

5/20 (764)

Dwumiesięcznik

cena: 25,00 zł (w tym 8% vat)

58.14.12.0

ISSN 1734-7823



 kierunekenergetyka.pl

# Energetyka

— CIEPLNA I ZAWODOWA —

TEMAT NUMERU | **GOSPODARKA WODNO-ŚCIEKOWA**

## WODA I ŚCIEKI POD KONTROLĄ

- | Gospodarka wodno-ściekowa w obiegu zamkniętym
- | Baza danych o odpadach
- | Demineralizacja wody



**BO LICZY SIĘ KAŻDA  
KROPLA**

> 28

**ZIELONA TRANSFORMACJA  
POLSKIEGO CIEPŁOWNICTWA**

> 54

**ELEKTROWNIE  
WIELOPALIWOWE**

> 84



*Z pasją projektujemy przyszłość*





## Z ŻYCIA BRANŻY

- 10 | Energia geotermalna przyszłością europejskiej energetyki  
Aleksandra Fedorska
- 12 | Woda jako długoterminowa alternatywa dla czynników chłodniczych  
Wiktoria Lada
- 14 | Woda a blackout – czy w Polsce jesteśmy zdani na łaskę matki natury?  
Maciej Cholewiński
- 18 | Czy jest się czego bać?  
Mikołaj Maśliński

## TEMAT NUMERU: GOSPODARKA WODNO-ŚCIEKOWA

- 24 | Demineralizacja na miarę XXI w.  
Dorota Sąkol-Sikora, Marcin Kłos
- 28 | Bo liczy się każda kropla  
Piotr Czupryński
- 34 | O kawitacji w pompach wirowych raz jeszcze  
Waldemar Jędral
- 42 | Susze i brak wody w przemyśle  
Jakub Jasiński

## CIEPŁOWNICTWO

- 46 | Kogeneracja gazowa przyszłością ciepłownictwa na najbliższy czas?  
Rozmowa z Robertem Grzywaczem, prezesem zarządu PEC Siedlce
- 54 | Zielona transformacja polskiego ciepłownictwa  
Dorota Gręda, Paweł Tokarczyk, Grzegorz Wiśniewski
- 60 | Stabilność finansowa przedsiębiorstw ciepłowniczych warunkiem bezpieczeństwa w sektorze  
Paweł Jasiński
- 64 | Wdrożenie GIS w przedsiębiorstwie energetyki ciepłej  
Karolina Grodek
- 66 | Produkty Nova Siria – rozwiązania szyte na miarę  
Radosław Szeinig

## REMONTY I UR

- 70 | Modernizacja zespołu sprężarek w Elektrowni Bełchatów  
Andrzej Błaszczuk, Mariusz Nawrocki, Andrzej Werner, Dariusz Woźniak, Maciej Olędzki
- 78 | Nowa metoda zapobiegania korozji  
METTLER TOLEDO THORNTON

## ELEKTROMOBILNOŚĆ

- 80 | Szklanka zawsze do połowy pełna, czyli myśl jak Łukasiewicz  
Rozmowa z Piotrem Dardzińskim, prezesem Sieci Badawczej Łukasiewicz.

## PALIWA

- 84 | Elektrownie wielopaliwowe  
Wojciech Sikorski

## BEZPIECZEŃSTWO

- 88 | Zagrożenia pożarowe i wybuchowe peletu RDF  
Janusz Januszewski, Dorota Brzezińska

## FELIETON

- 94 | Kto wie? Co będzie skutkiem naszych ludzkich działań?  
Jerzy Łaskawiec

## TEMAT NUMERU: GOSPODARKA WODNO-ŚCIEKOWA



Fot. 123rf

## CZY JEST SIĘ CZEGO BAĆ?

Mikołaj Maśliński

## TEMAT NUMERU: GOSPODARKA WODNO-ŚCIEKOWA



Źródło: TAURON Wytwarzanie

## DEMINERALIZACJA NA MIARĘ XXI W.

Dorota Sąkol-Sikora, Marcin Kłos

## CIEPŁOWNICTWO



Fot. PEC Siedlce

## KOGENERACJA GAZOWA PRZYSZŁOŚCIĄ CIEPŁOWNICTWA NA NAJBLIŻSZY CZAS?

46

Rozmowa z Robertem Grzywaczem, prezesem zarządu PEC Siedlce



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

## Woda i wirus

Jako wydawnictwo mieszczące się w Raciborzu, mieście leżącym nad Odrą, dość dobrze znamy zagrożenia, jakie niesie ze sobą woda. Wiele osób w naszej firmie wciąż dobrze pamięta rok 1997 i katastrofalną powódź. Tegoroczne październikowe opady również mocno podniosły poziom naszej rzeki i gdyby nie niedawno oddany do użytku zbiornik Racibórz Dolny, żywioł znów odcisnąłby swoje piętno na nadrzecznych miejscowościach.

Woda, niezbędna do życia, ale i potrafiąca w tym życiu mocno przeszkodzić – przy nadmiarze, przy zanieczyszczeniu czy w sytuacji jej braku. Oddziałująca na życie ludzi, ale i przemysłu. Również energetyki.

„Demineralizacji na miarę XXI wieku” przeczytacie Państwo w artykule dr inż. Doroty Szałol-Sikory z TAURON Wytworzenie i dr hab. inż. Marcina Kłosa, profesora Politechniki Śląskiej, którzy opisują nową stację demineralizacji wody w Elektrowni Łagisza. Z kolei Piotr Czupryński – kierownik Projektu Badawczego z Departamentu Badań i Rozwoju w PGE Energia Ciepła S.A. – przybliży projekty dotyczące gospodarki wodno-ściekowej w obiegu zamkniętym elektrociepłowni, gdzie dąży się do minimalizacji ilości wody pobieranej ze środowiska poprzez powtórne wykorzystanie oczyszczonych ścieków. Polecamy również zapoznać się z artykułem „Czy jest się czego bać?”, napisanym przez Mikołaja Maślińskiego, prawnika z MM Doradztwo Prawne i pracownika Wydziału Prawa i Administracji UAM w Poznaniu, który pochyla się nad tematem BDO.

W obecnym numerze sporo miejsca poświęcamy też ciepłownictwu, m.in. rozmawiamy z Robertem Grzywaczem, prezesem zarządu PEC Siedlce, o przyszłości sektora: – Potrzeba zwiększenia udziału OZE w ciepłownictwie stanowi duże wyzwanie. W obecnej perspektywie dostrzegamy szanse wykorzystania mieszkanki zielonego wodoru w połączeniu z gazem wysokometanowym, do zasilania eksploatowanych już jednostek kogeneracji – mówi prezes Grzywacz, zakreślając perspektywę rozwoju i transformacji branży. W temacie „zielonej transformacji ciepłownictwa” publikujemy też artykuł Doroty Grędy, Pawła Tokarczyka i Grzegorza Wiśniewskiego z Instytutu Energetyki Odnawialnej oraz materiał przedstawiający ciekawą koncepcję zielonych certyfikatów na ciepło z OZE, zaproponowaną przez Pawła Jasińskiego, analityka z Energetyki Ciepłej Opolszczyzny SA.

Październik, oprócz wysokiej wody, przyniósł nam również drugą falę pandemii, która z kolei spowodowała zmiany w formule wszystkich organizowanych przez nas wydarzeń. ENERGETYKA BEŁCHATÓW, która po pierwszym przeniesieniu miała odbyć się 4-5 listopada w Bełchatowie, została w pełni przeniesiona do „sfery cyfrowej”. Tak więc w tym roku spotkamy się już tylko za pośrednictwem ekranów naszych komputerów, przy swoich biurkach, z nadzieją na lepszą wiosnę.

**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 ponad 25 lat integrująca środowiska branżowe, proponująca nowe formy budowania porozumienia, integrator i moderator kontaktów biznesowych, wymiary wiedzy i doświadczeń. To organizator branżowych spotkań i wydarzeń – znanych i cenionych ogólnopolskich konferencji branżowych, wydawca profesjonalnych magazynów i portali.

