomp SA) i Jerzy Trzeszczyński (Pro Novum sp. z o.o.).

Wstępem do debaty były trzy wystąpienia:

1. Herbert L. Gabryś: AKTUALNY STAN ENERGETYKI POLSKIEJ – WYBRANE INFORMACJE,
2. Ewa Trzeszczyńska – Pro Novum sp. z o.o.: O ENERGETYCE KONWENCJONALNEJ PODCZAS KONGRESU VGBE W ANTWERPII 14-15.09.2022,
3. Jerzy Trzeszczyński – Pro Novum sp. z o.o.: BLOKI 2022+ ZAŁOŻENIA DO STRATEGII KONTYNUOWANIA EKSPLOATACJI BLOKÓW KLASY 200 MW.

Agenda debaty obejmowała zagadnienia:

1. Na jak długo należy zaplanować eksploatację bloków węglowych w Polsce, żeby zapewnić bezpieczną transformację naszej energetyki?
2. Jaką rolę do odegrania w okresie transformacji energetyki powinny spełniać bloki klasy 200 MW?
3. Wg jakich kryteriów bloki węglowe powinny być wycofywane z eksploatacji?
4. Jaki w tym czasie może być tryb ich pracy, w tym status po wyłączeniu z eksploatacji?
5. W jaki sposób najbardziej racjonalnie (od 2025 roku) można spełnić kryterium 550 g CO<sub>2</sub>/KWh na blokach węglowych?
6. Czy zastępowanie węgla biomasą oraz paliwami alternatywnymi jest realistyczne z punktu widzenia: dostępności paliwa, kosztów modernizacji i eksploatacji, elastyczności źródeł wytwarzania?
7. Jak zapewnić kompetencje techniczne, zwłaszcza w obszarze utrzymania stanu technicznego urządzeń energetycznych?

### Bloki węglowe a transformacja energetyki

Uczestnicy debaty oraz licznych dyskusji byli zgodni co do tego, że nie sposób wyobrazić sobie



Fot. Michał Łuczak

bezpieczeństwa energetycznego Polski bez dobrze zaplanowanej eksploatacji bloków węglowych w całym okresie transformacji sektora energetyki. Tempo wycofywania bloków węglowych powinno być odpowiednio zsynchronizowane nie tylko z oddaniem do eksploatacji nisko- i zeroemisyjnych źródeł generacji. Bloki węglowe powinny, w odpowiednim trybie, pracować tak długo, aż nowy mix energetyczny będzie można uznać za bezpieczny i ekonomicznie akceptowalny. Po energetykę węglową sięgają w ostatnim czasie wszystkie kraje europejskie, nawet takie, gdzie generacja energii z węgla nie jest tak istotna. Szczególną rolę powinno się powierzyć energetyce bazującej na węglu kamiennym, której – w przeciwieństwie do energetyki wykorzystującej węgiel brunatny – nie grozi wyczerpanie własnych zasobów w dającej się prze-

**SYMPOZJUM PRO NOVUM** po raz kolejny pokazało, że w branży energetycznej istnieje potrzeba wszechstronnej dyskusji na tematy techniczne i wymiany doświadczeń



**REMIGIUSZ KRUZEL**  
Enea Elektrownia Połaniec SA



**MICHAŁ CEGIELSKI**  
TAURON Wytwarzanie SA



**MARIUSZ SARATOWICZ**  
OZW SEP

widzieć przyszłości. Znaczącą rolę w okresie transformacji mogą odegrać bloki klasy 200 MW, których stan techniczny pozwala nie tylko na bezpieczne przedłużenie ich eksploatacji, ale także poprawę elastyczności. Tu konieczne są większe nakłady na ich modernizację oraz kompetencje zwłaszcza w zakresie utrzymania stanu technicznego, co pozwoli na pełnienie regulacyjnej roli w systemie elektroenergetycznym.

### Związki techniczne i przykłady realizacji

Pro Novum od dłuższego czasu lansuje strategię zaawansowanych technicznie serwisów LTSA z partnerami technologicznymi. Podczas tegorocznego sympozjum zaprezentowaliśmy nasze związki techniczne i przykłady ich realizacji z ważnymi polskimi firmami remontowymi. To najlepszy sposób na zapewnienie kompetencji technicznych w długim czasie oraz wysokiej jakości diagnostyki, remontów i modernizacji.

Prezentowano także założenia projektu BLOKI 2022+, który wykorzystując najlepszą wiedzę i doświadczenia z eksploatacji bloków klasy 200 MW oraz rozwiązania opracowane na potrzeby Programu Bloki 200+ stworzyłby warunki do zapewnienia naszego bezpieczeństwa energetycznego w okresie najbliższych 15 lat. Koncepcja projektu jest konsultowana przed Sympozjum. Była także dyskutowana w jego trakcie. Jednym z rezultatów konsultacji była modyfikacja jego nazwy na BLOKI 2025+®. Zakładamy, że ma szansę na powodzenia, zwłaszcza jeśli do konsultacji włączą się elektrownie oraz przedstawiciele odpowiednich agend rządowych. Mamy nadzieję, że za rok, podczas kolejnego sympozjum Pro Novum, poinformujemy zarówno o postępach w procedowaniu projektu BLOKI 2025+®, jak również o sukcesach związanych z komercjalizacją metody Pro Novum w zakresie poprawy elastyczności bloków klasy 200 MW, opracowanej i zweryfikowanej podczas realizacji Programu Bloki 200+ oraz zaprezentowanej podczas tegorocznego sympozjum, wraz z założeniami do jej komercjalizacji.

Sympozjum Pro Novum po raz kolejny pokazało, że w branży energetycznej istnieje potrzeba wszechstronnej dyskusji na tematy techniczne i wymiany doświadczeń.

**JERZY TRZESZCZYŃSKI**  
Pro Novum  
sp. z o.o.





# NADZÓR DIAGNOSTYCZNY RUROCIĄGÓW PAROWYCH W TRYBIE ZDALNYM

w celu optymalizacji zakresów, terminów i kosztów badań

Marcin Kijowski, Radosław Stanek, Mateusz Nowak  
Pro Novum Sp. z o.o.

W ostatnim czasie coraz większą popularność zyskuje podejście pozwalające na racjonalny konsensus pomiędzy kosztami badań a akceptowalnym poziomem minimalizacji ryzyk. Chodzi o zdalny nadzór diagnostyczny, integrujący klasyczną diagnostykę i pomiary oraz bieżącą analizę historii i warunków pracy.

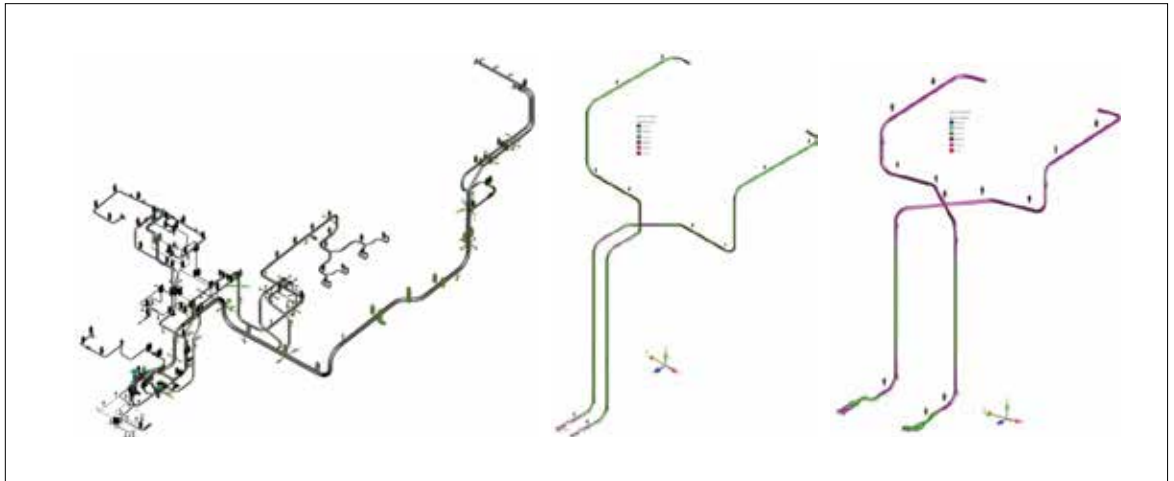
Zapewnienie bezpieczeństwa instalacji rurociągowych pracujących w warunkach pełzania przy akceptowalnych kosztach należy rozpatrywać odrębnie dla rurociągow długo eksploatowanych oraz nowych lub względnie nowych, używanych często przy wysokich, nadkrytycznych parametrach, wykonanych ze stali oraz wg technologii, co do których posiadamy mniej praktycznych doświadczeń. W artykule zaprezentowano podejście, które zdobywa w ostatnim czasie coraz większą popularność, zapewniając racjonalny konsensus pomiędzy kosztami badań a akceptowalnym poziomem minimalizacji ryzyk. Takim podejściem jest zdalny nadzór diagnostyczny, integrujący klasyczną diagnostykę i pomiary oraz bieżącą analizę historii i warunków pracy. W tym trybie można zarówno weryfikować prognozę

trwałości, ale także aktualizować ocenę stanu technicznego wykorzystując modelowanie z użyciem AutoPipe, lub – w wersji najbardziej zaawansowanej – stosując cyfrowe bliźniaki elementów krytycznych czy całych instalacji. W tej ostatniej, zaawansowanej wersji można wykonywać usługę w trybie LTSA zarówno dla instalacji nowych, jak i długo eksploatowanych, a także wielokrotnie modernizowanych w celu przedłużenia eksploatacji lub/i zmiany jej warunków.

## Diagnostyka jako źródło wiedzy o stanie technicznym rurociągow parowych

Przestrzenne układy rurociągow parowych w energetyce można podzielić na klasyczne, jakie występują na blokach 100-360 MW, a także 500 MW,

**RYS. 1**  
Obliczenia wykonywane za pomocą oprogramowania AutoPIPE



projektowane ze swobodną kompensacją, najczęściej w układach symetrycznych lub quasi-symetrycznych kotła z turbiną, układy kolektorowe oraz nowoczesne, często na parametry nadkrytyczne, układy blokowe. W czasie projektowania tych ostatnich przyjmowano zupełnie inne założenia konstrukcyjne dotyczące typów oraz konstrukcji zamocowań, długości odcinków kompensacyjnych, materiałów w celu minimalizacji masy rurociągów oraz dostosowania tych rurociągu do innych parametrów pracy.

Rurociągi parowe podzielić można na takie, które projektowane były do pracy powyżej temperatury granicznej, np. rurociągi pary świeżej i wtórnie przegrzanej, oraz rurociągi pracujące poniżej tej temperatury, np. rurociągi pary do wtórnego przegrzewu czy część rurociągów komunikacyjnych kotła. Praktyka pokazuje jednak, że na niektórych instalacjach spotkać można odcinki rurociągów niepracujące przy zakładanych parametrach czynnika lub pracujące przy nich okresowo. Czasowe albo całkowite obniżenie parametrów pracy (najczęściej temperatury i przepływu) w teorii nie powinno mieć negatywnego wpływu na trwałość tych urządzeń. Doświadczenia awaryjne pokazują jednak, że na takich instalacjach występują specyficzne procesy niszczenia.

Obliczenia kompensacyjne w czasie projektowania rurociągów wykonuje się dla parametrów obliczeniowych dla rurociągów pracujących powyżej temperatury granicznej; jako wartości dopuszczalne przyjmuje się wartości wytrzymałości czasowej w danej temperaturze, a dla rurociągów pracujących poniżej temperatury granicznej – granicę plastyczności przy określonej temperaturze pracy. Obliczenia kompensacyjne wykonywane np. za pomocą oprogramowania Bentley AutoPIPE dają nam ogólną wiedzę o wielkości naprężeń i przemieszczeń występujących w instalacji przy założeniu, że dane elementy spełniać będą minimum wymagań zaimplementowanych norm i specyfikacji – rys. 1.

Takie uproszczenia oraz doświadczenie inżynierskie są wystarczające na etapie projektowania danego układu rurociągów. Używanie tego typu narzędzi do planowania diagnostyki i do jej weryfikacji może być i najczęściej jest obciążone błędem. Jego źródło to nieuwzględnianie w obliczeniach rzeczywistej geometrii poszczególnych elementów oraz rzeczywistej charakterystyki zamocowań. Na szczęście jest sposób na weryfikację wyników obliczeń kompensacyjnych na podstawie rzeczywistych przemieszczeń cieplnych rurociągów. Weryfikacja taka nie prowadzi jednak do uzyskania prawidłowych wyników z obliczeń konstrukcyjnych wykonywanych w niededykowanym do

**RYS. 2**  
Dedykowane układy kontrolno-rejestrujące oraz ich wizualizacje



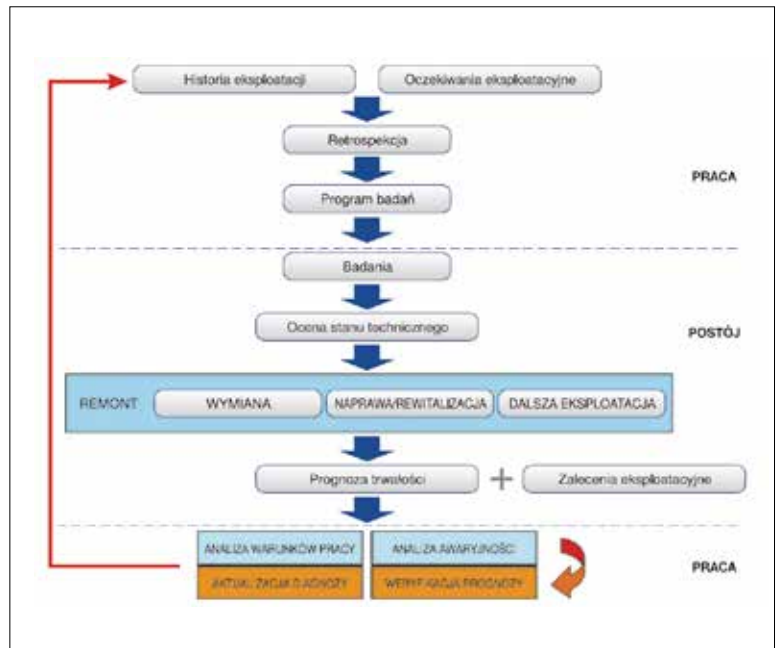
diagnostyki rurociągów oprogramowaniu, a jedynie do upewnienia się, czy i jak bardzo model obliczeniowy różni się od obiektu rzeczywistego. Niemal zawsze da się obliczeniowe przemieszczenia zbliżyć do przemieszczeń rzeczywistych, stosując różne praktyki, takie jak np. blokady w określonych osiach, zmiana współczynników tarcia czy mas poszczególnych elementów. Należy pamiętać, że po takich czynnościach określony rozkład naprężeń na modelu staje się jeszcze mniej pewny niż przed ich zastosowaniem – ponieważ tego rodzaju wymuszanie przemieszczeń nie występuje w obiekcie rzeczywistym.

Z naszych obserwacji i prób klientów dotyczących optymalizacji badań diagnostycznych w celu minimalizacji ich kosztów wynika, że powinna ona odbywać się na podstawie analizy obliczeń konstrukcyjnych w oprogramowaniu Bentley AutoPIPE lub podobnym spełniającym te same kryteria. Jednak ze względu na opisywane wcześniej argumenty podejście takie nie zawsze jest właściwe, tym bardziej, gdy inwentaryzacja trasy rurociągu odbywała się kilka lat wstecz, a użytkownik nie posiada wystarczającej bazy pomiarów rzeczywistych parametrów pracy (np. temperatury czynnika i metalu oraz przemieszczeń) w niewalgcicznych miejscach – rys 2.

### Diagnostyka + model geometryczny

W czasie budowy nowych rurociągów, podczas montażu poszczególnych elementów, zaleca się wykonywanie ich (możliwie dokładnych) modeli geometrycznych oraz odpowiednie dokumentowanie świadectw odbioru wraz z wynikami badań i pomiarów. W trakcie eksploatacji rurociągów już istniejących, zgodnie z Wytycznymi Pro Novum [4] oraz Urzędu Dozoru Technicznego [5], musi w pewnym momencie dojść do wykonania ich kompleksowej diagnostyki. Zalecamy, aby tego rodzaju diagnostykę, stosunkowo niewielkim kosztem, rozszerzyć o wykonanie jak najdokładniejszego modelu geometrycznego rurociągu (oraz jego elementów) oraz przeprowadzić badania niszczące w reprezentatywnych miejscach w celu sporządzenia modelu obliczeniowego rurociągu, który będzie odpowiadał rzeczywistemu rurociągowi w możliwie jak największym stopniu. Model obliczeniowy odzwierciedlający rzeczywisty obiekt oraz rzeczywiste warunki pracy stworzy, bezpośrednio specjaliście i/lub opracowanym przez niego algorytmom, możliwość do znacznego ograniczenia zakresu badań, co da się łatwo udowodnić. Model taki, obciążony w trybie off-line rzeczywistymi parametrami pracy, pozwala na identyfikację procesów niszczenia, a zatem na dobór odpowiednich metod badawczych. Takie podejście to pierwszy krok do stworzenia cyfrowego bliźniaka rzeczywistej instalacji rurociągowej.

W celu zaspokajania nowych potrzeb klientów, w kolejnych wersjach Platformy Informatycznej LM System PRO+® wykorzystujemy zaawansowane tech-



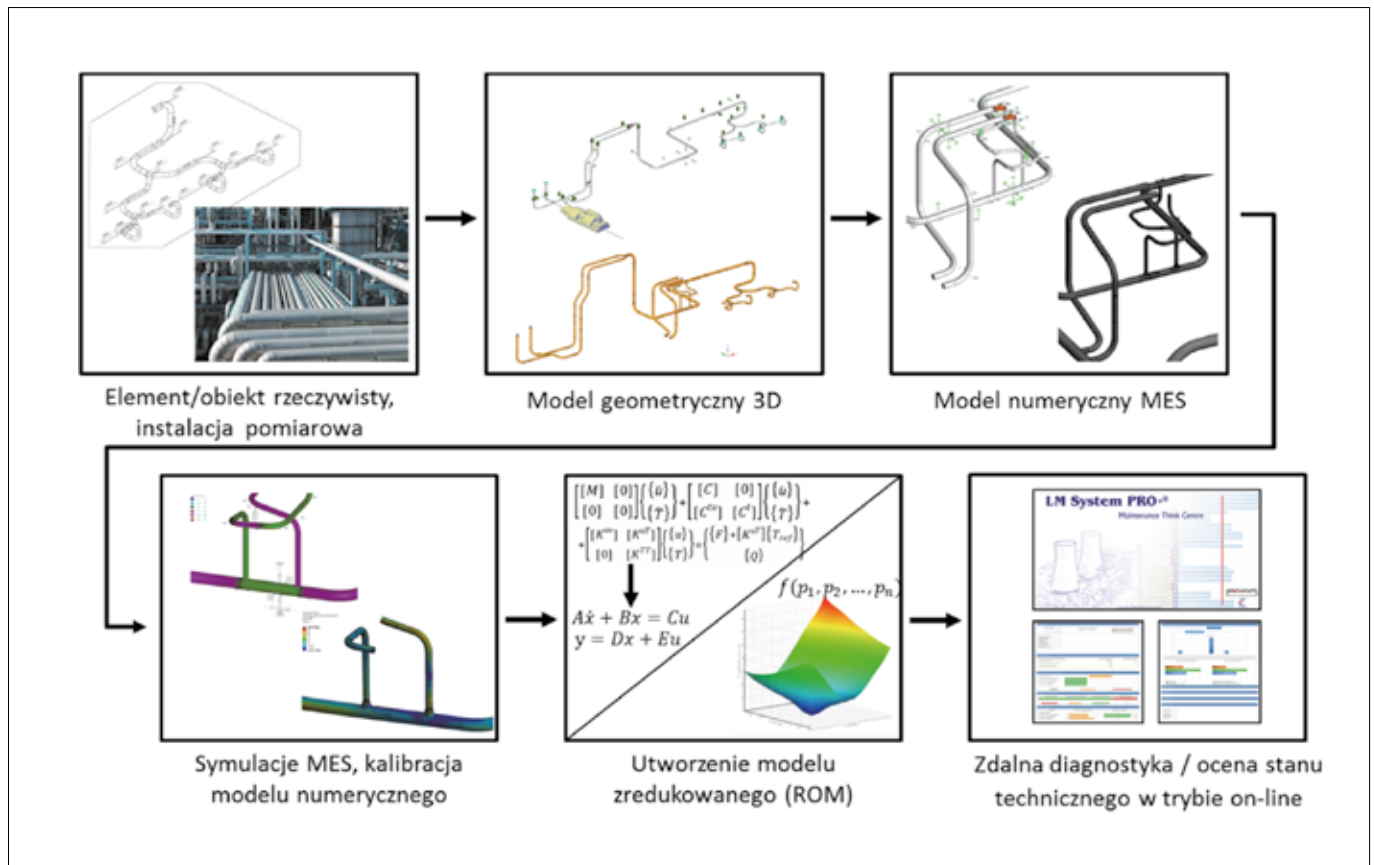
**RYŚ. 3**  
Diagnostyka jako proces zintegrowany z procesem eksploatacji urządzeń

nologii informatyczne, które poszerzają możliwości analityczne systemu.

### Diagnostyka zdalna

Istotą zdalnej diagnostyki rurociągów, zrealizowanej na wielu obiektach energetycznych, jest traktowanie diagnostyki jako procesu zintegrowanego z eksploatacją urządzenia, rys. 3. Integrację obydwu procesów zrealizowano z pomocą zestawu algorytmów, zweryfikowanych w wielu testach poprzedzających zaimplementowanie systemu i oddanie go do użytkowania. W efekcie, liczne informacje przetwarzają się automatycznie w wiedzę diagnostyczną w formie bieżącej oceny stanu technicznego oraz prognozy trwałości.

Zsynchronizowanie wymienionych procesów przeprowadzono w sposób pozwalający na wykrycie i przeanalizowanie w trybie on line każdego istotnego dla potencjalnego ubytku trwałości „zdarzenia eksploatacyjnego”. W przypadku zdalnej oceny stanu technicznego rurociągów analizowanie cieplno-mechanicznych warunków pracy było niewystarczające do stworzenia pełnego obrazu stanu technicznego/rozwiązania problemu eksploatacyjnego. Bardzo istotnym elementem wpływającym na stan techniczny rurociągów parowych, który uwzględniliśmy rozwijając system, jest (oprócz stanu metalu jego elementów i pracy jego zamocowań) analiza przemieszczeń cieplnych. Udało nam się stworzyć narzędzie, które umożliwi zdalne monitorowanie rzeczywistych przemieszczeń cieplnych i ich analizę. Początkowo rozwiązanie to bazowało na fotogrametrii, jednak po kilku latach doświadczeń – tam, gdzie jest to konieczne – stosowane są układy hybrydowe składające się dodatkowo z systemu wykorzystującego czujniki przemieszczeń liniowych.



RYS. 4  
Proces realizacji cyfrowego bliźniaka wykorzystany w zdalnej diagnostyce

## GŁÓWNE FUNKCJONALNOŚCI SYSTEMU ZDALNEJ DIAGNOSTYKI RUROCIĄGÓW PAROWYCH

- Monitorowanie istotnych – z punktu widzenia trwałości (żywoćności) elementów krytycznych – parametrów pracy.
- Monitorowanie zachowania się całej konstrukcji, w tym także stanu zamocowań rurociągów.
- Rejestracja czasu pracy rurociągów, również pracy „pod ciśnieniem – bez przepływu” odgałęzień rurociągów głównych.
- Identyfikacja stanów pracy bloku.
- Wykrywanie stanów awaryjnych np. w postaci tzw. uderzeń hydraulicznych.
- Rejestracja zdarzeń awaryjnych.
- Ocena wpływu pracy regulacyjnej na stan techniczny elementów rurociągu.
- Ocena aktualnego stanu technicznego rurociągów.
- Monitorowanie online stanu naprężeń.
- Bieżąca aktualizacja Stopnia Wyczerpania Trwałości.
- Rozwiązywanie indywidualnych problemów, np. poprawności regulacji zamocowań itp.
- Automatyczne dokumentowanie historii eksploatacji.
- Okresowe raportowanie o stanie technicznym, w tym o problemach wymagających interwencji specjalistów utrzymania majątku produkcyjnego.

## Diagnostyka zaawansowana – nowoczesne technologie informatyczne

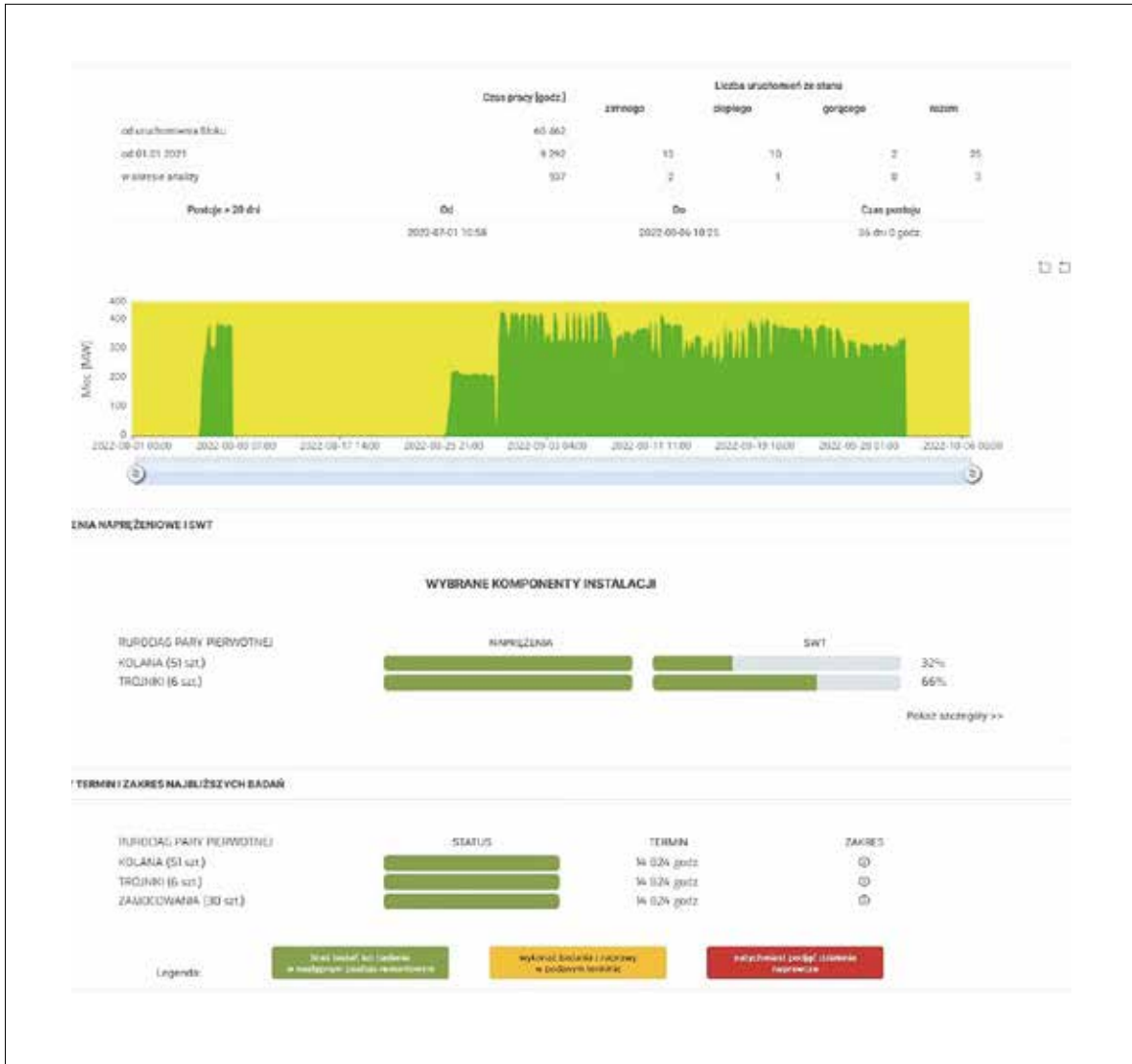
Koncepcja Zdalnego Nadzoru Diagnostycznego Rurociągów polega na integracji klasycznej, zaawansowanej wiedzy nt. eksploatacji i diagnozowania parowych instalacji rurociągowych oraz współczesnych technologii modelowania numerycznego konstrukcji i procesów wymiany ciepła, generowania naprężeń, przemieszczeń i utraty trwałości [1-3].

Wykorzystujemy technologię Digital Twins do modelowania wybranych elementów rurociągów oraz zaawansowane metody analityczne do analizy warunków pracy, identyfikowania procesów degradacji własności i wyczerpania trwałości – rys. 4. Wybrane metody AI, zwłaszcza Deep Mining i Machine Learning, wykorzystuje się do optymalizacji metodyki oceny stanu technicznego, z uwzględnieniem specyfiki pracy poszczególnych odcinków rurociągów, jak również do kreowania maszynowych kompetencji w miarę czasu eksploatacji instalacji oraz nadzorowania coraz większej ich liczby.

Powstały system w formie zdalnego nadzoru można elastycznie konfigurować. Wyposażony jest w zestaw nowych, zaawansowanych funkcji, bardziej ergonomiczny interfejs użytkownika oraz zoptymalizowane algorytmy przetwarzania danych.

W ramce przedstawiono główne funkcjonalności systemu zdalnej diagnostyki rurociągów parowych (rys. 5).

**RYS. 5**  
Przykładowy interfejs programu do zdalnego nadzoru rurociągów parowych



\*\*\*

Opisany System Zdalnego Nadzoru Diagnostycznego Rurociągów Parowych może być stosowany zarówno dla nowo oddanych, jak i długo eksploatowanych rurociągów. Pozwala integrować informacje diagnostyczne, remontowe i eksploatacyjne w wiedzę w formie bieżącej oceny stanu technicznego oraz prognozy trwałości.

Głównymi korzyściami z wdrożenia zdalnego nadzoru diagnostycznego są:

- Znaczące ograniczenie obsługi nad nadzorem stanu technicznego rurociągów.
- Automatyczne generowanie raportów okresowych ze wsparciem eksperckim Pro Novum.
- Spełnienie przepisów Urzędu Dozoru Technicznego [5,6].
- Spełnienie wymagań: „Wytycznych przedłużania czasu eksploatacji urządzeń ciepłno-mechanicznych bloków 200 MW” Pro Novum [4].
- Niskie koszty nadzoru diagnostycznego przy zachowaniu najwyższych standardów technicznych.

- Optymalizacja czynności remontowych w sposób adekwatny do stanu technicznego monitorowanych rurociągów.

### Literatura

- [1] Brunné W., Trzeczynski J., Haliński J.: „Zdalna diagnostyka głównych rurociągów parowych bloków energetycznych”. Dozór Techniczny, Nr 6/2011.
- [2] Trzeczynski J., Hatłas M., Murzynowski W.: „Digitalizacja środowiska diagnostycznego jako proces wspierający bezpieczeństwo dyspozycyjność bloków energetycznych oraz możliwość poprawy ich elastyczności w niskonakładowy sposób”. Nowa Energia, Nr 2/2022
- [3] Trzeczynski J., Murzynowski W., Białek S.: Monitorowanie stanu technicznego urządzeń ciepłno-mechanicznych bloków energetycznych przy wykorzystaniu platformy informatycznej LM System PRO+®. Dozór Techniczny Nr 5/2011.
- [4] PN/20.2900/2013: „Wytyczne przedłużania czasu eksploatacji urządzeń ciepłno-mechanicznych bloków 200MW. Część I - Założenia ogólne. Część II - Diagnostyka elementów krytycznych kotła oraz głównych rurociągów parowych i wodnych. Część III - Diagnostyka rur powierzchni ogrzewalnych kotłów”. Pro Novum, 2013.
- [5] Wytyczne Urzędu Dozoru Technicznego Nr.2/UC/2019/1
- [6] Wytyczne Urzędu Dozoru Technicznego Nr.3/UC/2022/1

# MODERNIZACJA DRUGIEGO KOMINA

gdańskiej elektrociepłowni PGE Energia Ciepła

**Dariusz Dzwilewski**

PGE Energia Ciepła S.A. Oddział Wybrzeże w Gdańsku

Drugi komin w elektrociepłowni PGE Energia Ciepła w Gdańsku przechodzi modernizację. Dzięki niej, oprócz wyremontowanej konstrukcji żelbetowej, zyska nową instalację piorunochronną wraz z odnowionym oświetleniem nocnym, nową najwyższą galerię oraz zostanie odmalowany. W 2021 roku zmodernizowany został najwyższy komin, należący do gdańskiej elektrociepłowni, o wysokości 200 metrów, w 2023 planowane są prace remontowe na trzecim kominie.

**K**omin nr 2 gdańskiej elektrociepłowni ma 120 metrów wysokości i został zbudowany i przekazany do eksploatacji w 1975 r. Do komina podłączone są kanały spalin z kotłów nr 4 i 6. Trzon komina wyposażony jest w oznakowanie przeszkodowe nocne, składające się z 3 poziomów oświetlenia. Na każdym poziomie (47 m, 82 m, 117 m) są zabudowane na podestach obsługowych komina po 4 lampy LED.

Trzon komina jest żelbetowy, wykonany metodą deskowania przestawnego. Grubość komina jest zmienna: od 40 cm na poziomie 0 m do 15 cm na poziomie +117,5 m, ściana głowicy ma grubość 45 cm.

Komin wyposażony jest w dodatkowy osprzęt stalowy, zabezpieczony antykorozyjnie. Osprzęt stanowią:

- drabina wejściowa prowadząca od poziomu +3 m do wylotu komina, osłonięta koszem,
- galerie rewizyjne usytuowane na poziomach +47,5 m; +82,5 m; +117,5 m,
- dodatkowe konstrukcje wsporcze pod systemy antenowe wraz z infrastrukturą towarzyszącą.

Zgodnie z obowiązującymi przepisami komin przechodził regularne kontrole, serwisowanie i konserwacje. W roku 1998 wykonano jego remont generalny, zaślepiono otwór po demontażu czopucha oraz zainstalowano system ciągłego monitoringu



- Wysokość kominu wynosi 120 metrów
- Obwód kominu u podstawy wynosi blisko 25 metrów
- Średnica zewnętrzna u podstawy kominu wynosi blisko 8 metrów, a na poziomie wylotu nieco ponad 5 metrów
- Grubość ściany kominu u podstawy to około 40 cm
- Do malowania kominu zużyte zostanie około 0,5 tony farby

spalin i winę Scanclimber na poziom pierwszej galerii.

Komin przez długie lata był użytkowany jako emiter odprowadzający do atmosfery produkty spalania węgla kamiennego. Obecnie jest wykorzystywany wyłącznie w procesie rozpalania kotłów, głównie znajduje się w stanie „zimnym”.

Podstawowy zakres prac modernizacyjnych obejmuje naprawę żelbetowego płaszczu kominu, czyli jego zewnętrznej części, malowanie naprzemiennie łącznie 7 pasów czerwonych i białych o szerokości około 10,5 metra każdy, uzupełnienie instalacji oświetlenia przeszkodowego (nocnego) oraz wymianę galerii obsługowej na poziomie 117,5 m.



W pierwszej fazie remontu komin jest czyszczony strumieniem wody o ciśnieniu 350 bar. To technologia hydrodynamiczna bez użycia detergentów. W kolejnych etapach konstrukcja żelbetowa jest naprawiana zaprawami polimerowo-cementowymi, a następnie komin jest malowany.

Ostatni etap to wymiana górnej galerii ze stali kwasoodpornej oraz instalacji odgromowej. Prace odbywają się z zastosowaniem technik alpinistycznych. Remont prowadzony jest etapami i potrwa do końca 2022 roku.

*Źródła fot.: PGE Energia Ciepła S.A.*

# ECO DIGITAL

optymalizacja komunikacji w cyfrowej przestrzeni

Andrzej Kowalczyk, Joanna Moczko-Król

Energetyka Ciepła Opolszczyzny SA

Obecna światowa i europejska sytuacja polityczno-gospodarcza w znacznym stopniu oddziałują na branżę energetyczną, jednak ciepłownicy mają tu bardzo ograniczone możliwości reakcji. W kryzysowych czasach warto więc skupić się na tym, na co mamy wpływ, np. na wdrażane w spółce cyfrowe rozwiązania.

**S**prawna komunikacja w cyfrowej przestrzeni to podstawa funkcjonowania nowoczesnych przedsiębiorstw ciepłowniczych. To dobrze przygotowany grunt dla transformacji technologicznej i mentalnej, jaka musi się dokonać w ciepłownictwie systemowym.

W Energetyce Ciepłej Opolszczyzny wdrażanych jest sporo autorskich rozwiązań digitalowych, które mają wspomagać zarządzanie coraz większą liczbą obszarów działalności ciepłowni i elektrociepłowni, m.in. komunikacją w organizacji pracy i komunikacją technologiczną.

## ECO SMERF

Już pod koniec 2021 roku w ECO rozpoczęto testowanie programu do komunikacji w organizacji pracy ECO SMERF. Jego funkcjonalność opiera się na zasadach efektywności, przejrzystości i odpowiedzialności. System to aplikacja webowa, czyli

działająca w przeglądarce www, jest więc niezależna od systemu operacyjnego komputera.

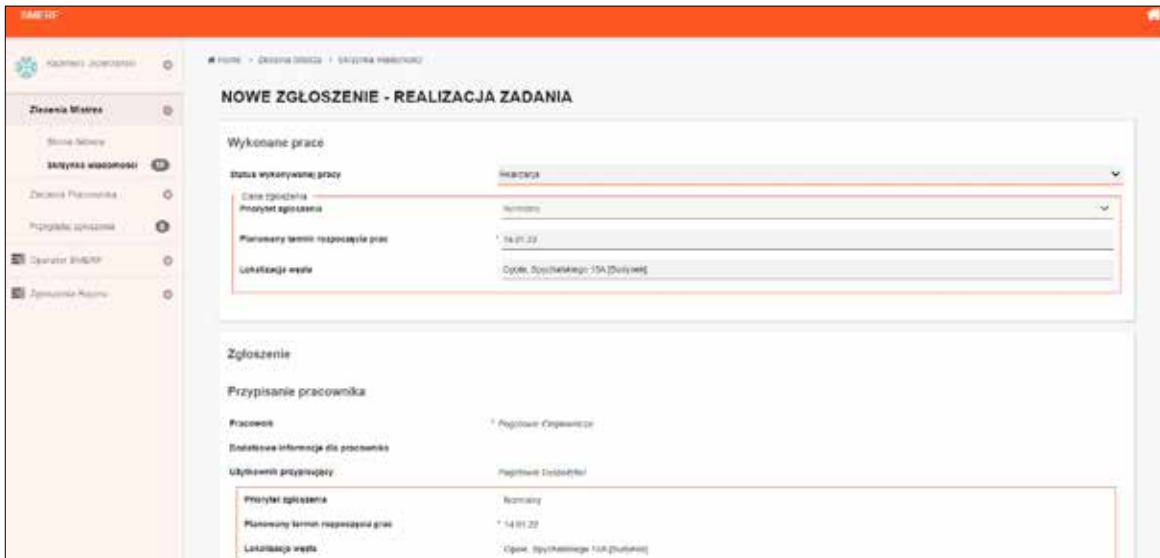
Przy tworzeniu oprogramowania ECO wykorzystano doświadczenia pracowników spółki ECO Serwis, która w Grupie Kapitałowej ECO realizuje zadania remontowe i inwestycyjne, a jej pracownicy odpowiedzialni są za utrzymanie ruchu w wielu systemach ciepłowniczych GK ECO.

O zakresie działania i możliwościach programu ECO SMERF mówi Andrzej Kowalczyk, prezes zarządu ECO Serwis:

„System informatyczny bazuje na zasadzie trójpodziału kompetencji pracowniczych. Dyspozytor – z udziałem pogotowia ciepłowniczego lub kierownika ECO Serwis – wprowadza zlecenia do systemu. Zlecenie wystawione przez dyspozytora może dotyczyć zdarzeń awaryjnych, przeglądów okresowych infrastruktury technicznej przypisanej

NAZWA WZGLĘD	REGION	WYKONAWCA	PRACOWNIK	WYKONAWCA	DATA WYKONANIA	TYP ZLECENIA	STATUS WYKONANIA	PRIORETYET	STATUS WYKONANIA	STATUS WYKONANIA
Opiek. (zakupowa 13-15) (zakupowa)	Zielonka	Kadmerz Jankowski	Nowa	13-21-2022, 10-20-26	Zwykłe	Naprawa	Normalny	Uzup. roz. CO	Przebieg	Przebieg
Opiek. (zakupowa 13-15) (zakupowa)	Zielonka	Kadmerz Jankowski	Popolonia Ciepłownia	13-21-2022, 10-14-26	Zwykłe	Wzrost systemu awaryjnego	Normalny	Wzrost temp. CO	Wzrost temp. CO	Wzrost temp. CO
Opiek. (zakupowa 13-15) (zakupowa)	Zielonka	Kadmerz Jankowski	Popolonia Ciepłownia	13-21-2022, 10-11-01	Zwykłe	Wzrost	Normalny	Wzrost	Wzrost	Wzrost





do procesu dystrybucji ciepła, wymian urządzeń lub kontroli poprawności działania węzła cieplnego. Aby uruchomić nowe zlecenie, dyspozytor musi wskazać węzeł, którego ma dotyczyć zlecenie oraz zaznaczyć wymagane prace, jakie należy wykonać na danym obiekcie. Dodatkowym atutem jest tutaj możliwość wpisania wiadomości dla pracownika realizującego dane zlecenie oraz dołączania plików, np. zdjęć, zrzutów ekranu czy zleceń od odbiorcy. Po wybraniu daty, kiedy należy rozpocząć prace, zlecenie zostaje wystawione i przesłane do wybranego mistrza rejonu eksploatacyjnego.

Mistrz rejonu otrzymuje zlecenie na swoją skrzynkę wiadomości. Po zapoznaniu się z treścią nowego zlecenia, mistrz wybiera pracownika, który określone zlecenie ma bezpośrednio wykonać. Samo zlecenie może przesłać w postaci, w jakiej je otrzymał, lub rozszerzyć dodając niezbędny komentarz dla pracownika.

Pracownik otrzymuje zlecenia na swoją skrzynkę wiadomości, gdzie wyświetlone są podstawowe informacje dotyczące zleceń. Realizacja zadania przez pracownika polega na zaznaczeniu, czy dana praca została wykonana. Dodatkowo możliwe jest wykonanie i dołączenie zdjęć czy plików. Ułatwieniem w pracy jest niewątpliwie opcja dyktowania tekstu w celu przekazania dodatkowych informacji przez pracownika będącego na węźle cieplnym. Po zakończeniu przypisanego zlecenia, jeżeli zachodzi taka potrzeba, pracownik wykonuje okresową kontrolę pracy węzła cieplnego i sporządza na tę okoliczność, za pomocą naszego narzędzia, zunifikowaną kartę z przeglądu.

Aplikacja SMERF umożliwia przegląd wszelkich zleceń wydawanych przez dyspozytorów do mistrzów rejonów i interakcji między mistrzem a pracownikami. Ponadto pozwala na wgląd do kart kontroli węzłów, protokołów wymiany urządzeń i liczników, jak również kart przeglądu węzłów. Wszystkie zestawienia umożliwiają filtrację danych po wybranych

kolumnach, jak i ich sortowanie lub też eksport danych do plików typu pdf, excel.

Dodatkowym atutem opracowanego systemu jest możliwość pracy przy pomocy dedykowanej aplikacji dla urządzeń mobilnych, tj. smartfony, tablety.

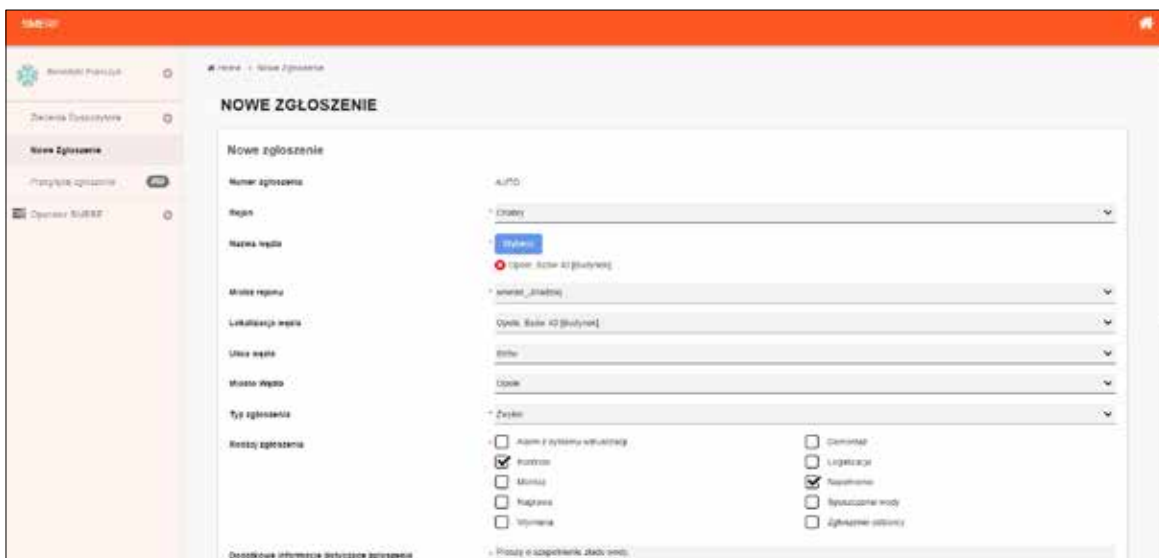
Wykonanie przez pracowników aplikacji wspierającej prace eksploatacyjne i poprawiającej komunikację pomiędzy zaangażowanymi komórkami w naszej organizacji pozwoliło na maksymalne wykorzystanie znajomości procesów zachodzących w spółce. W ujęciu GK ECO jednym z kluczowych elementów opracowanego i wdrożonego narzędzia ECO SMERF jest rozwój indywidualnych kompetencji szerokiej grupy pracowników zaangażowanych bezpośrednio w pracach projektowych. Dzięki zdobytej wiedzy i doświadczeniu organizacja może z powodzeniem rozwijać przedmiotową aplikację zgodnie z potrzebami i oczekiwaniami spółki."

### ECO System grupowej zmiany nastaw

Komunikacja technologiczna to „druga noga” digitalizacji procesów w ECO. Głównym zadaniem aplikacji ECO System grupowej zmiany nastaw jest poprawa i przyspieszenie zarządzania nastawami regulatorów węzłów cieplnych podłączonych do systemu automatyki poprzez transmisję GPRS. Funkcjonalności systemu bazują na zasadach optymalizacji, sprawności i skuteczności.

O wdrożeniu i możliwościach aplikacji ECO System grupowej zmiany nastaw mówi Joanna Moczko-Król, dyrektor ds. innowacji i rozwoju ECO:

„Od lutego tego roku nasz Dział Automatyki i Systemów Sieciowych opracowywał narzędzie informatyczne mające na celu wprowadzenie nowych możliwości do systemu automatyki węzłów cieplnych, działającego w grupie ECO. Pierwszy etap prac ukończono pod koniec kwietnia: zaprojektowano i wdrożono aplikację umożliwiającą zdalną i grupową zmianę parametrów regulatorów węzłów cieplnych.



Aplikację, jako pierwsi w grupie ECO, przetestowali pracownicy pogotowia ciepłowniczego systemu Opola. W okresie testów, za pomocą apli-

kacji zmieniono już 448 razy nastawy regulatorów w samym tylko systemie miasta Opola, co pokazuje, że zapotrzebowanie na aplikację jest ogromne nie tylko w kontekście wprowadzania ograniczeń, ale też w codziennej pracy.

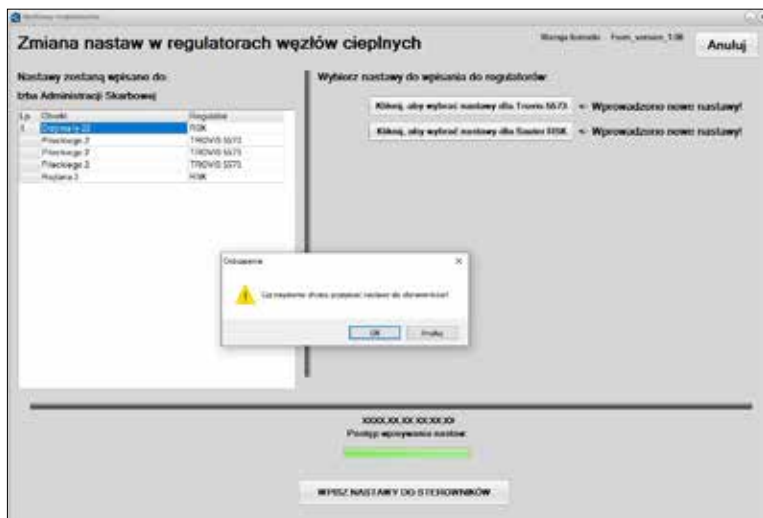
Ze względów bezpieczeństwa system jest aplikacją wymagającą instalacji lokalnie na komputerze użytkownika. Posiada również rozbudowany system logowania, rejestracji i zarządzania zmianami, aby w przypadku pomyłki można było powrócić do ostatnich nastaw, na których pracował dany regulator.

W aplikacji, zależnie od regulatora węzła ciepłego, możliwa jest zmiana od kilkunastu do ponad 160 wartości nastaw. Pracownik, w celu zmiany nastawy regulatora, dokonuje wyboru, czy zmiany chce wykonać dla pojedynczego węzła ciepłego, czy też dla całej grupy węzłów. Grupy regulatorów można dowolnie tworzyć, usuwać, edytować i zapisywać, co zapewnia elastyczność w korzystaniu z aplikacji.

Na każdym etapie wprowadzanych zmian wyświetlane są okna przypominające, że wprowadza się nowe nastawy do regulatorów. Pracownik może również sprawdzić, jakie obecnie są wdrażane nastawy na dowolnym węźle. Następnie, przy pomocy okien, wprowadza wybrane nastawy i zatwierdza je poprzez kliknięcie znacznika obok nastawy, którą chce zmienić.

Po wprowadzeniu nastaw wystarczy je potwierdzić. Po zatwierdzeniu, nastawy zostaną wpisane do serwera danych i w kolejnej transmisji modemów GPRS z węzłów ciepłych będą przepisane do regulatorów.

Powstanie aplikacji jest kolejnym krokiem w innowacyjność naszej firmy. Mamy nadzieję, że system szybko się przyjmie i znacznie poprawi oraz ułatwi pracę pracownikom obsługi węzłów ciepłych. W kolejnych miesiącach aplikacja będzie dynamicznie rozwijana zgodnie z wymaganiami pracowników korzystających z niej na co dzień."



# MEDIA PLAN

2023



budujemy możliwości  
porozumienia

**30 LAT**  
NA RYNKU

## KONTAKT

### MAGDA WIDRIŃSKA

dyrektor działu sprzedaży

tel. 32 415 97 74 wew. 29

tel. kom. 792 809 881

e-mail: magda.widrinska@e-bmp.pl

### EWA DOMBEK

starszy specjalista ds. sprzedaży

tel. 32 415 97 74 wew. 17

tel. kom. 606 337 384

e-mail: ewa.dombek@e-bmp.pl

### KRZYSZTOF SIELSKI

specjalista ds. sprzedaży

tel. 32 415 97 74 wew. 44

tel. kom. 511 066 599

e-mail: krzysztof.sielski@e-bmp.pl

### MARTA MIKA

starszy specjalista ds. sprzedaży

tel. +48 32 415 97 74 wew. 38

tel. kom. 602 694 574

e-mail: marta.mika@e-bmp.pl

### JOLANTA MIKOŁAJEC-PIELA

starszy koordynator ds. sprzedaży

tel. +48 32 415 97 74 wew. 22

tel. kom. 602 601 089

e-mail: jola.mikolajec@e-bmp.pl

### MONIKA MAJEWSKA

specjalista ds. sprzedaży

tel. 32 415 33 17 wew. 34

tel. kom. 602 603 416

e-mail: monika.majewska@e-bmp.pl

8 branż

27 WEBINARIÓW rocznie

1,8 MLN odsłon portali rocznie

1 MLN unikalnych ODBIORCÓW PORTALI

9500 POLUBIEŃ na Facebooku

6000 UCZESTNIKÓW KONFERENCJI rocznie

21 KONFERENCJI stacjonarnych

7 TYTUŁÓW czasopism

100 000 czytelników

# SYMPOZJA I KONFERENCJE 2023

STYCZEŃ	<b>CHEMIA 2023</b> XXIX Symposium Naukowo-Techniczne 31 stycznia-1 lutego 2023 r., Płock	Chemia, petrochemia <b>Uczestnicy:</b> przedstawiciele zakładów chemicznych: dyrektorzy ds. technicznych i inwestycyjnych, kadra zarządzająco-techniczna oraz specjaliści biur projektowych, firmy proponujące nowoczesne urządzenia, technologie i rozwiązania systemowe, niezbędne do funkcjonowania nowoczesnych zakładów
LUTY	<b>Zarządzanie Przedsiębiorstwem WOD-KAN</b> IX Konferencja Naukowo-Techniczna 9-10 lutego 2023 r., Szczyrk	Przedsiębiorstwa wod-kan <b>Uczestnicy:</b> prezesi i kadra zarządzająca przedsiębiorstw wod-kan oraz firmy doradcze, informatyczne, konsultingowe oferujące kompleksowe rozwiązania dla branży
MARZEC	<b>Bezpieczny Produkt Spożywczy</b> X Konferencja Naukowo-Techniczna 1-2 marca 2023 r. Honorowy Gospodarz: OSM Koło	Przemysł spożywczy <b>Uczestnicy:</b> przedstawiciele działów produkcji i kontroli jakości z rozlewni wód i soków, zakładów spirytusowych, browarów, mleczarni, zakładów mięsnych i przetwórstwa owocowo-warzywnego oraz przedstawiciele firm proponujących nowoczesne urządzenia, technologie i rozwiązania do bezpiecznej produkcji
	<b>Efektywne Zarządzanie Energią w Przemśle</b> XXI Konferencja Naukowo-Techniczna 16-17 marca 2023 r., Czeladź	Przemysł energochłonny <b>Uczestnicy:</b> przedstawiciele zakładów przemysłowych: zakłady chemiczne, huty, kopalnie, zakłady przemysłowe, przetwórnictwo i inne; spółki dystrybucyjne i operatorskie działające na rynku energii oraz specjalistyczne firmy informatyczne, technologiczne, doradcze, finansowe i konsultingowe
	<b>Wiosenna Konferencja Farmaceutyczna</b> XIV Konferencja Naukowo-Techniczna 29-30 marca 2023 r., Łódź Honorowy Gospodarz: Adamed Pharma S.A.	Farmacja <b>Uczestnicy:</b> przedstawiciele zakładów farmaceutycznych, a w szczególności działy techniczne, utrzymania ruchu, produkcji, pakowni, działy ds. inwestycji, firmy oferujące systemy oraz produkty związane z nowoczesnymi technologiami dla producentów leków
KWIECIEŃ	<b>Awarie. Monitoring. Budowa i Modernizacja Sieci WOD-KAN</b> XIV Konferencja Naukowo-Techniczna 18-19 kwietnia 2023 r., Wisła Honorowy Gospodarz: Zielonogórskie Wodociągi i Kanalizacja Sp. z o.o.	Przedsiębiorstwa wod-kan <b>Uczestnicy:</b> przedstawiciele przedsiębiorstw wodociągowych odpowiedzialni za budowę, remonty i modernizację sieci wodociągowych i kanalizacyjnych oraz firmy proponujące rozwiązania techniczne w zakresie sieci
	<b>Utrzymanie Ruchu w Przemśle Spożywcym</b> XV Konferencja Naukowo-Techniczna 20-21 kwietnia 2023 r., Nowy Zdrój Polanica-Zdrój Honorowy Gospodarz: Uzdrowiska Kłodzkie Staropolanka	Przemysł spożywczy <b>Uczestnicy:</b> kadra inżynierjno-techniczna rozlewni wód i soków, zakładów spirytusowych, browarów, mleczarni, zakładów mięsnych i przetwórstwa owocowo-warzywnego, firmy proponujące nowoczesne urządzenia, technologie i rozwiązania systemowe, niezbędne do funkcjonowania nowoczesnych działów utrzymania ruchu
	<b>Wiosenne Spotkanie Ciepłowników</b> XXX Symposium Naukowo-Techniczne 25-27 kwietnia 2023 r., Zakopane	Energetyka, ciepłownictwo <b>Uczestnicy:</b> przedstawiciele ciepłowni i elektrociepłowni, biura projektowe współpracujące z sektorem, firmy proponujące nowoczesne urządzenia, technologie i rozwiązania systemowe, niezbędne do funkcjonowania nowoczesnego ciepłownictwa
MAJ	<b>Remonty i Utrzymanie Ruchu w Przemśle Chemicznym</b> XVI Konferencja Naukowo-Techniczna 22-24 maja 2023 r., Kazimierz Dolny	Chemia, petrochemia <b>Uczestnicy:</b> przedstawiciele zakładów chemicznych i rafinerii: dyrektorzy ds. technicznych i inwestycyjnych, główni specjaliści z zakresu utrzymania ruchu, główni mechanicy, energetycy, kadra zarządzająco-techniczna, firmy proponujące nowoczesne urządzenia, technologie i rozwiązania systemowe, niezbędne do funkcjonowania nowoczesnych działów utrzymania ruchu
CZERWIEC	<b>Nowoczesne Kopalnie Żwiru i Piasku</b> XV Konferencja Naukowo-Techniczna 1-2 czerwca 2023 r., Bronisławowo Honorowy Gospodarz: Tomaszowskie Kopalnie Surowców Mineralnych	Kruszywa <b>Uczestnicy:</b> kadra inżynierjno-techniczna oraz zarządzająca kopalni żwiru i piasku, firmy proponujące nowoczesne urządzenia, technologie i rozwiązania systemowe, niezbędne do funkcjonowania nowoczesnych zakładów kruszywa
	<b>Kongres Użytkowników POMP</b> XXIX Kongres 12-14 czerwca 2023 r., Legnica Honorowy Gospodarz: KGHM Polska Miedź S.A.	Chemia, energetyka, przemysł, wod-kan <b>Uczestnicy:</b> kadra inżynierjno-techniczna odpowiedzialna za zakup i użytkowanie pomp, napędów i armatury z zakładów przemysłowych, elektrowni, zakładów chemicznych, wod-kan, producenci i dystrybutorzy pomp, napędów, armatury oraz firmy remontowe i diagnostyczne oferujące nowoczesne rozwiązania dla branży



CZERWIEC	<b>Forum Zielonego Przemysłu. Dekarbonizacja i własne źródła energii</b> VI Konferencja Naukowo-Techniczna 15-16 czerwca 2023 r., Katowice Honorowy Gospodarz: Dalkia Polska	<b>Uczestnicy:</b> prezesi, członkowie zarządu, dyrektorzy techniczni, inwestycyjni, energetycy z branży chemicznej, przemysłu ciężkiego (kopalnie, huty, koksownie, papiernie, cementownie), przedstawiciele zakładów spożywczych, fabryk i zakładów produkcyjnych	Przemysł
WRZESIEŃ	<b>ENERGETYKA BĘŁCHATÓW 2023</b> XXV Sympozjum Naukowo-Techniczne 4-6 września 2023 r., Bełchatów	<b>Uczestnicy:</b> prezesi, członkowie zarządu, dyrektorzy techniczni i inwestycyjni z elektrowni, elektrociepłowni, ciepłowni, a także firmy współpracujące z branżą energetyczną oferujące nowoczesne technologie i urządzenia, systemy zarządzania, monitoringu i diagnostyki	Energetyka, ciepłownictwo
	<b>Oczyszczalnie Przyszłości</b> II Konferencja Naukowo-Techniczna 13-14 września 2023, Białystok Honorowy Gospodarz: Wodociągi Białostockie Sp. z o.o.	<b>Uczestnicy:</b> dyrektorzy, kierownicy, specjaliści z komunalnych oczyszczalni ścieków, osoby odpowiedzialne za inwestycje, kadra zarządzająca przedsiębiorstw wod-kan, firmy dostarczające rozwiązania, technologie, świadczące usługi związane z budową i eksploatacją oczyszczalni ścieków	Przedsiębiorstwa wod-kan
	<b>Jesienne Spotkanie Browarników</b> XX Sympozjum Naukowo-Techniczne 18-20 września 2023 r., Wisła Honorowy Gospodarz: Browar Cieszyn, Arcyksiążęcy Browar w Żywcu	<b>Uczestnicy:</b> kadra techniczno-technologiczna, menadżerska polskich zakładów piwowskich, firmy oferujące rozwiązania wykorzystywane w browarach	Przemysł spożywczy
	<b>Bezpieczeństwo Instalacji Przemysłowych</b> XXII Konferencja Naukowo-Techniczna 26-28 września 2023 r.	<b>Uczestnicy:</b> przedstawiciele zakładów chemicznych odpowiedzialni za prewencję, bezpieczeństwo, a także specjaliści z zakresu automatyki i technologii oraz kadra zarządzająco-techniczna; firmy, które proponują urządzenia, technologie i nowoczesne systemy zarządzania bezpieczeństwem, niezbędne dla bezpiecznego funkcjonowania zakładu	Chemia, petrochemia, energetyka
PAŹDZIERNIK	<b>KRUSZYWA CEMENT WAPNO 2023</b> XXX Sympozjum Naukowo-Techniczne 4-5 października 2023 r., Kielce Honorowy Gospodarz: Trzuskawica S.A.	<b>Uczestnicy:</b> przedstawiciele kopalni kruszyw, cementowni, zakładów wapienniczych i gipsowych, firmy proponujące nowoczesne urządzenia, technologie i rozwiązania systemowe, niezbędne do funkcjonowania nowoczesnych zakładów	Kruszywa, cement, wapno
	<b>Jesienne Sympozjum Przemysłu Farmaceutycznego i Kosmetycznego 2023</b> XIX Sympozjum Naukowo-Techniczne 17-18 października 2023 r. Honorowy Gospodarz: POLPHARMA S.A. Duchnice	<b>Uczestnicy:</b> przedstawiciele zakładów farmaceutycznych i kosmetycznych: dyrektorzy ds. technicznych i inwestycyjnych, główni specjaliści z zakresu produkcji i jakości oraz kadra zarządzająco-techniczna; firmy oferujące maszyny, urządzenia, technologie i rozwiązania systemowe dla obu branż	Farmacja i branża kosmetyczna
	<b>XVII Kongres Gospodarki Wodno-Ściekowej</b> Konferencja Naukowo-Techniczna WODA I ŚCIEKI W PRZEMYSŁE SPOŻYWCZYM Konferencja Naukowo-Techniczna WODA I ŚCIEKI W PRZEMYSŁE 25-26 października 2023 r. Honorowy Gospodarz: Browar w Elblągu, Grupa Żywiec S.A.	<b>Uczestnicy:</b> przedstawiciele działów ochrony środowiska z: elektrowni, elektrociepłowni oraz ciepłowni komunalnych i przemysłowych, zakładów metalurgicznych, zakładów chemicznych, rafinerii, petrochemii, zakładów papierniczych, koksowni, zakładów spożywczych, farmacji: specjaliści z zakresu gospodarki wodno-ściekowej i gospodarki odpadami, specjaliści odpowiedzialni za jakość wody, specjaliści ds. ochrony środowiska, firmy proponujące nowoczesne urządzenia, technologie i rozwiązania systemowe w zakresie gospodarki wodno-ściekowej	Przemysł spożywczy, chemia, energetyka, przemysł ciężki, farmacja
LISTOPAD	<b>WOD-KAN-EKO 2023</b> XXVI Kongres Naukowo-Techniczny 14-16 listopada 2023 r., Łódź	<b>Uczestnicy:</b> przedstawiciele przedsiębiorstw wodociągowych, oczyszczalni ścieków, biur projektowych, zainteresowani wdrażaniem w swoich zakładach nowych technologii i urządzeń, firmy proponujące nowoczesne urządzenia, technologie i rozwiązania systemowe, niezbędne do funkcjonowania nowoczesnych zakładów wod-kan	Przedsiębiorstwa wod-kan
	<b>Remonty i Utrzymanie Ruchu w Energetyce</b> XVI Konferencja Naukowo-Techniczna 22-23 listopada 2023 r.	<b>Uczestnicy:</b> dyrektorzy techniczni i zarządzający majątkiem produkcyjnym, szefowie utrzymania ruchu, główni mechanicy, energetycy, automatycy reprezentujący elektrownie, elektrociepłownie i duże zakłady przemysłowe posiadające własne źródła wytwarzające energię, a także przedstawiciele biur projektowych, uczelni i instytucji związani z tą gałęzią gospodarki, firmy proponujące nowoczesne urządzenia, technologie i rozwiązania systemowe, niezbędne do funkcjonowania nowoczesnego działu utrzymania ruchu	Energetyka, ciepłownictwo



fot. 123rf

# KRAKÓW I RZESZÓW OGRZEJĄ EKOLOGICZNYM CIEPŁEM ZE ŚCIEKÓW

PGE Energia Ciepła

PGE Energia Ciepła (Grupa PGE), w elektrociepłowniach w Krakowie i Rzeszowie zainaugurowała prace nad projektami wielkoskalowych pomp ciepła. To ważny element w strategii spółki – inwestowania w rozwiązania o wysokim standardzie ekologicznym.

Jesteśmy świadkami gigantycznych przekształceń systemów ciepłowniczych nie tylko w Polsce, ale i w całej Europie. Konieczność transformacji źródeł wytwórczych, związana z redukcją emisji gazów cieplarnianych, od dwóch lat jest intensyfikowana przez sytuację geopolityczną i ograniczenie dostaw

surowców energetycznych. Zwiększa się znaczenie wykorzystania OZE jako źródła ciepła i poszukuje się nowych źródeł wytwórczych, co sprzyja dostrzeganiu potencjału oszczędności energii oraz redukcji emisji CO<sub>2</sub>. Tu duże szanse ma zastosowanie wielkoskalowych pomp ciepła.

Cele polityki energetyczno-klimatycznej Unii Europejskiej pn. Zielonego Ładu oraz wnioski płynące z propozycji pakietu Fit for 55 wymagają od sektora ciepłowniczego przystąpienia do sprawnej i intensywnej dekarbonizacji sektora wytwarzania. Obok czynników polityki klimatycznej, obecny rozwój wydarzeń na świecie wymaga pilnego wzmocnienia odporności na możliwe ograniczenia dostaw surowców energetycznych. Potrzeba projektowania systemów ciepłowniczych nowej generacji i wypełniania kolejnych kamieni milowych (związanych m.in. ze zmianami definicji efektywnego systemu ciepłowniczego oraz realizujących cele sektorowe dotyczące zwiększenia udziału OZE w ciepłownictwie) to największe wyzwania na najbliższe lata. W 2020 roku PGE Energia Ciepła przyjęła Plan Dekarbonizacji aktywów, zgodny z założeniami Strategii Grupy PGE, która zakłada osiągnięcie w 2050 r. neutralności klimatycznej. Spółka konsekwentnie zmierza w kierunku wytwarzania energii i ciepła ze źródeł zero- lub niskoemisyjnych. Do 2030 r. udział energii odnawialnej ma wynieść 50 proc., a 70 proc. źródeł energii ma być zero- lub niskoemisyjnych.

Pompy ciepła stanowią istotny element transformacji źródeł wytwórczych w lokalizacjach PGE Energia Ciepła. Pomocny jest tu specjalny zespół ds. analizy możliwości zabudowy pomp ciepła z dolnym źródłem w wodzie rzecznej oraz ściekach komunalnych.

### Gospodarka zamkniętego obiegu

Pilotażowym projektem w tym zakresie będzie odzysk ciepła odpadowego ze ścieków przy użyciu pomp ciepła w Krakowie, a zaraz po nim – w Rzeszowie. Podczas XXVI Forum Ciepłowników Polskich w Międzyzdrojach we wrześniu br. umowę o współpracy podpisały: krakowska elektrociepłownia PGE Energia Ciepła oraz Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Krakowie. Zakres umowy obejmuje powołanie nowej spółki, której zadaniem będzie zaprojektowanie, wybudowanie i eksploatacja instalacji złożonej z pompy ciepła, wykorzystującej ścieki jako dolne źródła ciepła oraz opcjonalnych jednostek kogeneracyjnych w celu zasilania miejskiej sieci ciepłowniczej w Krakowie. – Nowe projekty inwestycyjne mają na celu przede wszystkim zwiększyć udział niskoemisyjnych i ekologicznych źródeł produkcyjnych w procesie wytwarzania ciepła. Dotychczasowa współpraca z MPEC to niezawodność miejskiego systemu ciepłowniczego, a podpisana umowa o współpracy zapewni nie tylko pewność dostaw w przyszłości, ale również innowacje w zakresie rozwoju ciepłownictwa. Współpraca z MPEC to bezpieczeństwo energetyczne dla mieszkańców Krakowa – mówił podczas podpisywania umowy Mariusz Michałek, dyrektor krakowskiej elektrociepłowni PGE Energia Ciepła.

Kilka dni później, w ślad za Krakowem, również rzeszowska elektrociepłownia PGE Energia Ciepła pod-



fot. 123rf

### ZIELONA TRANSFORMACJA

Konieczność transformacji źródeł wytwórczych, związana z redukcją emisji gazów cieplarnianych, od dwóch lat jest intensyfikowana przez sytuację geopolityczną i ograniczenie dostaw surowców energetycznych

pięła z Miejskim Przedsiębiorstwem Energetyki Ciepłej oraz Miejskim Przedsiębiorstwem Wodociągów i Kanalizacji list intencyjny, zakładający współpracę w zakresie wykorzystania potencjału energetycznego ścieków komunalnych. Strony zadeklarowały, że celem projektu jest określenie potencjału energetycznego ścieków komunalnych, w szczególności wolumenów i parametrów, dostępnych technologii oraz ewentualnych lokalizacji pozwalających na budowę instalacji wykorzystujących potencjał energetyczny ścieków. Na podstawie listu intencyjnego strony przygotują szczegółową analizę techniczną i ekonomiczną, określającą kluczowe założenia oraz potencjalne rezultaty wynikające z realizacji inwestycji.

Odzyskiwanie energii ze ścieków, czyli zastosowanie tzw. ciepła odpadowego, przynosi liczne korzyści, m.in. zmniejsza zależność miejskiej sieci ciepłowniczej od innych źródeł energii. Pompa pobiera ciepło ze ścieków, które zwykle pozostaje niewykorzystanym produktem ubocznym. Takie działanie jest elementem gospodarki o obiegu zamkniętym, następuje pełne wykorzystanie dostępnych zasobów w powtarzalnym cyklu.

### Czystsze powietrze...

Celem nadrzędnym instalacji pomp ciepła w krakowskiej oczyszczalni jest proces dekarbonizacji systemu ciepłowniczego, który przyczyni się do poprawy jakości powietrza w Krakowie. Dodatkowo realizacja projektu wpisuje się w założenia polityki miasta, ukierunkowanej na osiągnięcie neutralności klimatycznej do 2050 r. Również w Rzeszowie strony zgodne są co do właściwego kierunku projektu. Zyska środowisko, a także odbiorcy ciepła systemowego, którzy otrzymają strumień „zielonego” ciepła wytworzonego z lokalnych zasobów.

### ...i bezpieczeństwo energetyczne

Zapobieganie zmianom klimatu jest strategicznym priorytetem Unii Europejskiej. W ramach

Europejskiego Zielonego Ładu ogłoszonego w 2020 roku pompy ciepła zostały zaklasyfikowane jako rozwiązanie sprzyjające dekarbonizacji ciepłownictwa. Stanowią zrównoważoną alternatywę dla ogrzewania gazowego czy olejowego. Celem wykorzystania potencjału pomp ciepła konieczne wydaje się jednak uregulowanie na poziomie krajowym zagadnień regulacyjnych, m.in. związanych z kwalifikowalnością pomp ciepła jako instalacji odnawialnych źródeł energii.

W Heat Roadmap Europe 4 (HRE4), dokumencie opisującym możliwe strategie dotyczące procesu dekarbonizacji sektorów ciepłowniczego i chłodniczego w Europie do 2050 r., pompy ciepła odgrywają bardzo dużą rolę. Łącznie odpowiadają za zaspokojenie 25 proc. całkowitego zapotrzebowania na ciepło sieciowe (28 proc. w przypadku Polski).

Jeszcze dalej idzie plan Komisji Europejskiej RePowerEU, wg którego jednym z elementów osiągnięcia bezpieczeństwa energetycznego zjednoczonej Europy ma być instalacja na kontynencie około 20 mln pomp ciepła do 2026 roku i prawie 60 mln do końca dekady. Całkowita prognozowana moc zainstalowana dla wielkogabarytowych pomp ciepła to 95 GW, co odpowiada 23 proc. całkowitej mocy zainstalowanej w Europie w 2050 r. Udział Polski to ok. 6 300 MW mocy zainstalowanej. – Wielkoskalowe pompy ciepła

stanowią cenne połączenie z sektorem elektroenergetycznym poprzez wykorzystanie zmiennych zasobów odnawialnych. W dłuższej perspektywie, przy wykorzystaniu wielkoskalowych magazynów ciepła, duże pompy ciepła mają potencjał stać się ważną technologią w transformacji systemów ciepłowniczych – podsumowuje Przemysław Kołodziejak, prezes zarządu PGE Energia Ciepła.

Operacyjnie pompy ciepła mogą zwiększyć elastyczność systemów poprzez możliwość elastycznej pracy w godzinach roku, w których wystąpi nadpodaż energii pochodzącej z wiatru i słońca. Zadaniem pomp ciepła będzie zintegrowanie tych zasobów z sektorem ciepłownictwa i chłodzenia.

W kilku krajach testowane są już innowacyjne rozwiązania w tym zakresie. Od 2021 roku Federalne Ministerstwo Gospodarki i Energii w Niemczech finansuje program wspierający instalację wielkoskalowych pomp ciepła w sieciach ciepłowniczych. Trwa realizacja takich projektów m.in. w Berlinie, Stuttgarcie i Mannheim. Na terenie oczyszczalni ścieków w Wiedniu w 2023 roku sześć pomp ciepła o łącznej mocy 55 MW dostarczy do systemu energię dla 56 tys. gospodarstw domowych. Do tych projektów dołączą przedsięwzięcia realizowane przez PGE Energię Ciepła i instytucje miejskie w Krakowie i Rzeszowie.

Reklama


 kierunek**energetyka**.pl
W GRUPIE  
PORTALI
 PORTAL  
PEŁEN  
ENERGII




wiedza i doświadczenie



## EKSPERCKIE USŁUGI DORADCZE I BADANIA W OCHRONIE ŚRODOWISKA

*Pozwolenia zintegrowane*

*Badania odpadów*

*Pomiary emisji*

*Audyty energetyczne*

*Ślad węglowy*

*Taksonomia UE*

*Studia wykonalności*

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

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



# WKRÓTCE DRUGA LINIA

PGE Energia Ciepła

W 2025 zakończą się prace przy budowie II linii technologicznej w Instalacji Termicznego Przetwarzania z Odzyskiem Energii w Rzeszowie.

Instalacja Termicznego Przetwarzania z Odzyskiem Energii (ITPOE), działająca na terenie Elektrociepłowni PGE Energia Ciepła w Rzeszowie, została oddana do użytku pod koniec 2018 r. Od początku planowano ją jako instalację składającą się z dwóch linii technologicznych o łącznej zdolności przetwarzania 180 tys. ton odpadów rocznie. Zgodnie z tymi założeniami zaprojektowany został budynek główny wraz z rozwiązaniami komunikacyjnymi oraz instalacjami pomocniczymi.

Aktualna wydajność pierwszej linii wynosi ok. 100 tys. ton rocznie, natomiast wydajność linii drugiej osiągnie ok. 80 tys. ton/rok. Pod koniec maja br. zakończyło się postępowanie przetargowe na wybór ge-

neralnego realizatora tej nowej linii technologicznej. Wykonawcą inwestycji zostało konsorcjum w składzie: PORR S.A. i Termomeccanica Ecologia. 7 lipca br., w obecności przedstawicieli władz państwowych oraz lokalnych, odbyło się uroczyste wmurowanie kamienia węgielnego pod budowę. Inwestycja jest jedną z wielu prowadzonych obecnie w PGE Energia Ciepła z Grupy PGE.

## Redukcja emisji i większa efektywność

Instalacja ITPOE, rozbudowana o drugą linię technologiczną, będzie nadal przetwarzać odpady komunalne oraz odzyskiwać z nich energię elektryczną

INSTALACJA  
TERMICZNEGO  
PRZETWARZANIA  
Z ODZYSKIEM  
ENERGII





Miejsce, gdzie zostanie zabudowana II linia technologiczna ITPOE

i ciepło dla mieszkańców Rzeszowa przyłączonych do miejskiego systemu ciepłowniczego. Funkcjonująca instalacja przyczynia się do znacznej poprawy warunków środowiskowych poprzez ograniczenie składowania odpadów komunalnych na rzecz ich bieżącego przetwarzania dla celów energetycznych, a także z powodu ograniczenia spalania węgla kamiennego w procesie wytwarzania ciepła. W ten sposób mocno zredukowana została emisja tlenków siarki, azotu oraz pyłów do atmosfery.



ITPOE chwytak



Wmurowanie kamienia ITPOE

Odzyskiwanie energii elektrycznej i ciepłej z odpadów poprawia efektywność lokalnego systemu gospodarowania odpadami i doskonale wpisuje się w gospodarkę obiegu zamkniętego. Warto podkreślić, że Grupa PGE aktywnie uczestniczy w procesie transformacji krajowego ciepłownictwa m.in. poprzez realizację działań zmierzających do zmiany aktywów wytwórczych w kierunku niskoemisyjnych, a docelowo zeroemisyjnych.

### 180 tys. ton rocznie

Dzięki zabudowie II linii technologicznej w ITPOE zwiększy się jej wydajność. Po zakończeniu inwestycji instalacja będzie w stanie przetwarzać w sumie do 180 tys. ton odpadów rocznie.

II linia powstanie w istniejącym budynku i będzie w maksymalnym stopniu wykorzystywać obecną infrastrukturę, która powstała przy budowie I linii. Zgodnie z podpisaną umową zakończenie prac związanych z zabudową II linii technologicznej w ITPOE planowane jest na I kwartał 2025 roku.