### Rada Programowa:

**prof. Jan Popczyk**, przewodniczący Rady Programowej, Politechnika Śląska  
**prof. Andrzej Błaszczyk**, **Juliusz Jankowski**, główny analityk biznesowy, Departament Regulacji i Relacji Zewnętrznych PGNiG TERMIKA  
**dr hab. inż. Maria Jędrusiak**, prof. nadzw. PWr, Politechnika Wroclawska  
**Mieczysław Kobylarz**, **dr hab. inż. Roman Krok prof. Pol. Śl.**, Politechnika Śląska  
**prof. Janusz Lewandowski**, Politechnika Warszawska  
**dr inż. Andrzej Sikora**, prezes zarządu Instytutu Studiów Energetycznych Sp. z o.o., Akademia Górniczo-Hutnicza im. St. Staszica w Krakowie  
**Jerzy Łaskawiec**, ekspert ds. energetyki  
**Waldemar Szulc**, dyrektor biura, Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektryczne  
**prof. dr hab. inż. Krzysztof Wojdyga**, Politechnika Warszawska

### Prezes zarządu BMP Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością Sp. k.

Adam Grzeszczuk  
**Redaktor naczelny**  
Przemysław Płonka

**Redakcja**  
Maciej Szramek

**Redakcja techniczna**  
Jerzy Ośliży

**Sprzedaż**  
Kalina Barlik  
**Prenumerata**  
Aneta Jaroszewicz

### Druk:

FISCHER POLIGRAFIA  
Cena 1 egzemplarza – 25,00 zł (w tym 8% VAT)  
Wpłaty kierować należy na konto:  
Bank Spółdzielczy w Raciborzu  
Nr konta: 40 8475 0006 2001 0014 6825 0001

### Prenumerata krajowa:

Zamówienia na prenumeratę instytucjonalną przyjmuje firma Kolporter Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością S.K.A. Informacje pod numerem infolinii 0801 40 40 44 lub na stronie internetowej <http://dp.kolporter.com.pl/>

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





### NOWATORSKA TECHNOLOGIA W PRZYŁĄCZENIACH DO SIECI CIEPŁOWNICZEJ

TAURON, pomimo pandemii koronawirusa, realizuje kolejne inwestycje przyłączeniowe. Nowe przyłączenia osiągną w tym roku około 32 MW mocy cieplnej. Tym razem dokonano 200-metrowego przewiertu sterowanego w Brynowie – jednej z większych dzielnic Katowic

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

## PGNiG PRZYSTĄPIŁO DO EUROPEJSKIEGO SOJUSZU NA RZECZ CZYSTEGO WODORU

Według Komisji Europejskiej wodór jest paliwem, które przybliży Wspólnotę do osiągnięcia neutralności klimatycznej. Dla PGNiG, które chce zbudować cały łańcuch kompetencji związanych z produkcją i wykorzystaniem wodoru, oznacza to nowe możliwości rozwoju technologii związanych z zielonym wodorem i bezpośredni wpływ na unijne regulacje w tym zakresie.

Sojusz European Clean Hydrogen Alliance (ECHA) stworzony przez Komisję Europejską w lipcu br. ma wspierać rozwijanie gospodarki opartej o czysty wodór. To platforma szerokiej współpracy przy tworzeniu całego wodorowego łańcucha wartości, która ma umożliwić zbudowanie w ciągu trzech dekad wodorowego ekosystemu w Europie.

Źródło: informacja prasowa

## TECHNOLOGIE WODOROWE W KORELACJI Z ODNAWIALNYMI ŹRÓDŁAMI ENERGII

Veolia Energia Polska podpisała list intencyjny o współpracy w zakresie technologii wodorowych z miastem Pszczyna, Regionalną Izbą Gospodarczą w Katowicach i firmą SBB Energy. Zamierzenia te są zgodne ze strategią grupy w Polsce, która zakłada realizację projektów odchodzenia od węgla na rzecz paliw nisko- i zeroemisyjnych.



Rozwiązanie ma stanowić istotny krok dla rozwoju nowoczesnych technologii paliwowych i energetycznych oraz przyczynić się do zapewnienia ekologicznej i zdrowej przyszłości regionu. Pszczyna należy do tych polskich miast, przed którymi stoją największe wyzwania związane z jakością powietrza. W dokumencie strony wyraziły chęć podjęcia wspólnych działań na rzecz zeroemisyjnego miasta oraz w zakresie rozwoju i wdrażania technologii wodorowych.

Źródło i fot.: informacja prasowa

## ROZMAITOŚCI

# 96

Tyle procent zanieczyszczeń ma być zatrzymanych w planowanej oczyszczalni ścieków przemysłowych w Elektrowni Turów.

# ”

Potrzeba zwiększenia udziału OZE w ciepłownictwie stanowi duże wyzwanie. W obecnej perspektywie dostrzegamy szansę wykorzystania mieszanki zielonego wodoru w połączeniu z gazem wysokometanowym, do zasilania eksploatowanych już jednostek kogeneracji – **Robert Grzywacz**, prezes zarządu PEC Siedlce.

## POLSKA LIDEREM W PRODUKCJI AUTOBUSÓW ELEKTRYCZNYCH. NOWY RZĄDOWY PROGRAM POZWOLI KUPIĆ JE Z 80-PROCENTOWYM DOFINANSOWANIEM

Po ulicach ponad 20 polskich miast jeździ blisko 350 autobusów elektrycznych. Ich liczba sukcesywnie rośnie, a samorządy coraz częściej decydują się na zakup takich pojazdów. Wynika to, po pierwsze, z proekologicznych trendów, a po drugie – z ustawowego wymogu, zgodnie z którym do 2028 roku powinny one wykazać minimum 30-proc. udział autobusów elektrycznych we flocie. Od przyszłego roku ruszy rządowy program, który pozwoli samorządom na zakup takich pojazdów z 80-proc. dofinansowaniem. MAN Truck & Bus uruchomił właśnie w swojej fabryce pod Starachowicami seryjną produkcję elektrycznych autobusów, które zostały zaprojektowane właśnie z myślą o miejskiej mobilności.

– Polska jest jednym z europejskich liderów pod względem liczby autobusów elektrycznych, które jeżdżą po drogach miast. Jesteśmy też jednym z liderów pod względem ich produkcji i eksportu – mówi agencji Newseria Biznes Maciej Mazur, prezes Polskiego Stowarzyszenia Paliw Alternatywnych. W ponad 20 miastach Polski jeździ już blisko 350 autobusów elektrycznych. Ta liczba szybko rośnie: porównując pierwszych siedem miesięcy ubiegłego i tego roku, widać prawie 200-proc. wzrost.

Zgodnie z zapowiedziami Ministerstwa Klimatu na początku przyszłego roku Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej ma uruchomić nowy program dofinansowania autobusów elektrycznych z budżetem sięgającym 1,3 mld zł. Jego celem będzie zwiększenie liczby takich pojazdów na drogach polskich miast.

– W przetargach ogłaszanych przez samorządy widzimy, że coraz częściej decydują się one na zakup autobusów zeroemisyjnych. Jest to związane m.in. z programami dofinansowań, które funkcjonowały w ubiegłych latach. Mamy nadzieję, że ten, który wystartuje w przyszłym roku, dodatkowo ugruntuje ten trend – mówi Maciej Mazur.

W pierwszym roku obowiązywania nowego programu dofinansowanie do zakupu autobusów elektrycznych ma wynieść 80 proc. i sukcesywnie spadać – do 70 proc. w 2022 roku oraz 60 proc. rok później. Wsparcie będzie kierowane w pierwszej kolejności do samorządów i miejskich przedsiębiorstw komunikacyjnych.

Źródło: newseria.pl



# IKA

designed for scientists



## /// Kalorymetr C 6000 global standards

Kalorymetr C 6000 global standards łączy nowoczesną technologię, różnorodne zastosowania i automatyzację w jednym urządzeniu.

- ✓ Działanie zgodne ze wszystkimi normami dla bomb kalorymetrycznych (takimi jak np. DIN, ISO, ASTM, GOST i GB)
- ✓ Trzy tryby pomiaru – adiabatyczny, izoperiboliczny, dynamiczny
- ✓ Technologia RFID do automatycznej identyfikacji bomb kalorymetrycznych

## Naczynia kalorymetryczne



/// C 6010 Naczynie kalorymetryczne, standardowe



/// C 6012 Naczynie kalorymetryczne, odporne na halogenki



/// C 5010 Naczynie kalorymetryczne, standardowe



/// C 5012 Naczynie kalorymetryczne, odporne na halogenki



/// C 7010 Naczynie kalorymetryczne, standardowe



/// C 7012 Naczynie kalorymetryczne, odporne na halogenki



designed  
to work perfectly

Zapraszamy do kontaktu!

IKA Poland Sp. z o.o.

Phone +48 222 01 99 79

E-mail sales.poland@ika.com

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

## 200 MLN ZŁOTYCH NA INWESTYCJE NA OPOLSZCZYŹNIE

W ubiegłym roku TAURON Dystrybucja zrealizował duże inwestycje sieciowe, zamykając go wykonaniem planu inwestycyjnego na poziomie 121 mln zł. W roku bieżącym na kontynuowanie rozpoczętych prac i podjęcie nowych zadań, zaplanowane jest w TAURONIE blisko 200 mln złotych.



Spektakularnym przykładem inwestycji sieciowej, realizowanej w związku z potrzebą przyłączenia do sieci dużego podmiotu komercyjnego, jest stacja elektroenergetyczna 110/15 kV Radzikowice. Budowa stacji wraz z zasilającymi liniami kablowymi 110 kV została podjęta ze względu na konieczność zapewnienia możliwości przyłączenia do sieci dystrybucyjnej zakładu produkcyjnego firmy UMICORE w Radzikowicach (gmina Nysa).