II linia technologiczna wpłynie na wzrost efektywności przetwarzania odpadów komunalnych w Polsce, a także przyczyni się do znacznego ograniczenia emisji tlenków siarki, azotu oraz pyłów – poprawiając tym samym jakość powietrza w regionie. Odzyskiwanie energii elektrycznej i ciepłej z odpadów powoduje, że instalacja ITPOE jest ściśle związana z otoczeniem, oddziałując na jego ekosystem. Należy przy tym podkreślić, że dzięki rygorystycznym wymaganiom środowiskowym, ITPOE jest w pełni bezpieczna dla mieszkańców i otoczenia.

Źródło fot. PGE Energia Ciepła.

# WIELKOSKALOWA ENERGETYKA JĄDROWA W POLSCE AD 2022

Piotr Darnowski, Piotr Mazgaj

Instytut Techniki Ciepłej, Politechnika Warszawska

2 listopada 2022 roku rząd RP przyjął uchwałę o budowie pierwszej wielkoskalowej elektrowni jądrowej w Polsce [1], [2], [3]. Podjęto decyzję o wyborze oferty amerykańskiego Westinghouse, a na lokalizację wskazano Lubiatowo-Kopalino na Pomorzu. Jest to historyczny krok, po trwającej wiele lat niepewności co do wyboru technologii. To też kolejny etap realizacji Programu Polskiej Energetyki Jądrowej (PPEJ) [4], nadzorowanego aktualnie przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska. Istnieją przesłanki do uznania, że program ten wejdzie na bardziej poważny etap.

Inwestycję zrealizuje spółka Polskie Elektrownie Jądrowe (PEJ), technologię dostarczy Westinghouse Nuclear, a generalnym wykonawcą będzie amerykańska firma Bechtel. Szacowane koszty pierwszej elektrowni, z trzema reaktorami AP1000 (1250 MWe) o łącznej mocy 3750 MWe, to około 20 mld USD. Finansowanie inwestycji pozostaje kwestią otwartą [3],[5].

Zaskoczeniem było pojawienie się zapowiedzi przedstawicieli rządu, że niebawem wskazana zostanie lokalizacja i partner dla trzeciej (drugiej w programie państwowym) elektrowni jądrowej [6]. Jest to ciekawe z uwagi na fakt, że oferty budowy elektrowni w Polsce złożyły konsorcja francuskie, koreańskie i amerykańskie. Decyzja co do technologii trzeciej elektrowni formalnie nie jest przesądzona.



foto: ilustracyjne 123rf

Francuski EDF podtrzymuje swoją ofertę, którą złożył w 2021 roku [7], [8].

### Komercyjne dopętnienie

Równoległe do działań rządu (i nie do końca spodziewane) było podpisanie 31 października listu intencyjnego dotyczącego projektu komercyjnej elektrowni jądrowej w lokalizacji Pątnów [9]. List sygnowały spółki ZE PAK, PGE oraz Korea Hydro and Nuclear Power (KHNP). Porozumienie, wspierające tą inicjatywę, podpisały rządy Polski i Korei Południowej. Ważnym faktem jest, że zbiegło się to z zerwaniem przez ZE PAK umowy o współpracy przy realizacji programu reaktorów SMR wspólnie z Synthos Green Energy oraz MS Innovation Impulse GmbH [10].

### Historia

W pewien sposób historia się powtarza, gdyż pięćdziesiąt jeden lat temu, 12 sierpnia 1971 roku podjęto decyzję o budowie pierwszej elektrowni jądrowej w Żarnowcu [11], [12]. Czterdzieści lat temu, 18 stycznia 1982 roku, rząd PRL podjął uchwałę o budowie elektrowni jądrowej, a 11 listopada 1985 Państwowa Agencja Atomistyki (PAA) wydała zezwolenie na jej budowę. Instalacji nie udało się ukończyć i w 1990 roku prace przerwano. Przyczyny tamtych wydarzeń są różne i wiele w tym temacie napisano [13]. Autorzy nie roszczą sobie przywileju do zgłębiania tego tematu, aktualnie jest to już historia.

### Drugie podejście

„Nowożytny” program jądrowy ma również długą i zawiłą historię. Powrócił w 2006 roku podczas expose Premiera Kaczyńskiego [14]. Krótko po tym wydarzeniu podjęto różne działania w kierunku rozwoju energetyki jądrowej. W PGE, ale również w instytucjach publicznych (m.in. PAA, uczelniach (np. Politechnika Warszawska, Akademia Górniczo-Hutnicza i inne) i ośrodkach badawczych (m.in. Narodowe Centrum Badań Jądrowych, Instytut Chemii i Techniki Jądrowej i inne) rozpoczęto przygotowania. Warto podkreślić, że w wielu przypadkach działania trwają w sposób nieprzerwany do dziś (np. w jednostce macierzystej autorów – PW, gdzie od 10 lat autorzy prowadzą badania w zakresie analiz bezpieczeństwa reaktorów, obejmujące zagadnienia ciepłno-przepływowe i ciężkie awarie) [15].

W 2010 powołano spółkę celową PGE EJ 1, której udziałowcem było PGE. W 2013 dołączyły do niej ENEA, Tauron i KGHM, obejmując po 10% udziałów. W 2014 przyjęto PPEJ. Program aktualizowano w 2020 roku [16]. Warto wspomnieć, że w 2018 roku NIK negatywnie ocenił postępy programu podkreślając brak decyzji w sprawie wyboru technologii i brak strategicznej decyzji [17]. Program przez kolejne lata trwał bez jednoznacznego poparcia politycznego na najwyższym szczeblu.

### Wiatr zmian

Zmianę w podejściu do energetyki jądrowej dało się zauważyć w ostatnich kilkunastu miesiącach. Z początkiem 2021 przyjęto nowy dokument: Polityka Energetyczna Polski (PEP) do 2040 roku [18]. Program ambitnie zakładał 6-9 GWe reaktorów do 2040 roku. W marcu 2021 roku Skarb Państwa wykupił wszystkie udziały i powołano nową spółkę celową PEJ.

Istotnym ruchem sugerującym dalsze decyzje było podpisanie umowy w 2021 z Westinghouse w ramach programu Front-End Engineering and Design (FEED) we współpracy z amerykańskimi agencjami rządowymi. W ramach tego grantu (który nie jest bezwrotny) Westinghouse razem z Bechtel pracowały nad koncepcją amerykańskiego atomu dla Polski. Finałem prac nad grantem FEED było złożenie przez Westinghouse polskiemu rządowi oferty [19],[20].



## Energetyka jądrowa jest rozpatrywana jako jeden z elementów niskoemisyjnej energetyki przyszłości

W grudniu 2021 PEJ wskazał preferowaną lokalizację – Lubiatowo-Kopalino [21]. W marcu 2022 nastąpiło historyczne wydarzenie. Spółka PEJ złożyła w Generalnej Dyrekcji Ochrony Środowiska (GDOŚ) długo wyczekiwany raport dotyczący oddziaływania na środowisko elektrowni jądrowej o mocy 3750 MWe [22], [23]. Aktualnie GDOŚ ocenia ten ogromny raport. Znamienne jest, że w tym raporcie pojawia się reaktor AP1000, co już w momencie jego opublikowania sugerowało znane obecnie decyzje. Było to kolejne istotne wydarzenie, jednak dalej brakowało zdecydowanych, oficjalnych deklaracji ze strony rządu.

W wyścigu o polski atom pierwszą ofertę wstępna złożyła francuskie EDF, w październiku 2021 (reaktor EPR). W kwietniu 2022 ofertę dało koreańskie KHNP (reaktor APRI400), a w wrześniu 2022 amerykański Westinghouse (reaktor AP1000).

### Wojna

Sytuacja nabrała tempa po ataku Rosji na Ukrainę. Wojna naruszyła chwiejną równowagę bezpieczeństwa energetycznego Polski, ale i całej Europy. Strategie i polityki wielu krajów opierały się na gazie ziemnym i innych surowcach ze wschodu. Surowce energetyczne w sposób jawny stały się bronią, a energia – jednym z ważniejszych tematów w życiu polityczno-społecznym ostatnich miesięcy.

Przyspieszenia aktualnych decyzji w Polsce należy doszukiwać się we wspomnianej zmianie uwarun-

**ZMIANA ODNOŚNIE  
ATOMU**

Od kilku lat można zaobserwować powolną zmianę nastawienia do energii jądrowej wśród zarówno rządzących, ale również społeczeństw i różnych środowisk, w tym nawet organizacji ekologicznych



kowań politycznych, ekonomiczno-gospodarczych, sytuacji międzynarodowej. Ważna jest też wzmożona współpraca z Amerykanami i Koreańczykami w sferze militarnej, oczywiście również inne czynniki. Jak wskazują komentatorzy, nie bez znaczenia może być to, że zaczęła się kampania przed przyszłorocznymi wyborami. Należy podkreślić względnie duże poparcie społeczne dla budowy EJ [24], [25].

**Renesans**

Ostatni tak poważny kryzys energetyczny pojawił się w latach 70. Warto przypomnieć, że zaowocował on budową kilkudziesięciu reaktorów jądrowych w Europie. Było to jednym z czynników wpływających na niskie ceny energii i stabilne jej dostawy przez długie lata. Należy pamiętać, że w UE pracują dziś 103 energetyczne reaktory jądrowe, które produkują połowę niskoemisyjnej energii elektrycznej, co stanowi ¼ całości elektryczności produkowanej w EU [26].

Od kilku lat można zaobserwować powolną zmianę nastawienia do energii jądrowej wśród zarówno rządzących, ale również społeczeństw i różnych środowisk, w tym nawet organizacji ekologicznych. W Europie zaczęto sobie przypominać o energetyce jądrowej, jej roli i możliwościach [27]. Zmiana nastawienia jest obserwowana w typowo antyatomowych krajach Zachodu, a walka ze zmianami klimatu staje się ważniejsza niż obawy przed wypadkami jądrowymi. W USA rząd demokratów, którzy tradycyjnie byli antyjądrowi, aktywnie zaczął wspierać energetykę jądrową. Wielka Brytania wróciła do jej rozwoju i buduje nowe elektrownie [28]. Francja również planuje nowe budowy [29], także nowy rząd Szwecji zapowiada stawianie nowych reaktorów [30]. Podobne zapowiedzi pojawiły się w Holandii oraz innych krajach

[26], [31]. Antyatomowe Niemcy dalej pozostają przy decyzji o wycofaniu EJ, pomimo przedłużenia o kilka miesięcy pracy reaktorów, które planowano wyłączyć do końca 2022 roku [32].

**Przyszłość**

Nie sposób w tej chwili ocenić jednoznacznie, jak będzie wyglądała polska energetyka przez najbliższe 30 lat. Należy się spodziewać, że węgiel w miksie energetycznym będzie odgrywał zdecydowanie mniejszą rolę. Przewiduje się, że w latach 30. znacznie kończyć się krajowe wydobycie węgla brunatnego, a wydobycie węgla kamiennego w latach 40. będzie w znacznym stopniu niższe. W Polsce kończą się czasy, w których nasze „czarne złoto” dawało nam niezależność energetyczną. Prawdopodobnie gaz ziemny będzie odgrywał jeszcze przez dłuższy czas istotną rolę, ale mniejszą niż przed wojną.

Energetyka jądrowa jest rozpatrywana jako jeden z elementów niskoemisyjnej energetyki przyszłości. Można postawić tezę, że reaktory jądrowe i OZE to aktualnie jedyne dostępne technologie wytwarzania energii elektrycznej, które współpracując mogą realnie doprowadzić rozwinięty duży kraj do celów dekarbonizacji. Bezpośrednim dowodem tego jest Francja lub Szwecja, których systemy elektroenergetyczne są już niemal zdekarbonizowane.

W konsekwencji źródłami, które mają możliwość dania Polsce niezależności energetycznej przy niskich emisjach dwutlenku węgla, są: energetyka odnawialna wraz z rozwijającymi się magazynami energii oraz energetyka jądrowa. Wielkoskalowa energia jądrowa może znacząco wspierać bezpieczeństwo energetyczne pracując w stabilnej podstawie. Energia jądrowa dostarcza możliwość zakupu i magazynowania paliwa

na kilka lat. Wyobraźmy sobie, że kraj ma zapasy paliwa jądrowego na 3 lata (taką liczbę podano ostatnio w propozycji doktryny energetycznej dla Polski [33]). Obecna sytuacja wojenna w Ukrainie byłaby wówczas mniej boleśnie odczuwana. Wydaje się, że postawienie na te rozwiązania w formie zdywersyfikowanego miks energetycznego jest w tym momencie zasadne. Opieranie się tylko na OZE i obietnicy dużych magazynów energii niesie za sobą większą dozę niepewności.

Energia elektryczna to tylko część wysiłku energetyki niskoemisyjnej. Przed branżą stoją wyzwania dekarbonizacji produkcji ciepła, które mogą być trudniejsze niż w przypadku produkcji energii elektrycznej. Energia jądrowa daje możliwości produkcji dużych ilości nisko- i wysokotemperaturowego ciepła dla różnych zastosowań. Dodatkowo wprowadzenie małych reaktorów modułowych (SMR) może się okazać rozwiązaniem wartym rozważenia.

\*\*\*

Minęło ponad trzydzieści lat od przerwania pierwszego programu jądrowego. Okoliczności są dziś odmienne, a Polska jest już innym krajem, z nowymi celami, problemami i możliwościami. Stajemy przed ogromnym wyzwaniem transformacji energetycznej i nieliczni mają już co do tego faktu wątpliwości.

Energetyka jądrowa dostarczająca kilka, kilkanaście gigawatów (20-50%) w podstawie systemu elektroenergetycznego, uzupełniona o OZE i magazyny energii, zapewni zdywersyfikowany i niskoemisyjny miks energetyczny, który może być realnym rozwiązaniem dla kraju. W przyszłości miks może być uzupełniony o małe reaktory modułowe.

## Literatura

- [1] <https://www.gov.pl/web/premier/uchwala-w-sprawi-budowy-wielkoskalowych-elektrowni-jadrowych-w-rzeczypospolitej-polskiej>
- [2] <https://nuclear.pl/wiadomosci,news,22110201,0,0.html>
- [3] <https://www.pap.pl/aktualnosci/news%2C1469067%2Czrad-przyjal-uchwale-o-budowie-elektrowni-jadrowych-w-polsce-pierwsza>
- [4] <https://www.gov.pl/web/polski-atom/program-polskiej-energetyki-jadrowej>
- [5] <https://www.pap.pl/aktualnosci/news%2C1470009%2Cpremier-morawiecki-mamy-kolejke-chetnych-do-finansowania-atomu.html>
- [6] <https://www.pap.pl/aktualnosci/news%2C1468592%2Csa-sin-niedlugo-decyzje-w-sprawie-trzeciej-elektrowni-jadrowej.html>
- [7] <https://serwisy.gazetaprawna.pl/energetyka/artykuly/8579139,ramany-edf-francuska-oferta-budowy-elektrowni-jadrowej-w-polsce-technologie-epr.html>
- [8] <https://www.gov.pl/web/polski-atom/koreanska-spolka-khnp-zlozyla-polskiemu-rzadowi-oferte-na-budowe-elektrowni-jadrowych-w-polsce>
- [9] <https://www.wnp.pl/energetyka/jest-porozumienie-w-sprawie-atomu-z-korei-podpisano-list-intencyjny,639746.html>
- [10] <https://pap-mediaroom.pl/biznes-i-finanse/ze-pak-sa-352022-wypowiedzenie-umowy-o-wspolpracy-z-ms-innovation-impulse-gmbh>
- [11] <https://www.cire.pl/pliki/2/zarnowiec.pdf>
- [12] <http://atom.edu.pl/index.php/program-jadrowy-w-prl/ej-zarnowiec.html>
- [13] <https://www.gov.pl/web/polski-atom/polska-elektrownia-jadrowa-w-zarnowcu>
- [14] [https://www.youtube.com/watch?v=GZAIqz2VPo&ab\\_channel=SejmRP](https://www.youtube.com/watch?v=GZAIqz2VPo&ab_channel=SejmRP)
- [15] [www.nuclear.itc.pw.edu.pl](http://www.nuclear.itc.pw.edu.pl)
- [16] <https://bip.mos.gov.pl/prawo/inne-projekty/projekt-uchwaly-rady-ministrow-w-sprawie-aktualizacji-programu-wieloletniego-pod-nazwa-program-polskiej-energetyki-jadrowej-etap-rady-ministrow/>
- [17] <https://www.nik.gov.pl/aktualnosci/nik-o-realizacji-programu-polskiej-energetyki-jadrowej-ppej.html>
- [18] <https://www.gov.pl/web/klimat/polityka-energetyczna-polski>
- [19] <https://cleanenergy.pl/2021/10/15/oferta-westinghouse-ma-wiele-przewag-nad-konkurencja/>
- [20] <https://world-nuclear-news.org/Articles/Westinghouse-launches-FEED-work-for-Polish-project>
- [21] <https://ppej.pl/aktualnosci/inwestor-pierwszej-elektrowni-jadrowej-w-polsce-wskazal-jej-preferowana-lokalizacje>
- [22] <https://ppej.pl/srodowisko-i-spoleczenstwo/raport-o-oddzialywaniu-na-srodowisko>
- [23] <https://ppej.pl/aktualnosci/spolka-polskie-elektrownie-jadrowe-zlozyla-raport-srodowiskowy-dot-pierwszej-w-polsce-elektrowni-jadrowej>
- [24] <https://www.gov.pl/web/klimat/poparcie-spoleczne-dla-budowy-elektrowni-jadrowej-w-polsce---badania-z-listopada-2020-r>
- [25] <https://www.gov.pl/web/klimat/74-polakow-popiera-budowe-elektrowni-jadrowych-w-polsce>
- [26] <https://world-nuclear.org/information-library/country-profiles/others/european-union.aspx>
- [27] [https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip\\_22\\_4349](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_22_4349)
- [28] <https://world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-t-z/united-kingdom.aspx>
- [29] <https://world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-a-f/france.aspx>
- [30] <https://www.world-nuclear-news.org/Articles/New-Swedish-government-seeks-expansion-of-nuclear>
- [31] <https://www.world-nuclear-news.org/Articles/Nuclear-makes-a-comeback-in-the-Netherlands>
- [32] <https://world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-g-n/germany.aspx>
- [33] <http://nuclearconference.pl/en/home/>

Reklama



@kierunekbmp

BUDUJEMY MOŻLIWOŚCI POROZUMIENIA



# WODÓR W GRUPIE ZE PAK I PAK PCE

Waldemar Roszak

ZE PAK

ZE PAK S.A., wspólnie ze spółkami należącymi do PAK Polska Czysta Energia, tworzy pierwszy w Polsce pełny łańcuch wartości zielonego wodoru. Jest to inwestycja w przyszłość, w celu zapewnienia zeroemisyjnego paliwa, w kierunku budowania niezależności energetycznej Polski i UE.

Od kilku lat w ZE PAK S.A. trwa transformacja energetyczna, do której przyczyniły się:

- Program Czysta Polska – Zygmunt Solorz oraz firmy i osoby z nim współpracujące powołały do życia Stowarzyszenie Program Czysta Polska, którego misją jest inicjowanie zmian, edukowanie społeczeństwa oraz nagłaśnianie ważnych tematów i akcji związanych z ekologią, ochroną środowiska i poprawą jakości życia,
- kończące się zasoby węgla w rejonie konińskim,
- światowe trendy w energetyce w kierunku odnawialnych źródeł energii,
- wizerunek firmy,
- możliwość wdrożenia innowacyjnych technologii,
- możliwość wsparcia transformacji środkami z Funduszu Sprawiedliwej Transformacji.

W wyniku transformacji energetycznej w strukturach ZE PAK S.A. i PAK Polska Czysta Energia (PAK-PCE) powołano szereg spółek, których zadaniem jest działalność w obrębie czystej energii, OZE. Powołano między innymi spółki:

- PAK PCE Biopaliwa i Wodór (zwana dalej PAK-PCE BiW), w której produkowana jest energia elektrycz-

na i ciepło z OZE w oparciu o spalanie biomasy w dwóch blokach energetycznych. W spółce tej produkowany będzie również zielony wodór,

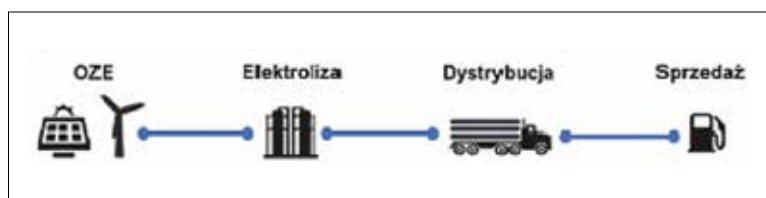
- PAK PCE Wiatr, gdzie powstanie energia elektryczna OZE w farmach wiatrowych,
- PAK-PCE Polski Autobus Wodorowy (zwany dalej PAK-PCE PAW) – misją spółki jest produkcja autobusów wodorowych, które nie emitują spalin i jednocześnie oczyszczając powietrze.

## Projekt wodorowy

W obecnym stanie rozwoju techniki wodorowej w Polsce, charakteryzującym się brakiem dostępności zielonego wodoru, pojazdów napędzanych wodorem i brakiem sieci jego dystrybucji, projekt wodorowy w GK ZE PAK obejmuje cały łańcuch poczynając od wytwarzania wodoru, poprzez dystrybucję i sprzedaż, do zastosowania w środkach transportu (samochody i autobusy).

Podstawowymi elementami wspomnianego łańcucha są:

1. Wytwórnia wodoru wraz z niezbędną infrastrukturą w spółce PAK PCE BiW (dawniej Elektrownia Konin).
2. Magazynowanie i transport wodoru z miejsca wytwarzania do odbiorców (mobilne magazyny).
3. Stacje tankowania wodoru w kilku lokalizacjach w Polsce oraz mobilne stacje tankowania.
4. Produkcja autobusów komunikacji miejskiej napędzanych wodorem w spółce PAK-PCE PAW.
5. Samochody osobowe floty korporacyjnej napędzane wodorem.





Parametr	Jednostka	Typ elektrolizera			
		Alkaliczny	PEM	AEM	SOE
Temperatura pracy	°C	60 – 80	60 – 80	60 – 80	700 – 900
Elektrody	-	Ni/Fe	Pt, Ir, Ru	Pt/C – Ir/NiO Ni/C – Ir	Ceramika z domieszką Ni
Zastosowany elektrolit	-	KOH, 25-40%	Membrana Nafion®	Membrana polimerowa	Tlenek ceramiczny
Wydajność produkcyjna	Nm <sup>3</sup> H <sub>2</sub> /h	1 - 500	0,01 – 240	0,1 – 1	<10
Sprawność	%	65 – 82	65 – 80	-	>85
Czystość H <sub>2</sub>	%	99,5 – 99,9998	99,9 – 99,9999	99,4	-
Żywotność	tys. h	>60	>25	-	ok. 1

TAB. 1  
Porównanie parametrów technologii elektrolizerów

Elektroliza to proces, w którym w wyniku przepływu prądu elektrycznego przez odpowiednią substancję zachodzą zmiany struktury chemicznej. Elektroliza wody polega na rozkładzie jej na jony (dysocjacji) pod wpływem napięcia. Na katodzie zachodzi wtedy reakcja redukcji:  $2\text{H}_2\text{O} + 2\text{e}^- \rightarrow \text{H}_2 + 2\text{OH}^-$ . Powstaje w niej wodór oraz jony  $\text{OH}^-$ . Na anodzie z kolei następuje utlenianie:  $2\text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{O}_2 + 4\text{H}^+ + 4\text{e}^-$ . Jej wynikiem jest powstawanie cząsteczkowego tlenu i jonów wodoru oraz elektronów. Aniony  $\text{OH}^-$  łączą się z kationami  $\text{H}^+$ . Po pomnożeniu reakcji katodowej przez 2 dla uzgodnienia liczby elektronów i jonów równanie sumaryczne reakcji wygląda następująco:  $2\text{H}_2\text{O} \rightarrow 2\text{H}_2 + \text{O}_2$ . W taki sposób powstaje wodór i jako gaz „odpadowy” – tlen.

Wykorzystywane są różne technologie wytwarzania wodoru, które przedstawiono w tabeli 1.

W spółce PAK-PCE BiW wykorzystywane będą elektrolizery z polimerową membraną elektrolityczną – PEM (ang. polymer electrolyte membrane lub proton exchange membrane). W elektrolizerach PEM zastosowano identyczny elektrolit z używanym w ogniach paliwowych PEM. Elektrolit stanowi cienka polimerowa membrana stale przewodząca protony. Elektrolizery PEM mogą być połączone w układy dwubiegunowe i pracować przy wysokich ciśnieniach wywieranych na membranę.

### Wytwórnia wodoru w oparciu o elektrolizery HyLYZER-500/30 Outdoor Version firmy Hydrogenics (Cummins)

Wytwarzanie wodoru w elektrolizerze HyLAZER polega na tym, że czysta, zdeminalizowana woda rozkładana jest za pomocą prądu elektrycznego na wodór i tlen, co odbywa się na powierzchni specjalnych membran umożliwiających proces rozkładu wody. Elektroliza wody w technologii PEM rozdziela wodę dejonizowaną ( $\text{H}_2\text{O}$ ) na jej części składowe, wodór ( $\text{H}_2$ ) i tlen ( $\text{O}_2$ ), po obu stronach stałej polimerowej membrany elektrolitycznej. Po przyłożeniu napięcia stałego do elektrolizera woda doprowadzana do

### DANE TECHNICZNE ELEKTROLIZERA HYLYZER-500/30

Ciśnienie wodoru – 30 bar (bez sprężarek).  
Wydajność – 500 Nm<sup>3</sup>/h (1 tona H<sub>2</sub>/dobę).  
Zakres roboczy wydajności:  
5-100%. Zużycie prądu stałego – 4,4 kWh/Nm<sup>3</sup>.  
Zużycie wody procesowej – 1,5 l/Nm<sup>3</sup>H<sub>2</sub>. Moc elektryczna – 2,5 MW. Konstrukcja – wykonanie w postaci 2 kontenerów 40 stopowych, jeden technologiczny, drugi zasilania DC. Czystość wodoru spełniająca wymagania ogniw paliwowych  $\geq 99,998\%$ . Magazynowanie wodoru w mobilnych magazynach.

anody (lub elektrody tlenowej) utlenia się do tlenu i protonów, podczas gdy elektrony są uwalniane. Protony (jony  $\text{H}^+$ ) przechodzą przez membranę PEM do katody (lub elektrody wodorowej), gdzie spotykają elektrony z drugiej strony obwodu i są zredukowane do gazowego wodoru.

Planowana docelowa produkcja wodoru w PAK-PCE BiW wyniesie 20 ton H<sub>2</sub>/dobę. Produkcja bazować będzie na zielonej energii elektrycznej pochodzącej z bloku biomasowego lub z farmy fotowoltaicznej. W pierwszym etapie wytwórnia wodoru zapewni wydajność 1 tony H<sub>2</sub>/dobę – tj. 500 Nm<sup>3</sup>/h, a w kolejnym etapie (tj. w drugiej połowie 2023 roku) nastąpi zwiększenie produkcji do 2 tony H<sub>2</sub>/dobę.

Wytworzony przez elektrolizery wodór będzie sprężany przez układ sprężarek do ciśnienia 300 – 450 bar i na bieżąco pompowany do mobilnych magazynów poprzez stacje napełniania (TFS – tank fillers system).

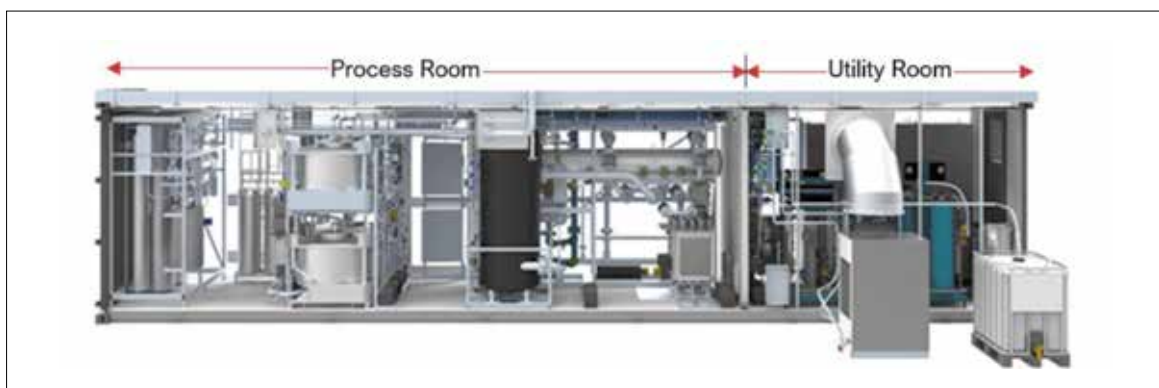


**RYS. 1**  
Wizualizacja wytwórni wodoru – wygląd po pierwszym etapie inwestycji (2 tony H<sub>2</sub>/dobę)



**FOT. 1**  
Elektrolizer firmy Hydrogenics – HyLAZER – wygląd zewnętrzny

**FOT. 2**  
Kontener  
procesowy  
HyLAZER 500/30



Mobilnymi magazynami (MEGC – Multiple Element Gas Container) wódor przewożony będzie do stacji tankowania wodoru, gdzie nastąpi rozładunek do zbiorników stacyjnych.

Kontener procesowy HyLYZER®-500/30 zawiera: dwa zestawy stosów membran PEM 1500E (polimer elektrolite membran); układy oczyszczania wody obiegowej i uzupełniającej (RO); separatory wodoru i tlenu; układ osuszania wodoru metodą chłodzenia; filtry koalescencyjne; katalityczny układ usuwania resztek tlenu z wodoru (HPS) do poziomu 99,998% – etap odtlenniania (Deoxo) i etap suszenia (Dryer), wymienniki ciepła wody obiegowej i chłodzenia wodoru, sprężarkę powietrza instrumentalnego; stanowisko azotu; niezbędne układy pomp, instalacje rurociągów, układy pomiarowe i sterowania.

### System sprężarek wodoru

Układ sprężarek stosuje się w celu zwiększenia ciśnienia wyjściowego z elektrolizera Hylyzer od 30 bar do maksimum 450 bar przy nominalnym przepływie wodoru do 700 Nm<sup>3</sup>/h. Sprężarki są produkowane przez firmę Idro Meccanica. Maksymalne ciśnienie wylotowe 450 bar umożliwi napełnienie pośrednich zbiorników używanych w technologii tankowania wodoru. W ramach tego systemu możliwe jest ograniczenie ciśnienia wyjściowego do 300 lub 350 bar do napełniania zbiorników mobilnych.

Dane techniczne systemu sprężarek: typ – tłokowe, napędzane olejem; sprężarka Pierwsza (2-stopniowa od 30 bar do 250 bar – 700 Nm<sup>3</sup>/h), sprężarka Druga (1-stopniowy „booster”): od 250 bar do 350 bar – 700 Nm<sup>3</sup>/h).

Wykonanie: kontener 20 stopowy; panele przyłączeniowe.

Dla poprawności działania systemu wytwarzania wodoru niezbędna jest integracja systemów elektrolizera, sprężarek, rurociągów, systemu tankowania oraz systemu analizy jakości wodoru. Na rys. 2 przedstawiono układ połączeń (integracji) wytwórni wodoru.



FOT. 3 i 4  
Sprężarka wodoru  
firmy Idro  
Meccanica

### Magazyn mobilny wodoru (MEGC – Multiple Element Gas Container)

Do potrzeb magazynowania oraz transportu wodoru wykorzystany jest mobilny magazyn wodoru (w skrócie MEGC) wyprodukowany przez firmę Wystrach z Niemiec.

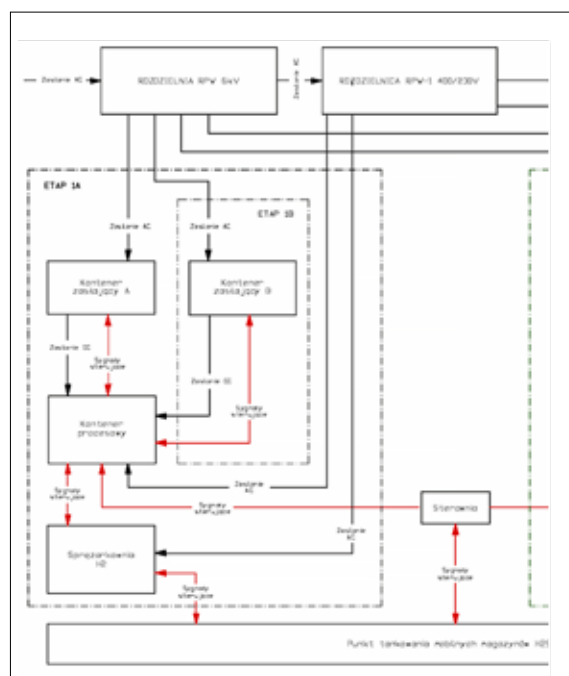
Producent mobilnego magazynu wodoru o pojemności 371 kg H<sub>2</sub>: Wystrach GmbH. Ciśnienie robocze – 300 bar. Wymiar naczepy – 20 stóp. Ilość cylindrów (wodorowych) – 54 szt. Objętość wodna – 18 900 l. Ilość niezależnych sekcji – 6. Ilość wodoru (przy ciśnieniu 300 bar) – 371 kg. Waga całkowita naczepy max – 17 ton. Ilość cykli rozładunku – 50 tys. Panel przyłączeniowy: z zaworami, manometrami oraz zaworami bezpieczeństwa.

Producent mobilnego magazynu wodoru o pojemności 1080 kg H<sub>2</sub>: Wystrach GmbH. Ciśnienie robocze – 380 bar. Wymiar naczepy – 40 stóp. Ilość cylindrów (wodorowych) – 114 szt. Objętość wodna – 39 900 l. Ilość niezależnych sekcji – 9. Ilość wodoru (przy ciśnieniu 380 bar) – 1080 kg. Waga całkowita naczepy max – 42 tony.



FOT. 5 i 6  
Mobilny magazyn wodoru o pojemności 371 kg H<sub>2</sub> (MEGC) – widok na część z zaworami; widok wewnętrzny z butlami wodorowymi

RYS. 2  
Układ połączeń (integracji) wytwórni wodoru



Panel przyłączeniowy z: zaworami, manometrami oraz zaworami bezpieczeństwa.

### Stacjonarna stacja tankowania wodoru

Stacja tankowania wodoru zapewnia tankowanie samochodów osobowych do ciśnienia 700 bar, a autobusów do ciśnienia 350 bar. Wodór będzie transportowany z wytwórni wodoru z PAK-PCE BiW poprzez mobilne magazyny wodoru (MEGC) do stacji, gdzie będzie roz-



**FOT. 7 i 8**  
Mobilny magazyn wodoru o pojemności 1080 kg H<sub>2</sub> (MEGC) – widok na część z zaworami; widok z boku

Parametr	Generacja 70 MPa LDV (car)	Generacja 35 MPa HDV (bus)
Pojemność zbiornika	124 l	1250 l
Pojemność zbiornika	5 kg	30 kg
Średnia ilość tankowania	4 kg	25 kg
Cisnienie początkowe	10,5 MPa	5 MPa
Czas tankowania	< 4 min	13,5 min
Protokół tankowania	H70T40(SAE J2601-1)	H35T20 (JPEC)

**TAB. 2**  
Profil ładowania stacji dla pojazdów osobowych i autobusów

ogniwami paliwowymi (FCEV), autobusów komunikacji miejskiej oraz samochodów osobowych. Stacja składa się z następujących elementów:

1. Moduł rozładowczy.
2. Zbiornik magazynowy niskiego ciśnienia.
3. Zbiornik magazynowy wysokiego ciśnienia – dwusekcyjny 45/95 MPa.
4. Moduł stacji.
5. Dystrybutor dla pojazdów osobowych – LDV light duty vehicles 70 MPa.
6. Dystrybutor dla pojazdów ciężarowych – HDV heavy duty vehicles 35 MPa.

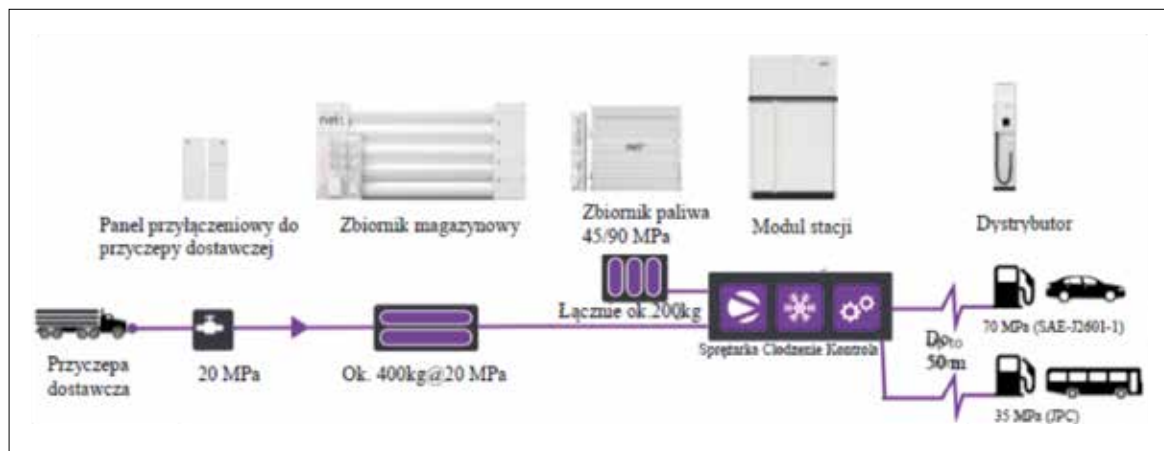
ładowany do zbiorników magazynowych. Dostawcą wyposażenia stacji tankowania wodoru jest firma NEL.

Poniżej przedstawiono założenia projektowe stacji dla profilu tankowania – 8 autobusów i 22 samochodów osobowych.

Stacja tankowania wodorem (HRS – Hydrogen Refueling Station) będzie świadczyć usługi dystrybucji wodoru jako paliwa dla pojazdów napędzanych

Moduł stacji – H2Station. Całe wyposażenie wymagane do tankowania zostało zintegrowane z modułem stacji, który jest podłączony i steruje modułami zasilania i magazynowania wodoru oraz dystrybutora. Moduł zawiera m.in. sprężarkę membranową wodoru o wysokiej wydajności służącą do stabilizacji ciśnienia podczas przechowywania, podczas i po tankowaniu oraz do bezpośredniego tankowania. Dodatkowo w module stacji zamontowa-

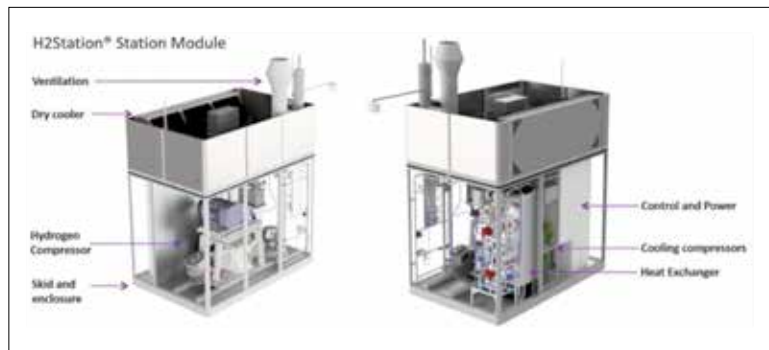
**RYS. 3**  
Schemat technologiczny stacji tankowania wodorem firmy NEL





FOT. 9 i 10

Mobilna stacja wodoru firmy Wystrach

RYS. 4  
Budowa modułu  
stacji H<sub>2</sub> firmy NEL

ne jest chłodzenie sprężarki oraz system chłodzenia wodoru w czasie tankowania.

### Mobilna stacja tankowania wodoru firmy Wystrach

Mobilna stacja wodoru firmy Wystrach składa się z:

- WyRefueler 350/120: właściwa mobilna stacja tankowania wodoru. Ciśnienie robocze: 300 bar; pojemność: 150 kg H<sub>2</sub>.
- Tank Container: kontener magazynowy: ciśnienie robocze: 300 bar, o pojemności 300 kg H<sub>2</sub>.

Mobilne urządzenie tankujące można w krótkim czasie zainstalować w miejscu jego użytkowania. Po

FOT. 11  
Autobus  
wodorowy  
NesoBus

podłączeniu system sterowania sprawdza wyposażenie i poprawia sekcje ciśnienia wodoru. Czas napełniania zbiornika pojazdu wynosi od 5 do 15 minut, w zależności od tego, jak duża jest pozostała ilość wodoru. Mobilne urządzenie do tankowania ponownie wyrównuje sekcje ciśnienia wodoru, dzięki czemu można napełnić kolejny pojazd.

Mobilna stacja wodoru służy do tankowania samochodów i autobusów w miejscach, gdzie nie są zbudowane stacje stacjonarne. W obecnym czasie stacja mobilna zasila autobus użytkowany przez MKK Konin oraz autobus NesoBus, produkcji rodzimej spółki PAK-PCE Polski Autobus Wodorowy.

### Autobus wodorowy NesoBus – spółka PAK-PCE PAW

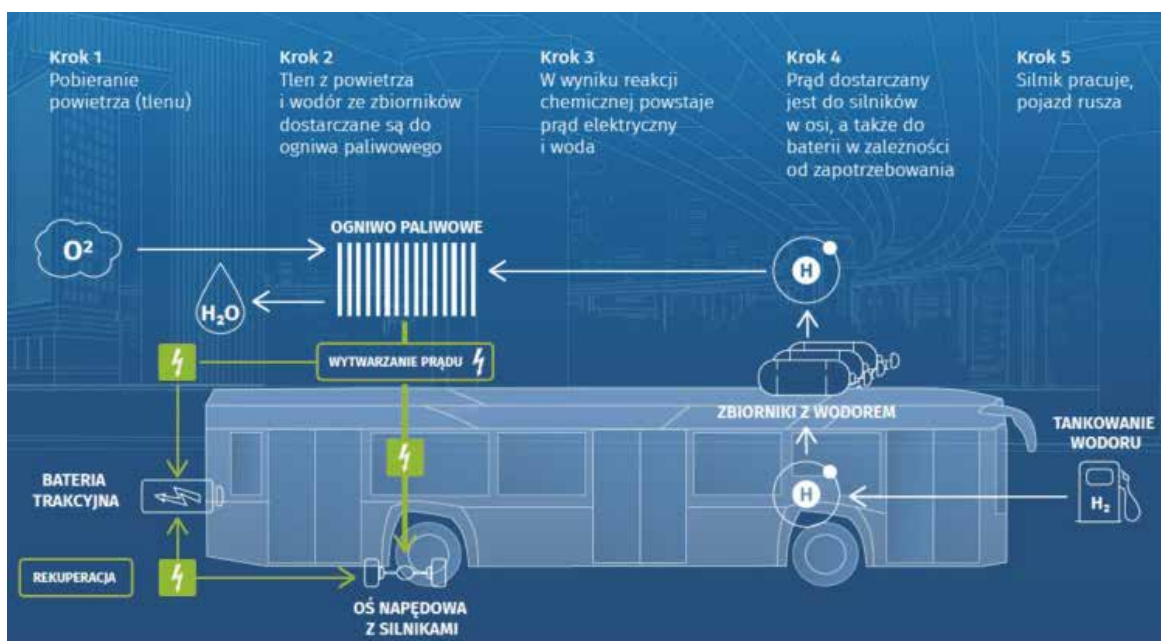
Autobus wodorowy „Nie Emituje Spalin i Oczyszcza” powietrze.

NesoBus ma zasięg do 450 km, co oznacza, że może być użytkowany bez tankowania przez dwa dni. Jeśli skończy się wodór, tankowanie trwa tylko 15 minut i można cieszyć się z kolejnych 450 km. Dzięki temu jest w pełni ekologiczny i nie traci godzin na ładowanie baterii. Zamiast stać i ładować się wiele godzin, cały czas może jeździć.

Krok 1. Pobieranie powietrza (tlen). Krok 2. Tlen z powietrza i wodór ze zbiorników dostarczane są do ogniwa paliwowego. Krok 3. W wyniku reakcji chemicznej powstaje prąd elektryczny i woda – wodór w kontakcie z katalizatorem rozpada się na protony i elektrony. Membrana PEM przepuszcza przez siebie jedynie protony, które przechodzą na stronę katody. Elektrony pozostałe z rozpadu wodoru przewodzone są do obwodu zewnętrznego w postaci strumienia elektrycznego. Protony, które przedostały się przez membranę, powracające elektrony oraz tlen z powietrza łączą się, produkując wodę oraz ciepło. Krok 4. Prąd dostarczany jest do silników w osi, a także do baterii w zależności od zapotrzebowania. Krok 5. Silnik pracuje, pojazd rusza. Krok 6. Woda usuwana jest na zewnątrz pojazdu.

NesoBus jest bardzo efektywny – zużywa około 8 kg wodoru na 100 km. Zbiorniki mają pojemność 37,5 kg

**RYS. 5**  
Przeptyw energii  
w autobusie  
wodorowym



wodoru, co pozwala na przejechanie ok. 450 km. W teście SORT-2 uzyskał zużycie 5,5 kg wodoru na 100 km.

Autobus ma 12 m długości, 2,55 m szerokości, 3,4 m wysokości, jego masa własna to niespełna 13 ton, pomieści do 93 pasażerów, w tym do 37 na miejscach siedzących.

Konstrukcja autobusu jest stworzona od podstaw jako wodorowa – nie jest przeróbką czy modyfikacją autobusu spalinowego lub elektrycznego. Pojazd został zbudowany od podstaw z myślą o technologii wodorowej – dzięki czemu bardzo łatwo jest np. zamienić zbiorniki na wodór o wyższym ciśnieniu i zwiększyć zasięg. Autobus jest zbudowany modułowo, więc można go dopasować do potrzeb konkretnych miast. NesoBus to model opracowany przez najlepszych i najbardziej doświadczonych inżynierów z Polski w współpracy z partnerami z Europy i świata.

\*\*\*

W energetyce wodór może służyć jako magazyn energii. Ze względu na to, że wodór magazynuje dużą ilość energii (ok. 33 kWh/kg) i można go magazynować w dużych pojemnościach, jest idealnym medium do akumulacji energii (rzędu TWh). Wodór zmagazynowany w ten sposób: czy to w zbiornikach magazynowych, czy w systemie gazowym, można następnie przekształcić z powrotem w energię elektryczną w połączeniu z tlenem przy użyciu technologii ogniwa paliwowych, tj. m.in. do pojazdów.

Grupa ZE PAK wraz ze spółkami PAK-PCE jest pionierem we wdrażaniu pełnego łańcucha wartości zielonego wodoru, począwszy od produkcji wodoru (w najbliższym czasie zostanie uruchomiona wytwórnia wodoru w spółce PAK-PCE BiW), poprzez magazynowanie i transport (spółka PAK-PCE BiW

posiada i użytkuje w swoich zasobach 3 mobilne magazyny wodoru), po sprzedaż wodoru (niedługo zostanie uruchomiona stacja stacjonarna wodoru w Warszawie w oparciu o technologie firmy NEL). Dodatkowo spółka PAK-PCE BiW posiada mobilną stację tankowania, która służy do zasilania w wodór pierwszego w Polsce użytkowanego komercyjnie autobusu wodorowego przez MKK Konin. Jednocześnie stacja zasila autobus NesoBus oraz samochody osobowe użytkowane w GK ZE PAK.

Grupa ZE PAK wraz ze spółkami PAK-PCE w długofalowych założeniach planuje wytwarzanie 20 ton zielonego wodoru na dobę, który będzie użytkowany na własne potrzeby (planowana jest budowa ponad 30 stacji tankowania) oraz dystrybuowany do odbiorców zewnętrznych.

W spółce PAK-PCE PAW produkowane będą autobusy wodorowe NesoBus na rynek zewnętrzny.

#### Literatura:

1. <https://e-magazyny.pl/magazyny-energii/elektrolizacja-wody-metoda-produkcji-zielonego-wodoru/>
2. Renewable Hydrogen Technologies Production, Purification, Storage, Applications and Safety. P. Millet, S. Grigoriev: Chapter 2 – Water electrolysis technologies, 2013, doi.org/10.1016/B978-0-444-56352-1.00002-7
3. Shell Hydrogen Study. Energy of the future? Sustainable Mobility through Fuel Cells and H2, Shell Deutschland Oil GmbH, Hamburg, 2017.
4. HyLYZER® WATER ELECTROLYZER – materiały techniczne firmy Hydrogenics.
5. Materiały techniczne firmy Wystrach GmHH.
6. Materiały techniczne firmy NEL.
7. Projekt inwestycyjny: „Budowa wytwórni wodoru z infrastrukturą towarzyszącą [...]”. ZEPAK/ Intech

Zdjęcia i rysunki własne.

### Ostony przenośników taśmowych.

Firma Techmont oferuje ostony przenośników wykonane zarówno z tworzywa sztucznego jak i ostony metalowe wykonane z blachy falistej ocynkowanej ogniwo. 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



Armatki powietrzne / azotowe



Mgła wodna

PNEUMAX GUN

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



fot. 123rf

# CENY PALIW PŁYNNYCH

## Zmiany na przestrzeni lat

**Wojciech Sikorski**

niezależny ekspert

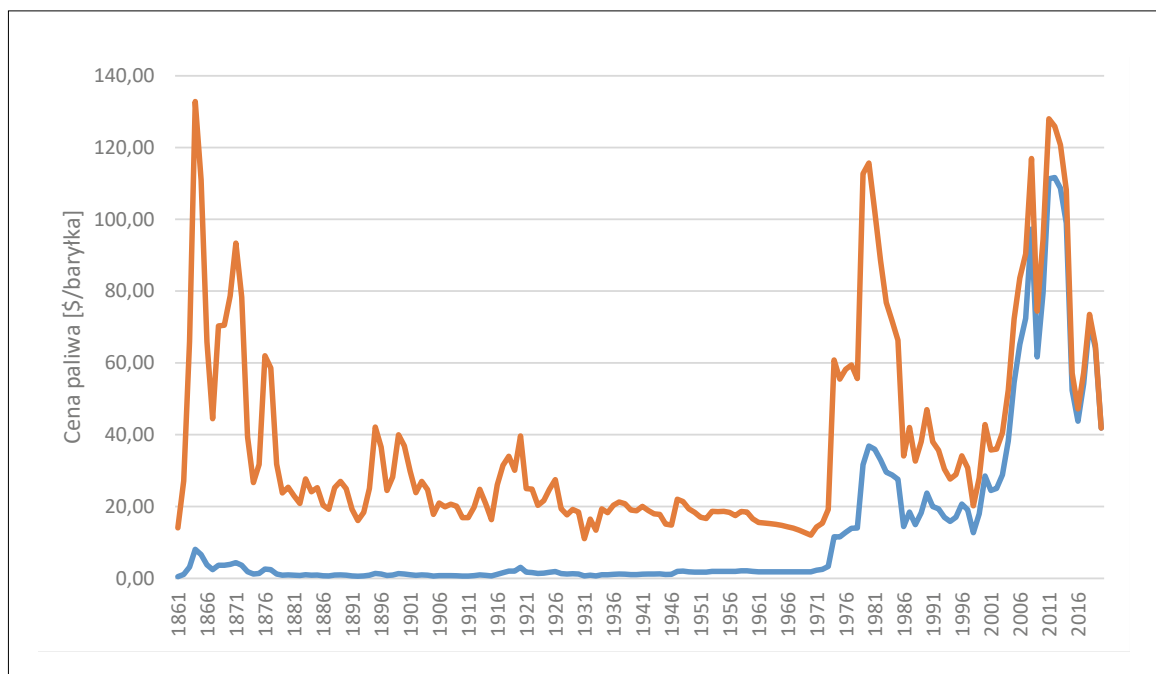
Ceny paliw są obecnie bardzo gorącym tematem. Choć do niedawna rozumiano przez to pojęcie przede wszystkim ceny paliw płynnych kupowanych na stacjach paliw, dziś równie niepokojące są wahania cen węgla. Postępująca globalizacja z pewnością bardzo mocno przyczynia się do ich wzrostu.

Oddziałują na to także inne czynniki, takie jak problemy z wydobyciem ze znaczących złóż, utrudnienia w zakresie transportu surowców energetycznych, jak również ewentualne konflikty międzypaństwowe. W pewnym momencie do wymienionych czynników dołączą również kwestie związane z postępującym pomniejszaniem się zasobności eksploatowanych złóż, jak również wzrostem kosztów wydobycia wynikającym choćby z konieczności pogłębiania kopalń lub odwiertów.

Warto przyjrzeć się, jak następowały po sobie kolejne zmiany wartości najważniejszych z paliw. Tego rodzaju dane statystyczne pozwalają często dostrzec zależności, które mogą pomóc w predykcji zachowania się cen w obliczu kolejnego – podobnego do tego z przeszłości – kryzysu.

Przytoczona grafika (rys. 1) przedstawia zachowanie się ceny ropy naftowej (uśredniona) na przestrzeni dość długiego okresu, wynoszącego w tym wypadku ponad 150 lat. Widać na niej liczne wzrosty





**RYS. 1**  
Porównanie cen ropy naftowej w szerokim okresie – rzeczywista i odniesiona wartość dolara [1]

oraz spadki wartości, co wiąże się najczęściej z pewnymi wydarzeniami na świecie. Linia pomarańczowa wyznacza w tym przypadku fluktuację ceny w przeliczeniu na obecną wartość dolara, natomiast niebieska krzywa odpowiada wartości bazowej waluty na w danym roku rozliczeniowym.

Najwyższe wznoszące się dotychczas wybitnie ceny miało miejsce kilka lat po rozpoczęciu wydobycia tego surowca na skalę przemysłową w szybie utworzonym przez Edwina L. Drake'a w Titusville w Pensylwanii. Cena niemal natychmiastowo poszybowała. Było to przełomowe wydarzenie, które znacząco przyspieszyło rozwój zarówno branży wydobywczej w odniesieniu do ropy naftowej, jak również wielu innych branż wykorzystujących ten surowiec. Ugruntowywanie eksploatacji w danym regionie, jak również rozszerzanie zasięgu na inne pola, na których dowiedziono występowania ropy naftowej, pozwoliły na stopniowe obniżanie cen. Należy w tym miejscu zauważyć, iż we wskazywanym czasie (blisko 150 lat temu) metody poszukiwania nowych złóż oraz ich weryfikacji odbiegały znacznie od znanych nam obecnie. Nie oznacza to jednak, że odkrywanie kolejnych pól graniczyło z cudem, gdyż ówczesne złoża, które obecnie często już nie istnieją, były zwykle posadowione płytko pod powierzchnią ziemi.

W latach 1880-1890 nastąpiła wzmocniona eksploatacja ropy naftowej na terenie obecnej Rosji, jak również jej późniejszy eksport. W kolejnych latach doszło do kolejnych odkryć oraz rozpoczęcia wydobycia, tym razem jednak na terenie dzisiejszej Indonezji. Oba te zdarzenia wpłynęły na obniżanie się wartości z uwagi na pojawiającą się konkurencję oraz nasycanie rynku, który wówczas nie był jeszcze aż tak bardzo chłonny jak obecnie. Na przełomie wie-

ków doszło do kolejnego odkrycia oraz rozpoczęcia eksploatacji. Miało to miejsce ponownie na terenie Stanów Zjednoczonych. Chodzi tu o pole naftowe Spindletop, w stanie Teksas. Cena nie ulegała jednak znaczącym zmianom, aż do okolic roku 1920.

## II wojna i Kryzys sueski

Druka dekada XX wieku rozpoczęła się licznymi hasłami na temat możliwego wystąpienia braków w dostawach ropy naftowej z uwagi na zbyt niskie stany magazynowe. Poskutkowało to zarówno obniżeniem podaży, jak również wzrostem popytu, co szybko doprowadziło do reakcji rynku w obawie przed windowaniem cen. Sytuacja została w pewien sposób załagodzona przez nasilonie w trzeciej dekadzie analizowanego wieku wydobycie na terenie Wenezueli. Schyłek tejże dekady był jednocześnie początkiem Wielkiego kryzysu, co odbiło się w pewnym stopniu na cenach ropy. Czynnikiem pozwalającym na przywrócenie cen do wcześniejszego poziomu było odkrycie pola naftowego we wschodnim Teksasie.

Kolejna dekada należała do II wojny światowej. Na ówczesne warunki, cena rozpatrywanego paliwa rosła, jednak ogólnosiwiatowe rynki doświadczyły załamania kursów walut, co poskutkowało stopniowym obniżaniem ceny ropy. Dopiero zakończenie wojny oraz stopniowe odbudowywanie zniszczonych miast sprawiły, że cena odbiła się od dołka.

Połowa XX wieku stała pod znakiem nacjonalizacji irańskich spółek paliwowych w latach 1951-1953, co doprowadziło między innymi do ich bojkotu na światowych rynkach. Sprawa ta dotyczyła w szczególności przedsiębiorstwa Anglo-Iranian Oil Company (obecnie Anglo-Persian Oil Company) – brytyjskiej firmy założonej w roku 1908.



fot. 123rf

**SYTUACJA NA RYNKU PALIW** płynnych jest dużo bardziej niestabilna niż jeszcze kilkadziesiąt lat temu

Kolejnym w tej dekadzie zdarzeniem był Kryzys sueski, mający miejsce w roku 1956 i stanowiący militarną agresję koalicji wojsk Wielkiej Brytanii, Francji i Izraela na Egipt. Podłożem najazdu była chęć nacjonalizacji Kanału Sueskiego przez Egipt. Psuło to jednak w znacznym stopniu prowadzone działania wspomnianych państw europejskich, w związku z czym zawiązany sojusz rozpoczął walkę, którą ostatecznie przerwał ONZ. Niemniej wydarzenia na północy Afryki oraz na Bliskim Wschodzie nie miały w tym wypadku wielkiego znaczenia dla światowych cen paliwa.

#### **Jom Kippur, najazd na Kuwejt i Arabska Wiosna**

Znaczący wpływ miały jednak wydarzenia z roku 1973, również na brzegach Kanału Sueskiego. Doszło wówczas do tzn. wojny ramadanowej, znanej szerzej jako wojna Jom Kippur. Połączone siły Egiptu i Syrii, wspieranych przez rzeszę innych krajów, w tym również komunistycznych ZSRR i Korei Północnej, najechały obszary pozostające wówczas pod kontrolą

Izraela, do którego w późniejszym czasie przyłączyły się Stany Zjednoczone. Wojna trwała 20 dni, jednak oddziaływanie na ceny ropy naftowej było ogromne. Dochodząca do tego, a mająca miejsce pod koniec lat siedemdziesiątych, Rewolucja irańska, wywindowała ceny rozpatrywanego paliwa do niebotycznych na tamte czasy poziomów.

Kolejne zdarzenie zbrojne dotyczyło najazdu irańskiego na Kuwejt, co również zachwiało rynkiem, jednak już nie na taką skalę jak wspomniane wcześniej konflikty. Schyłek wieku zamknięty został przez kryzys finansowy na terenie Azji. Zostało to odzwierciedlone na rynkach. Względny spokój został przywrócony szybko, jednak nie na długo, gdyż początek nowego tysiąclecia wiązał się z działaniami zbrojnymi w Iraku, które momentalnie doprowadziły do znacznych wzrostów cen paliw.

Podobny wpływ miała Arabska Wiosna. W wyniku fali protestów ludności krajów arabskich doszło do znacznych wzrostów cen, które po dziś dzień nie zostały powtórzone. Od roku 2019 zauważalny jest spadek wartości ceny ropy, do czego przyczyniła się bez wątpienia pandemia Covid-19. Zmniejszony popyt na paliwa płynne poskutkowało zgromadzeniem znacznych zapasów w magazynach, co z kolei doprowadziło do konieczności ograniczania wzrostów cen.

\*\*\*

Jak widać, ceny paliw płynnych – w tym wypadku głównie ropy naftowej i benzyny – uwarunkowane są w ogromnej mierze wydarzeniami mającymi miejsce na świecie. W obecnych czasach znaczącą rolę odgrywają już nie tylko spekulanci, którzy często poprzez fałszywe projekcje załatwiają własne interesy. Coraz istotniejsze staje się zdanie pojedynczych jednostek, które urosły do miana guru w swojej dziedzinie. Na wysokość cen paliwa ma też oczywiście wpływ sytuacja wewnątrz krajowa. W obliczu dobrobytu – pod względem posiadanych złóż, jak również zapasów ropy naftowej – cena litra może nurkować bardzo nisko, podczas gdy galopująca inflacja oraz braki w dostępności paliwa intensyfikują wzrosty cen.

Przyglądając się przedstawionemu wykresowi można odnieść wrażenie, że sytuacja na rynku paliw płynnych jest dużo bardziej niestabilna niż jeszcze kilkadziesiąt lat temu. Znaczne fluktuacje odzwierciedlają duże natężenie wydarzeń w polityce międzynarodowej oraz zdarzeń losowych, jak choćby obecna pandemia. Wychodząc z założenia, że światowe kryzysy pojawiają się co około dziesięć lat, jak również wskazując początek epidemii Covid-19 za inicjatora koniunktury rynkowej w wielu branżach, można sądzić, iż na kilka lat sytuacja powinna się wyklarować.

#### **Literatura:**

[1] BP Statistical Review of World Energy, Lipiec 2021



# SHELL DLA ENERGETYKI

## GAMA OLEJÓW TURBINOWYCH SHELL

Każdy element Twojej maszyny lub procesu został starannie zaprojektowany – chcesz więc mieć pewność, że wybrałeś środek smarny stworzony z myślą o właściwej ochronie i wydajnym działaniu sprzętu.

Shell opracował gamę olejów turbinowych zapewniającą użytkownikom z sektora energetycznego wybór oleju, który zoptymalizuje ich działalność dzięki zwiększonej ochronie, długiej żywotności oleju i wysokiej wydajności układów.



OLEJE SHELL  
TURBO – DLA  
LEPSZEJ OCHRONY.  
WYDŁUŻONA  
ŻYWOTNOŚĆ  
OLEJU I ZNAKOMITA  
WYDAJNOŚĆ  
UKŁADÓW

SHELL  
LUBRICANT SOLUTIONS

## SHELL VARNISH REMOVAL FLUID

## USUWANIE LAKÓW DZIĘKI VARNISH REMOVAL FLUID

Oleje Shell pomagają minimalizować tworzenie się laków – cienkiej warstwy twardego, nierozpuszczalnego w oleju osadu, który może powodować obniżenie efektywności turbin.

Shell stworzył także Varnish Removal Fluid – środek pomagający usunąć laki z układów turbinowych. Płyn może być stosowany podczas pracy turbiny, więc proces czyszczenia nie wydłuża czasu przestoju. Shell Varnish Removal Fluid wykazuje doskonałą kompatybilność z olejami dostępnymi na rynku, a także nie wpływa na ich właściwości i parametry.

SHELL  
LUBRICANT SOLUTIONS

## MONITOROWANIE STANU OLEJU z Shell LubeAnalyst

Shell LubeAnalyst pomagają zapobiec nieplanowanym przestojom dzięki dokładnej kontroli oleju obejmującej:

- Sprawdzenie właściwości oleju, takich jak lepkość, stopień utlenienia, zdolność wydzielania powietrza oraz sprawdzenie obecności laków, co pozwala przewidzieć optymalny czas następnej wymiany oleju.
- Określenie stanu sprzętu w celu przewidzenia potencjalnej awarii za pomocą zaawansowanej analizy cząstek powstałych w wyniku zużycia, zawieszonych w próbce środka smarnego.



## SHELL LUBEANALYST ANALIZA OLEJU

Pomaga osiągnąć maksymalną wydajność dzięki konserwacji prewencyjnej



SHELL  
LUBRICANT SOLUTIONS



Dowiedz się jak możemy Ci pomóc na [www.shell.pl/olejesmary](http://www.shell.pl/olejesmary)  
Skontaktuj się z nami: [Radoslaw.Gwardecki@shell.com](mailto:Radoslaw.Gwardecki@shell.com); tel.: +48 606 670 043



# ELEKTROENERGETYKA W POLSCE 2022

w wybranych wynikach i porównaniach

**Herbert Leopold Gabryś**

były wiceminister gospodarki, niezależny ekspert

Sytuację energetyki w Polsce zdominowały skutki wydarzeń z roku poprzedniego, a niespotykane dotąd wyzwania płynęły ze zdarzeń tegorocznych na wschodzie. Te sprzed kilkunastu miesięcy dotknęły wiele gospodarek świata. W dynamice i skali – jak dawno nie było. Z zawirowań na globalnych rynkach paliw i energii przede wszystkim energetyki. Naszej gospodarki, w tym energetyki, nie ominęły.

**N**as, bardziej niż innych, determinują wyzwania ze zdarzeń na wschodzie. Ale także coraz bardziej daje znać o sobie sytuacja wewnątrz kraju. Nie tylko gospodarcza. Dostęp do węgla energetycznego dla wielu drobniejszych i całkiem drobnych odbiorców stał się trudny. Po zerwaniu dostaw z Rosji to ogromne wyzwanie dla wszystkich, dla rządu przede wszystkim. Bo sprawy węgla „stanęły na głowie” nie tylko w skali

wolumenu, ale i całej logistyki dostaw. Do tego dochodzą ceny. Z inflacji „ocierającej” się o prawie 19% w skali rok do roku, ale i „pomrukiwaniem”, że dwadzieścia to nie jest tylko zły sen. Jak to wpływa z prawa rynku, towar z niedostatku jest narażony na skoki cen, bywa poza racjami kosztów jego pozyskania. Tak jest i z węglem. Stąd proponuję tym razem ogląd stanu i wyzwań energetyki nieco inaczej. Z szerszym niż to zwykle czy-

nię opisanem stanu rzeczy dotyczącym właśnie węgla. Bo o nim dużo mówimy i piszemy.

Ze stanu naszego górnictwa, ale przede wszystkim z agresji Rosji w Ukrainie, płynie wiele skomplikowanych wyzwań. Z utrudnionej dostępności i cen trudnych do zniesienia. Dla dużej i małej energetyki. Częstokroć jednak jeszcze bardziej dla odbiorców najdrobniejszych. Do tego w kilku porównywanych wskaźnikach łącznie górnictwa węgla kamiennego i brunatnego. Razem na tle gospodarki. W kilku wybranych porównaniach z przemysłem. A dokładniej z przedsiębiorstwami. Bo przecież łącznie stanowią o dostawach paliwa dla generacji dla najistotniejszej części naszego systemu energetycznego. Po IIIQ bieżącego roku w strukturze produkcja energii elektrycznej 28,72% z węgla brunatnego i 51,27% z węgla kamiennego.

Dla przedsiębiorstw ciągłość dostaw wywołuje spore niepokoje. Poza rosnącą ceną energii dla znaczącej ich części, to ciągłość dostaw jednak najwięcej znaczy. Aby dopełnić te porównania, to także z energetyką szeroko rozumianą. Łącznie od generacji poprzez przesył, aż po dostawy energii elektrycznej, gazu, dostaw pary i ciepłej wody. Żeby ze skali i wagi obydwu sektorów oglądając, gdzie są na tle reszty przedsiębiorstw i osądzić, na ile górnictwo (łącznie) i energetyka (szeroko) są sprawcami kłopotów gospodarki, a na ile są dotknięte skalą wyzwań z zewnątrz branży.

## Zużycie węgla nie maleje

Sygnalizowane przez International Energy Agency dane dotyczące spalania węgla globalnie są jednoznaczne – zużycie węgla w świecie nie maleje. Jeśli w 1973 roku w strukturze bilansu energii miało udział nieco ponad 24,5% to dziś, szczególnie po roku 2021 i agresji rosyjskiej, jest to więcej. Stąd proponuję dalej w artykule więcej przywołań ze stanu naszego górnictwa niż to było.

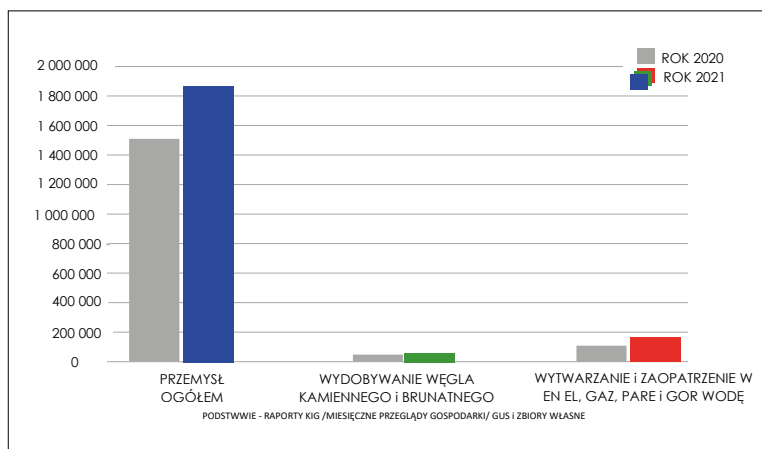
Zauważmy to w wybranych porównaniach z ostatnich pięciu lat. „Przedkowiedowych” i tuż po. Poczynając od 2017 roku. Dla wprowadzenia w szersze opisanie stanu energetyki i górnictwa – kilka przypomnień z wymienionego przedziału czasu. Pamiętając także, co w skutkach na kolejne lata jeszcze będzie trudniejsze, po rosyjskiej agresji w Ukrainie. W wojnie, której brutalność agresora nie maleje, a końca póki co nie widać.

## Trochę przypomnień

Dla nakreślenia tła przytoczę trochę przypomnień. Z czasu „przedkowiedowego” i w pierwszym roku po „otrząsaniu się” gospodarki po nim.

**ROK 2017** – kilka porównań gospodarki w Polsce i szczególnie sektora przemysłu ogółem (łącznie wszystkie branże):

- PKB w ujęciu realnym zwiększył się o 4,6% – w roku 2016 2,9%,
- inflacja za rok 2017 wyniosła 2,1%, za 12 miesięcy 2016 roku 0,8% i za 2015 – 0,5%

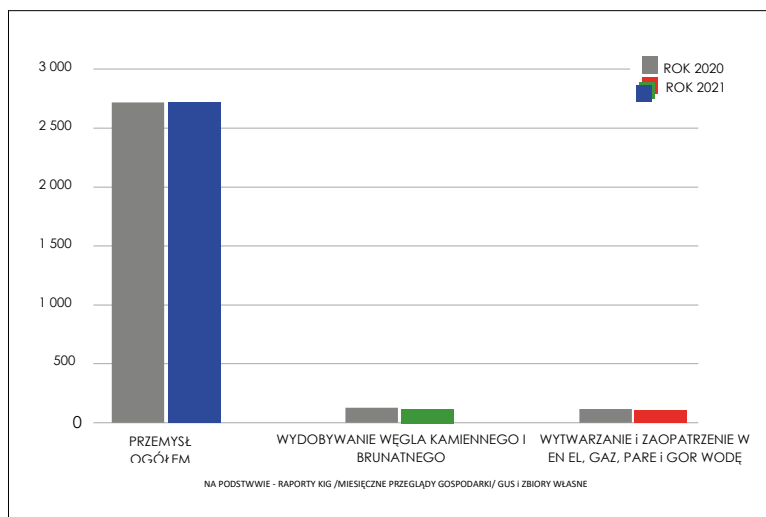


**RYS. 1**  
Produkcja sprzedana w przemyśle ogółem (mld zł) z lat 2017 – 2021

- wartość produkcji sprzedanej przemysłu ogółem za 2017 rok była o 6,6% wyższa niż przed rokiem,
- zatrudnienie w całym sektorze przedsiębiorstw było o 3,2% wyższe niż przed rokiem i wyniosło przeciętnie za rok 2 650 tysięcy osób,
- przeciętna płaca za okres styczeń-grudzień 2017 roku wyniosła 4 569 PLN i była wyższa niż rok wcześniej o 5,6%,
- wartość produkcji sprzedanej w szeroko rozumianej energetyce (wytwarzanie i zaopatrywanie w energię elektryczną, gaz i wodę) wzrosła licząc rok do roku o 5,5%, a w górnictwie (razem) zmniejszyła się o 7,2%,
- sprzedaż na zatrudnionego od stycznia do grudnia 2017 roku w przemyśle ogółem wzrosła o 3,3%, w energetyce o 6,9% (wytwarzanie i zaopatrywanie w energię elektryczną, gaz i wodę), a w górnictwie (razem) zmniejszyła się o 4,5%.

**ROK 2021** – kilka porównań gospodarki w Polsce i szczególnie sektora przemysłu ogółem (łącznie wszystkie branże):

- PKB w ujęciu realnym zwiększył się o 5,7% – w roku 2020 notowano spadek o -2,5%,
- inflacja za rok 2021 to 8,6%, za 12 miesięcy 2020 roku 2,4% i za 2019 odpowiednio 3,4%,
- wartość produkcji sprzedanej przemysłu ogółem za 2021 rok była o 23,7% wyższa niż przed rokiem, w samym grudniu produkcja wzrosła o 16,7% miesiąc do miesiąca,
- zatrudnienie w całym sektorze przedsiębiorstw było o 0,4% wyższe niż przed rokiem i wyniosło przeciętnie za rok 2 730 tysięcy,
- przeciętna płaca za okresie styczeń-grudzień 2021 roku wyniosła 5 918 PLN i była wyższa niż rok wcześniej o 8,5%,
- wartość produkcji sprzedanej za 2021 rok szeroko rozumianej energetyki (wytwarzanie i zaopatrywanie w energię elektryczną, gaz i wodę) zwiększyła się o 29,5%, a w górnictwie (razem) 2,8%,
- sprzedaż na zatrudnionego od stycznia do grudnia 2021 roku w przemyśle ogółem wzrosła przeciętnie o 14,4%, w energetyce (wytwarzanie i zaopatrywa-



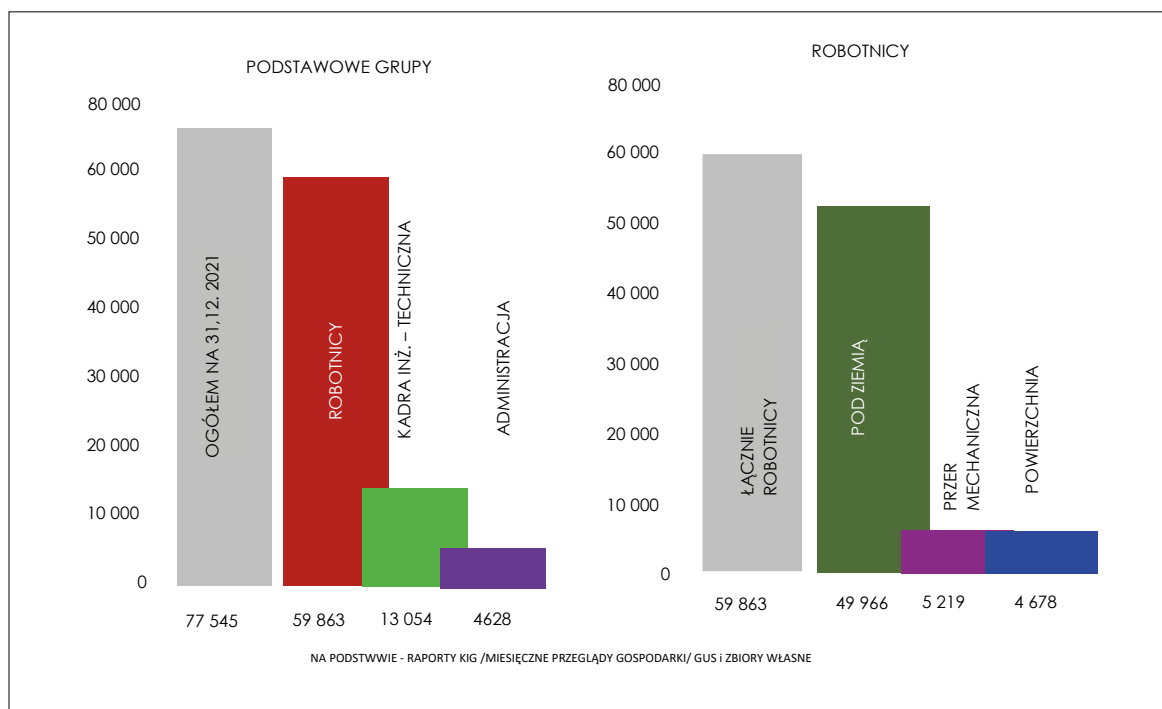
**RYS. 2**  
Zatrudnienie w przemyśle za rok 2020 i 2021 (tys. osób) oraz przedsiębiorstw sektora górniczego i energetyki

nie w energię elektryczną, gaz i wodę) większa o 33,1%, a w górnictwie (razem) o 5,2%.

Zatem z proponowanych porównań – nieco szerzej i inaczej, bo w odniesieniu tylko do roku 2020.

W przemyśle, porównując (wyniki za 2021 rok z wynikami za 2020 – dalej także), produkcja sprzedana zwiększyła się o 23,74%. W górnictwie (łącznie) także większa, bo aż o 21,8%. W energetyce (szeroko) więcej o 37,63%. Podaję w cenach rzeczywistych, gdyż dla tego oglądu zwiększenie cen z przyczyn inflacji dotyczy ich wszystkich. W strukturze produkcji sprzedanej za 2021 rok (przemysł, górnictwo i energetyka) górnictwo stanowiło 1,2%, a energetyka 8,0% (odpowiednio, jak podałem wyżej, górnictwo łącznie, a energetyka szeroko).

**RYS. 3**  
Zatrudnienie ogółem i w grupie robotnicy w górnictwie węgla kamiennego w Polsce na koniec 2021 roku (osoby)



Porównując jak wyżej zatrudnienie, w przemyśle praktyczne pozostało bez zmian (w 2020 roku 2 719 tys. osób i 2 730 tys. osób w 2021). W górnictwie o 2,67% mniej i energetyce podobnie – mniej o 2,57%. W strukturze zatrudnienia za 2021 rok (licząc przemysł, górnictwo i energetykę) górnictwo stanowiło 2,7% (73 tys. osób na koniec roku), a energetyka 4,2% (113 tys. osób).

Zauważmy jeszcze jak wynagrodzenia (średnioroczne) określają grupy przemysłu jak wyżej. W wymiarze miesięcznym, ale i zmianach w stosunku do 2020 roku. Otóż w przemyśle było to 5 918 zł na zatrudnionego i zwiększyło się o 8,53%. W grupie statystycznej „wydobycie węgla kamiennego i brunatnego” – 9 375 zł i zwiększyło się o 3,86%. W energetyce („wytwarzanie i zaopatrzenie w energię elektryczną, gaz, parę i gorącą wodę”) 8 665 zł średnio miesięcznie za rok. Zwiększyło się o 5,34%. Tyle z danych statystycznych uśrednionych za rok. Jeśli jednak przywołać wynagrodzenia za sam grudzień 2021 roku to wyniosły w przemyśle 6 732 zł, w energetyce 9 831 zł, a w górnictwie 16 225 zł. Tam jednak skumulowały się dodatkowe pieniądze ze świadczeń okresowych z końca roku. Stąd prawdziwsze będą dla tych porównań wynagrodzenia z listopada – to 10 437 zł na zatrudnionego.