Zdjęcie i fot.: informacja prasowa

### CIEKAWOSTKA

Fot. 123rf



## Nieograniczone źródło energii

Zespół badaczy z Uniwersytetu Arkansas opracował obwód elektryczny, który pozwoli wykorzystać ruch termiczny wewnątrz cząsteczek grafenu w procesie generowania prądu elektrycznego. Stworzenie tego układu nie tylko podważa teorię Richarda Feynmana dotyczącą ruchów termicznych wewnątrz atomów, jest także szansą na stworzenie niewielkich urządzeń elektrycznych zasilanych czystą energią o nieskończonym potencjale.

## PODPISANO LIST INTENCYJNY NA RZECZ ROZWOJU SEKTORA BIOGAZU I BIOMETANU W POLSCE

Z inicjatywy pełnomocnika rządu ds. OZE Ireneusza Zyski, minister klimatu i środowiska oraz przedstawiciele branży biogazowej, transportowej, sektora przesyłu i światła nauki podpisali 13 października 2020 r. „List intencyjny o ustanowieniu partnerstwa na rzecz rozwoju sektora biogazu i biometanu oraz zawarcia porozumienia sektorowego”. Celem tej inicjatywy jest podjęcie wspólnych działań służących rozwojowi rynku biogazu i biometanu w Polsce.



Rezultatem współpracy będzie wypracowanie, podpisanie, a następnie realizacja „Porozumienia o współpracy na rzecz rozwoju sektora biogazu i biometanu”. Jak podkreślił minister klimatu i środowiska Michał Kurtyka, rozwój sektora produkcji biogazu i biometanu ma kluczowe znaczenie dla przeprowadzenia procesu transformacji gospodarki w kierunku niskoemisyjnym i jest ważnym elementem Polityki Energetycznej Polski do 2040 roku. – Zwiększenie wytwarzania energii z biogazu i biometanu przyczyni się do dywersyfikacji źródeł energii i podniesienia bezpieczeństwa energetycznego naszego kraju, a także wpłynie na realizację celów polityki energetyczno-klimatycznej Unii Europejskiej. To również ważny element walki o poprawę jakości powietrza – powiedział. – Instalacje biogazowe dają nam stabilne źródło gazu. Ich interdyscyplinarność oraz wielokierunkowość zastosowania tego paliwa to przesłanki, aby stworzyć dla nich warunki rozwoju, które zdynamizują sektor – zauważył minister Kurtyka.

Źródło i fot.: gov.pl/web/klimat

## EDPR PODPISAŁO UMOWĘ NA SPRZEDAŻ ENERGII Z DWÓCH PROJEKTÓW PV O ŁĄCZNEJ MOCY 100 MW W STANACH ZJEDNOCZONYCH

Dzięki tej umowie EDPR zabezpieczyło już 85% z założonego na lata 2019 – 2022 celu, którym jest zdobycie 7 GW mocy z elektrowni wiatrowych i fotowoltaicznych na całym świecie. EDP Renováveis SA („EDPR”), światowy lider w sektorze energii odnawialnej i jeden z największych światowych producentów energii wiatrowej, poprzez swoją spółkę zależną EDP Renewables North America LLC, zabezpieczył 15-letnią umowę na sprzedaż energii wyprodukowanej przez dwie elektrownie solarne o łącznej mocy 100 MW. Projekty zlokalizowane są w stanie Ohio i przewiduje się, że zostaną oddane do użytkowania w 2022 r.

Źródło: informacja prasowa



NISKIE KOSZTY  
EKSPLOATACYJNE

SERWIS W POLSCE  
I ZA GRANICĄ



1846

H.CEGIELSKI-POZNAŃ S.A.

WYSOKA  
ENERGOOSZCZĘDNOŚĆ

AUTOMATYCZNA  
REGULACJA  
PARAMETRÓW PRACY

SZYBKI ZWROT  
INWESTYCJI

DŁUGI OKRES  
ŻYWOTNOŚCI  
URZĄDZENIA

URZĄDZENIE  
PROJEKTOWANE  
POD INDYWIDUALNE  
POTRZEBY KLIENTA

USŁUGI  
KOOPERACYJNE

NOWOCZESNY  
PARK MASZYNOWY

## DMUCHAWY PROMIENIOWE DLA ENERGETYKI I PRZEMYSŁU

H.CEGIELSKI-POZNAŃ S.A. dzięki możliwościom produkcyjnym oferuje zaawansowane technologicznie dmuchawy promieniowe, mające zastosowanie w przemyśle oraz branży energetycznej. Klientom zapewniamy wsparcie serwisowe w całym cyklu życia produktu. Oferujemy także szeroki zakres usług kooperacyjnych przy produkcji maszyn i urządzeń.



BEZAWARYJNOŚĆ

Poznaj potencjał produkcyjny H.CEGIELSKI-POZNAŃ S.A.:



# ENERGIA GEOTERMALNA PRZYSZŁOŚCIĄ EUROPEJSKIEJ ENERGETYKI

SYSTEMY I MIKSY ENERGETYCZNE PAŃSTW EUROPEJSKICH SĄ BARDZO RÓŻNORODNE. POSZCZEGÓLNE KRAJE RÓŻNIĄ WARUNKI NATURALNE, ALE TAKŻE INFRASTRUKTURA I TECHNOLOGIA. RZADZIEJ MÓWI SIĘ NATOMIAST O KWESTIACH MENTALNOŚCIOWYCH, SPOŁECZNYCH I POLITYCZNYCH, KTÓRE MAJĄ SPORE PRZEŁOŻENIE NA ENERGETYKĘ. DOBRYM PRZYKŁADEM MOŻE BYĆ TU ENERGETYKA JĄDROWA.

W niemieckim społeczeństwie, które bardzo ceni sobie bezpieczeństwo, od połowy lat 70. ub. wieku wzrasta lęk przed katastrofą nuklearną, nazywaną w mediach w skrócie GAU (*Größter angenommener Unfall* – Największy z Przyuszczalnych Wypadków). Co prawda do takiego GAU nie doszło nigdy na terenie Niemiec, ani nawet w krajach ościennych, ale Czarnobyl w 1986 roku oraz ostatecznie Fukushima w 2011 roku spowodowały, że Niemcy zamierzają bezpowrotnie i znacznie szybciej niż planowano porzucić energetykę jądrową. Na pewien paradoks zakrawa więc to, że położona niedaleko Monachium elektrownia jądrowa Isar 2 ze względu na zastosowanie tam technologii KONVOI uchodzi za jedną z najbezpieczniejszych na świecie. Technologia KONVOI zastosowana została także w dwóch innych niemieckich elektrowniach jądrowych – Emsland i Neckerwestheim.

Poza wodorem, który w ostatnim roku zdominował dyskusje na tematy energetyczne na całym świecie, na tapecie coraz częściej pojawia się także energia termalna. Może mieć bowiem ona znaczący udział w transformacjach systemów energetycznych w krajach europejskich. Niekwestionowanym liderem energetyki geotermalnej, szczególnie w zakresie ciepłownictwa, jest Islandia. Pewnym zaskoczeniem jest dynamika rozwoju tego źródła energii w Turcji, Włoszech i Niderlandach. Podczas gdy niemiecka Energiewende w dziedzinie ciepłownictwa ma do zaprezentowania jedynie *fuel switch* z oleju opałowego na gaz ziemny, Niderlandy stawiają na odważną innowacyjność. Trwająca w tym kraju przez dziesięciolecia eksploatacja gazu w regionie Groningen doprowadziła do niebezpiecznej sytuacji. Pozostawione pod ziemią puste komory stały się przyczyną poważnych trzęsień ziemi. Dlatego kraj, który jak żaden inny w Europie stawił na rodzimy gaz ziemny, zdecydował się na zaprzestanie eksploatacji pól gazowych. W takiej sytuacji najłatwiejszym rozwiązaniem byłby oczywiście import gazu z zagranicy. Tak też się faktycznie dzieje, ale nie na taką skalę, by kraj tulipanów stał się zależny od dostawców, takich jak Rosja.



**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*

Oprócz wiatru, energii słonecznej i biomasy, w ostatnich latach coraz bardziej wzrasta w Niderlandach znaczenie energii geotermalnej. W latach 2009-2014 jej produkcja wzrosła do poziomu 1500 teradzuli (TJ) rocznie, a pod koniec 2017 roku wynosiła ona już 2,681 TJ rocznie. W samym tylko 2019 roku zbudowano kolejne 6 ciepłowni geotermalnych o łącznej mocy 100 MW. Na koniec zeszłego roku 17-milionowa Holandia dysponowała 208 MW energii geotermalnej w ciepłownictwie, podczas gdy w 66-milionowej Wielkiej Brytanii było to ledwie 2 MW. Przy czym warunki naturalne i możliwości rozwoju tego działu energetyki są w obu krajach porównywalne.

Energia geotermalna odgrywa ważną rolę w holenderskim wysokotowarowym rolnictwie, zwłaszcza jeśli chodzi o szklarnie. Do początku 2016 roku dwanaście z trzynastu projektów geotermalnych zrealizowano właśnie w tej gałęzi gospodarki. W 2017 roku w Niderlandach udzielono 51 licencji na poszukiwanie i 8 licencji na produkcję energii geotermalnej. Śladem Holendrów starają się podążać sąsiednia Belgia oraz Dania.