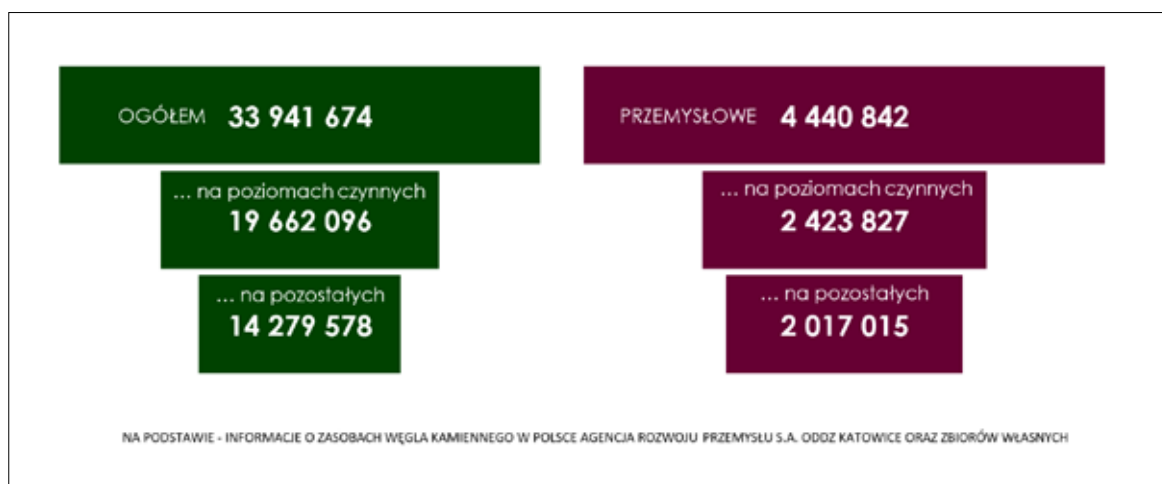
### Wyniki za 6 miesięcy 2022

Dynamikę zmian w wynikach przemysłu z roku 2021 potwierdzają wyniki za sześć miesięcy bieżącego roku. Kilka dopowiedzeń z tego okresu.

Na koniec 2021 roku zatrudnienie w górnictwie węgla kamiennego w Polsce stanowiło (łącznie osiem podmiotów poczynając od PGG S.A. poprzez JSW S.A. aż po spółkę EKO- PLUS) 77 545 osób – to o 2 472 osoby

RYS. 4

Zasoby\* ogółem oraz przemysłowe na okres obowiązywania koncesji (tys. ton), stan na dzień 31.12.2021 roku



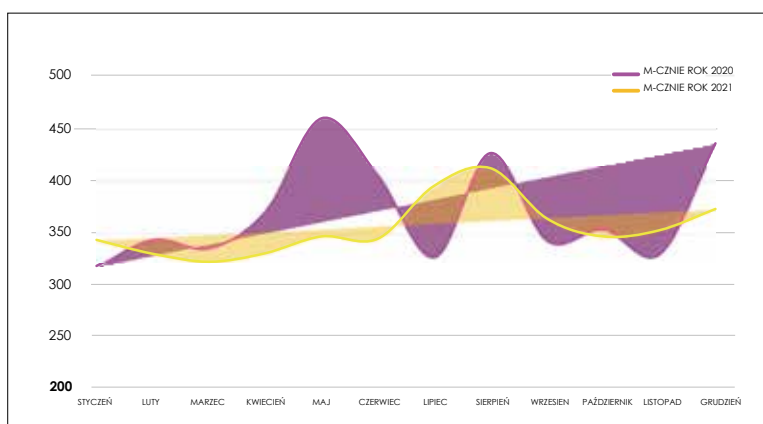
mniej niż na koniec 2020 roku. Uprawnienia emerytalne na koniec 2021 roku posiadały 1 481 osoby. Odeszło łącznie 7 328 pracowników, przyjęto do pracy 4 959 osób. Podaję te dane, aby przypomnieć, że poza innymi obszarami merytorycznymi zatrudnienie w górnictwie węgla kamiennego w Polsce jest jednym z istotnych elementów rządowego programu dla sektora. Formalnie nadal obowiązuje dokument przyjęty przez Radę Ministrów w dniu 23 stycznia 2018 r., uwzględniający korekty przyjęte przez Radę Ministrów w dniach 30 września 2019 r. i 11 stycznia 2022 r. „Program dla sektora górnictwa węgla kamiennego w Polsce”. Formalnie, gdyż życie z dynamiką zmian w ostatnich miesiącach, jakiej nie było, wymusza jego istotną zmianę. Węgiel z własnych zasobów i wydobycia jest dziś niezbędny na miarę istotnej części bezpieczeństwa energetycznego, w stosownej części suwerenności kraju.

W strukturze zatrudnienia górnictwa (łącznie osiem podmiotów) grupa pracowników klasyfikowana jako robotnicy zajmuje 77%. Z tego 83% to zatrudnieni „pod ziemią”. Druga grupa pracowników, tzw. kadra inżynieryjno-techniczna, to 17%. Pozostali to administracja z obsługą.

### Zasoby węgla w Polsce

Kilka słów o zasobach geologicznych węgla kamiennego w Polsce. W ewentualnej korekcie programu wydobycia węgla kamiennego będzie to temat wielokrotnie podnoszony. Z różnych emocji i różnorodności celów wystąpień i debat. Dla przypomnienia, trochę o zasobach z podanych z przywołanego wyżej programu dla górnictwa.

Na koniec 2020 roku (31 grudnia) stan zasobów bilansowych wszystkich krajowych złóż węgla kamiennego określony był wielkością 64,4 mld ton. Z tego 44,1% złóż było zagospodarowanych, co stanowi 28,4 mld ton. Wielkość bilansowych zasobów węgla w złóżach niezagospodarowanych wynosiła 30,6 mld ton. W tym w GZW (Górnośląskie Zagłębie Węglowe) – 20,1 mld ton, a w LZW (Lubelskie Zagłębie



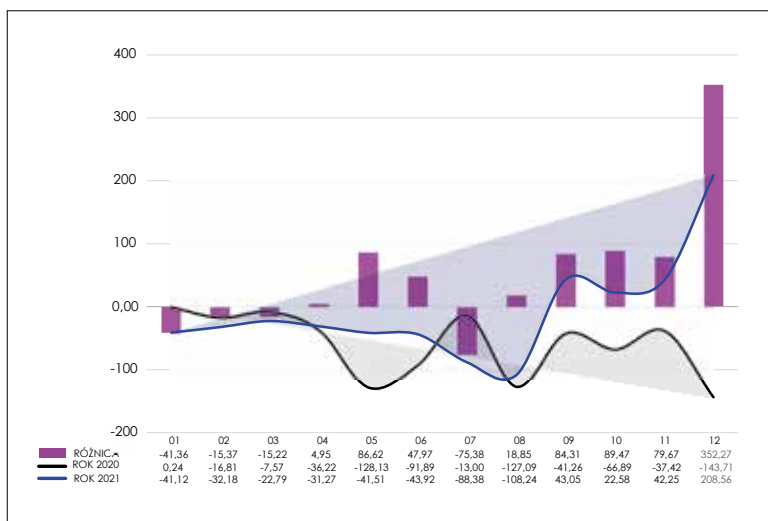
RYS. 5

Średniomiesięczny koszt produkcji jednej tony węgla kamiennego (zł/tonę) w Polsce w poszczególnych miesiącach roku 2021

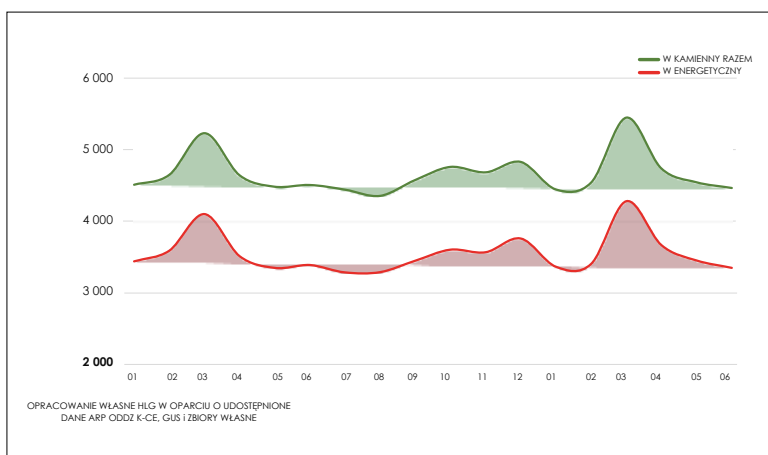
Węglowe) – 10,3 mld ton. W ostatnich kilkunastu latach wielkość złóż zagospodarowanych zwiększyła się znacząco. Z zasobów bilansowych (wszystkie krajowe złoża rozpoznane – HLG) na podstawie kryteriów ekonomicznych, obecnych możliwości technologicznej eksploatacji oraz innych wskaźników modyfikujących, wydziela się zasoby przemysłowe (przeznaczone do wydobycia – HLG) i nieprzemysłowe.

W strukturze zasobów węgla kamiennego w Polsce na czas posiadanych koncesji zasoby bilansowe stanowią 47%, pozabilansowe 6%, przemysłowe 8%, a nieprzemysłowe 39%. W krajowym bilansie kopalni na koniec 2020 roku okazano (w programie jak wyżej) 3 599 mln ton zasobów operatywnych (oszacowana ilość węgla możliwa do wydobycia ze ścian). Po okresie pomniejszania w latach 2011 do 2019, w 2020 roku zwiększyły się w relacji do wielkości sprzed dwunastu lat o 25,36%.

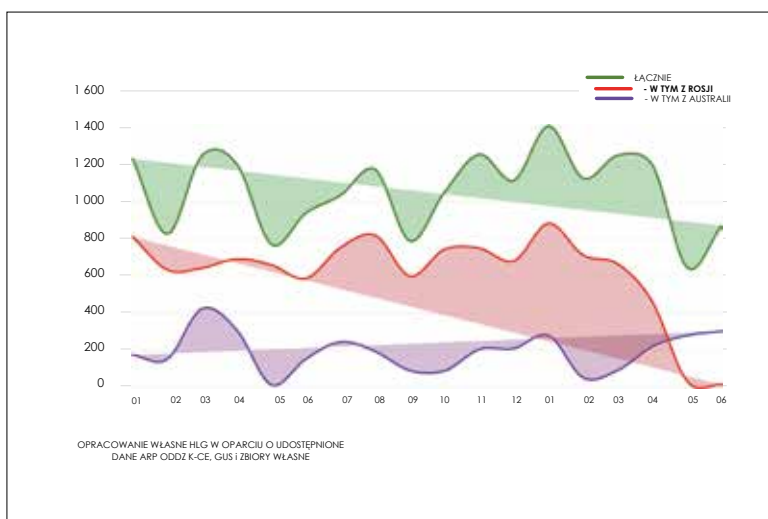
Warto zwrócić uwagę na koszty i wyniki sprzedaży węgla kamiennego w 2021 roku. Otóż średniomiesięczny koszt produkcji jednej tony za styczeń wynosił 320,23 zł/tonę, gdy za grudzień w sposób trudny do jednoznacznego zinterpretowania (ze względu na skalę zmiany) wskazano 439,86 zł/tonę. Stąd podam za listopad 332,87 zł/tonę, bowiem dla tych porównań jest przydatniejszy.



**RYS. 6**  
Średniomiesięczny wynik na produkcji tony węgla kamiennego w Polsce (zł/tonę) oraz różnica z lat 2020 i 2021



**RYS. 7**  
Miesięczne wydobywanie węgla [tys. ton] kamiennego /koksowy i energetyczny w sumie/i sam energetyczny w Polsce od stycznia 2021 roku do czerwca 2022 roku



**RYS. 8**  
Import węgla kamiennego do Polski łącznie/energetyczny i koksowy/ (tys. ton) w poszczególnych miesiącach roku 2021 i IIQ 2022

Średnioroczny wynik na produkcji jednej tony węgla kamiennego za 2020 rok był ujemny – 59,15 zł/tonę. Za 2021 rok także ujemny, choć dużo lepiej, gdyż -7,75 zł/tonę. Jak to brzmi? Lepiej, choć także strata! Przy znaczącym zwiększeniu cen. Uśredniona cena zbytu za styczeń 2021 roku wynosiła 275,38 zł/tonę, a za grudzień 297,88 zł/tonę.

Wyzwania z przyczyn niedostatku i wysokich cen węgla, w szczególności energetycznego, po zerwaniu importu z Rosji przysporzyły bodaj najwięcej kłopotów. Przede wszystkim dla odbiorców drobniejszych. Choć w skutkach dla wszystkich. Aby je ostrzej zobaczyć, przytoczę kilka informacji dotyczących „węgla” z osiemnastu miesięcy.

### Od stycznia 2021 do końca czerwca 2022

Poza dwoma miesiącami (marzec 2021 i marzec 2022) wydobywanie węgla kamiennego (łącznie) w Polsce nie odbiegało znacząco od utrwalonych tendencji w dłuższym czasie (za styczeń 2021 łącznie 4 441 tys. ton, za czerwiec 2022 – 4 392 tys. ton). Węgiel energetyczny – odpowiednio jak wyżej: 3 451 tys. ton i 3 336 tys. ton.

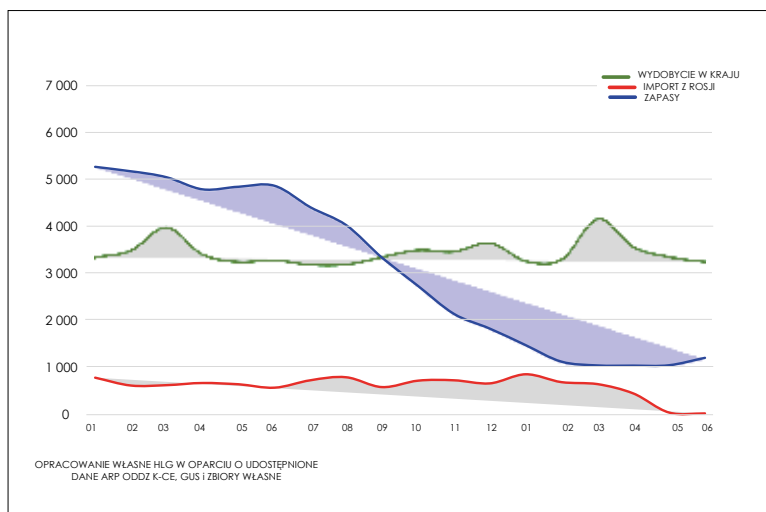
Import węgla z Rosji (energetyczny) z 875 tys. ton w styczniu 2022 roku zmniejszył się do 19 tys. ton w maju, aby w czerwcu zniknąć zupełnie. W tym czasie ani nasze górnictwo, ani import z Australii nie były w stanie skompensować tego ubytku.

Przerwanie importu węgla (energetycznego) z Rosji ze skutkiem natychmiastowym było w sytuacji, gdy zapasy węgla w kraju zdecydowanie zmniejszyły się i to już od marca 2021 roku. W styczniu 2021 mieliśmy zapasów 5 835 tys. ton, w grudniu już tylko 1 915 tys. ton, a w czerwcu 2022 roku rekordowo mało, bo tylko 1 292 tys. ton. Za 2021 rok sprowadziliśmy łącznie 9 739 056 ton węgla (wg G-09.4 koksowy i energetyczny). Z tego energetycznego 6 816 784 ton. Z samej Rosji 5 975 595 ton węgla energetycznego – to 87,66% całego importu węgla energetycznego.

W przywołaniach wyników za ostatnie półtora roku, licząc do czerwca 2022, przypomnę jeszcze dwa. Otóż w tym okresie miesięczna wartość na sprzedaży węgla, tym razem energetycznego z krajowego wydobycia, zwiększyła się o 41,83%, a cena zbytu wzrosła o 44,67%. W wymiarze finansowym to odpowiednio wartość sprzedaży za czerwiec, która wyniosła 1 268 mln zł (za styczeń 2021 894 mln zł), przy cenie zbytu 398,37 zł/tonę. Ta ostatnia w styczniu 2021 była równa 275,38 zł/tonę.

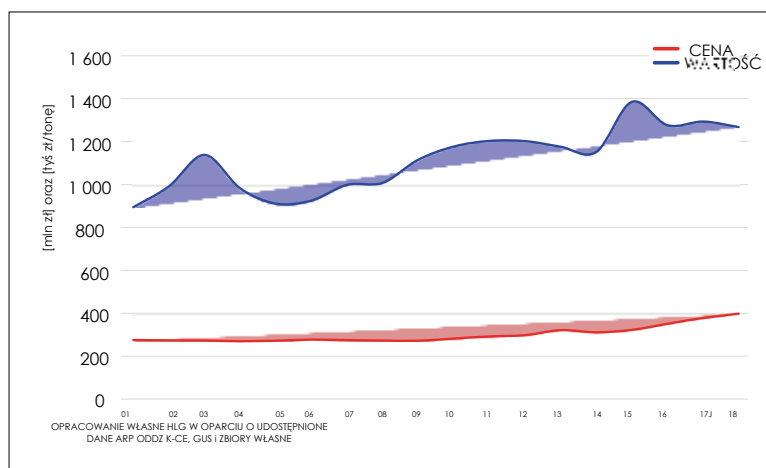
Dynamika zmian praktycznie we wszystkich obszarach dotyczących węgla powoduje, że osąd skutków i wielkości zmian dadzą pełny obraz po analizie wyników całego roku. Pewnym jest jednak, że dotyczyć będą nie tylko spraw z „połatania” doraźnych problemów, ale i korekty strategii na długo. Zarówno górnictwa jednego i drugiego, ale i energetyki! Stąd roztrząsanie wyników i wskaźników działalności gospodarczej górnictwa teraz nie jest najszcześniejsze.





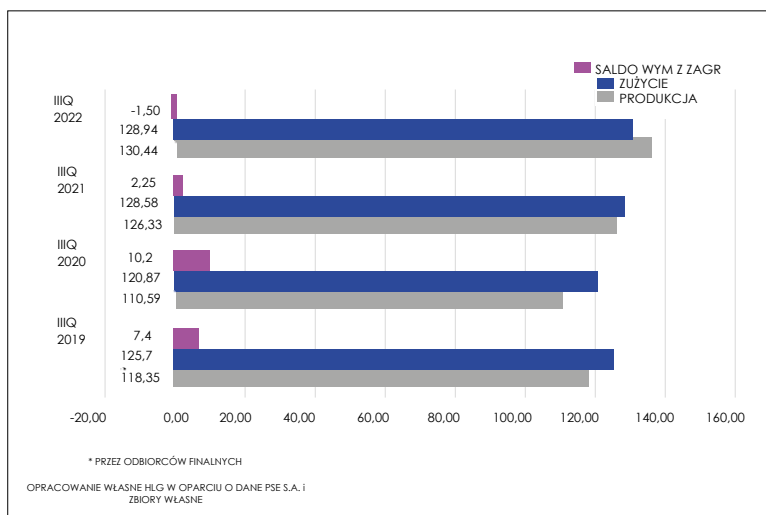
RYS. 9

Import węgla kamiennego do Polski łącznie/energetyczny i koksowy/ (tys. ton) w poszczególnych miesiącach roku 2021 i IIQ 2022



RYS. 10

Wartość sprzedaży węgla energetycznego [mln zł] oraz cena zbytu [zł/tonę] w poszczególnych miesiącach roku 2021 i IIQ 2022



RYS. 11

Produkcja energii elektrycznej, zużycie i saldo wymiany energii elektrycznej z zagranicą w Polsce za IIIQ 2022 [TWh] w porównaniach z IIIQ z lat 2019, 2020 i 2021

Te za rok, po udostępnieniu danych za 12 miesięcy 2022, będą prawdziwiej oddawały stan rzeczy. Na teraz i na trochę dalej.

### Jak jest dziś?

Jak jest dziś w elektroenergetyce w Polsce – uważamy po wynikach za IIIQ bieżącego roku. W wybranych porównaniach z fragmentów bilansu energii i nie tylko.

Zużycie energii elektrycznej w kraju przez odbiorców finalnych zwiększyło się symbolicznie. Licząc jak wyżej z IIIQ 2022/IIIQ 2021 wzrosło zaledwie o 0,28%. Z tendencją spadkową z kwartału na kwartał. Prognozując za cały rok, zużycie energii przez odbiorców finalnych nie będzie praktycznie większe niż w roku ubiegłym. Taki to jest stan naszej gospodarki. „Cienko”, choć w mediach tego nie widać. Co rusz gdzieś tam jeszcze grzmiały fanfary chwały. Ale i my, odbiorcy domowi, po „nowych” cenach energii i skali inflacji nie będziemy skłonni szastać groszem. W naszych portfelach, jak mówią wróżki, też będzie „niewesoło”.

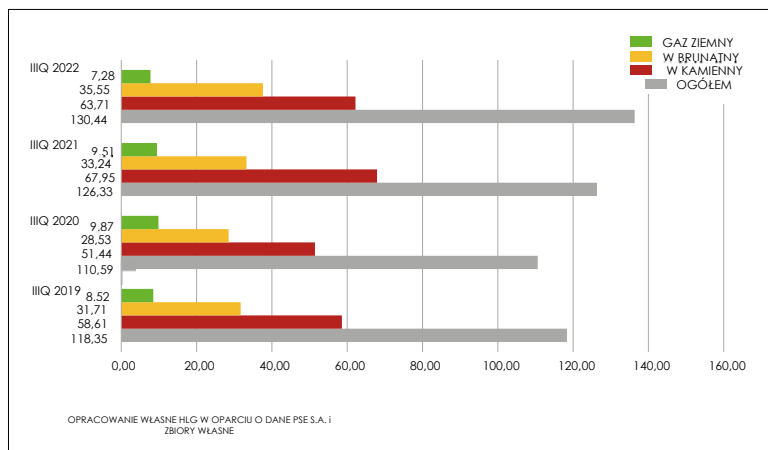
Produkcja energii elektrycznej za 2022 rok jest znacznie większa, ale nie wpływa z większej jej konsumpcji w kraju. W 2022 roku istotnie zmieniło się saldo wymiany energii elektrycznej z zagranicą. Z dodatniego, jak przez wiele lat było (przewaga importu) na ujemne (przewaga eksportu). I trwa, sądzę, na dłużej. Import na kierunku zachodnim przede wszystkim z niedostatków generacji na gazie w Niemczech, stał się znacząco mniejszy. Eksportujemy za to więcej. Przede wszystkim z generacji energii elektrycznej z węgla. Kamiennego i brunatnego.

W strukturze produkcji energii elektrycznej po IIIQ 2022 trochę zmian. Generacji na węglu kamiennym mniej niż po IIIQ 2021 o 6,15%. Na gazie także mniej i to o prawie jedną czwartą. Węgiel brunatny „sypie” dla generacji rekordowo dużo. W relacji do IIIQ roku ubiegłego to więcej o siedem procent. A pamiętajmy, że po IIIQ 2021 także było dużo więcej, bo o 16,5%. Z generacji wiatrowej, co warto podkreślić, prawie o połowę więcej. To już 13,57 TWh wobec cienkich wyników roku za IIIQ 2021, gdzie było nieco ponad dziewięć terawatogodzin.

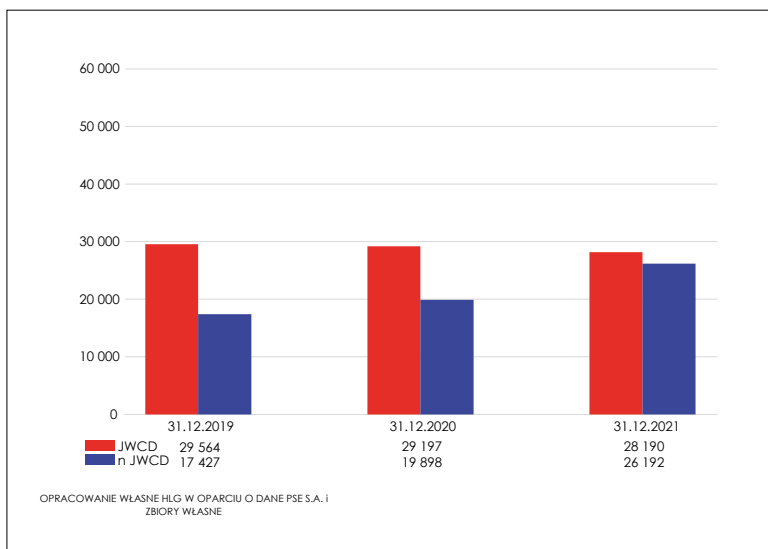
W strukturze produkcji energii elektrycznej po IIIQ 2022 udział węgla kamiennego zajmuje dominującą pozycję z wielkością 51,27%. Przypomnę, po IIIQ 2021 było to jeszcze więcej, bo aż 55,88%. Węgiel brunatny to niezmiennie drugie paliwo w generacji energii elektrycznej. W porównaniach jak wyżej za IIIQ 2022 to 28,72%, a rok wcześniej 26,09%. Dodajmy jeszcze, że na gazie odpowiednio 3,68% i rok wcześniej prawie raz tyle. Z wiatru i pozostałych źródeł OZO-wych łącznie 14,86%, a w roku ubiegłym po trzech kwartałach udział o połowę mniejszy, tylko 7,70%.

### Co nieco z bilansu mocy w KSE

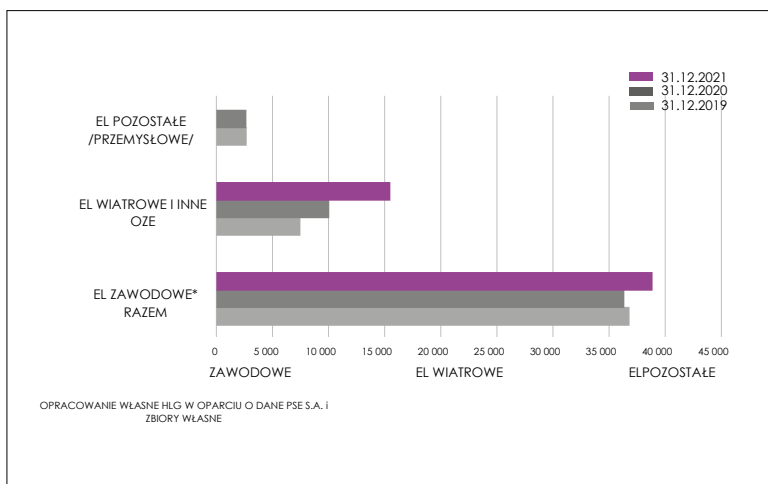
Dla wyostrenia obrazu zmian za lata 2019 do 2022. W horyzoncie trzech ostatnich pełnych lat



**RYS. 12**  
Produkcja energii elektrycznej według paliw w Polsce za IIIQ 2022 [TWh] w porównaniach z IIIQ z lat 2019, 2020, 2021 i 2022



**RYS. 13**  
Moc osiągalna w KSE\* z lat 2019 2020 i 2021 [MW] według systemu dysponowania



**RYS. 14**  
Moc osiągalna w KSE według paliw i rodzajów wytwarzania [MW] z lat 2019 2020 i 2021

mocy osiągalnej przybyło 16,69%. Mocy centralnie dysponowanej (JWCD) ubyło o 6,35%. W uproszczeniu operator ma mniej mocy gwarantowanej. Zwiększyła się moc osiągalna. W porównaniu z lat 2021 do 2019 – o 15,73%. To z przyrostu mocy OZE. Z natury w ograniczonej dyspozycyjności z warunków zewnętrznych. Mocy gwarantowanej ubyło o 4,65%.

Zauważyć warto, że w porównywanym okresie moc na węglu brunatnym – prawie bez zmian. Na gazie większa o 17,8%, a na węglu kamiennym, choć niewiele, ale też większa, o 6,7%.

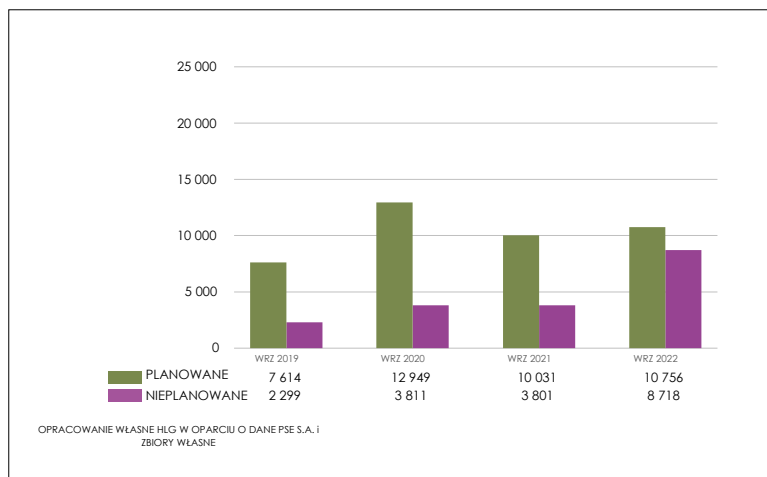
Na rysunku 14 przedstawiono jeszcze moce osiągalne według rodzajów wytwarzania oraz paliw i ich strukturę. Stan na koniec 2021 roku i wcześniejsze tło.

Z analizy stanu mocy w KSE jawi się sygnał o możliwych kłopotach ubezpieczenia ciągłości dostaw energii elektrycznej – gdy porównamy czasy przestojów bloków energetycznych jednostek centralnie dysponowanych (JWCD). Przywołam dla przykładu dane dopiero udostępnione, za wrzesień 2022, w porównaniu z danymi jak wyżej za ten sam miesiąc z lat 2019, 2020 i 2021. Suma przestojów liczonych łącznie w godzinach (planowane i nieplanowane) w porównywanym okresie zwiększyła się o 96,45%. To sporo! Sęk w tym, że przestoje planowane (w porównaniach jak poprzednio) zwiększyły się o 41,47%, zaś nieplanowane (z natury zgłoszeń o charakterze awaryjnym) wzrosły prawie czterokrotnie (relacja 2022/2019 to 379,21%).

Sumując odstawienia za cały rok znamienym jest, że za 2015 odstawień planowanych było 119 059 godzin, a nieplanowanych 38 898. To relacja prawie jak trzy do jednego. Za cały 2021 rok planowanych odnotowano 112 249 i nieplanowanych 42 998 godzin. W planowanych to więcej o 5,74%. Nieplanowanych więcej o 10,54%.

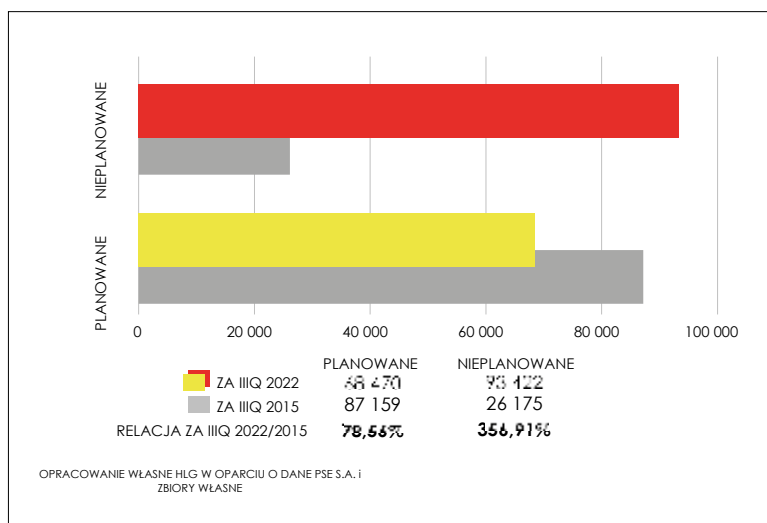
Znaczną dynamikę niekorzystnych zmian obrazuje porównanie tych samych wartości za IIIQ 2022 i IIIQ 2015 roku. Tu skala zmian jest niepokojąco większa i to na niekorzyść odstawień nieplanowanych JWCD. I to zarówno co do wolumenu godzin przestojowych, jak i ilości zdarzeń. Odstawień nieplanowanych łącznie za IIIQ 2022 było grubo ponad trzykrotnie więcej!

Gdy policzyć liczbę zdarzeń powodujących odstawienia: za wrzesień 2019 było ich łącznie (planowane i nieplanowane) 73 przypadki, zaś za wrzesień 2022 to aż 198! Przy czym tak znaczące zwiększenie jest przede wszystkim ze zdarzeń nieplanowanych. Odpowiednio za wrzesień 2019 to 38 odstawień, a za wrzesień 2022 – 8 718. Zatrważające, jak bardzo bloki w sumie jeszcze o ogromnym potencjale generacyjnym są degradowane w pracy regulacyjnej, do której przecież nie były projektowane. To ostatnia chwila dla podjęcia działań na rzecz dostosowania części bloków, umownie „dwusetek”, do potrzeb czasu. Na co najmniej kilka – kilkanaście lat. Bo jeszcze trochę, a ubędzie z awaryjnych odstawień dalsza część mocy gwarantowanej. Mocy niezbędnej nie tylko dla bilansowania potrzeb KSE, ale i dla ubezpieczenia rozwoju OZE. Odrębnym „na już” jest pytanie, co



RYS. 15

Przestoje bloków energetycznych JWCD\* w KSE za wrzesień 2022 [h] w porównaniach z przestojami za wrzesień z lat 2019, 2020 i 2021



RYS. 16

Porównanie odstawień bloków JWCD w sumie za IIIQ 2015 i 2021 [h]

nimi (blokami z grupy umownie „dwusetek”) będzie po roku 2025, gdy skończą się dopłaty z rynku mocy i będą odstawiane z niedostosowania do rygorów obciążeń klimatycznych.

Gdyby przyjąć że zdarzeń ostatnich kilkadziesiąt miesięcy wielkość zużycia energii elektrycznej do 2040 roku, to na tym tle łatwo wyliczyć, jaka może być luka w generacji pomiędzy 2025 i 2037 rokiem. Tak na okrągło może sięgać 160 kilku TWh. Groźna luka, bo na cud pomnożenia mocy gwarantowanej nie ma co liczyć. A póki co niewiele decyzji w tej materii!

\*\*\*

W sytuacji wydłużenia pracy bloków jak wyżej pozostaje problem zabezpieczenia dostaw węgla z dodatkowego wydobycia. Czy wobec ogromu problemów z ubezpieczeniem dostaw węgla energetycznego, po ubytkach importu z Rosji, nie wpłynie to na zapewnienie tego paliwa dla energetyki zawodowej nie tylko dziś, ale i na trochę później też? Chodzi o zwiększenie dostaw pomiędzy 2026 rokiem i 2037 w ilości nieco ponad 63 mln ton. A to w sumie skala dzisiejszego rocznego wydobycia.

Póki co starajmy się przeżyć najbliższe miesiące w spokoju. Z „prądem"! Oczywiście z dostaw KSE, bo na większy import nie ma co liczyć. Sąsiedzi też „cienko przędą”. Pozostajmy z nadzieją, że z sygnalizowanych już od dawna potrzeb dotyczących naszego bezpieczeństwa energetycznego podejmiemy realne działania. Z nich przybędzie optymizmu. I stanie się to, co konieczne! A w tym oczekiwaniu niech nie brakuje ciepła. W naszych wzajemnych relacjach i tego ciepła, które wymaga węgla. Wierzmy, że tak będzie!

Materiał został przygotowany do 29 października 2022.

Reklama

**Kierunek Energetyka**

**POLUB NASZ PROFIL**

facebook

facebook

facebook

# BEZPIECZEŃSTWO ENERGETYCZNE A BALTIC PIPE

## Wojciech Wrochna

Partner, Szef Praktyki Energetyka, Surowce Naturalne i Przemysł Chemiczny

## Jacek Kozikowski

Radca prawny, Partner, Szef Praktyki Infrastruktura

27 września 2022 r. nastąpiło oficjalnie uruchomienie Baltic Pipe. W jaki sposób ta inwestycja wpłynie na bezpieczeństwo energetyczne Polski?

**B**altic Pipe to gazociąg tworzący nowy korytarz dostaw gazu na rynek europejski. Łączy on systemy gazowe Norwegii, Danii oraz Polski, a sama trasa podmorska gazociągu ma długość ok. 275 kilometrów.

Projekt jest owocem ścisłej współpracy GAZ-SYSTEM (polskiego operatora systemu przesyłowego gazu) oraz Energinet (duńskiego operatora systemu przesyłowego gazu i energii). Przedsięwzięcie to składa się z pięciu elementów:

1. budowy gazociągu na dnie Morza Północnego, łączącego norweski system gazowy na Morzu Północnym z duńskim systemem gazowym na lądzie,
2. rozbudowy duńskiego systemu przesyłowego,
3. budowy tłoczni gazu w Danii (Zealand), zapewniającej dwukierunkowy przesył gazu,
4. budowy gazociągu na dnie Morza Bałtyckiego,

który będzie łączył duński system przesyłowy z polskim, a przy tym

5. rozbudowy polskiego systemu przesyłowego<sup>1</sup>.

Gazociąg Baltic Pipe bez wątpienia stanowi jedną z największych inwestycji infrastrukturalnych w historii Polski, która zapewni bezpośredni dostęp do złóż gazu zlokalizowanych na Szelfie Norweskim. Jej realizacja wymagała zaangażowania znaczących nakładów finansowych oraz zasobów ludzkich, w tym związanych ze świadczeniem kompleksowego doradztwa prawnego.

### Prawna strona realizacji projektu

Jednym z doradców w ramach projektu Baltic Pipe była kancelaria Kochański & Partners, która

reprezentowała spółkę GAZ-SYSTEM podczas procesu przygotowania i realizacji tej inwestycji. Kancelaria uczestniczyła w negocjacjach dotyczących umowy ramowej dla całego projektu inwestycyjnego i wspierała go wiedzą w zakresie przygotowania umowy na realizację inwestycji, w tym założeń do umowy o sprężanie gazu, a także w zakresie rozwiązywania złożonych kwestii w obszarze prawa międzynarodowego czy europejskiego. W ramach zleconych prac przygotowała m.in. analizę prawną dotyczącą najlepszych międzynarodowych standardów odnośnie krzyżowania infrastruktury podmorskiej.

GAZ-SYSTEM miał objąć rolę operatora nie tylko na terenie kraju, ale również na obszarze Szwedzkiej Wyłącznej Strefy Ekonomicznej oraz na terytorium Danii. Dodatkowo część inwestycji na terenie Królestwa Danii została sfinansowana ze środków GAZ-SYSTEM, pochodzących z przychodów z taryfy przesyłowej.

To innowacyjne rozwiązanie było możliwe dzięki wdrożeniu tzw. procedury transgranicznej alokacji kosztów (ang. Cross-Border Cost Allocation), która została przeprowadzona w porozumieniu polskiego Urzędu Regulacji Energetyki z jej duńskim odpowiednikiem Energitilsynet. Kancelaria Kocharński & Partners koordynowała prace duńskiej kancelarii, która wspierała GAZ-SYSTEM w kontaktach z tamtejszym operatorem.

Baltic Pipe to wieloaspektowy, międzynarodowy projekt, cechujący się wysokim stopniem skomplikowania. Prócz doradców prawnych z Polski zaangażowanych było w niego wielu prawników między innymi duńskich czy szwedzkich. Implementacja zamierzenia inwestycyjnego wiązała się z szeregiem wyzwań, m.in. koniecznością przeanalizowania złożonych zagadnień środowiskowych, planistycznych oraz regulacji sektorowych.

Jednym z kluczowych elementów było wypracowanie odpowiedniego modelu realizacji inwestycji. Należy mieć też na uwadze, że okoliczności wymagały szczególnego oglądu sytuacji i poszukiwania nowych rozwiązań – dno Morza Bałtyckiego to obszar trudny dla budowy tego typu obiektów podwodnych. Zalegają tam liczne wraki oraz pozostałości broni chemicznej. Nie można również zapominać o już istniejącej infrastrukturze. Wszystkie powyższe okoliczności należało wziąć pod uwagę w ramach doradztwa prawnego, chcąc zarekomendować rozwiązania optymalne i niwelujące liczne ryzyka.

### Nowe perspektywy dla bezpieczeństwa energetycznego

Zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii stanowi istotny element nie tylko polskiej, ale i unijnej polityki w zakresie energetyki. Polska jest państwem silnie uzależnionym od zewnętrznych dostaw gazu. Dotychczas podstawowym źródłem pokrywania krajowego zapotrzebowania w tym zakresie były dostawy



### BEZPIECZEŃSTWO DOSTAW ENERGII

Zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii stanowi istotny element nie tylko polskiej, ale i unijnej polityki w zakresie energetyki

z Rosji. Od lat proceduje się jednak kolejne inwestycje mające na celu dywersyfikację źródeł zaopatrzenia naszego kraju w „błękitne paliwo”, czego przejawem jest chociażby wybudowanie terminala skroplonego gazu ziemnego (LNG) w Świnoujściu, gazowe połączenie międzysystemowe Polska-Litwa (GIPL) czy właśnie realizacja projektu Baltic Pipe. Tego typu inicjatywy pozwalają skutecznie walczyć z uzależnieniem polskiego rynku od dostaw gazu z jednego kierunku. Jak pokazuje najnowsza sytuacja geopolityczna, ten kierunek działania okazał się być krytyczny dla rodzimego bezpieczeństwa energetycznego w dzisiejszych czasach, zwłaszcza w związku z tegorocznym wstrzymaniem dostaw gazociągiem jamalskim.

Zapewnienie bezpieczeństwa dostaw gazu było kluczowym aspektem przy realizacji Baltic Pipe. W związku z tym szczególny nacisk stawiano m.in. na terminowość realizacji inwestycji. Dzięki sprawnej implementacji projektu, pierwsze dostawy gazu zaplanowano już kilka dni po otwarciu, tj. począwszy od 1 października 2022 r. Nowy gazociąg daje nadzieję na istotne zmniejszenie zakłóceń na rynku gazu w Europie.

Warto w tym miejscu wskazać, że Baltic Pipe został uznany przez Komisję Europejską za „Projekt o znaczeniu wspólnotowym” (PCI). Status ten jest przyznawany projektom infrastrukturalnym, które umacniają europejski rynek energetyczny i realizują cele polityki energetycznej UE. Gazociąg wpłynie przy tym na dalszy rozwój rynku gazu i jego konkurencyjność.

Udana implementacja projektu Baltic Pipe daje nadzieję na skuteczny rozwój kolejnych wielkoskalowych projektów energetycznych w Polsce. Wśród najistotniejszych z nich należy wymienić chociażby budowę elektrowni jądrowej czy rozwój morskich farm wiatrowych wzdłuż polskiego wybrzeża.

### Przypis

<sup>1</sup> O projekcie Baltic Pipe, GAZ-SYSTEM, <https://www.baltic-pipe.eu/pl/o-baltic-pipe/> [dostęp: 24.10.2022].

# ROK 2022 W ENERGETYCE I NIE TYLKO

Fot. 123rf

Fot. 123rf

**Oprac. Maciej Szramek**

redaktor czasopisma „Energetyka Ciepła i Zawodowa”  
i portalu [kierunekenergetyka.pl](http://kierunekenergetyka.pl)

24 lutego 2022 świat się zmienił. Trwające od dziesięcioleci napięte status quo w Europie zostało prawdopodobnie nieodwracalnie przerwane. Racjonalizacja funkcjonowania Rosji na arenie międzynarodowej przez kraje Europy Zachodniej przestała mieć rację bytu i układ sił geopolitycznych zmienił się na dobre. Jak sprawy mają się w energetyce i przemyśle? Jak sektor zareagował na kryzys? O opinię poprosiliśmy przedstawicieli branży.

\*materiały zostały skompletowane do 8 listopada 2022 roku.

# CO DALEJ Z CIEPŁOWNICTWEM?



Fot. ITC

## Wojciech Bujalski

Instytut Techniki Ciepłej, Politechnika Warszawska

Próba podsumowania mijającego roku jest jeszcze trudniejsza niż ubiegłego. Na początku 2022 było duże oczekiwanie stabilizacji i spokoju po okresie pandemii i zerwanych łańcuchów dostaw. Niestety, 24 lutego oczekiwania te zostały zniszczone. W efekcie mamy kolejny rok niepokoju na rynkach.

**C**eny surowców energetycznych osiągnęły pułapy nie do wyobrażenia jeszcze kilka miesięcy wcześniej. Tak dynamiczne zmiany cen, to problem szczególnie w obszarach regulowanych. Niestety, dzisiaj najważniejszym wyzwaniem nie są nawet tak ekstremalnie wysokie ceny energii, co sama dostępność paliw. Słysząc liczne wątpliwości, czy w przypadku ostrej zimy dostawy węgla będą wystarczające. Mniejszy niepokój jest w sprawie dostępności gazu.

### Trudności dobrze znane w branży energetycznej

Każdy obserwuje je ze swojej perspektywy. Będąc osobą niezwiązaną bezpośrednio z procesem z procesem dystrybucji i wytwarzania, być może wielu problemów nie dostrzegam, ale równocześnie – z dystansu – widzę lepiej trendy i problemy, jakie mogą spotkać branżę w przyszłości.

Uczestnicząc w wielu konferencjach dotyczących ciepłownictwa, w których głównym tematem rozmów były problemy najbliższych dni, obserwowałem pojawiające się pytania, co zrobić, aby uniknąć problemów w przyszłości. W rozmowach tych widać dwa wyraźne nurty. Jeden mówi, że ze względu na trudną sytuację konieczne jest wycofanie się z wielu zmian.

Drugi, że niezbędne jest dokonanie zmian przełomowych, gdyż tylko takie pomogą wyjść z kryzysu obronną ręką. Osoby mówiące o konieczności zatrzymania modernizacji, a nawet o kroku wstecz, argumentują to niełatwą sytuacją rynkową i potencjalnymi trudnościami ze sfinansowaniem inwestycji. Do tego nie jest znane otoczenie społeczno-gospodarcze, w jakim przyjdzie funkcjonować w przyszłości. Druga część przedstawicieli branży mówi, że sytuacja jest tak trudna, że nie stać nas na półśrodki i aby wyjść z impasu musimy przejść zmianę rewolucyjną.

### Konieczność zielonej transformacji

Przychyłam się do poglądów mówiących, że niezbędne jest wykonanie kroku w kierunku zielonej transformacji. Brak takich działań spowoduje, że ciągle będziemy jako kraj zależni energetycznie od dostawców paliw z zagranicy. To będzie wiązało się z istotnym ryzykiem na rynku paliw, którego koszty mogą być olbrzymie, co pokazały ostatnie wydarzenia na rynku. Brak modernizacji ciepłownictwa jest „braniem wakacji kredytowych” i odsuwaniem problemu w przyszłość. W związku z tym powtarzam stanowczo, że powinniśmy iść w kierunku szukania



możliwości wykonania transformacji w kierunku energetyki odnawialnej.

Jeżeli wiadomo już, że trzeba modernizować ciepłownictwo, to w kolejnym etapie pojawia się pytanie, w jakim stopniu dokonać tej transformacji, jakie technologie rozwijać i jakie modele ekonomiczne przyjąć. Technologią, która zanotowała największy wzrost zainteresowania w ciągu minionego roku są na pewno pompy ciepła dużej mocy. Z rozmów z dostawcami tej technologii wynika, że pojawiają się tu liczne zapytania, niestety ciągle mało z nich się materializuje. Skąd takie zainteresowanie tą technologią? Uważam, że jednym z głównych motorów jest możliwość „wyzbycia” się problemu dostawy paliw i ryzyka z tym związanego. Czy jest to technologia dobra? Właściwy kierunek? Wraca przy tej okazji dyskusja, czy systemy ciepłownicze mają sens, jeżeli mają być zasilane pompami ciepła. Uważam, że tak. Pompy ciepła powinny być istotnym elementem systemu energetycznego kraju. Staną się one niezbędnym elementem regulacji systemu elektroenergetycznego w przypadku, gdy będą współpracowały z systemem ciepłowniczym dającym możliwości akumulacji. W takich systemach pojawi się możliwość „zdejmo- wania” nadwyżek energii elektrycznej z systemu elektroenergetycznego i akumulowania energii w postaci ciepła. Do tego niezbędne są inne elementy, w tym także technologie kogeneracyjne, mogące wytwarzać energię elektryczną. Niezbędna jest dyskusja nad tym, ile energetycznie z poszczególnych typów źródeł powinno być dostarczane do sytemu, a ile mocy (możliwości wytwarzania i odbierania z sytemu) winno być zainstalowane w systemie.

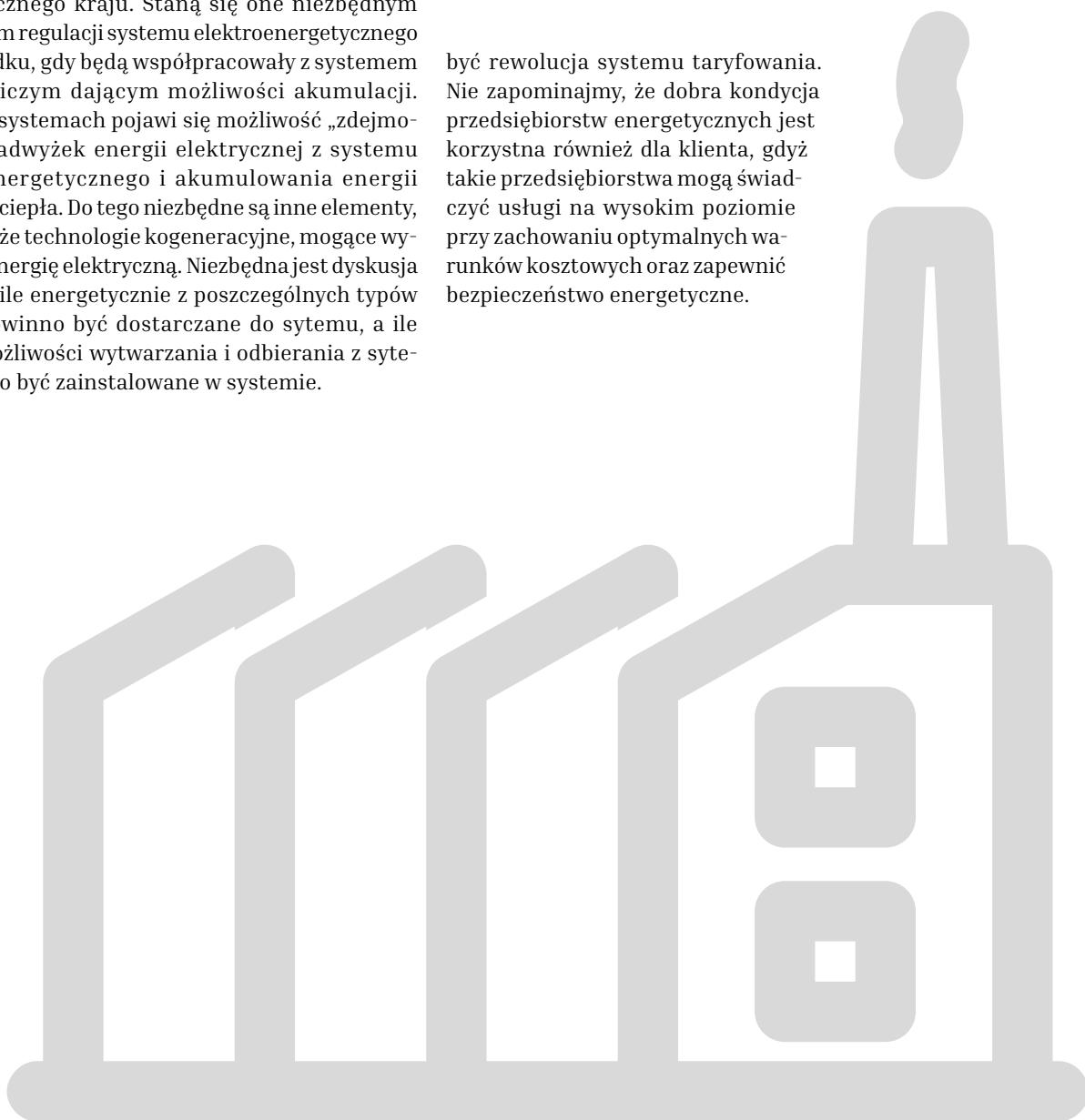
\*\*\*

Uważam, że przyszły rok musi być poświęcony temu, jak zbudować system formalnoprawny oraz mechanizmy wsparcia, aby wszystko mogło funkcjonować z korzyścią dla klienta i przedsiębiorstw. Wydaje się, że jednym z takich tematów powinna

”

**Uważam, że przyszły rok musi być poświęcony temu, jak zbudować system formalnoprawny oraz mechanizmy wsparcia, aby wszystko mogło funkcjonować z korzyścią dla klienta i przedsiębiorstw**

być rewolucja systemu taryfowania. Nie zapominajmy, że dobra kondycja przedsiębiorstw energetycznych jest korzystna również dla klienta, gdyż takie przedsiębiorstwa mogą świadczyć usługi na wysokim poziomie przy zachowaniu optymalnych warunków kosztowych oraz zapewnić bezpieczeństwo energetyczne.



# DEKARBONIZACJA PRZEMYSŁU PRZYSPIESZA

w oparciu o inwestycje w efektywność energetyczną i odnawialną energetykę rozproszoną

Fot. Dalkia Polska



**Jacek Chodkowski**

dyrektor generalny Grupy Dalkia Polska

Wydarzenia geopolityczne i rynkowe z 2022 r. przekonały zarządzających przedsiębiorstwami przemysłowymi, że zmiany są pilne i wymagają wdrożenia już „na wczoraj”. Niestety nie można przenieść się do przeszłości, więc pozostaje podejmowanie szybkich, odważnych i zdecydowanych decyzji właśnie teraz.

**D**ążenie do przyspieszenia transformacji jest wyraźne w branży przemysłowej, która chcąc zachować konkurencyjność chętniej niż kiedykolwiek inwestuje we własne źródła odnawialne i podejmuje projekty zwiększające szeroko pojętą efektywność energetyczną.

## Regulacje przyspieszają transformację

Sygnaly do przyspieszenia transformacji widać wyraźnie w komunikatach i regulacjach przygotowywanych przez Unię Europejską. Trzeba wspomnieć o zaawansowanych pracach nad rewizją dyrektyw: RED II i EED. 14 września 2022 r. Parlament Europejski przedstawił stanowisko odnośnie zmian we wskazanych dyrektywach, w tym m.in. zaproponował zwiększenie celów dotyczących udziału OZE oraz efektywności energetycznej. Jest to konsekwencja postulatów wynikających z RePower EU – planu, który Komisja Europejska przedstawiła w maju 2022 r. w odpowiedzi na zakłócenia na światowym rynku energii spowodowane inwazją Rosji na Ukrainę. Komisja Europejska prowadzi dalsze konsultacje z państwami członkowskimi w sprawie przedłużenia tymczasowych kryzysowych ram pomocy państwa, wspierających gospodarkę w sytuacji rosyjskiej wojny przeciwko Ukrainie, które przyjęto w marcu

2022 r. W listopadzie 2022 r. odbędzie się również COP27, na który Komisja Europejska dostała ambitny mandat negocjacyjny.

Wszelkie zmiany związane z zieloną transformacją już teraz bardzo mocno wpływają na warunki prowadzenia działalności gospodarczej w Polsce, a będą wpływać coraz bardziej, ponieważ wiele obecnie przygotowywanych regulacji unijnych znacznie obowiązują.

## Zachowanie konkurencyjności i utrzymanie ekonomii produkcji

W sytuacji, w której mamy wysokie ceny energii i materiałów, a inflacja w 2022 r. stała się wyraźnie odczuwalna na każdym etapie procesu produkcyjnego oraz po stronie klientów przemysłowych, zarządzanie przedsiębiorstwem produkcyjnym staje się coraz większym wyzwaniem. Priorytetem jest utrzymanie ekonomii wytwarzania oraz zapewnienie odporności na zauważalną zmienność. Coraz więcej przedsiębiorców koncentruje się przede wszystkim na zapewnieniu kontynuacji swojego biznesu i utrzymaniu jego konkurencyjności. Dlatego rozwiązania proefektywnościowe i inwestycje w OZE nabierają na znaczeniu.

Aby zapobiec degradacji środowiska, rządy europejskie zachęcają przedsiębiorstwa do uwzględniania

w swoich strategiach i działaniach zrównoważonych praktyk, wśród których zastępowanie paliw kopalnych źródłami odnawialnymi ma zasadnicze znaczenie. Efekty środowiskowe i ekonomiczne są kluczowymi aspektami udanej transformacji energetycznej zakładu. Przedsiębiorstwa przemysłowe stoją w obliczu konieczności przyjrzenia się sposobom pozyskiwania energii do swoich procesów, mając na uwadze regulacje środowiskowe i klimatyczne związane m.in. z limitami emisji dwutlenku węgla oraz dostępnymi systemami wsparcia. Oczekiwania interesariuszy mogą mieć duży wpływ na decyzje branży produkcyjnej i zadecydować o utrzymaniu jej pozycji rynkowej.

Transformacja energetyczna może odbywać się na wielu płaszczyznach, np. ekonomicznej, technologicznej, a nawet aksjologicznej. Sama transformacja może być wielowymiarowa, a jej oblicze będzie różnić się w poszczególnych gałęziach przemysłu, a nawet w poszczególnych zakładach. Przedsiębiorca przemysłowy powinien, w pierwszej kolejności, zidentyfikować potrzeby swojego zakładu. Kopowanie rozwiązań, które sprawdziły się w jednym przedsiębiorstwie może nie przynieść zamierzonych rezultatów w innym, jak również może sprawić, że nie zostanie wykorzystany indywidualny potencjał danej organizacji.

### **Efektywność energetyczna – filar strategii transformacji i dekarbonizacji przedsiębiorstw przemysłowych**

Podstawowym zadaniem zarządzających zakładami przemysłowymi stało się zwiększanie efektywności. Wszelkie działania zmierzające do zapewnienia zakładowi takiej samej produkcji przy mniejszym zużyciu energii (ale też np. ciepła czy wody) będą sprzyjały celom dekarbonizacji. Poprawa efektywności energetycznej przedsiębiorstwa przekłada się na niższe koszty prowadzenia działalności oraz przynosi korzyści dla środowiska, poprzez ograniczenie szkodliwych emisji i zanieczyszczeń. Podstawą optymalizacji powinien być audyt, na podstawie którego zostaną zidentyfikowane obszary, gdzie zużywa się najwięcej energii i takie, w których poprawa przyniesie największy efekt oszczędnościowy.

Typowo z efektywnością energetyczną kojarzą się przedsięwzięcia służące jej poprawie, o których mowa w ustawie o efektywności energetycznej. Można za nie uzyskać wsparcie w postaci świadectw efektywności energetycznej. System białych certyfikatów ma duży potencjał, a przemysł chętnie korzysta ze wsparcia partnerów w procesie ich pozyskiwania. Znajdujemy się też w przeddzień końca prac

nad rewizją EED i tym samym możemy spodziewać się zmian w ustawie o efektywności energetycznej, co do których należy mieć nadzieję, że będą sprzyjać przemysłowi w przeprowadzaniu transformacji. Jedną z takich pożądaných zmian byłoby rozszerzenie katalogu przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej w taki sposób, aby obejmował on możliwie szeroki zakres projektów, włączając w to chociażby projekty typu EaaS. Z przychylnym odbiorem spotkają się też z pewnością wszelkie działania usprawniające proces uzyskiwania białych certyfikatów.



## **Rozwój własnych źródeł energii przez przemysł jest szansą na zachowanie jego przewagi konkurencyjnej poprzez dostęp do tańszej i czystszej energii**

### **Przyszłość przemysłu – zdecentralizowane odnawialne źródła energii**

Modernizacje w zakładzie przemysłowym można połączyć z budową źródła OZE (np. panele fotowoltaiczne, biomasa), a cały projekt może być wspierany przez system efektywnego zarządzania energią. Głównym powodem rozwoju energetyki rozproszonej jest postęp technologiczny, sprzyjający spadkowi kosztów wytwarzania energii w odnawialnych źródłach, a także chęć wykorzystania lokalnie dostępnych zasobów energii. Póki nie ma w Polsce przepisów promujących powstawanie linii bezpośrednich, rośnie zainteresowanie własnymi źródłami OZE i projektami typu EaaS, określanymi przez Międzynarodową Agencję Energii Odnawialnej jako najbardziej innowacyjne. Na podstawie umów z partnerami przedsiębiorstwo przemysłowe często nie musi nawet angażować własnego kapitału, prze-

kierując CAPEX w inne krytyczne obszary działalności. Powyższe wpisuje się w trend rewolucji energetyki rozproszonej, której rola w miksie energetycznym ma potencjał wzrostowy. Rozwój własnych źródeł energii przez przemysł jest szansą na zachowanie jego przewagi konkurencyjnej poprzez dostęp do tańszej i czystszej energii. Kolejnym krokiem naprzód byłoby wprowadzenie przepisów odblokowujących potencjał linii bezpośredniej.



# ROK BEZ PRECEDENSU

Fot. ECO



## Mirosław Romanowicz

członek zarządu ECO ds. operacyjnych

Rok 2022 był inny niż wszystkie poprzednie i doświadczył branżę energetyczną jak żaden inny. Wydarzenia mijającego roku nie miały precedensu.

**P**ierwsze symptomy zmian pojawiły się już w czerwcu 2020 roku i dotyczyły rozbieżności związanych z wyceną paliwa gazowego. Różnice w cenach na giełdzie holenderskiej i amerykańskiej stały się mocno zauważalne, ale trudno było zdiagnozować, czym podyktowane.

### Cenowe szaleństwo

Jesienią 2021 roku zaczęły do nas docierać informacje o zbliżającym się konflikcie zbrojnym za naszą wschodnią granicą. Pojawiły się sygnały o zwiększonej mobilizacji sił rosyjskich na granicy z Ukrainą, ale nikt do końca nie wierzył w wybuch wojny. Rozpętało się jednak cenowe szaleństwo w zakresie gazu, węgla i energii elektrycznej. W końcu roku 2021 cena gazu sięgnęła prawie 900 zł za MWh, a jeszcze chwilę wcześniej była na poziomie 100 zł za MWh. 24 lutego 2022 roku przyczyna tych zawirowań stała się oczywista, a rozpoczęcie konfliktu zbrojnego całkowicie zmieniło oblicze i postrzeganie energetyki. Znaleźliśmy się w sytuacji, w której dynamika wzrostu cen wszystkich surowców sięgnęła niespotykanego poziomu. Cała branża energetyczna musiała się odnaleźć w tej sytuacji, a na początku panowało jeszcze powszechne przekonanie o szybkim zakończeniu konfliktu. Tymczasem wojna wciąż

trwa i nie wiadomo, kiedy się zakończy, a gospodarka musi funkcjonować. Produkuje energię ciepłą i elektryczną, do czego niezbędny jest gaz i węgiel. Poziom ceny paliw zmusza spółki energetyczne do podejmowania decyzji w bardzo dynamicznie zmieniającym się otoczeniu.

### Lato w Polsce i całej UE

Lato 2022 roku to eskalacja wzrostu cen surowców energetycznych. Cena węgla na giełdzie ARA w Rotterdamie dotarła do poziomu blisko 400 dolarów za tonę. Wprowadzone zostało embargo na rosyjski węgiel, które znacząco zachwiało łańcuchem jego dostaw do Polski. W obliczu deficytu surowców, ceny energii elektrycznej wzrosły do niebotycznych poziomów. W Polsce cena ta sięgnęła niemal 2,5 tys. zł za MWh w kontrakcie na rok 2023. W okresie letnim mieliśmy maksymalne ceny gazu, węgla i energii elektrycznej. Sytuacja została oczywiście zauważona przez Unię Europejską i rządy poszczególnych krajów. Zaczęto podejmować kroki w kierunku złagodzenia wysokich cen energii. Rozmowy na poziomie europejskim wciąż się toczą, ale każde państwo podjęło własne działania na szczeblu krajowym. Myślę, że dla Polski krokiem milowym dla unormowania sytuacji na rynku energii elektrycznej było wejście w życie Rozporządzenia

Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 27 września 2022 r. zmieniające rozporządzenie w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego. Już w październiku można było zauważyć spadek cen energii elektrycznej, a na początku listopada ceny są uregulowane w paśmie 600-700 zł. Jak będzie dalej – trudno przewidzieć, ale na dziś jest to rozwiązanie normalizujące sytuację na rynku.

### Kryzys a ciepłownictwo

W przypadku ciepłownictwa również zostały podjęte działania, które miały na celu ochronę klienta końcowego przed drastycznym wzrostem cen, będącym skutkiem m.in. embarga na węgiel z Rosji i tym samym wzrostu jego cen. Głównym kosztem ciepłownictwa jest właśnie węgiel – jego cena przekłada się na wzrost ceny ciepła u klienta końcowego. Chcąc ochronić odbiorców rząd wprowadził ustawę z dnia 15 września 2022 r. o szczególnych rozwiązaniach w zakresie niektórych źródeł ciepła w związku z sytuacją na rynku paliw, czyli tzw. ustawę o rekompensatach. Wyznacza ona, zależnie od rodzaju instalacji, rodzaju spalanej paliwa pałapy cenowe dla ceny wytwarzanego ciepła. To kolejna ingerencja państwa w swobodnie działający rynek podyktowana tym, co stało się w gospodarce po agresji Rosji na Ukrainę.

Dziś cała branża funkcjonuje na bardzo wysokich poziomach cenowych i martwi się, jak będzie produkować energię elektryczną i ciepło w trwającym sezonie grzewczym.

Moim zdaniem jest duże prawdopodobieństwo, że gazu nam nie zabraknie. Wskazuje na to i poziom napełnienia magazynów, sprzyjająca pogoda oraz dywersyfikacja kierunków dostaw. Z zaopatrzeniem w węgiel nie powinny mieć problemów duże przedsiębiorstwa ciepłownicze i elektrownie. Trudności mogą pojawić się w małych, lokalnych ciepłowniach oraz na rynku detalicznym. ECO na pewno włączy się w pomoc mieszkańcom w zakresie zaopatrzenia w węgiel, zgodnie z nową ustawą o zakupie preferencyjnym paliwa stałego przez gospodarstwa domowe.

### Działania URE

2022 rok przyniósł też duże zmiany w zakresie podejścia do regulacji cen w ciepłownictwie. Urząd Regulacji Energetyki stanął na wysokości zadania. Dynamika i liczba zatwierdzanych taryf i zmian do nich jest bardzo duża. Dziś, kiedy decyzje regula-

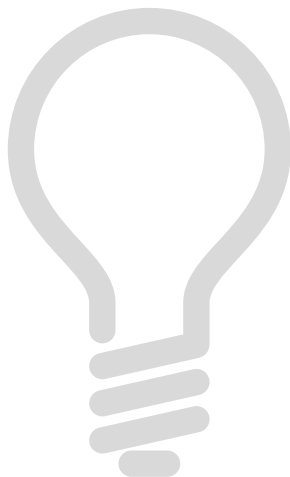
tora oznaczają bardzo często „być albo nie być” dla przedsiębiorstw ciepłowniczych czujemy duże zaangażowanie i odpowiedzialność urzędników. A właśnie zachowanie płynności finansowej i związane z nią zabezpieczenie ciągłości produkcji w zakresie dostaw paliw będą w końcu 2022 i na początku 2023 roku najważniejszymi kwestiami w branży ciepłowniczej. Jeśli te dwa elementy uda się opanować, to silniejsi dotychczasowymi doświadczeniami będziemy przygotowywać się do kolejnych trudnych sezonów.



**Chociaż mamy dziś inny priorytet, nie możemy tracić z oczu celu nadrzędnego, jakim jest ochrona klimatu. Wciąż aktualna pozostaje kwestia zastępowania zużytych jednostek węglowych innymi technologiami**

### Izba i przedsiębiorstwa ciepłownicze

Podsumowując rok warto wspomnieć o działaniach prewencyjnych podjętych przez Izbę Gospodarczą Ciepłownictwo Polskie i przedsiębiorstwa ciepłownicze. Intensywniej niż w latach ubiegłych zachęcaliśmy użytkowników ciepła systemowego do zwiększenia efektywności wykorzystania szeroko pojętej energii. ECO zajmuje się edukacją ekologiczną od wielu lat i nieustannie szukaliśmy sposobów wystarczająco dobrych, by zmobilizować konsumentów energii do oszczędzania. Kryzys sprawił, że ta motywacja znalazła się sama. Myślę, że trend do racjonalnego korzystania z energii zostanie z nami na dłużej. I dobrze, bo chociaż mamy dziś inny priorytet, nie możemy tracić z oczu celu nadrzędnego, jakim jest ochrona klimatu. Wciąż aktualna pozostaje kwestia zastępowania zużytych jednostek węglowych innymi technologiami. Gaz pozostaje paliwem przejściowym, jednak trzeba się dywersyfikować, decentralizować, budować systemy wyspowe. Myślę, że w niedalekiej przyszłości doczekamy się powszechnie dostępnych rozwiązań technicznych, które pozwolą w prosty i efektywny sposób zastąpić wszystkie źródła energii opalane paliwami kopalnymi.



# BARDZO TRUDNA SYTUACJA W CIEPŁOWNICTWIE

## Zielona transformacja jest koniecznością



### Aneta Więcka

Dział Rozwoju Innowacyjnych  
Metod Zarządzania Programami,  
Narodowe Centrum Badań  
i Rozwoju

### Wojciech Racięcki

Dział Rozwoju Innowacyjnych  
Metod Zarządzania Programami,  
Narodowe Centrum Badań  
i Rozwoju

Wysiłki branży ciepłowniczej koncentrują się dziś na przetrwaniu najbliższego sezonu grzewczego. A co z przyszłością? Konieczny jest nowy paradygmat myślenia. Ciepło można przecież wytwarzać nie tylko w procesie spalania paliw kopalnych, ale również poprzez urządzenia wykorzystujące w niemal 100% odnawialne źródła energii. Takie jak te, które powstają pod skrzydłami Narodowego Centrum Badań i Rozwoju ze wsparciem Funduszy Europejskich.

Od wielu miesięcy obserwujemy systematyczny wzrost cen energii elektrycznej i ciepła. Przekłada się to na rosnące koszty życia, ceny wszystkich produktów i usług. Do tej pory nie zaobserwowaliśmy tak dużej zmiany cen energii. Ceny ciepła szybką głównie z powodu wzrastających cen węgla, gazu i drewna. Obecnie węgiel jest niemal 5-krotnie droższy niż na początku 2022 roku, podobnie wzrosły ceny gazu ziemnego i drewna. Szacuje się, że związane z tym podwyżki cen ciepła będą wahać się od kilkudziesięciu do kilkuset procent. Niestety, obecne trendy cenowe mają charakter długoterminowy. Dodatkowo ciepłownie o mocy powyżej 20 MW, spalając paliwa kopalne, zobowiązane są do wnoszenia opłat za emisję CO<sub>2</sub> w ramach systemu ETS. Ceny uprawnień do emisji dwutlenku węgla stale rosną, dochodząc nawet do 100 euro/tonę. Wszystkie te czynniki oznaczają konieczność transformacji całego sektora ciepłowniczego do nowych technologii, bez użycia paliw kopalnych.

### Przyspieszenie zielonej transformacji

Przygotowany wiosną przez Komisję Europejską br. plan REPowerEU oznacza bardzo duże przyspieszenie zielonej transformacji energetycznej poprzez rozwój PV, pomp ciepła, zielonego wodoru czy też

biometanu. Zwiększanie wykorzystania energii z OZE we wszystkich branżach, w tym w ciepłownictwie, nie tylko sprzyjać będzie naszej niezależności, ale wpłynie też na obniżenie cen.

Poza problemem cenowym ciepłownie mają olbrzymi problem z dostępnością węgla. Natomiast zakup z zagranicy obarczony jest ryzykiem uzależnienia od zewnętrznych dostawców, w tym z kierunków wschodnich. Podsumowując – wszystkie wysiłki branży ciepłowniczej koncentrują się na przetrwaniu najbliższego sezonu grzewczego. A co z przyszłością?

Polska posiada jeden z największych systemów ciepłowniczych w Europie. W naszym kraju jest ponad 16 milionów odbiorców podłączonych do sieci ciepłowniczych, podczas gdy w Niemczech – 10 milionów, we Francji – 5 milionów. Z ciepłowni miejskich w Polsce korzysta aż 42% mieszkańców. Równocześnie systemy ciepłownicze są niezwykle zapóźnione technologicznie. W 2020 roku około 70% z nich spalało węgiel, a pozostałe gaz ziemny, olej opałowy, drewno, odpady komunalne i inne. Ciepłowni wykorzystujących bezemisyjne, odnawialne źródła energii nie ma niemalże wcale. Skala systemów oraz ich zapóźnienie technologiczne jest ogromnym problemem Polski.

## Dekarbonizacja w przedsięwzięciach NCBR

Widząc konieczność zmian, Narodowe Centrum Badań i Rozwoju (NCBR) w 2020 roku przygotowało dwa bliźniacze przedsięwzięcia, których zamysłem jest dekarbonizacja polskiego ciepłownictwa. Pierwsze z nich to „Ciepłownia Przyszłości, czyli system ciepłowniczy z OZE”. Celem projektu jest przekształcenie istniejącego systemu pracującego „na węglu” w zeroemisyjny system ciepłowniczy. Najważniejsze założenie to wykorzystanie nawet w 100 proc. odnawialnych źródeł energii, takich jak wiatr, słońce czy biogaz, przy użyciu sezonowych magazynów ciepła – według zasady: „produkujemy energię ze słońca w lecie i magazynujemy do wykorzystania zimą”.

Drugie przedsięwzięcie NCBR nosi nazwę „Elektrociepłownia w lokalnym systemie energetycznym”. Jest to rozszerzenie pierwszego projektu o dodatkową produkcję energii elektrycznej, tak aby stabilizować lokalny system energetyczny, a przy okazji produkować ciepło tak samo jak w pierwszym projekcie – bez użycia paliw kopalnych. Rozwiązanie to będzie miało lepszy efekt ekonomiczny z uwagi na sprzedaż nie tylko ciepła, ale i energii elektrycznej.

W obu przedsięwzięciach NCBR, finansowanych ze środków Funduszy Europejskich w ramach Programu Inteligentny Rozwój, opracowanych zostało 16 różnych koncepcji realizacji postawionego wyzwania. Dwie wybrane koncepcje, tzn. system w Lidzbarku Warmińskim (ciepłownia) oraz system w Sokołowie Podlaskim (elektrociepłownia), są już budowane i zostaną oddane do użytku na koniec 2023 roku.

## Zwycięskie projekty

Demonstrator technologii najlepszego rozwiązania opracowanego w ramach przedsięwzięcia „Ciepłownia Przyszłości, czyli system ciepłowniczy z OZE” zostanie wykonany w Lidzbarku Warmińskim przez przedsiębiorstwo Euros Energy Sp. z o.o. Udział OZE w tej instalacji przekroczy 90%. Koncepcja opiera się na wykorzystaniu współpracy pomp ciepła z systemem trójstopniowego magazynowania ciepła oraz wykorzystania energii z instalacji fotowoltaicznych. Sezonowe magazynowanie ciepła równolegle w niskotemperaturowym magazynie gruntowym oraz wysokotemperaturowym magazynie wodnym zapewnia efektywną pracę pomp ciepła zasilających sieć ciepłowniczą bez konieczności wsparcia źródłem szczytowym. Rozwiązanie to może znaleźć zastosowanie nie tylko w centralnym źródle ciepła, ale także w modernizacji węzłów grupowych lub w nowych instalacjach zasilających wybrane fragmenty sieci ciepłowniczej.

Z kolei w bliźniaczym projekcie demonstrator

technologii – czyli elektrociepłownia – powstanie w Sokołowie Podlaskim. Prototyp wykona konsorcjum, którego liderem jest ECN S.A. Instalacja, gdzie udział OZE przekroczy 95%, składa się z biogazowni rolniczej, stacji uzdatniania/uszlachetniania biogazu, biogazociągu, linii SN 15 kV oraz Zintegrowanego Systemu Wytwarzania Ciepła OZE. To blok bio-kogeneracji (bCHP zasilany biometanem, który będzie doprowadzany z biogazowni), kocioł na biogaz, pompy ciepła. System na bazie odnawialnych źródeł energii będzie wytwarzał 40% ciepła systemowego w miejscowości, a docelowo – obejmie całość systemu ciepłowniczego w Sokołowie Podlaskim.

## Pozostałe projekty gotowe do realizacji

Z pozostałych czternastu zgłoszonych do NCBR rozwiązań bardzo wiele jest obiecujących i niemalże gotowych do realizacji, a niektóre z nich pod względem technologicznym nie ustępują zwycięskim koncepcjom. Opisy projektów mających na celu dekarbonizację polskiego ciepłownictwa wykonawcy przedstawili w postaci dobrych praktyk transformacji systemu ciepłowniczego w kierunku odnawialnych źródeł energii. Narodowe Centrum Badań i Rozwoju zakupiło prawa do projektów i udostępniło dla całego rynku. Raporty zostały opublikowane na stronie NCBR jako swego rodzaju inspiracja. Na przełomie listopada i grudnia br. odbędzie się cykl czterech webinarów, których głównym tematem będzie przedstawienie przygotowanych przez wykonawców projektów modernizacji ciepłownictwa w kierunku OZE – już teraz zapraszamy do udziału.

## Zmiana sposobu myślenia o ciepłownictwie

Zdajemy sobie sprawę, że potrzebna jest zmiana sposobu myślenia o ciepłownictwie. Ciepło można wytwarzać nie tylko w procesie spalania paliw kopalnych, ale również poprzez urządzenia OZE. Konieczne jest uwzględnienie zmienności produkowanej energii ze źródeł odnawialnych, dostosowanie sieci ciepłowniczych, integracja z magazynami ciepła oraz systemami informatycznymi sterującymi przepływem energii poprzez dobór optymalnych parametrów urządzeń. Systemy informatyczne powinny monitorować stan systemu ciepłowniczego jako całości oraz poszczególnych jego elementów, przewidywać produkcję oraz zużycie energii na podstawie m.in. prognozy pogody oraz przewidywać ceny energii, co pozwoli na zakup energii po niskich cenach. Liczymy na to, że projekty przedstawione w raportach pozwolą na odnalezienie konkretnych sposobów modernizacji sektora ciepłownictwa w Polsce, a w konsekwencji – na odejście od spalania paliw kopalnych.

# WYSTAW GŁOWĘ POZA SFERĘ UZGODNIONEGO PORZĄDKU i buduj nowy rynek energii



Fot. AS

## dr inż. Andrzej Sikora

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

Teraz już nie rząd, Unia, nie państwa, ale każdy musi być odpowiedzialny za swoje bezpieczeństwo energetyczne, za magazyn energii, za dostawę energii sąsiadowi, kiedy mu brakuje.