Energia pozyskiwana z ziemi cieszy się rosnącym zainteresowaniem także w Polsce. W 2018 roku funkcjonowało w naszym kraju zaledwie 5 komercyjnych elek-

trowni tego typu, podczas gdy już w 2019 roku zaczęto badania i próbną odwierty aż dla 20 takich projektów.

W odróżnieniu od energetyki wiatrowej i słonecznej, gdzie panują zmienne warunki, geotermia dostarcza ciepło na stałym poziomie. Są też korzyści w porównaniu z biomasą, gdyż geotermia nie konkuruje z rolnictwem, a jej potencjał jest niewyczerpalny. Odwierty o głębokości do pięciu kilometrów w głąb skorupy ziemskiej mogą dostarczyć wystarczającą ilość energii, aby przez wiele tysięcy lat zaspokoić potrzeby energetyczne całego świata.





# Uzdatnianie wody w elektrociepłowniach

Uzdatnianie wody dla producentów energii jest jednym z kluczowych obszarów działania firmy EUROWATER. Właściwe uzdatnianie wody zapewnia bezawaryjną pracę systemu oraz optymalne koszty eksploatacji. W tej gałęzi przemysłu woda wykorzystywana jest jako woda uzupełniająca do kotłów w elektrociepłowniach oraz woda obiegowa w sieciach ciepłowniczych.

Technologia uzdatniania wody zwykle składa się z kilku procesów, na przykład filtracji, zmiękczenia, demineralizacji, doczyszczania wody – wszystkie sterowane z centralnej

szafy sterowniczej. Wszystkie urządzenia niezbędne w dobranej technologii, montowane są jako kompletna stacja w docelowym miejscu. Istnieje jednak możliwość zakupienia kompletnej stacji z orurowaniem i okablowaniem wewnętrznym wykonanym fabrycznie. W takim przypadku stacja jest testowana wydajnościowo i ciśnieniowo w fabryce i wysyłana jako gotowa do pracy.

Uzdatnianie wody od 1936 roku. Firma EUROWATER posiada wiedzę, doświadczenie i technologie do zaprojektowania najbardziej optymalnych stacji uzdatniania wody.

Eurowater Sp. z o.o.

Centrala Izabelin  
Tel.: +48 22 722 80 25

Oddział Wrocław  
Tel.: +48 71 345 01 15

Oddział Gdańsk  
Tel.: +48 509 590 071

info.pl@eurowater.com  
www.eurowater.pl

**EUROWATER**  
UZDATNIANIE WODY

## WODA JAKO DŁUGOTERMINOWA ALTERNATYWA DLA CZYNNIKÓW CHŁODNICZYCH

DESTRUKCYJNE ODDZIAŁYWANIE CZYNNIKÓW CHŁODNICZYCH Z GRUPY CFC<sup>1</sup>, HCFC<sup>2</sup> I HFC<sup>3</sup> NA WARSTWĘ OZONOWĄ ORAZ POGŁĘBIANIE EFEKTU CIEPLARNIANEGO SPOWODOWAŁO POSZUKIWANIE ALTERNATYW, KTÓRE NIE BĘDĄ NISZCZYŁY NASZEJ ATMOSFERY. NATURALNE CZYNNIKI CHŁODNICZE STANOWIĄ POŻĄDANY TREND WŚRÓD BADAŃ ZE WZGLĘDU NA ICH NIEWIELKI WPŁYW NA ŚRODOWISKO I OGÓLNA DOSTĘPNOŚĆ.

W 2015 roku zostało wprowadzone rozporządzenie F-gazy dotyczące fluorowanych gazów cieplarnianych, uwzględniające restrykcje stosowania F-gazów oraz zakaz wprowadzania do obrotu produktów zawierających te substancje. Od 1 stycznia 2020 roku zostały narzucone ograniczenia dotyczące komercjalizacji instalacji chłodniczych z HFC o wskaźniku GWP (potencjał tworzenia efektu cieplarnianego) większym niż 2500. Do tychczasowe działania mają na celu zastąpienie HFC czy HFO<sup>4</sup> na rzecz fluorowanych czynników o obniżonym GWP, ale jest to traktowane jako tymczasowe rozwiązanie.

Długoterminową alternatywą dla CFC, HCFC, HFC stają się naturalne czynniki chłodnicze, tj. woda, amoniak, węglowodory czy dwutlenek węgla. Oprócz zerowego potencjału niszczenia warstwy ozonowej (ODP) i niskiego lub zerowego potencjału tworzenia efektu cieplarnianego (GWP) są one kompatybilne z wykorzystywanymi materiałami elastomerowymi występującymi w systemach chłodniczych. Ponadto, rozpuszczają się w konwencjonalnych olejach mineralnych.

Naturalne czynniki chłodnicze nie zawierają cząsteczek chloru oraz fluoru, dlatego też nie wchodzi w reakcje z wodą i tym samym nie tworzą one silnych kwasów, które mogą doprowadzać do przedwczesnych awarii systemu.

Woda (R718) była postrzegana jako jeden z najlepszych czynników chłodniczych ze względu na jej nietoksyczność, niepalność, zerowy ODP, a także GWP i bardzo niski koszt pozyskiwania. Jako chłodziwo, może być używana m.in. w agregatach sorpcyjnych, zarówno adsorpcyjnych i absorpcyjnych, agregatach sprężarkowych, osuszaczu sorpcyjnym czy chłodzeniu wyparnym. W połączeniu z roztworami zabezpieczającymi przed zamarznięciem, np. propylenem lub glikolem etylenowym, może być stosowana znacznie poniżej punktu krzepnięcia. Co więcej, termofizyczne właściwości wody są kompatybilne z systemami sprężania pary oraz dają obiecujące wyniki dotyczące wysokiego COP (współczynnik wydajności chłodniczej). W warunkach niskiego ciśnienia staje się pożądaną cieczą roboczą ze względu na jej dobrą sprawność wymiany ciepła w okolicy punktu potrójnego. W wyniku braku informacji o jej zachowaniu w tych warunkach pojawia się



**Wiktorija Lada**

*Studentka I roku Szkoły Doktorskiej na specjalizacji Inżynieria środowiska, górnictwo i energetyka na Politechnice Wrocławskiej.*

możliwość, a zarazem konieczność przeprowadzenia fundamentalnych badań.

Pomimo atrakcyjnych cech wody istnieje kilka wyzwań związanych z jej wykorzystaniem jako czynnika chłodniczego. W punkcie potrójnym, ciśnienie pary wodnej wynosi tylko 611 Pa, co stanowi mniej niż 1% ciśnienia atmosferycznego. Niskociśnieniowe systemy chłodzenia parą w połączeniu ze stromymi charakterystykami przebiegu pary wodnej wymagają układów sprężania, które obsługują znaczne przepływy przy jednoczesnym zapewnieniu wysokich współczynników ciśnienia. Wyznacza to nowe kierunki rozwoju konstrukcji urządzeń sprężających. Wprawdzie jednostopniowe turbosprężarki zapewniają zwykle wysokie strumienie objętościowe z niedostatecznym stosunkiem ciśnień, niemniej sprężarki wyporowe mogą uzyskać wysokie stosunki ciśnień, ale tylko dla stosunkowo niskich przepływów. Z technicznego punktu widzenia kompromisem mógłby być wielostopniowy układ sprężarkowy z intercoolerem, lecz jego główną wadą jest obszerna konstrukcja. Wymienione powody sprawiają, że woda przestaje być konkurencyjna z innymi chłodziwami w zastosowaniu w małych instalacjach chłodniczych czy klimatyzacyjnych. Każda niedroga modyfikacja cyklu czy też nowo wynalezione urządzenie, które jednocześnie może obsługiwać duże przepływy objętościowe, osiągając nadal wysokie ciśnienie, daje przewagę R718 nad innymi ogólnie dostępnymi czynnikami. Jednym z potencjalnych rozwiązań są wytwornice wody lodowej, w których energia chłodnicza jest przekazywana dzięki nośnikowi, jakim jest woda.

Obiecujące termofizyczne warunki wody skłaniają naukę do podjęcia dogłębnych badań podstawowych dotyczących jej zachowania w okolicy punktu potrójnego. Znajomość przebiegu procesów wrzenia i parowania R718 w niskim ciśnieniu daje fundamentalny początek w rozwoju chłodnictwa i kreowaniu nowych kierunków w procesach dwufazowych.