Już jej doświadczamy, już ją zaczynamy mierzyć, nazywać, ale jeszcze okiełznać nie potrafimy, nie potrafimy z niej skorzystać. Ani Kopernik, ani Newton, nawet Maxwell, który przewidział istnienie fal elektromagnetycznych nie korzystali z energii elektrycznej. Tak, my, niepokorni ziemianie XXI wieku, nie używamy „dark energy”. W 1998 roku dwie niezależne grupy badaczy, wykorzystując pomiary odległych supernowych typu Ia wykryły, że tempo ekspansji wszechświata ulega przyspieszeniu i to dokładnie tak, jak przewidywano. Przeprowadzone w 2003 r. badania promieniowania dochodzącego z obszarów nieba o większym zagęszczeniu galaktyk dowodzą, że promieniowanie dobiegające do Ziemi ma wyższą energię (o częstotliwościach przesuniętych w kierunku niebieskiej części widma), co może być interpretowane jako przejaw działania ciemnej energii.

A dziś, Nagroda Nobla w dziedzinie fizyki trafia do Alaina Aspecta, Johna F. Clausera i Antona Zeilingera za pionierstwo w dziedzinie mechaniki kwantowej.

Laureaci prowadzili eksperymenty z wykorzystaniem splątanych stanów kwantowych, których dwie cząstki zachowują się jak pojedyncza jednostka – nawet, gdy są rozdzielone. „Opracowanie przez laureatów narzędzi eksperymentalnych zapoczątkowało nową erę technologii kwantowej” – czytamy w oświadczeniu. Ot i tyle. Aż tyle, jak błyskawica w czasie Kopernika, jak iskra elektryczna, która przeskakiwała na kopernikańskim (może sutannie) ubraniu, kiedy pocierał o niego bursztyn. Jak telewizja, telefonia komórkowa, jak laptop na moim kolanie, którego moc obliczeniowa tysiące razy jest większa niż komputer Armstronga w czasie lądowania na Księżycu.

## Piękna jesień i burza

24 lutego byłby dla mnie zwykłym dniem – wstaję bardzo wcześnie – gdyby nie informacja o wojnie, agresji putinowskiej Rosji na Ukrainę. Słuchając wiadomości nie byłem w stanie uwierzyć, że to się dzieje, że po koszmarze WW2 Rosja może być sprawcą. I bohaterstwo Ukrainy... Kiedy piszę ten tekst nie widać



końca, a próby eskalacji, groźenie bronią atomową, uderzenia w instalacje cywilne, śmierć niewinnych cywili są chlebem powszednim. I nie widzę obecnie szansy na zakończenie tego konfliktu. Dziś nikt, być może poza nękaną nalołotami ludnością, w mojej ocenie nie jest zainteresowany zakończeniem tej wojny. Beneficjentów jest zbyt wielu, a zarabiane na niej pieniądze są kolosalne. Zbijane fortuny polityczne – olbrzymie. Czy na pewno o to walczyliśmy?

Kiedy piszę ten tekst, złotą polską jesień daje piękne słońce i 21°C. Ale w głowie mam wojnę, burzę, chore ceny gazu ziemnego, energii elektrycznej, zniszczony rynek energetyczny, zaburzone łańcuchy dostaw, brak surowców energetycznych (w tym węgla), diesel po 8 zł i prawie 20% inflację. I przeświadczenie, że jeśli zima nie będzie łagodna, to nastąpi eskalacja problemów, a zgodnie z prawami Murphy'ego wirusy zaatakują wyjątkowo mocno. Murphy miał tylko powiedzieć: „Jeśli jest więcej niż jeden sposób wykonania pracy, i jeden z nich skutkuje katastrofą, to ktoś zrobi to w ten sposób”.

Rzesze polityków: od Brukseli poczynawszy w Warszawie kończąc obiecują, że zrobią dla mnie co mogą. I jeszcze dokładają, że nie powinienem się stresować, bo będzie „cap cenowy”, bo dostawy węgla dotrą i „kupicie teraz tonę, a potem jeszcze w styczniu kolejną lub nawet dwie...” Tylko czy ja jeszcze chcę w to wierzyć?

### Czy chcemy nowego porządku?

Wojna z Rosją w Ukrainie ma globalne, światowe konsekwencje. Walczą tam ze sobą światowe mocarstwa, chcąc na nowo (inaczej? czy lepiej?) ustanowić porządek świata. Pytanie zasadnicze: czy ludzkość chciała nowego porządku, a może się podporządkowuje, nawet o tym nie wiedząc? Tylko czy ja tego chciałem?

„Jeśli chcemy, by wszystko pozostało tak, jak jest, wszystko się musi zmienić.”<sup>1</sup> Bo wojna (może jeszcze podświadomie) powoduje, że pojawiają się nowe oczekiwania. Czekamy lepszych, „normalnych” czasów, czekamy na brak inflacji, czekamy na niskie ceny energii, ale czy mamy świadomość, że czekamy – spodziewamy się podświadomie – cywilizacji energetycznej ziemian bazującej na energii, którą już dziś doświadczamy, a której jeszcze nie rozumiemy? Nie rozumiemy, ale już mamy narzędzia, aby ją zmierzyć i powoli zaprząć w kierat naszego świata – tak aby samemu, bez wysiłku większego niż zatankowanie samochodu lub skorzystanie z mikrofal, lodówki, być niezależnym i bezpiecznym energetycznie. W moim rozumieniu związane jest to z nowym paradygmatem działania energetyki opierającej się o dane oraz aktywne działania wielu interesariuszy razem – każdego, najmniejszego nawet prosumenta, który musi mieć prawo być tak samo w tym kontekście postrzegany jak właściciel elektrowni jądrowej (małej czy dużej). Trudna do przecenienia jest w tym

procesie wartość danych, jakość ich obróbki i przekazywania wartości. Dane to tak na prawdę pochodna pieniędzy generowanych w energetyce. Dlaczego więc tych strumieni danych (surowce/energia/magazyn/dystrybucja) nie traktować, jak traktuje się właśnie finansowy instrument pochodny i dać do nich dostęp, tak jak każdy ma dostęp do giełdy, kupna akcji czy nawet spekulacji walutami, złotem? Dać dostęp do ich gwarantowanego rozliczenia każdemu interesariuszowi? Tak jak dawaliśmy przyzwolenie budującym się Chinom, putinowskiej Rosji, oligarchicznej Ukrainie, pragmatycznym Niemcom, zbiurokratyzowanej Brukseli, NATO czy firmom amerykańskim wspieranym każdorazowo przez lobbystów, Kapitol i rząd amerykański. Oni – obrazoburczo – zapisani w jednym zdaniu, takie przyzwolenie mają. W energetyce musimy odwrócić ten porządek i każdy wytwórca czy magazynier energii musi mieć takie same prawa dostępu/dystrybucji/tworzenia jak ma użytkownik smartfona przypięty do internetu.



## Chyba jeszcze nigdy w historii dystanse między generacjami nie były aż tak duże. Myślę o głębokich przepaściach między pokoleniami determinowanych przez rozwój sztucznej inteligencji i lawinowe zmiany w dostępie do informacji

Ale ponieważ dość naturalnie „chcemy, by wszystko pozostało tak, jak jest,” [...] więc [...] „wszystko się musi zmienić” – popatrzymy filozoficznie na nową energetykę bez paliw kopalnych, których era odchodzi bezpowrotnie. Na nową technologię, na dostęp do... (ciągle nie wiemy czego). Nie wolno iść drogą „jakoś to będzie”.

Słowa – wytrychy dla naszego świata, który jest mały i kruchy – podrzuca nam kolejna polska noblistka Olga Tokarczuk<sup>2</sup>: „świat [...] bardzo się skurczył w ciągu poprzedniego wieku. [...] Człowiek chyba po raz pierwszy w swej historii przeżywa tę dominującą skończoność świata. [...] Kiedyś świat był wielki i nie do objęcia wyobraźnią – teraz wyobraźnia nie jest nam potrzebna, teraz mamy wszystko na wyciągnięcie ręki po smartfona. [...] Dla naszych pięciu zmysłów świat stał się – powtórzmy – mały. [...] Ale nieskończoność wdarła się do świata *homo consumens*, kiedy ów świat zaczął przypominać sezam. [...] Okazuje się, że jesteśmy bytem raczej zbiorowym niż indywidualnym, bardziej republiką wielu różnych organizmów niż monolitem, hierarchicznie ustrukturyzowaną monarchią. [...]”

„Sądzę, że grzechem, za który zostaliśmy wygnani z Raju, nie był ani seks, ani nieposłuszeństwo, ani nawet poznanie boskich tajemnic, lecz właśnie uznanie siebie za coś oddzielnego od reszty świata, pojedynczego i monolitycznego. Odmówiliśmy uczestniczenia w relacjach. [...]”

Chyba jeszcze nigdy w historii dystanse między generacjami nie były aż tak duże. Myślę o głębokich przepaściach między pokoleniami determinowanych przez rozwój sztucznej inteligencji i lawinowe zmiany w dostępie do informacji. Jak widać nawet eksperci nabrali wody w usta, nie chcąc przyznać, że jesteśmy niczym dzisiejsi meteorolodzy, wskutek zawirowań klimatycznych nie potrafią już przewidzieć pogody.

[...] Spostponowaliśmy wiedzę ogólną i zatraciliśmy gdzieś zmysł całościowej percepcji. Odeszli Ci jak Stanisław Lem zdolni uchwycić powinowactwa wiedzy z dziedzin na pozór od siebie odległych, Ci, którzy potrafili wystawić głowę poza sferę uzgodnionego porządku.”

Olga Tokarczuk pisze dalej, a ja mam za nią nieśmiałą prośbę:

„[...] Stwórzmy bibliotekę nowych pojęć. Wypełnijmy je treścią eks-centryczną, takich, o której centrum nie słyszało” albo nie chce dopuścić do ich słuchania. Dziś nam brakuje słów na opisanie tego, co nas czeka. Potrzebujemy nowych map i odwagi i humoru wędrowca. Musimy wystawić głowy poza sferę dotychczasowego świata – poza znany nam horyzont. Jak Krzysztof Kolumb. [...] Nie dajmy się zwieść złudzeniu, iż obecność elektryczności, silniczków [...], turbin, wiatraków, wodoru, [...] daje nam znaki, że możemy postrzegać ten świat jako własny i DOBRZE ZNANY! To tylko jakaś forma iluzji”.

### Zbudujmy rynek energii na nowo

Tak właśnie. Wystawmy głowę poza sferę uzgodnionego porządku i zbudujmy nasz rynek energii na nowo. Pewnie jeszcze chwilę będziemy mieć państwowe, znacjonalizowane „wielkie przedsiębiorstwa energetyczne”. Tak jak miał być jeden komputer, najwyżej kilka „dużych maszyn liczących”. Ten nowy paradygmat, który przychodzi – dzięki nowej, lokalnej technologii wytwarzania i magazynowania energii, odmienia nasze potrzeby wolności energetycznej, tak jak internet, telefonia komórkowa, laptop czy smartfon odmieniły ziemian. Teraz już nie rząd, Unia, nie państwa, ale każdy musi być odpowiedzialny za swoje bezpieczeństwo energetyczne, za magazyn energii (dziś to PEŁNY BAK, pellet w piwnicy), za dostawę energii sąsiadowi, kiedy mu brakuje (A NIE DO SIECI?!). To się da zrobić – weźmy przykład ze Steva Jobs’a kiedy też nie dało się zrobić wzmiankowanego wyżej smartfona! Czy z twórców telefonii komórkowej, których wysmiewano, że telefony wielkości walizki, że brak zasięgu, że nikt nie wybuduje tyle masztów do transmisji sygnału, komputer w każdym domu to była mrzonka.

Aby dać impuls technologiczny dopuszczający na równych prawach każdego wytwórcę, trzeba na nogi postawić kwestie rozliczenia za wytworzoną/zmagazynowaną/wykorzystaną energię. I musimy natychmiast stworzyć Apkę/Moduł – „PROGRAM ZIELONA ENERGIA”, realizujący automatyczne certyfikowanie pochodzenia energii (TAK – TEŻ ZIELONYCH GAZÓW) oraz jej tokenizację. Dlatego cyfryzacja – bo w moim przekonaniu świat jest digitalny, cyfrowy, ekspotencjalnie impulsowy, a nie liniowy, mimo że się nam tak wydaje.

### Nowe podejście do danych

Kluczowe jest nowe podejście do samych danych, czyli ich interoperacyjność, bezpieczeństwo oraz unikanie „vendor lock-in” zarówno dla tych danych, jak i dla klientów. Związane jest to z drugim, nowym paradygmatem działania energetyki opierającej się o dane oraz aktywne działania wielu interesariuszy razem – każdego, najmniejszego nawet prosumenta, który musi mieć prawo być tak samo w tym kontekście postrzegany jak właściciel elektrowni jądrowej (nie ma znaczenia: małej czy dużej). Trudna do przecenienia jest w tym procesie wartość danych, jakość ich obróbki i przekazywania wartości. Dane to tak naprawdę pochodna pieniędzy generowanych w energetyce. Dlaczego więc tych strumieni danych (surowce/energia/magazyn/dystrybucja) nie traktować, jak traktuje się właśnie finansowy instrument pochodny i dać do nich dostęp, tak jak każdy ma dostęp do giełdy, kupna akcji, czy nawet spekulacji walutami, złotem? Czemu nie dać dostępu do ich gwarantowanego rozliczania każdemu interesariuszowi? To aktywne działania wielu interesariuszy razem (nie wolno odmawiać działaniu – uczestniczeniu – w relacjach!).

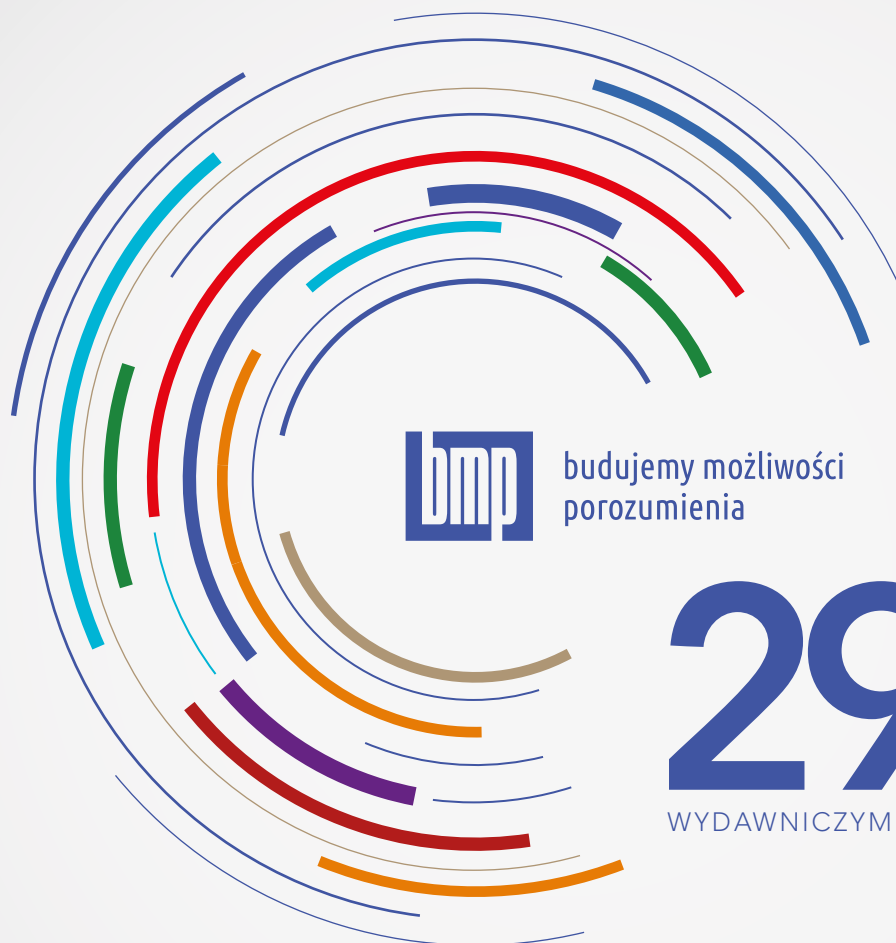
Podkreślam, że trudna do przecenienia jest w tym procesie wartość danych, jakość ich obróbki i przekazywania wartości. Powinno się to wszystko dziać w trójkącie związanym z przekazywaniem tychże danych. Wszystko zaczyna się od właściciela danych, który dostarcza ich coraz więcej. Usługodawca bazując na nich oferuje nowe i nowoczesne usługi. Rozliczenie musi iść przez giełdę tak jak przez giełdę rozlicza się wartość kupowanych i sprzedawanych akcji, jak handluje się walutami; giełdę, która daje gwarancję płatności ograniczając do minimum ryzyka.

Mam nadzieję, że moje niepokoje, filozoficzne przemyślenia obudziły w Tobie, Czytelniku chęć na nowe otwarcie, na nowe rozumienie, nowe podejście do bezpieczeństwa energetycznego w tych niespokojnych, wojennych czasach.

### Przypisy

- <sup>1</sup> Giuseppe Tomasi di Lampedusa, cytata z powieści *Lampart*
- <sup>2</sup> Olga Tokarczuk „Czuły narrator” Wydawnictwo Literackie 2020.

# NASZYM CELEM JEST BUDOWANIE PRZYSZŁOŚCI POLSKIEGO PRZEMYSŁU



budujemy możliwości  
porozumienia

**29** LAT NA RYNKU  
WYDAWNICZYM I KONFERENCYJNYM



## KONFERENCJE

Organizujemy ponad **20 konferencji** rocznie,  
w których udział bierze **5,5 tys. osób**



## PORTALE

Na 8 portalach internetowych publikujemy  
najważniejsze branżowe informacje.  
Rocznie docieramy do ok. **750 tys. odbiorców**



## CZASOPISMA BRANŻOWE

Wydajemy **7 czasopism** branżowych,  
które rocznie docierają do ok. **80 tys. czytelników**



## WEBINARIA

Od **2020 roku** wprowadziliśmy nową formę  
budowania możliwości porozumienia na miarę  
obecnych czasów

☎ 32 415 97 74

✉ [biuro@e-bmp.pl](mailto:biuro@e-bmp.pl)

🌐 [www.kierunekBMP.pl](http://www.kierunekBMP.pl)



# DYNAMICZNE ZMIANY W SEGMENTCIE ENERGII CIEPLNEJ



Fot. PGE EC

## Przemysław Kołodziejak

Prezes Zarządu PGE Energia Ciepła

Rok 2022 od początku jest pełen dynamicznych wydarzeń, nie tylko w branży energetycznej. Obecna sytuacja geopolityczna, a zwłaszcza agresja Rosji na Ukrainę, spowodowała, że sektor ciepłownictwa systemowego stanął przed trudnymi wyzwaniami. Wstrzymanie dostaw gazu z kierunku wschodniego oraz gwałtowny wzrost cen tego paliwa radykalnie zmieniły sytuację na rynku wytwórców ciepła i energii elektrycznej w skojarzeniu.

**W**ojna za naszą wschodnią granicą wpłynęła też na ceny i dostępność biomasy i węgla dla tych firm, które kupowały węgiel rosyjski. Zakłócone łańcuchy dostaw maszyn i urządzeń bezpośrednio wpływają na opóźnienia w realizacji prowadzonych inwestycji. I to wszystko przypada na okres głębokiej transformacji, w której znajduje się polska branża energetyczna. Stoimy przed wyjątkowo trudnymi wyzwaniami, w szybko zmieniającym się otoczeniu i musimy zmierzyć się z nimi tak, aby płynnie i skutecznie przejść przez transformację, a jednocześnie zapewnić bezpieczeństwo energetyczne i ciepłe miast.

### PGE Energia Ciepła w 2022 roku

Rok upływa pod znakiem intensywnych działań zmierzających do energetyki neutralnej emisyjnie. Rozpoczęliśmy w tym roku kolejne inwestycje w naszych elektrociepłowniach, związane głównie

z przejściem na paliwo niskoemisyjne. W Bydgoszczy, Kielcach, Lublinie i Rzeszowie podpisaliśmy umowy i rozpoczęliśmy fizyczną realizację budowy kotłowni gazowych, w Zgierzu budujemy nowe jednostki wytwórcze, w Rzeszowie powstaje druga linia Instalacji Termicznego Przetwarzania z Odzyskiem Energii. Nabiera tempa budowa nowego bloku gazowo-parowego w podwrocławskich Siechnicach, na plac budowy dotarły i zostały zainstalowane na fundamentach turbiny gazowe SGT800 wraz z generatorami. Zawarta została również umowa z wykonawcą na budowę w naszym Oddziale w Bydgoszczy największej elektrociepłowni wyposażonej w silniki gazowe. Warto też wspomnieć, że w Krakowie i Rzeszowie zainaugurowaliśmy projekty w zakresie wykorzystania potencjału energetycznego ścieków komunalnych w naszych instalacjach. Wszystkie te inwestycje w istotny sposób wpłyną nie tylko na

komfort i bezpieczeństwo zaopatrzenia w ciepło i ciepłą wodę użytkową, lecz również na poprawę jakości powietrza w Polsce.

### Regulacje krajowe i europejskie

W 2022 r. niezmiernie aktualne pozostają zagadnienia regulacyjne, zarówno na poziomie unijnym, jak i krajowym. Używa kolejny rok pod znakiem negocjacji pakietu legislacyjnego Fit for 55, w ramach którego szczególne znaczenie mają dla nas rewizje dyrektyw EED i RED. Uwzględnienie w tych projektach aktów prawnych roli kogeneracji gazowej oraz dynamiki transformacji dostosowanej do wyzwań polskiego sektora ciepłownictwa jest kluczowe dla dalszego prowadzenia procesu inwestycyjnego oraz utrzymania statusu efektywnych systemów ciepłowniczych w naszych lokalizacjach. Natomiast

Niestabilne ceny paliw, problemy z ich dostępnością, a także wysokie koszty zakupu uprawnień do emisji dwutlenku węgla pokazują jak ważne jest racjonalne korzystanie z paliw i energii. Dlatego wszyscy, zarówno jako sektor energetyczny, ale przede wszystkim jako społeczeństwo, konsumenci, powinniśmy oszczędzać energię i ciepło, mocno zmieniając swoje dotychczasowe nawyki.



## Niestabilne ceny paliw. problemy z ich dostępnością a także wysokie koszty zakupu uprawnień do emisji dwutlenku węgla pokazują jak ważne jest racjonalne korzystanie z paliw i energii

na poziomie krajowym szczególne znaczenie mają zagadnienia taryfowe. Koszty wytwarzania ciepła nieustannie rosną, co jest skutkiem obecnej sytuacji i ciągłego wzrostu cen paliw i uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>. Zmiany przepisów rozporządzenia taryfowego dokonane w 2022 r. dają nadzieję, że kalkulacja taryf dla jednostek kogeneracji będzie umożliwiała pełniejsze odzwierciedlenie kosztów w taryfie dla ciepła. Dynamicznie zmieniające się uwarunkowania rynkowe pozwalają przypuszczać, że ramy regulacyjnego sektora ciepłownictwa systemowego będą poddawane w przyszłości kolejnym zmianom.

Dodatkową, niezmiernie ważną kwestią w 2022 r. było ogłoszenie, pierwszy raz w historii, okresów zagrożenia na rynku mocy, które okazały się sprawdzianem dla stabilności Krajowego Systemu Elektroenergetycznego. Sytuacja ta pokazała, że bez stabilnych źródeł wytwórczych KSE będzie miał problem ze zbilansowaniem. Biorąc powyższe pod uwagę, PGE Energia Ciepła stale dąży do realizacji projektów inwestycyjnych, zapewniając tym samym gotowość w sytuacji braku wystarczającej rezerwy w systemie.

# BEZPIECZEŃSTWO ENERGETYCZNE NA 1. MIEJSCU



Fot. PPGE GiEK

**Andrzej Legeżyński**  
prezes zarządu PGE GiEK

Dla branży energetycznej kończący się 2022 rok był bardzo wymagający – przede wszystkim za sprawą największego kryzysu energetycznego w historii Europy. Bezpieczeństwo energetyczne, w tym bezpieczeństwo Unii Europejskiej w kontekście rosyjskiej agresji na Ukrainę, powinno być dla wszystkich najwyższą wartością. Polska suwerenność energetyczna jest w obecnej sytuacji geopolitycznej polską racją stanu.

**N**asze konwencjonalne jednostki pracują, aby zapewnić bezpieczeństwo energetyczne poszczególnych systemów energetycznych. Warto podkreślić, że Polska jest połączona z krajami europejskimi w jeden wspólny system elektroenergetyczny, który ma zagwarantować ogólnoeuropejskie bezpieczeństwo.

PGE GiEK ma ogromne znaczenie jeśli chodzi o rolę energetyki konwencjonalnej – szczególnie w czasach kryzysu i w perspektywie powstania Narodowej Agencji Bezpieczeństwa Energetycznego. Spółka dostarcza 57 tys. GWh energii elektrycznej rocznie do krajowego systemu elektroenergetycznego, co stanowi prawie 40 proc. krajowego zapotrzebowania. To ogromna odpowiedzialność.

PGE GiEK utrzymuje pozycję lidera energetyki konwencjonalnej w Polsce. Nasz najważniejszy cel to stabilna i bezpieczna praca naszych obiektów. Realizujemy modernizację, aby dysponować jednostkami

w takiej kondycji, aby mogły pracować bez zakłóceń i gwarantować bezpieczeństwo krajowego systemu elektroenergetycznego. Dostosowujemy nasze aktywa węglowe do nowego reżimu pracy, wymuszonego zmieniającym się miksem energetycznym, tak by zapewnić ich elastyczność w podstawie i pracy bilansującej.

Na bieżąco analizujemy wszystkie czynniki, które mogą mieć wpływ na to, jak przyszłość branży energetycznej będzie się kształtować w bliższej i dalszej perspektywie.

## Wyzwania transformacji

Pilnym wyzwaniem, z którym się mierzymy, jest zrównoważona transformacja energetyczna. W obliczu tych zmian, a także agresji Rosji na Ukrainę, to jednostki konwencjonalne są kluczowe jeśli cho-

dzi o zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w perspektywie długoterminowych inwestycji w OZE.

Transformacja to dłuioletni proces obliczony na dekady pracy zgodnej z planem modernizacji i głębokich zmian gospodarczych, a także rozwiązania realnych wyzwań środowiskowych, wymagających zaangażowania w miejscach, w których energetyka pozostawiła w przyrodzie swój ślad. Transformacja wiąże się ze znacznymi zmianami społecznymi i ekonomicznymi, więc w nowej rzeczywistości najważniejsze dla naszej spółki jest zabezpieczenie przyszłości pracowników oraz dbałość o mieszkańców regionów.

Zminimalizowanie udziału energetyki konwencjonalnej w krajowym systemie elektroenergetycznym, a zarazem zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego, jest procesem skomplikowanym, dlatego nasze działania koncentrują się dziś na dostosowaniu jednostek mocy do odpowiedzialnej energetyki przyszłości. Realizujemy projekt integracji aktywów węglowych. Jego celem jest konsolidacja aktywów, optymalizacja ich pracy, optymalizacja zakresu działania, co będzie również wiązało się z procesami inwestycyjnymi odtworzeniowych poprawiających sprawność i ograniczających poziom emisji jednostek. Planowane do wydzielenia krajowe aktywa węglowe zostaną wniesione do PGE GiEK, która będzie pełnić rolę ich integratora. Patrząc więc z tej perspektywy można powiedzieć, że spółka PGE GiEK wciąż będzie liderem w produkcji energii elektrycznej, a dodatkowo wzmocni się jej pozycja jako podmiotu odpowiedzialnego za zagwarantowanie bezpieczeństwa energetycznego w trakcie procesu transformacji.

### Stawiamy na innowacje

Żyjąc w czasach bardzo dynamicznego rozwoju nowych i innowacyjnych technologii, z powodzeniem wykorzystujemy je w naszych jednostkach. Zdajemy sobie sprawę, że w dłuższej perspektywie rola paliwa węglowego będzie zależna także od stopnia rozwoju czystych, niskoemisyjnych technologii wytwarzania energii z tego źródła. Dlatego skupiamy się na ciągłym rozwoju i poszukujemy oraz wykorzystujemy innowacyjne rozwiązania, dzięki czemu dostosowujemy się do trudnego rynku, w którym zmiany następują bardzo dynamicznie. W sferze projektów badawczo-rozwojowych współpracujemy z wieloma partnerami, których wiedza i doświadczenie stanowią uzupełnienie kompetencji PGE GiEK. Realizujemy projekty badawczo-rozwojowe, których celem jest

usprawnienie naszej działalności. Wdrażane innowacje racjonalizatorskie i usprawniające przyczyniają się przede wszystkim do wzrostu efektywności technologicznej i organizacyjnej.

### Jubileusze w PGE GiEK

W mijającym roku nasze dwie elektrownie oraz kopalnia obchodziły jubileusze.

75-lecie świętowała Kopalnia Turów – zakład, w którym rozpoczęło się polskie górnictwo węgla brunatnego. Imponującą historię stworzyli pionierzy górnictwa odkrywkowego, a z ich doświadczenia korzystały kolejne pokolenia górniczej profesji. Kopalnia Węgla Brunatnego Turów wraz z Elektrownią Turów stanowią nierozłączną część Turowskiego Kompleksu Energetycznego – tak istotnego elementu bezpieczeństwa energetycznego i suwerenności naszego kraju.

Elektrownia Turów od 60 lat jest jednym z gospodarczych filarów Dolnego Śląska. Jej historia pokazuje, że niezależnie od okoliczności, w jakich funkcjonowała, zawsze spełniała najostrzejsze wymagania zarówno ekonomiczne, jak i ekologiczne. Doświadczenia, jakie zdobyła na przestrzeni 60 lat funkcjonowania są gwarancją powodzenia w realizacji dalszych zamierzeń w przyszłości. Jednym z przykładów jest oddany do użytku w ubiegłym roku blok o mocy elektrycznej brutto 496 MW. To nie tylko nowoczesna jednostka mocowa, która spełnia najostrzejsze wymagania środowiskowe. Nowy blok korzystnie wpływa na bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej w okresie transformacji polskiej energetyki w kierunku nisko- i zeroemisyjnym.

50-letnią historię ma za sobą Elektrownia Rybnik. To elektrownia kondensacyjna i blokowa o znaczeniu systemowym. Oddział utrzymuje stałą, wysoką dyspozycyjność wytwarzania oraz posiada duże możliwości regulacyjne, a przy tym osiąga znaczną efektywność w redukcji emitowanych zanieczyszczeń.

Kończący się rok był dla branży elektroenergetycznej bardzo wymagający: wojna w Ukrainie, kryzys paliwowy czy transformacja jak nigdy dotąd wpłynęły na energetykę konwencjonalną, która musiała zmierzyć się z najtrudniejszym egzaminem. Jak sobie poradziła spółka PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna? Nasze dwie kopalnie Bełchatów i Turów zapewniały paliwo, a nasze elektrownie: Bełchatów, Turów, Opole, Rybnik i Dolna Odra pracowały pełną parą, by pokryć zapotrzebowanie na energię. Nie zabrakło nam mocy.



# NA CIEPŁOWNICZYM (I REGULACYJNYM) ROZSTAJU DRÓG

Fot. DJ



## Dorota Jeziorowska

dyrektor Polskiego Towarzystwa Elektrociepłowni Zawodowych

W minionych miesiącach wielokrotnie słyhać było w przestrzeni publicznej głosy, że rok 2022 jest wyjątkowo trudny dla sektora energetycznego. Opiniom tym wtórowały z kolei nieco uszczypliwe komentarze, że dotychczas nie było jeszcze łatwych czasów dla energetyki...

Oczywiście wszystko to dotyczy również sektora ciepłownictwa, nad którym chciałabym się pochylić i podsumować zmiany zachodzące w tym obszarze. Niewątpliwie od dawna nie byliśmy w tak trudnym położeniu, w którym mający widmo niełatwej zimy w obliczu zaburzeń łańcuchów dostaw paliw oraz innych substancji niezbędnych w procesach wytwarzania energii elektrycznej i ciepła, urządzeń i materiałów. Główną przyczyną jest oczywiście zbrojna agresja Rosji na Ukrainę. Przed negatywnymi skutkami kryzysu energetycznego, będącego konsekwencją wojny na wschodzie, chyba wszyscy uczestnicy rynku ciepła próbują od miesiący zabezpieczyć odbiorców końcowych. Z drugiej strony należy podkreślić, że nie zwalniają tempa prace nad unijnym pakietem Fit for 55, a co za tym idzie – konieczność przeprowadzenia rychłej transformacji, niemniej jednak w nie do końca określonym jeszcze kierunku.

### Jeśli mowa o dokumentach pakietu Fit for 55...

Rok 2022 nie przyniósł jeszcze rozstrzygnięcia w zakresie najważniejszych projektów dyrektyw do-

tyczących sektora ciepłownictwa, choć z pewnością jest coraz bliżej finalizacji w tym zakresie. Stanowiska poszczególnych stron trilogów w częściach obejmujących ww. przepisy różnią się od siebie, stąd bardzo trudno jest jeszcze wskazać, w jaki dokładnie sposób i przy pomocy jakich technologii powinien się modernizować sektor ciepłownictwa systemowego (oczywiście poza tym, że w generalnym kierunku redukcji emisji gazów cieplarnianych). Pozostaje liczyć na to, że finalne kształty dyrektyw EED, RED, EPBD czy ETS pozwolą na uwzględnienie uwarunkowań poszczególnych krajów i podsektorów w zakresie określenia ścieżki transformacji energetycznej w drodze do wspólnotowego celu ograniczenia emisji.

Pomimo wielu niewiadomych w obszarze regulacji (np. czy i jeśli tak, to kiedy, instalacje termicznego przekształcenia odpadów z odzyskiem energii zostaną wciągnięte do systemu handlu uprawnieniami do emisji EU ETS; czy możliwe będzie zaliczenie ciepła wytworzonego w oparciu o energię elektryczną z OZE z krajowego systemu elektroenergetycznego jako ciepło z OZE; czy i kiedy oraz w odniesieniu do



jakich jednostek kogeneracji zostanie wprowadzone dodatkowe kryterium dla wysokosprawnej kogeneracji w postaci wskaźnika EPS 270) oraz trudnej sytuacji geopolitycznej, przedsiębiorstwa energetyczne z branży elektrociepłowni realizują inwestycje i podejmują decyzje w zakresie budowy nowych jednostek wytwórczych. Potwierdzeniem tego są pu-

rekompensat za ciepło, który obejmuje ciepło z jednostek wytwórczych ustalających taryfę w oparciu o metodę kosztową. Przy tej okazji powróciła dyskusja nad mechanizmami taryfowania ciepła z jednostek kogeneracji. Tutaj pozostaje mieć nadzieję, że w momencie publikacji niniejszego artykułu stosowne rozwiązania legislacyjne, niwelujące wpływ bezwładności odnośnie przenoszenia faktycznych kosztów prowadzonej działalności w zakresie wytwarzania ciepła taryfy ustalonej w oparciu o tzw. metodę uproszczoną, zostaną już wprowadzone.

Na zakończenie chciałabym wskazać, że pomimo negatywnego wpływu sytuacji geopolitycznej na funkcjonowanie rynku energii, w tym ciepła, głęboko wierzę, że nie spowolni to transformacji energetycznej, która już się rozpoczęła. Mam nadzieję, że w ciągu najbliższych miesięcy poznamy unijne ramy regulacyjne tego procesu – oby racjonalne, co z kolei umożliwi podjęcie kolejnych decyzji inwestycyjnych w kierunku dekarbonizacji sektora ciepłownictwa.



## Pomimo negatywnego wpływu sytuacji geopolitycznej na funkcjonowanie rynku energii, w tym ciepła, głęboko wierzę, że nie spowolni to transformacji energetycznej, która już się rozpoczęła

blicznie dostępne informacje dotyczące wszystkich ogłoszonych w tym roku przez Prezesa URE aukcji na premię kogeneracyjną, które zostały rozstrzygnięte (czyli dla jednostek kogeneracji o mocy zainstalowanej elektrycznej do 50 MWe). Natomiast nie został jednak z sukcesem zakończony żaden nabór na premię kogeneracyjną indywidualną (dla jednostek o mocy powyżej 50 MWe). Widać jednak, śledząc choćby wyniki kolejnych aukcji, że minimalne poziomy wsparcia niezbędne do pokrycia luki finansowej wzrastają. Jednostki kogeneracji brały udział również w aukcjach na rynku mocy. Ponadto przedsiębiorstwa energetyczne prowadzące działalność w obszarze ciepłownictwa korzystały także z programów umożliwiających uzyskanie pomocy inwestycyjnej. Jako sektor ciepłownictwa systemowego dostrzegamy potencjał także w mechanizmach wsparcia operacyjnego OZE jako narzędzia wspomagającego rozwój instalacji OZE w tej gałęzi sektora. Niemniej konieczne byłoby wypracowanie nowego dedykowanego rozwiązania w tym zakresie. Prace koncepcyjne w tym obszarze, które rozpoczęły się w Polskim Towarzystwie Elektrociepłowni Zawodowych (PTEZ) w 2022 roku, jeszcze trwają.

### Wpływ wojny w Ukrainie na funkcjonowanie sektora energetycznego

W Polsce czy w Unii Europejskiej sięgnął on daleko poza zaburzenia łańcuchów dostaw. Zmieniło się również otoczenie makroekonomiczne, wyrażone przede wszystkim poprzez ogromne zwiększenie kosztów zakupu paliwa (gazu, węgla, biomasy). W celu ograniczenia wpływu wzrostu cen ciepła na odbiorców końcowych został wdrożony mechanizm



# IDEALNA ENERGETYKA W UE ZBURZONA JAK DOMEK Z KART



Fot. TGPE

## Waldemar Szulc

dyrektor Towarzystwa Gospodarczego  
Polskie Elekrownie

Wojna na Ukrainie, ubiegłoroczne „przygotowania” Rosji do agresji i zakłócanie dostaw gazu oraz działania inwestorów finansowych na rynku zburzyły „jak domek z kart” misternie budowaną przez lata politykę klimatyczno-energetyczną UE.

**P**rzy okazji wyparowało i zaufanie niektórych krajów UE do wschodniego mocarstwa jako wiarygodnego partnera gospodarczego. Potwierdza to tylko, że ważniejszy jest dostęp do paliwa oraz zdolności wytwarzania i dostawy energii, a nie plany i regulacje, które tak łatwo burzy wojna.

Oczywistym jest, że tak wrażliwy na zakłócenia polityczne sektor jak energetyka najszybciej odczuje te zagrożenia i przeniesie je na krajowe gospodarki. Szczególnie w tych państwach, które w istotny sposób uzależniły swój bilans paliwowo-energetyczny od dostaw rosyjskich. Skutkiem jest nie tylko wzrost kosztów energii, ale również całkiem realne ryzyko ograniczenia dostaw dla konsumentów. Potwierdziło się więc, że paliwa i energia to najlepsza współczesna broń wykorzystywana do prowadzenia wojny polityczno-gospodarczej.

### Zakłócony europejski dobrostan energetyczny

W większości krajów nikt nie dopuszczał tak realnego dzisiaj scenariusza. Szczególnie w większości europejskich państw skupiano się na polityce klimatyczno-energetycznej, powszechnym dostępie do

energii, regulacjach rynkowych, swobodnej wymianie energii i towarów. Wszystko to w celu zapewniania dobrobytu, który dla większości Europejczyków wydawał się już pewny na zawsze. A wystarczyło, że jeden (choć bardzo istotny jak Rosja) dostawca paliw zadziałał „po swojemu”.