### Przypisy

- 1 CFC – chlorofluorowęglowodory
- 2 HCFC – wodorochlorofluorowęglowodory
- 3 HFC – wodorofluorowęglowodory
- 4 HFO – Hydrofluoroolofeny



# IZOLACJE TECHNICZNE



- ↗ niepalne izolacje termiczne i akustyczne
- ↗ zastosowanie w klimatyzacji i wentylacji (HVAC) oraz przemyśle
- ↗ odporne na wysokie temperatury
- ↗ jakość polskiego zakładu ISOVER w Gliwicach

## WODA A BLACKOUT – CZY W POLSCE JESTEŚMY ZDANI NA ŁASKĘ MATKI NATURY?

WODA, PODOBNIIE JAK PALIWA KOPALNE, STANOWI SUROWIEC NIEZBĘDNY DO REALIZACJI PROCESÓW KONWERSJI ENERGII W ELEKTROWNIACH I ELEKTROCIĘPŁOWNIACH. CO PRZY TYM ISTOTNE, JEJ BRAKI W CZASIE EKSPLOATACJI SIŁOWNI CIEPLNYCH MOGĄ BYĆ RÓWNIIE DOTKLIWE DLA SYSTEMU ENERGETYCZNEGO CO BRAK DOSTAW BĄDŹ TEŻ WYCZERPANIE SIĘ ZASOBÓW WĘGLA, ROPY NAFTOWEJ, GAZU LUB PALIW JĄDROWYCH – W SZCZEGÓLNOŚCI W OBECNYCH REALIACH TECHNICZNYCH ENERGETYKI ZAWODOWEJ W POLSCE.

Woda, podobnie jak paliwa kopalne, stanowi surowiec niezbędny do realizacji procesów konwersji energii w elektrowniach i elektrociepłowniach. Co przy tym istotne, jej braki w czasie eksploatacji siłowni ciepłych mogą być równie dotkliwe dla systemu energetycznego co brak dostaw bądź też wyczerpanie się zasobów węgla, ropy naftowej, gazu lub paliw jądrowych – w szczególności w obecnych realiach technicznych energetyki zawodowej w Polsce.

Ten niezwykle wartościowy „materiał eksploatacyjny” stanowi bowiem nie tylko kluczowy czynnik wpływający na lokalizację bloków energetycznych, determinujący związane z ich budową koszty inwestycyjne i eksploatacyjne oraz narzucający szereg niezbędnych do podjęcia rozwiązań technologicznych, lecz także wpływający na możliwość do uzyskania moc chwilową. Energetyka ciepła i zawodowa winna więc – na każdym etapie swojego funkcjonowania – kontrolować ilość i jakość wody krążącej tak wewnątrz posiadanych instalacji, jak w bliskim otoczeniu każdej z elektrowni lub elektrociepłowni. Jeżeli warunek ten nie zostanie spełniony, dojść może do sytuacji znanej Polakom z sierpnia 2015 roku – wprowadzenia 20. stopnia zasilania i wzrostu ryzyka wystąpienia blackoutu, będącego jednak efektem kilku nieprzewidzianych – mniej lub bardziej, niekoniecznie związanych z brakiem wody – czynników.

O ile procesy uzdatniania wody w energetyce są relatywnie dobrze poznane i skomercjalizowane, problemem energetyki ciepłej pozostaje kwestia jej dostępności, szczególnie w przypadku otwartych układów chłodzenia skraplacza i elektrowni oddalonych od dużych zbiorników wodnych (mórz i oceanów). Fakt ten uwidacznia się szczególnie w okresach suszy oraz zwiększonego zapotrzebowania na energię elektryczną w sieci, kiedy to brak możliwości pełnego skroplenia rozprężanej w turbinach pary wodnej oraz trudności wytworzenia w skraplaczach odpowiedniego stopnia próżni prowadzą do obniżenia wydajności bloku. Gdy problem ten dotyczy jednocześnie większej liczby współpracujących w KSE elektrowni, a operator systemu (w Polsce – PSE) nie jest w stanie pokryć braków z innych źródeł (w tym także z zagranicy),



**Maciej Cholewiński**

*Wydział Mechaniczno-Energetyczny,  
Katedra Technologii Energetycznych, Turbin i Modelowania Procesów Ciepłno-Przepływowych,  
Politechnika Wrocławska.*

wprowadza się ograniczenia w poborze mocy u odbiorców przemysłowych (znane wszystkim stopnie zasilania – od 11. do 20. włącznie) i podejmuje dalsze kroki prawno-organizacyjne (zgodnie z Dz.U. 2007 nr 133 poz. 924) mające na celu przeciwdziałanie ewentualnemu blackoutowi. Czy jednak sytuacja ta stanowi realne zagrożenie dla każdego z nas, szczególnie ze względu na uzależnienie Polski od dużych bloków ciepłych? Postawić można tezę, przynajmniej z teoretycznego punktu widzenia, że nie taki diabeł straszny, jak go malują. Przemawiają za tym stwierdzenia poczynione zmiany między 2015 a 2019 rokiem.

10 sierpnia 2015 roku, po raz pierwszy od lat 80. XX wieku, wprowadzono w Polsce 20. stopień zasilania. Wynikał on częściowo z trudnego do przewidzenia przez analityków, niespotykanego przez kilkadziesiąt lat spiętrzenia niekorzystnych zjawisk pogodowych (ekstremalnie niekorzystne warunki – upał, bezwietrzna pogoda, niski stan wód, wysokie temperatury dolnych źródeł ciepła elektrowni) i szeregu niedopatrzeń lub problemów organizacyjnych (awaria jednego bloku

w Elektrowni Bełchatów, brak dostępnych bloków rezerwowych z racji sezonu remontowego, ograniczone możliwości przesyłu energii wynikające m.in. z tzw. przepływów kołowych w Niemczech). Także sam opis przeprowadzonej procedury sugerował zajęcie niezwykle brzemiennej w skutkach dla Polski sytuacji kryzysowej (powstało specjalne rozporządzenie na wniosek operatora, media krajowe ochoczo szerzyły nowinę o ryzyku blackoutu), który tymczasem był standardowym środkiem zaradczym, przeciwdziałającym wystąpieniu rozległej awarii, sam jednak niebędący jej efektem. PSE poradziło sobie z tą niezwykle sytuacją i, całkiem słusznie, uznało ją za pierwszy i ostatni dzwonek przed niezbędnymi do przedsięwzięcia zmianami. Wydaje się, że wyzwaniu poddał. Już w 2016 w czasie, w analogicznym okresie zwiększonego zapotrzebowania na energię, operator był w stanie zapewnić rezerwę mocy dostępnej dla OSP na poziomie ponad 7 GW. Wartość ta została osiągnięta m.in. dzięki szeregowi zmian poczynionych na przestrzeni 12 mijających miesięcy, obejmujących reorganizację polityki planowania remontów (np. przesunięcie ich na czerwiec lub okres jesienny bądź też



# 70 lat ENERGOPOMIARU

Pierwsza firma pomiarowo-badawcza w Polsce

1950



2020



#### METODYKA

sprawdzone metody  
badawcze, akredytacje



#### SPRZĘT

doskonale wyposażone  
laboratoria stacjonarne i mobilne



#### MARKA

tradycje inżynierskie,  
wiarygodność i stabilność



#### ZESPÓŁ

specjaliści różnych dziedzin  
o wysokich kompetencjach





Fot. 123rf

## Sukcesy organizacyjne i techniczne nie mogą stanowić podstawy do zaprzestania dalszych działań związanych z przeciwdziałaniem blackoutowi

skrócenie), włączenie nowych jednostek energetycznych (paneli słonecznych, turbin wiatrowych, elektrociepłowni gazowej we Włocławku, biogazowni i innych instalacji biomasowych), przywrócenie lub uruchomienie mostów energetycznych (z Litwą, Ukrainą), poprawę warunków wymiany międzynarodowej z Niemcami (inwestycje w przesuwniki fazowe). W jej utrzymaniu nie przeszkodziły nawet ponowne trudności w chłodzeniu skraplaczy istniejących bloków ciepłych (w tym w blokach z tzw. rezerwy zimnej), spadek generacji energii w elektrowniach wodnych oraz likwidacja części bloków na węgiel kamienny. Częściowo pomogła także pogoda – rok po wprowadzeniu 20. stanu zasilania wiatraki dostarczały do sieci ok. 2,2 GW mocy. Kolejne rekordowe zapotrzebowanie na moc w KSE odnotowano 25 stycznia 2019 roku – w okresie szczytu rannego wyniosło one 26 504 MW. W czasie jego trwania wartość salda wymiany z zagranicą szacowana była na ponad 2 GW, a większość zapotrzebowania pokrywały elektrownie węglowe i gazowe (elektrownie wodne dostarczały jedynie 265 MW, wiatrowe – tylko 273 MW). Sytuacja bilansowa ponownie była napięta, PSE udostępniło jednak dla wybranych godzin zdolności importowe w wysokości 1000 MW, co z jednej strony pozwalało na utrzymanie bufora bezpieczeństwa w sieci, z drugiej jednak groziło redispatchingiem z uwagi na możliwość przekroczenia dopuszczalnych przepływów mocy na liniach między Polską a sąsiadami. Całość odbyła się jednak dzięki uprzednim ustaleniom ze stroną niemiecką dotyczącym możliwości zwiększenia zakresu awaryjnej pomocy międzyoperatorskiej. Tego dnia nadwyżka mocy w systemie w momencie szczytowego zapotrzebowania (około godziny 13:15) wyniosła więcej niż prognozy poranne i była równa 5 393 MW. Zagwarantowała ją obowiązująca tego dnia wymiana międzysystemowa,

minimalizacja przepływów kołowych, brak prowadzenia odciążania profilu synchronicznego za pomocą redispatchingu, testowa praca jednego z bloków w Elektrowni Opole (dostarczającego w szczycie 416 MW) oraz uruchomienie 3 jednostek pozostających w postoi awaryjnym (o łącznej mocy 1 143 MW). Poprawiono także stan sieci elektroenergetycznych.

Oczywiście przywołane sukcesy organizacyjne i techniczne nie mogą stanowić podstawy do zaprzestania dalszych działań związanych z przeciwdziałaniem blackoutowi. Inwestycje w sieci przesyłowe i dystrybucyjne, budowa dyspozycyjnych bloków o wysokim stopniu regulacyjności (w tym pierwszej polskiej elektrowni jądrowej), koordynacja pracy OZE z blokami pracującymi w podstawie systemu i magazynami energii, modernizacje w obrębie istniejących bloków (z uwzględnieniem możliwości wystąpienia warunków pogorszonego chłodzenia skraplaczy), wypracowanie standardów sprawiedliwej wymiany międzynarodowej, edukacja społeczeństwa w kwestiach racjonalizacji zużycia energii lub odpowiedniego kształtowania popytu w skali dnia – kwestie te są nadal do rozwiązania przez rząd i stanowią podstawę przyszłego bezpieczeństwa energetycznego Polski – każdego dnia, niezależnie od warunków atmosferycznych. Nie obawiamy się przy tym stanów zasilania, lecz ze zrozumieniem podchodzimy do ewentualnych komunikatów medialnych. Polska energetyka podlega transformacji w dobie rosnącego zapotrzebowania na energię elektryczną (m.in. z racji wzrostu popularności klimatyzacji sprężarkowej) i jest to jeden z elementów trwających zmian. Niskie stany wód stanowią przy tym pewnego rodzaju niedogodność, aczkolwiek, dzięki doświadczeniom zdobytym w poprzednich latach, Polacy mogą być spokojni o działanie swoich AGD i sprzętów RTV.

# TRUSTED PARTNER

## in Clean Energy Solutions



Mitsubishi Power Europe jest liderem na rynku w zakresie innowacyjnych i przyjaznych dla środowiska rozwiązań energetycznych. Wychodzimy

naprzeciw oczekiwaniom naszych klientów, aby wnieść wkład w przyszłość czystego, ekologicznego społeczeństwa.



# CZY JEST SIĘ CZEGO BAĆ?

**Mikołaj Maśliński**

prawnik, Wydział Prawa i Administracji UAM w Poznaniu, MM Doradztwo Prawne

System BDO stał się zmorą dla wielu przedsiębiorców. O ile przy tym większość firm już uzyskała wpis do rejestru BDO, o tyle teraz zbliża się termin na pierwsze sprawozdania. Powstaje pytanie: do kiedy należy je złożyć i czy ten obowiązek dotyczy również zakładów przemysłowych?

Niezależnie od sprawozdania dotyczącego wytwarzanych odpadów, zakład przemysłowy może być obowiązany do składania rocznego sprawozdania o produktach, opakowaniach i o gospodarowaniu odpadami z nich powstającymi





**W**pis do BDO, czyli Bazy danych o produktach i opakowaniach oraz o gospodarce odpadami, niesie ze sobą liczne obowiązki. Jednym z nich jest składanie rocznych sprawozdań. Obowiązek ten dotyczy zarówno firmy wytwarzających odpady, jak również wielu innych podmiotów i instytucji. Dotyczy to również różnego rodzaju zakładów przemysłowych.

Co istotne, ustawa z dnia 14 grudnia 2012 r. o odpadach (tj. Dz.U. z 2020 r. poz. 797 ze zm.) wymienia dwa podstawowe rodzaje sprawozdań:

- a) roczne sprawozdania o produktach, opakowaniach i o gospodarowaniu odpadami z nich powstającymi;
- b) roczne sprawozdanie o wytwarzanych odpadach i o gospodarowaniu odpadami.

Zgodnie z art. 76 ust. 2 ustawy o odpadach, wyżej wymienione sprawozdania składa się za pośrednictwem BDO. Ponadto, od 1 stycznia 2020 r. w ramach systemu BDO prowadzi się również sprawozdawczość komunalną. Mowa tutaj m.in. o sprawozdaniach podmiotów odbierających odpady komunalne od właścicieli nieruchomości, a także sprawozdania zbierających odpady komunalne (oba sprawozdania składa się do 31 sierpnia 2020 r.). Niemniej jednak, z uwagi na ich charakter, wyżej wymienione sprawozdania co do zasady nie dotyczą zakładów przemysłowych.

#### Jakie sprawozdania składa zakład przemysłowy?

Na to pytanie nie ma jednoznacznej odpowiedzi. Wynika to z faktu, że działalność poszczególnych zakładów przemysłowych może być bardzo zróżnicowana. Niewątpliwie natomiast podstawowym rodzajem sprawozdania, która składa większość tego rodzaju zakładów, jest sprawozdanie o wytwarzanych odpadach. Zgodnie z art. 75 ust. 1 ustawy o odpadach, roczne sprawozdanie o wytwarzanych odpadach i o gospodarowaniu odpadami sporządza:

- 1) wytwórca obowiązany do prowadzenia ewidencji odpadów;
- 2) prowadzący działalność polegającą na gospodarowaniu odpadami, z wyłączeniem prowa-

dzącego odbieranie odpadów komunalnych, w zakresie:

- a) zbierania odpadów,
- b) przetwarzania odpadów;

- obowiązany do prowadzenia ewidencji

- 3) podmiot prowadzący działalność polegającą na wydobywaniu odpadów ze składowiska odpadów lub ze zwałowiska odpadów, na podstawie zgody na wydobywanie odpadów lub decyzji zatwierdzającej instrukcję prowadzenia składowiska odpadów w fazie poeksploatacyjnej.

W praktyce większość zakładów przemysłowych ma status wytwórcy odpadów. Jeżeli zatem dana firma posiada wpis do rejestru BDO jako wytwórca odpadów (Dział XII BDO), to w takiej sytuacji konieczne będzie złożenie rocznego sprawozdania o wytwarzanych odpadach i o gospodarowaniu odpadami. Nie ma przy tym znaczenia, czy dana firma prowadzi ewidencję pełną, czy uproszczoną. Ustawa o odpadach nie przewiduje również dolnego limitu odpadów, od którego należy składać sprawozdanie o wytwarzanych odpadach.

Ponadto, zakład przemysłowy może być obowiązany do rozliczenia się z innej działalności w zakresie gospodarowania odpadami. Dotyczy to przede wszystkim tych podmiotów, które zbierają lub przetwarzają odpady. Jeżeli zatem dany podmiot posiada zezwolenia na zbieranie lub przetwarzanie odpadów albo pozwolenie zintegrowane, to również powinien pamiętać o tym, aby złożyć stosowne sprawozdanie.

#### Sprawozdania produktowe

Niezależnie od sprawozdania dotyczącego wytwarzanych odpadów, zakład przemysłowy może być obowiązany do składania rocznego sprawozdania o produktach, opakowaniach i o gospodarowaniu odpadami z nich powstającymi. Zakres podmiotów, które mają obowiązek składać tego rodzaju sprawozdanie, jest niezwykle szeroki. Szczegółowy ich wykaz został określony w art. 73 ustawy o odpadach.

W zależności od rodzaju działalności, dany zakład może być zakwalifikowany chociażby jako:

#### KARA GRZYWNY

Nie złożenie sprawozdania w terminie jest zagrożone sankcją, która będzie polegała nie na drobnej karze grzywny, ale na konieczności uiszczenia zaległej opłaty produktowej wraz z odsetkami. Każdy jednak przypadek należy oceniać indywidualnie



Fot. 123rf



- wprowadzający na terytorium kraju produkty, o których mowa w ustawie z dnia 11 maja 2001 r. o obowiązkach przedsiębiorców w zakresie gospodarowania niektórymi odpadami oraz o opłacie produktowej;
- wprowadzający sprzęt lub autoryzowany przedstawiciel;
- wprowadzający baterie lub akumulatory, o którym mowa w ustawie z dnia 24 kwietnia 2009 r. o bateriach i akumulatorach.

W praktyce wiele zakładów przemysłowych posiada status podmiotów wprowadzających produkty w opakowaniach rozumieniu ustawy z dnia 13 czerwca 2013 r. o gospodarce opakowaniami i odpadami opakowaniowymi. Przykładowo, dotyczy to zakładów chemicznych i spożywczych, które oferują produkty pakowane w opakowania (np. tabletki solne, granulaty, kleje, farby, produkty spożywcze i wszelkie inne produkty). Co istotne, za opakowanie może być uznana zarówno butelka, karton, worek „big bag”, jak również paleta czy skrzynia, która służy do przechowywania i transportu produktów.