Jak to prawie zawsze w historii było, w efekcie wojny są zwycięzcy militarni i ekonomiczni. W tej wojnie, jako istotną broń, zastosowano paliwa. Posiadacze dużych zasobów i sprawnej logistyki zaczęli odnosić sukcesy ekonomiczne, oczywiście kosztem gospodarki i konsumentów jako końcowych płatników. Dlatego mimo rzeczywistego, może kilkudziesięcioprocentowego wzrostu kosztów pozyskania i wytworzenia, cena paliw i energii zwiększyła się o kilkaset procent. Cena węgla dla energetyki wzrosła z kilkunastu zł/GJ do 50 zł/GJ (i więcej). Cena energii również z 300-400 zł/MWh na 1 500-2 500 zł/MWh (a czasem w spotach nawet do 4 000 zł/MWh), dając naprawdę bardzo „solidne” marże dla dostawców/sprzedawców w tym okresie. Na naturalne, wielkie niezadowolenie z tego powodu wszystkich odbiorców władza nie może być głucha. Prawie we wszystkich

krajach UE, jak i w Polsce, zaczęto wprowadzać ekspresowo regulacje ochraniające konsumentów.

### Regulacyjne kleszcze tylko dla energetyki

W Polsce dotychczas objęto nowymi regulacjami tylko rynek energii, pomijając na razie tzw. rynek paliw (dostawców węgla i gazu). Wprowadzana likwidacja obliża giełdowego dla handlu energią może być narzędziem dla regulowania przez właściciela cen w transakcjach energii podmiotów kontrolowanych przez Skarb Państwa.

Wprowadzona już radykalna zmiana zasad Rynku Bilansującego to również bardzo skuteczne narzędzie dla ograniczenia cen energii. Bo przecież możliwość odebrania przez konsumenta (bez potrzeby zakupu) energii z Rynku Bilansującego, po cenie jedynie rzeczywistych zmiennych kosztów wytworzenia, zniechęci odbiorców do zabezpieczenia swoich potrzeb przez zakupy handlowe na rzecz rozliczeń za pobraną energię po tak niskiej cenie. Można więc się spodziewać, że z kilkuprocentowego udziału w strukturze sprzedaży energii Rynek Bilansujący urośnie nam znacznie, zastępując normalny handel towarem jakim jest energia.

Kolejnym narzędziem regulacyjnym jest ustawowe ograniczenie cen energii (limit dla wytwórców i limit dla odbiorców uprawnionych).

### Zamrożenie rynku energii

Wszystkie te działania, choć oczywiste i uzasadnione w kryzysowym czasie, całkowicie likwidują zachowania rynkowe producentów i dostawców energii. Powinniśmy jeszcze pamiętać, jakie skutki przynosi brak konkurencyjności i administracyjne sterowanie rynkiem z czasów „gospodarki planowej”. Im dłużej będzie pozostawiony taki stan dla sektora energetycznego, tym większe negatywne skutki, które trzeba będzie dłużej naprawiać. Obawiam się, że takie wprowadzone i działające narzędzia regulacyjne będą się podobać każdej władzy do czasu braku/ograniczeń dostaw i drożyzny energii.

„Zapomniano”, przy wprowadzaniu regulacji ochraniających konsumentów przed wysokimi cenami energii, o podstawowym elemencie dla sektora energetycznego – sektorze paliwowym (węgiel, gaz). Oczywiście nasze regulacje mogą dotyczyć wyłącznie krajowych dostawców węgla i krajowego gazu. Z nieznanego powodu pozostawiono sektor paliwowy z możliwościami rynkowego działania i osiągania wyjątkowych sukcesów ekonomicznych. Dziwne jest staranne dopilnowanie ograniczenia milionowych zysków w energetyce, a pozostawienie możliwości osiągania miliardowych zysków w krajowym górnictwie węgla i gazu.

### Czas oczekiwania na NABE

Bardzo też istotnym elementem wpływającym na bieżące (i w najbliższej przyszłości) funkcjonowanie sektora wytwarzania energii jest proces przygo-

towania/tworzenia NABE. Naturalne jest niestety zatrzymanie decyzyjności we wszystkich podmiotach mających podlegać takiej konsolidacji, a fakt, że są to aktywa w elektrowniach węglowych stanowiących podstawę naszego KSE, ma istotne znaczenie dla bezpieczeństwa energetycznego państwa. Widoczne



## Paliwa i energia to najlepsza współczesna broń wykorzystywana do prowadzenia wojny polityczno-gospodarczej

jest już zarówno bieżące obniżanie dyspozycyjności źródeł wytwórczych, jak i brak procesu przygotowania do wydłużenia czasu eksploatacji niektórych bloków węglowych, który nawet dla przeciwników energetyki konwencjonalnej jest dziś niezbędny. Do czasu oczekiwania na energetykę jądrową lub „świętego Graala” dla magazynowania energii. Im dłużej będzie trwał okres do rozpoczęcia funkcjonowania NABE, tym dłużej i trudniej będzie trzeba odrabiać ten stracony czas w oczekiwaniu na dzień „X”.

Musimy poczekać na efekty tak wielkiej destabilizacji sektora energetycznego. I oby możliwie jak najszybciej powrócił normalny rynek konkurencyjny paliw i energii korzystny dla konsumentów.



# WŁAŚCIWA REGULACJA SEKTORA KLUCZEM DO ROZWOJU CIEPŁOWNICTWA W POLSCE



Fot. Veolia Polska

## Frédéric Faroche

prezes zarządu, dyrektor generalny Grupa Veolia Polska

Ostatnie miesiące były czasem niezwykle niespokojnym zarówno dla sektora energetycznego, jak i ciepłowniczego. Wydarzenia na rynku, których byliśmy świadkami, szczególnie jasno pokazują, jak istotne są dziś prawidłowo skonstruowane regulacje w kontekście powodzenia transformacji ekologicznej.

**M**ijający rok był okresem nadzwyczajnym w kontekście warunków geopolitycznych oraz makroekonomicznych. Świat wychodzący z kryzysu wynikającego z pandemii COVID-19 został ponownie postawiony w stan najwyższej gotowości w związku z sytuacją za naszą wschodnią granicą. Konflikt zbrojny w Ukrainie spotkał się nie tylko z krytyką, ale przede wszystkim stanowczą odpowiedzią polskiego rządu oraz Komisji Europejskiej w postaci sankcji.

Kryzys energetyczny, z jakim mamy obecnie do czynienia, przejawiający się w zachwianiu stabilności dostaw surowców energetycznych takich jak węgiel czy gaz, nałożył się na trudną sytuację makroekonomiczną. Dziś bowiem przedsiębiorstwa energetyczne i ciepłownicze mierzą się nie tylko z koniecznością zakupu surowców po rekordowych cenach, często z odległych od Europy państw, ale również z rekordową inflacją oraz rosnącymi kosztami pracy i materiałów budowlanych, niezbędnych do przeprowadzania inwestycji. Te z kolei są aktualnie niezwykle potrzebne, aby zapewnić bezpieczeństwo

energetyczne przy jednoczesnej realizacji założeń unijnej polityki energetyczno-klimatycznej. Obecny kryzys uwidocznił więc znaczenie hasła „dekarbonizacja sektora energetycznego” dla całej gospodarki. To już nie tylko kwestia realizacji planu osiągnięcia neutralności klimatycznej do 2050 r., ale przede wszystkim zapewnienia bezpieczeństwa dla społeczeństwa i biznesu.

## Całkowita redukcja CO<sub>2</sub>

Veolia od 25 lat konsekwentnie inwestuje w rozwój infrastruktury w Polsce. W ramach naszych działań wypracowaliśmy spektakularne efekty, jeśli chodzi o zmniejszanie emisji szkodliwych substancji do atmosfery. W przypadku emisji CO<sub>2</sub> udało nam się osiągnąć redukcję na poziomie ponad 30%. W zakresie pyłów, SO<sub>x</sub>, a także NO<sub>x</sub> wielkość redukcji wynosi ponad 80%. Z dumą możemy zatem stwierdzić, że Veolia wnosi znaczący wkład w proces transformacji całego kraju. Teraz nasze wysiłki skupiają się na całkowitej redukcji CO<sub>2</sub> i osiągnięciu neutralności klimatycznej w 2050 roku. Do 2030 roku planujemy

zupełnie wyeliminować węgiel z naszych instalacji i zastąpić go m.in. o połowę mniej emisyjnym gazem ziemnym.

Wyzwaniem dla całej branży ciepłowniczej jest reorganizacja miksu paliwowego. Przyszłość należy do systemów hybrydowych. Gaz będzie wspomagał odnawialne źródła energii, uzupełniony technologiami solarnymi i pompami ciepła. W Veolii gaz traktujemy wyłącznie jako paliwo przejściowe, dlatego nasze obecne inwestycje w przyszłości mają umożliwić wykorzystanie bardziej ekologicznych paliw, takich jak wodór i biometan. Według nas szanse na zielone ciepłownictwo są więc duże, ale wymaga to pomysłu, strategii, konsekwencji oraz pewnego elementu, który realnie wpłynie na sektor. Dziś mamy okazję do zmiany tego elementu. W tym przypadku mowa o regulacjach, które spowalniają rozwój sektora i uniemożliwiają wykorzystanie jego pełnego potencjału. To właśnie prawidłowo skonstruowane regulacje są fundamentem dla powodzenia transformacji ekologicznej. Za regulacjami bowiem podąża odpowiednie finansowanie, które obecnie jest niezwykle ważne dla realizacji celów strategicznych przedsiębiorstw takich jak nasze.

### Regulacje do zmiany

Dziś, wśród najważniejszych regulacji, które powinny zostać zmienione, można wymienić m.in. system taryfowania jednostek wysokosprawnej kogeneracji. Obecnie funkcjonujący model taryfowania jest nie tylko przestarzały, ale także nie odzwierciedla zmian zachodzących na rynku, zwłaszcza w kwestii rosnących kosztów paliwa oraz uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>. W następstwie obecnych regulacji koszty te „drenują” budżet sektora, pozbawiając go środków na niezbędne inwestycje. Systemowa zmiana w tym obszarze to nie tylko krok w kierunku przyspieszenia rozwoju kogeneracji w Polsce, ale także zwiększenie poziomu bezpieczeństwa energetycznego oraz bardziej efektywne wykorzystanie paliwa.

### Realna alternatywa

Kolejnym obszarem są systemy wsparcia OZE i efektywności energetycznej. Dziś, po kilku latach funkcjonowania systemu aukcji OZE można stwierdzić, że nie sprawdził się on w przypadku instalacji biomasowych i biogazowych. To właśnie tego rodzaju źródła oferują Polsce i sektorowi realną alternatywę, zwłaszcza w kontekście działań zmierzających do zmniejszenia zależności od węgla

i importowanego ze wschodu gazu. Niezbędne jest zatem wprowadzenie korekt i modyfikacji w kierunku pobudzenia rozwoju w/w gałęzi energetyki. Nie można również zapomnieć o efektywności energetycznej, która w Veolii także traktowana jest jako „paliwo”. Zainteresowanie działaniami w tym obszarze powinny być sukcesywnie zwiększane, a najprostszym sposobem, aby to osiągnąć, jest nie tylko uproszczenie procedur administracyjnych obecnie funkcjonującego systemu „białych” certyfikatów, ale przede wszystkim rozszerzenie zakresu przedsięwzięć objętych wsparciem.

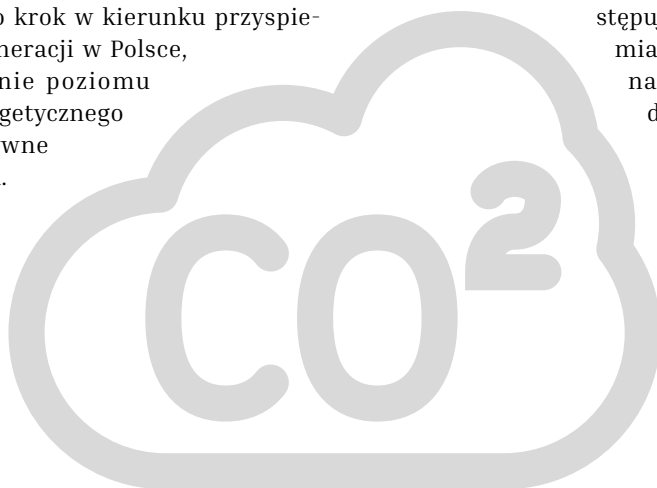


**Prawidłowo skonstruowane regulacje są fundamentem dla powodzenia transformacji ekologicznej. Podąża za nimi bowiem odpowiednie finansowanie, niezwykle ważne dla realizacji celów strategicznych przedsiębiorstw**

Warto także zwrócić uwagę na potencjał tkwiący w odpadach. W dobie wyzwań związanych z dostępnością i cenami surowców energetycznych warto bowiem postawić na sprawdzone już rozwiązania wykorzystujące lokalnie występujące paliwo. Rozwój ITPO w Polsce to nie tylko recepta na obecny kryzys, ale także sposób na rozwiązanie problemów związanych z gospodarką odpadami występujących w wielu polskich miastach. W tym obszarze należy więc przyspieszyć działania inwestycyjne, które są uzależnione od sprawnie funkcjonującej administracji publicznej.

Rok 2022, pomimo wyzwań, które postawił przed sektorem ciepłowniczym, unaoczniał także obszary regulacyjne, które wymagają zagospodarowania.

Zmiany regulacyjne pozwolą nie tylko na rozwój sektora i odbudowę gospodarki, ale także wzmocnią bezpieczeństwo energetyczne społeczeństwa przy jednoczesnej realizacji celów klimatycznych wynikających z polityki Unii Europejskiej.



# CIEPŁOWNICTWO PRZYSZŁOŚCI? BEZ PALIW KOPALNYCH



Fot. Fortum

**Piotr Górnik**

Fortum Power and Heat Polska

Ciepło, prąd i gaz. Ich waga w domowych rachunkach stanowi główny koszt utrzymania mieszkania. To również koszt numer jeden wielu jednostek użyteczności publicznej, samorządów i przedsiębiorstw, szczególnie tych energochłonnych.

**T**ymczasem mamy do czynienia z sytuacją, że ten główny składnik wydatków zaczął radykalnie rosnąć, głównie za przyczyną zwiększających się cen węglowodorów, które w Polsce stanowią najważniejsze paliwa do produkcji energii. Kończący się 2022 rok dobitnie pokazał, że nadszedł czas na konkretne zmiany – nie możemy już dłużej czekać. Dobrze, że oprócz dużej energetyki coraz częściej rozmawiamy również na temat transformacji ciepłownictwa.

Energetyka właściwie z dnia na dzień stała się nie tylko jednym z najistotniejszych składników życia gospodarczego gdzieś ponad naszymi głowami. Stała się ważnym tematem życia codziennego każdego z nas, bez wyjątku. Wojna w Ukrainie i związane z nią ograniczenia w dostępności do węglowodorów spowodowały w całej Europie duży niepokój związany z szybkimi rachunkami za prąd i ciepło, z dostępnością opału na zimę oraz z powszechną inflacją napędzaną w dużym stopniu przez rosnące ceny energii. Czy możemy coś z tym zrobić?

## Wyzwanie? Poszukajmy rozwiązania

Na początku marca 2022 roku Fortum ogłosiło zakończenie przeglądu strategicznego polskich aktywów ciepłowniczych. Została podjęta decyzja, że

pozostaną one w strukturach Grupy Fortum. Miesiąc później Fortum ogłosiło strategiczne kierunki rozwoju, dekarbonizacji swojego biznesu ciepłowniczego w Polsce. Główne założenie to odejście od węgla na rzecz źródeł odnawialnych i elektryfikacji systemów. Zamierzenia te są zgodne z celami Grupy Fortum dotyczącymi osiągnięcia neutralności węglowej europejskich aktywów wytwórczych – najpóźniej do 2035 roku.

W Polsce jesteśmy partnerem miast takich jak Wrocław, Częstochowa czy Zabrze. Wspólnie z samorządami szukamy najlepszych rozwiązań, które są niezbędne dla samorządów walczących o jakość powietrza i ciepło akceptowalne kosztowo z punktu widzenia mieszkańców. Dlaczego? Ponieważ Polska, ze względu na swoje położenie, jest jednym z najbardziej narażonych na brak ciepła krajów w Europie. Jednocześnie rodzime ciepłownictwo to w blisko 70 proc. węgiel, którego cena, ale i dostępność stały się ogromnym wyzwaniem nie tylko dla ludzi indywidualnie ogrzewających swoje domy, ale również dla ciepłowników, w tym dla Fortum. Tradycyjny model ciepłownictwa z centralną ciepłownią węglową dla miast jest nie do utrzymania. Powinniśmy już konkretnie działać, żeby ten model zmieniać. Najlepiej

gdybyśmy nie robili tego dwa razy – tzn. nie zastępowali węgla paliwem, które w krótkiej perspektywie będziemy musieli ponownie zmieniać. Powinniśmy postawić na odnawialne źródła ciepła i decentralizację systemu. Opierać rozwój ciepłownictwa na kilku mniejszych zdekarbonizowanych źródłach i na lokalnie dostępnych zasobach.

### Ciepło napędzane lokalnymi zasobami

Jaki powinien być system ciepłowniczy w naszych miastach? Przy szukaniu najlepszych rozwiązań dobrze wziąć pod uwagę lokalne uwarunkowania. W dużych skupiskach miejskich najlepszym rozwiązaniem jest ciepłownictwo systemowe, oparte o elektrociepłownię wykorzystujące lokalnie dostępne paliwo – powstające lokalnie odpady. Przyszłość miejskiego ciepłownictwa to także efektywne wykorzystanie ciepła odpadowego, które powstaje w procesach produkcyjnych.

Fortum ma pomysł, jak zmieniać ciepłownictwo, by było przyjazne środowisku i ekonomicznie dostępne dla mieszkańców miast. Jesteśmy przekonani, że przyszłość sektora wiąże się z odejściem od spalania paliw kopalnych. Podjęliśmy decyzję o odejściu od węgla przy pomocy technologii bazujących na biomasie oraz paliwie RDF, produkowanym z odpadów resztkowych nienadających się do recyklingu. Są to zasoby lokalne, wytwarzane przez mieszkańców i jako energia mogą do nich wracać. Mamy również konkretne pomysły na mniejsze jednostki wytwórcze – systemowe pompy ciepła oraz odzysk ciepła z serwerowni.

### Nie składujemy odpadów

Z danych Eurostatu wynika, że w 2020 roku statystyczny Europejczyk wytworzył ok. 500 kg odpadów komunalnych, przy czym im bogatsza gospodarka, tym więcej odpadów w przeliczeniu na mieszkańca – przykładowo najwięcej odpadów, bo ponad 840 kg w przeliczeniu na mieszkańca, powstało w Danii. Dlaczego jednak to kraje skandynawskie są podawane jako przykłady zielonych gospodarek, również pod kątem radzenia sobie z odpadami? Ponieważ koncentrują swoje działania na rosnącej roli recyklingu i odzysku energii z odpadów. W całej Skandynawii elektrociepłownie zasilane paliwem z odpadów cieszą się dużą akceptacją. Wygląda na to, że w Polsce czeka nas długa droga jeżeli chodzi o edukację. Musimy jednak zacząć od wzięcia na siebie odpowiedzialności za to, co robimy – w tym przypadku za wytwarzanie odpadów. Jak się okazuje, wcale nie muszą być one problemem. Nie składujemy ich – można je mądrze wykorzystać. Dziś warto wspomnieć, że cena paliwa z odpadów jest stabilnie ujemna. Przy wykorzystaniu odpadów

w ciepłownictwie dostajemy realną szansę na zahamowanie wzrostu cen ciepła sieciowego. Dlatego warto już dziś podejmować decyzje, jak zmieniać systemy ciepłownicze miast nie tylko na przyjazne środowisku, ale również przyjazne ekonomicznie. Fortum posiada technologie, dzięki którym z odpadów powstaje paliwo do produkcji prądu i ciepła.



## Ciepłownictwo przyszłości bez paliw kopalnych jest możliwe i ta przyszłość jest bliska

### Dekarbonizacja, digitalizacja, dopasowanie do lokalnych potrzeb

Ciepłownictwo na węgiel i gaz – do niedawna były to jedyne technologie, o których wspominało się w kontekście ogrzewania w Polsce. Fortum mówi o ciepłownictwie przyszłości – a jakie ono powinno być? Naszym zdaniem – bez paliw kopalnych. Ciepłownictwo musi objąć skuteczną dekarbonizacją.

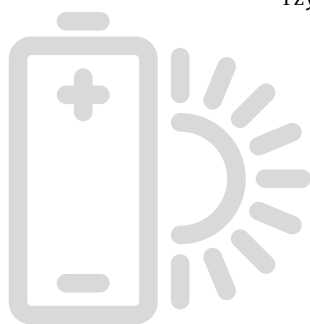
Jest tyle technologii, z których możemy skorzystać, by je „zazielenić”, a przy okazji zmniejszać problem kosztów gospodarki odpadowej w miastach oraz ciepła marnowanego z procesów przemysłowych.

Do ciepłownictwa powinna wejść również digitalizacja, ponieważ najtańsze jest to ciepło, którego nie wyprodukujemy. Dzięki narzędziom cyfrowym możemy skuteczniej dopasować profil produkcji do potrzeb, bez marnowania.

Zarządzanie zapotrzebowaniem to skuteczne narzędzie nie tylko na poziomie przemysłu i biznesu – również na poziomie gospodarstw domowych, a wiedza o tym, ile zużywamy energii to pierwszy krok do oszczędzania i kontrolowania rachunków.

I ostatni postulat – dopasowanie do potrzeb, ale też możliwości. Przy szukaniu najlepszych rozwiązań dla ciepłownictwa dobrze jest wziąć pod uwagę lokalne uwarunkowania. Inny model należy zastosować w dużych skupiskach miejskich, gdzie najlepszym rozwiązaniem jest ciepłownictwo systemowe, a inny model w mniejszych ośrodkach, w których celowe jest użycie np. rozproszonych pomp ciepła.

Zmiany nie powinny pozostawać w sferze idei i rozważań. Nie powinniśmy z nimi zwlekać – działajmy już dziś. Jestem przekonany, że ciepłownictwo przyszłości bez paliw kopalnych jest możliwe i że ta przyszłość jest bliska.



# ZAPOWIEDZI NA ROK 2023 W ENERGETYCE I CIEPŁOWNICTWIE



Fot. HLG

## Herbert Leopold Gabryś

były wiceminister przemysłu odpowiedzialny za energetykę

Pisząc rok temu o tym, co nas czeka w 2022 w energetyce w Polsce określiłem, że będzie to rok ciekawy. Na miarę wyzwań, jakich dawno nie było. Dziś musiałbym go nazwać „okrutnie ciekawym”. Jaki będzie kolejny?

**T**o rok „okrutnie ciekawy” nie tylko ze zdarzeń na wschodzie, ale i problemów płynących z zawirowań na rynkach paliw i energii w skali globalnej. Także u nas. W całej UE, a w naszej energetyce w szczególności. Rezygnacja z dostaw węglowodorów z Rosji wywołała szereg wyzwań. Wiele bałaganu i trosk o pozyskanie węgla. Dla nas przede wszystkim węgla energetycznego i to dla odbiorców drobnych. Skali problemu nie doceniliśmy, a zburzony system dostaw wywołał karkołomne „sztuczki”, aby wypełnić lukę po zaniechanych dostawach, aby nie brakło w nadchodzącej zimie ciepła tam, gdzie pochodziło ono z węgla. Dodajmy do tego problemy cen nie tylko węgla i inflację, a mamy cały wachlarz emocji ze zdarzeń 2022 roku, które przeniosą się nie tylko na rok przyszedłszy.

### Ale do rzeczy

- Będziemy mieli w 2023 roku dominację problemów i medialnych emocji (boć to rok wyborczy) z obszaru: „węgiel – energetyka”. Także próby rozstrzygnięć, jak zbudować rynek dostaw węgla energetycznego dla drobnych odbiorców. I nie rozwiąże tego nowy „twór” w postaci zapowiadanego na początek roku NABE. Pierwotnie napisało mi się „potwór”, ale to nie było zamierzone. Choć może i jest coś na rzeczy. Na ile na rzeczy – pokaże początek nowego roku.
- Będziemy mieli w 2023 roku ogrom emocji z odsłaniania kolejnych problemów z realizacji przygotowań do budowy dwóch bloków jądrowych. Zróznicowanych emocji, bo z dość odległych obszarów pochodzą adresaci podpisanych listów intencyjnych. Do tego najazd przeciwników energetyki atomowej w Polsce. Nie tylko z przyczyn niechęci do energetyki nuklearnej części polityków z zachodu, ale i tych, których nęciliśmy przez czas jakiś możliwą współpracą w tych zamiarach. No i pokonywanie „schodów” nowego.
- Będziemy mieli w 2023 roku wiele „międlenia” co do zakresu i tempa zmian naszej polityki energetycznej. Wiemy, że na czas „marszu” do neutralnej klimatycznie gospodarki w 2050 roku trzeba wielu ubezpieczeń. Przede wszystkim należy ubezpieczyć



się w potencjale naszej generacji i wydobycia węgla, aby po odstawieniach generacji „brunatnej” połączyć potrzeby KSE z zasobów własnych węgla kamiennego. Zatem pojawią się próby skorygowania (spowolnienia) procesów likwidacji górnictwa węgla kamiennego. Tak, piszę to świadomie, bowiem to co robimy z górnictwem węgla kamiennego w Polsce to przecież realizacja antywęglowej hucpy z polityki klimatyczno-energetycznej UE. A z niej tzw. program dla górnictwa (korygowany jeszcze na początku tego roku). Dojrzeliliśmy także w Europie do przytłamszonej jak dotąd prawdy, że zasoby własne paliw są na miarę zachowania suwerenności. Dopóki nie ma innych możliwości na miarę tego co się dzieje, tak przecież musi być. Przy całym możliwie największym wysiłku rozbudowy generacji z OZE. Tu sądzę, że w 2023 roku czeka nas zwiększenie wysiłków dla jej pozyskania. Nie tylko w technologiach dziś szeroko znanych. Racjonalnie z logiki rozumu, a nie jedynie z populizmu klimatycznego.

- Będziemy mieli w 2023 roku chwilowe stany braku mocy gwarantowanej w KSE. Dziś balansujemy na granicy wydolności systemu. Choćby w chwilach obciążenia maksymalnych. Posiłkujemy się mocą zamawianą w przepływach na kierunku zachodnim. Ale tam też niewesoło. A przeciwczyliśmy nie raz, co znaczy racja własnych interesów. Mogą nam się zdarzyć (oby tak nie było) pierwsze od lat ograniczenia z braku mocy. Z nadzieją, że zdarzeń o charakterze awarii systemowych unikniemy.
- Będziemy mieli w 2023 roku otwarcie szerszego pola dla wykorzystania doświadczeń dla przedłużenia czasu pracy i zwiększenia możliwości regulacyjnych bloków zwanych umownie dwusetkami. Tych doświadczeń, ale i wiedzy z zagrożeń niedostatku generacji w latach 2025 do choćby 2035 nie zmarnujemy. Tak „na oko” to problem 150 TWh dla dopełnienia generacji gwarantowanej w JWCP w tym czasie. Ale pamiętajmy, że to stworzy potrzebę dodatkowych 60 mln ton węgla. Tylko w tym czasie. Aby był, trzeba dziś szybkich decyzji skąd go wziąć. Bo sam się nie zjawi.
- Z pewnością w 2023 roku pojawią się problemy z proporcjonalnymi do

wyzwań i potrzeb inwestycjami w system przesyłowy. Nie tylko najwyższych napięć. Mam nadzieję, że o rozwoju energetyki odnawialnej (tej bliskiej i dalekiej na morzu) będziemy mówić w 2023 roku w całym łańcuchu problemów. Bo przecież odbiorcą energii mało interesuje skąd jest prąd. Ma być i już! W naszych gniazdkach i dla zasilania gospodarki. To rozumowanie z całym poszanowaniem dla racji podwyższania efektywności energetycznej i rozwoju nieemisyjnych źródeł energii stanie się w 2023 roku powszechniejsze. A ceny energii...

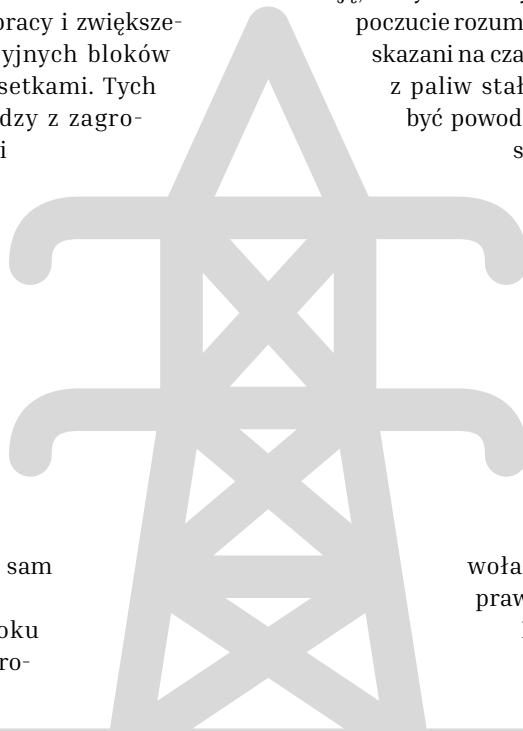


## Z pewnością w 2023 roku pojawią się problemy z proporcjonalnymi do wyzwań i potrzeb inwestycjami w system przesyłowy. Nie tylko najwyższych napięć

- ...A ceny energii w 2023 roku to ogromny, ciemny obszar, który pozostanie w najbliższych latach „nie do ugryzienia”. Nie tylko z przyczyn inflacji i rozchwiania rynków paliw i energii. I nie tylko z przyczyn wojny na wschodzie. Także z powodu rosnącego gniewu świata odbiorców energii wobec trudnych do zrozumienia racji ich zwiększeń. U nas z pewnością nie będzie inaczej! Mam nadzieję, że wywoła decyzje co do zerwania hańbiących poczucie rozumu opłat za emisję CO<sub>2</sub>. Jesteśmy skazani na czas jeszcze niemały na generację z paliw stałych. I nie powinno wreszcie być powodów, aby wątpliwy od początku system EU ETS pogrążał nas w niebagatelnych kosztach.

Rok 2023 nie będzie nudny. Także w zawirowaniach polityki klimatyczno-energetycznej naszej wspólnoty. Z rozbieżności interesów państw UE. W energetyce i nie tylko. Oby tylko nadmiar „atrakcji” serwowanych nam z wielu stron nie wywołał procesów trudnych do naprawienia.

I tego, aby skrócić ten tekst, życzymy sobie nawzajem.





Jerzy Łaskawiec

Szklarska Poręba, 10 XI 2022

## Nic się nie stało, Polacy, nic się nie stało???

To kibicowskie zawołanie, pomimo wybitnie złego zagrania naszego zespołu, pojawia się jakoby na pociechę i zachętę do dalszej gry. Nie powinniśmy jednak przenosić wprost tego „zaklęcia” na funkcjonujące zarządzanie energetyką, tę szeroko pojętą. Jest to nie tylko energia elektryczna, ale i zasoby energetyczne paliw, a także infrastruktura OZE. Zarządzanie (w przedmiotowej materii) polega na dogłębnej znajomości przedmiotu zarządzania. Znajomości zagadnień z zakresu fizyki (np.: termodynamika, elektroenergetyka, fizyka ciała stałego), chemii (np.: reakcje spalania, chemia fizyczna), zagadnień budowlanych (np.: budowa infrastruktury energetycznej, wytrzymałość materiałów). Polega również na znajomości zasad rządzących ekonomią oraz zachowaniami społecznymi dużych grup ludności.

Mam przekonanie, że większość obecnych decyzji ma jednak głównie podłoże polityczne. Bazujące na definicji, że jest to działanie grupy społecznej lub partii mające na celu zdobycie i utrzymanie władzy państwowej. Ta definicja pasuje do wszystkich ustrojów społecznych, a wynika ze skłonności pojedynczego człowieka do egoizmu, pomimo ubierania się w szaty liberalizmu, tolerancji, socjaldemokracji czy wreszcie chadecji. Nie jest ona również niestety obca hierarchom kościołów. Co zrobić, aby przerwać tę drogę wiodącą do upadku kulturalnego i socjalnego ludności, a przynajmniej do głębokiej degrengolady państwa? Zazwyczaj – patrząc na lekcje historii – takie głębokie przewartościowania myślenia i działania w ostatnich kilkuset latach miały miejsce tylko poprzez jakieś rewolucyjne działania. Vide: reformacja, oświecenie, rewolucja francuska czy rosyjska, rewolucja przemysłowa czy też wielkie wojny, wyniszczające inaczej i bezpośrednio ludzkość. Obecnie nie ma nikt dobrego i realnego planu, co ma być i będzie dalej.

Wrócenie przyszłości na podstawie historii i to tej wyidealizowanej przez obecnych „demiurgów” do niczego mądrego nie prowadzi. Poza tym mało z tego, co dzieje się teraz, miało już szczęśliwe rozwiązanie w przeszłości. Tak,

abyśmy mogli czerpać doświadczenie i prowadzić nasz ludzki statek w miarę bezpiecznie. Świat teraz jest jedną wielką gospodarczo (globalizm) wioską. Interakcje gałęziowe działają jak przewracające się klocki lego. W naszych czasach nie powstała chyba żadna wielka myśl polityczna przygotowująca nas na to, co się stało i jest. Brak doświadczeń co najmniej od pół wieku na to, co wojny w bliskim sąsiedztwie (ale i inne nierozwiązywalne dyplomatycznie konflikty) mogą zrobić każdemu, czy tego chce, czy nie.

Wojna obecna, również przecież i nasza (co widać po jej skutkach materialnych), trwa. Musimy uświadomić ludziom, że nie potrafimy jej obecnych skutków zniwelować również w szeroko pojętej energetyce. Doświadczamy czegoś, co nie miało miejsca od przynajmniej 40 lat. Pamiętam te czasy osobiście, jako szef ruchu elektrowni. Pamiętam 19. stopień zasilania, czas nierobienia remontów w pełnym zakresie, aby tylko połatane bloki chodziły. Pamiętam rosnącą w związku z tym awaryjność, pamiętam nieoglądanie się na ekologię. Przerwało się to dopiero wtedy, gdy państwo w latach 90. przyznało, że jest źle. Produkcja przemysłowa kraju dramatycznie się załamała, co pozwoliło energetyce, korzystając z obniżonego zapotrzebowania, dokonać głębokiej modernizacji technicznej i ekologicznej swoich urządzeń. Zrobiliśmy tak również i w naszym Turowie.

Tak, to było w latach 90; nie życzy sobie, aby dopiero po wielkiej katastrofie można było coś z energetyką zrobić. Pamiętajmy, że mamy energetykę odbudować, ale już w innym kształcie. Nie takie same bloki, ale już dużo lepsze (teraz jest ich ponad 10, a potrzeba ze 30 i to również atomowych). Nic nie stanie się szybko ani łatwo, a na pewno nie tanio. Jak przypomniał mi mój kolega: „pamiętaj, to wszystko się buduje z istniejących oszczędności gospodyń domowych”. Dodam, że i z długu publicznego, o którym nikt z wierzycieli teraz nie myśli, a przynajmniej nie mówi, że trzeba go kiedyś będzie spłacić. Z naszych (obywateli) dochodów.

# 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

## CZYTAJ WSZYSTKIE CZASOPISMA BMP

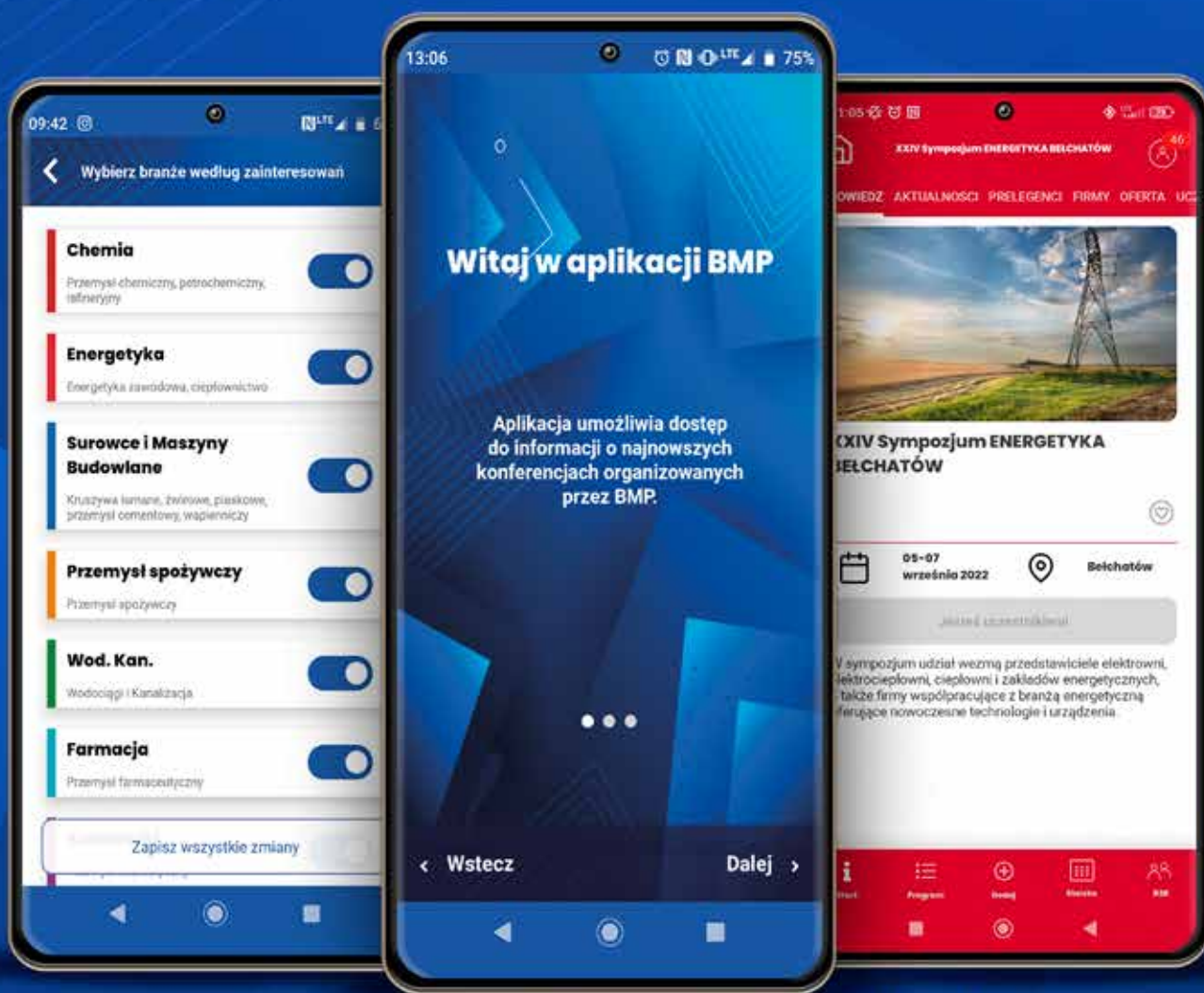
masz dostęp do pełnych wydań wszystkich czasopism

ZESKANUJ KOD  
I POBIERZ:

Google Play



App Store



budujemy możliwości  
porozumienia



# 30 lat doświadczeń Grupy Ecol