Warto przy tym zauważyć, że wskazane sprawozdanie dotyczy także podmiotów, które importują do Polski towary w opakowaniach! Przykładowo, jeżeli do produkcji dana firma wykorzystuje półprodukt, który sprowadza z innego państwa UE lub z Chin w kartonach ułożonych na palecie i owiniętych folią stretch, to w takiej sytuacji należy rozliczyć się również z tych opakowań. Warto przy tym zauważyć, że obowiązki sprawozdawcze i inne obowiązki wynikające z ustawy o gospodarce opakowaniami można przekazać na rzecz organizacji odzysku opakowań.

### Termin na złożenie sprawozdań w BDO

Zasadniczo termin na złożenie rocznego sprawozdania o produktach, opakowaniach i o gospodarowaniu odpadami z nich powstającymi oraz rocznego sprawozdania o wytwarzanych odpadach i o gospodarowaniu odpadami mija 15 marca za poprzedni rok kalendarzowy (art. 76 ust. 1 ustawy o odpadach). Niemniej jednak sytuacja wygląda inaczej w przypadku sprawozdań za 2019 r. Wynika to z faktu, że w tym roku po raz pierwszy sprawozdania roczne są składane przez BDO. Już w styczniu 2020 r. stwierdzono, że złożenie sprawozdań przez BDO w terminie do 31 stycznia i 15 marca 2020 r. nie będzie możliwe. W związku z powyższym, na mocy ustawy z dnia 23 stycznia 2020<sup>1</sup> doszło do przedłużenia terminu na składanie sprawozdań BDO. Nowy termin wyznaczono na 30 czerwca 2020 r.

Dalsze komplikacje wywołane m.in. rozwojem epidemii, doprowadziły do konieczności wydłużenia pierwotnego terminu. I tak, na mocy ustawy z dnia 14 maja 2020 r. o zmianie niektórych ustaw w zakresie działań osłonowych w związku z rozprzestrzenieniem się wirusa SARS-CoV-2 doszło do kolejnego przesunięcia terminów sprawozdań BDO<sup>2</sup>.



### TERMINY SKŁADANIA SPRAWOZDAŃ

Ostateczne terminy składania sprawozdań kształtują się następująco:

- do 11 września 2020 r. – roczne sprawozdanie o produktach, opakowaniach i o gospodarowaniu odpadami,
- do 31 października 2020 r. – roczne sprawozdanie o wytwarzanych odpadach i o gospodarowaniu odpadami.

### Sankcje

W tym miejscu należy zauważyć, że niezłożenie sprawozdania w terminie jest zagrożone sankcją w postaci grzywny. Jak bowiem stanowi art. 180a ustawy o odpadach, kto wbrew obowiązkowi nie składa sprawozdania, podlega karze grzywny. Zgodnie natomiast z art. 24 §1 Kodeksu wykroczeń, grzywnę wymierza się w tym wypadku w wysokości od 20 do nawet 5 000 złotych.

### Ustawa o odpadach nie przewiduje dolnego limitu odpadów, od którego należy składać sprawozdanie o wytwarzanych odpadach

Na pozór zatem sankcja nie wydaje się być szczególnie dotkliwa. W praktyce natomiast może być zupełnie inaczej. Wynika to z faktu, że wymienione wyżej sprawozdania, a w szczególności sprawozdania produktowe, pełnią funkcje fiskalne. Przykładowo, stanowią one podstawę do ustalenia wymaganych poziomów odzysku recyklingu odpadów opakowaniowych, a pośrednio także opłat produktowych. Pojawienie się rejestru BDO, a tym samym rejestracja szeregu firm jako podmioty wprowadzające opakowania doprowadziło do tego, że wiele firm po raz pierwszy złożyło sprawozdanie w BDO, mimo że obowiązki w tym zakresie powinny być już realizowane od prawie dekady (sic!). W praktyce zatem sankcja za niezłożenie sprawozdania będzie polegała nie na drobnej karze grzywny, ale na konieczności uiszczenia zaległej opłaty produktowej wraz z odsetkami. Oczywiście, każdy przypadek należy oceniać indywidualnie. Natomiast



małe i średniej wielkości zakłady często mają spore zaniedbania w tym zakresie i powinny liczyć się również z tego typu dolegliwościami.

Na koniec warto również wspomnieć, że w myśl art. 78 ust. 4 ustawy o odpadach, „obowiązek sporządzenia sprawozdań przedawnia się z upływem 5 lat, licząc od końca roku kalendarzowego, za który sprawozdania należało sporządzić”. O ile przy tym sprawozdanie za 2019 r. można złożyć wyłącznie w formie papierowej, to sprawozdanie za lata 2018 r. i wcześniejsze należy złożyć na formularzach obowiązujących w danym okresie sprawozdawczym.

### Czy jest się czego bać?

Odpowiedź na to pytanie nie jest jednoznaczna. Tak naprawdę wszystko zależy od tego, czy dana firma rzetelnie realizuje obowiązki w zakresie ewidencji odpadów, ewidencji opakowań czy też ewidencji produktów wprowadzanych na polski rynek. W przypadku dużych zaniedbań złożenie sprawozdania może być niezwykle trudne. Skompletowanie bowiem pełnych danych będzie nie tylko problematyczne, ale także dość czasochłonne.

Z drugiej strony, system BDO stanowi wciąż „żywy organizm”. Instytut Ochrony Środowiska odpowiedzialny za jego przygotowanie oraz funkcjonowanie stale wprowadza zmiany i usprawnienia systemu. W rezultacie z dnia na dzień, w sposób wręcz zaska-

kujący, pojawiają się nowe funkcjonalności i zmiany w systemie. Na domiar złego, nie ma co liczyć na automatyczną kontrolę ze strony systemu BDO. Przykładowo, system nie liczy automatycznie wysokości opłat produktowych, a także nie podpowiada użytkownikowi, jakie tabele powinien uzupełnić. W rezultacie pierwszy kontakt z formularzem sprawozdawczym może przyprawić o zawrót głowy. O ile przy tym Instytut Ochrony Środowiska organizuje darmowe szkolenia w tym zakresie, to jednak brakuje w nich wnikliwego i praktycznego podejścia do obowiązków sprawozdawczych.

Wnioski nasuwają się zatem same. Pierwsze sprawozdanie w BDO zapowiada się dość ciężko. Natomiast to nie pierwszy raz kiedy ustawodawca uraczył nas trudnym do realizacji obowiązkiem. Dotychczas jako wszyscy sobie z tym radzili. Dlaczego zatem teraz miałyby być inaczej?

### Przypisy

- 1 Ustawa z dnia 31 marca 2020 r. o zmianie ustawy o szczególnych rozwiązaniach związanych z zapobieganiem, przeciwdziałaniem i zwalczaniem COVID-19, innych chorób zakaźnych oraz wywołanych nimi sytuacji kryzysowych oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. z 2020 r. poz. 568 ze zm.).
- 2 Za wyjątkiem przedsiębiorcy prowadzącego stację demontażu pojazdów oraz strzeżniarkę, o której mowa w ustawie z dnia 20 stycznia 2005 r. o recyklingu pojazdów wycofanych z eksploatacji. W tym wypadku sprawozdanie należy złożyć do dnia 11 września 2020 r.

Reklama



15 LAT TRADYCJI I DOŚWIADCZEŃ

www.drim.info.pl , e-mail: biuro@drim.info.pl

Przedsiębiorstwo Usługowo – Produkcyjne DRIM Sp. z o.o. powstało w 2004 roku i od tego czasu prowadzi działalność projektową, produkcyjną, usługową i konsultacyjną w zakresie produkcji podzespołów ATEX przeznaczonych do stref zagrożonych wybuchem oraz produktów wyposażenia elektrycznego nie wymagających dopuszczenia ATEX.



#### Produkcja podzespołów z certyfikatem ATEX

- izolatory przepustowe, izolatory wsporcze
- przepusty przewodowe
- dławiki kablowe - wpusty kablowe
- tuleje redukcyjne, zaślepki otworów
- tabliczki zaciskowe
- przyłącza przewodowe rozłączne

#### Produkcja podzespołów wyposażenie elektrycznego

- izolatory liniowe NN i SN, izolatory trakcyjne, izolatory wsporcze wewnętrzne NN i SN
- dławiki kablowe, zaślepki otworów
- elastyczne połączenia prądowe – plecionki, szyny prądowe w izolacji i bez izolacji
- indywidualnie projektowane elementy wyposażenia urządzeń elektrycznych

#### Usługi produkcyjne

- toczenie konwencjonalne i toczenie CNC
- frezowanie konwencjonalne i frezowanie CNC na pionowym centrum frezarskim
- grawerowanie laserowe na różnych materiałach metalowych i niemetalowych
- spawanie (TIG/MIG)
- wycinanie elementów wodą;
- galwanizacja: srebrzenie, cynowanie, niklowanie, cynkowanie
- wykonywanie odlewów z materiału: żeliwo, staliwo, metale kolorowe, aluminium



Przedsiębiorstwo Usługowo – Produkcyjne DRIM Sp. z o.o.  
ul. Chemiczna 6, 42-520 Dąbrowa Górnicza,  
tel. +48 (32) 260 16 72





## Magazyny Energii CryoBattery

100% odnawialnej energii  
dostępne już dziś

Sumitomo SHI FW Energia Polska Sp. z o.o.  
[shi-fw.com](http://shi-fw.com)

# DEMINERALIZACJA NA MIARĘ XXI W.

Układ przygotowania wody zdemineralizowanej i wody do uzupełniania obiegów ciepłowniczych z wody powierzchniowej w oparciu o metody membranowe

**dr inż. Dorota Szałol-Sikora**

TAURON Wytwarzanie S.A. Oddział Elektrownia Łagisza w Będzinie

**dr hab. inż. Marcin Kłós, profesor Politechniki Śląskiej**

Hidrofilt sp. z o.o., Gliwice; Katedra Inżynierii Wody i Ścieków,  
Wydział Inżynierii Środowiska i Energetyki, Politechnika Śląska

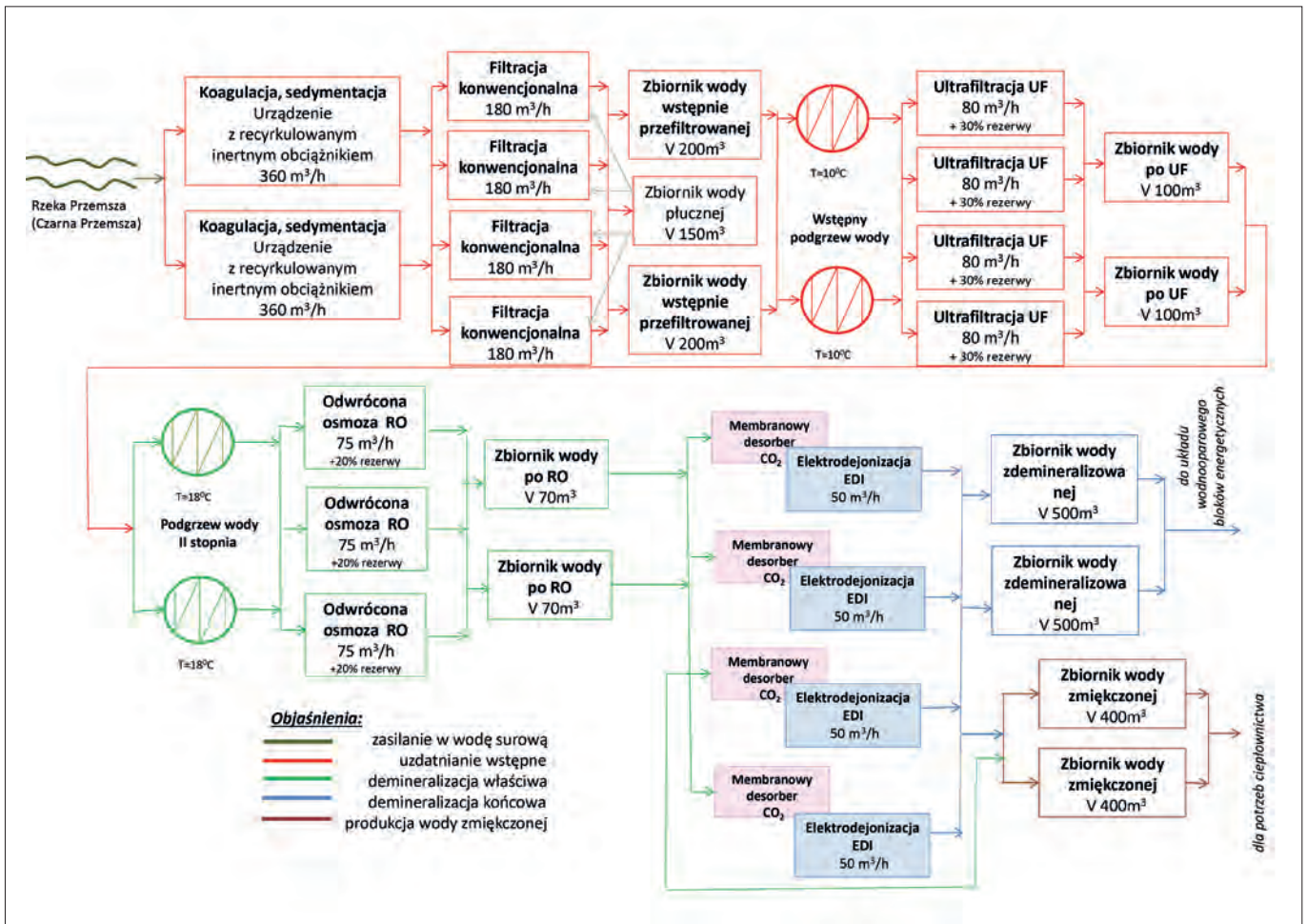
20 lipca 2020 r. w TAURON Wytwarzanie S.A. Oddział Elektrownia Łagisza w Będzinie została przekazana do eksploatacji nowa stacja demineralizacji (SDW), której wykonawcą było konsorcjum Instal Kraków S.A. – Hidrofilt Water Treatment Ltd. Instalacja służy zarówno do produkcji wody zdemineralizowanej o parametrach fizykochemicznych odpowiadających tzw. wodzie ultraczystej, przeznaczonej do uzupełniania obiegu wodno-parowego bloku energetycznego o mocy 460 MW na parametry nadkrytyczne, jak i wody na uzupełnienie obiegu ciepłowniczego.

Instalacja zastąpiła, z uwagi na jej wyeksploatowanie i konieczność zmiany źródła wody surowej, jedną z pierwszych funkcjonujących w polskiej energetyce (a pochodzącą z końca ubiegłego wieku) stację demineralizacji, również opartą w większości na ciśnieniowych technikach membranowych, tj. mikrofiltracji i odwróconej osmozie. Poprzednia stacja bazowała bowiem na ściekach technologicznych, tj. odsolinach z obiegu chłodzącego, wycofywanych obecnie z eksploatacji bloków 120 MW. Użycie odsolin do produkcji czystej wody możliwe było przede wszystkim dzięki zastosowaniu technik membranowych i stanowiło element racjonalnego, jak na owe czasy, podejścia do wykorzystania zasobów wodnych. Obecnie jednak, tj. po przeszło dwudziestu latach, nastąpiły zmiany w sposobie podejścia do zagadnienia gospodarowania wodą. Obok wtórnego wykorzystania wód stosuje się inne sposoby oszczędzania zasobów wodnych, m.in. poprzez utrzymywanie

wyższych współczynników zagęszczania wody krążącej w zamkniętych obiegach chłodzących, a także poprzez odpowiednie kondycjonowanie wody za pomocą preparatów chemicznych. W przypadku użycia takich strumieni do produkcji wód czystych, wyższe współczynniki zagęszczenia oraz niektóre preparaty przyczynić się mogą do wzmożenia zjawiska foulingu membran, a to z kolei niekorzystnie wpływa na „żywotność” modułów membranowych.

O ile w poprzedniej instalacji woda z podstawowego źródła, tj. z rzeki Przemszy, przed podaniem do instalacji membranowej ulegała ok. 3-krotnemu zagęszczeniu na skutek odparowania w zamkniętym układzie chłodzenia przeznaczonych do trwałego wyłączenia z eksploatacji bloków 120 MW, to tym razem zdecydowano się na zastosowanie do procesu demineralizacji wody pochodzącej bezpośrednio ze źródła, utrzymując odpowiednio wyższe zagęszczenie w obiegu chłodzącym funkcjonującego bloku 460 MW.





RYS. 1 Uproszczone schemat technologiczny nowej stacji demineralizacji wody

**Podobieństwa i różnice. Uzdatanie wstępne**

Niezawodne pod względem ciągłości produkcji wody instalacje demineralizacji, w skład których wchodzi etapy oparte na membranowym uzdatnianiu wody, cechuje pewne podobieństwo. Proces produkcyjny rozpoczyna zazwyczaj etap uzdatniania wstępnego, oparty na technikach konwencjonalnych, takich jak koagulacja, sedymentacja lub flotacja oraz filtracja konwencjonalna, a zakończony niskociśnieniową techniką membranową – ultra- lub mikrofiltracją, zapewniającą usunięcie z wody substancji mogących uszkodzić lub zablokować membrany odwróconej osmozy, stosowane w procesie odsalania wody.

W przypadku poprzednio funkcjonującej instalacji proces wstępnego przygotowania wody był częściowo zastąpiony przez proces przygotowania wody do obiegu chłodzącego elektrowni, tj. dekarbonizację połączoną z koagulacją związków organicznych i sedymentacją, prowadzoną w tradycyjnych akceleratorach. Tak przygotowana woda, jako uzupełniająca, trafiała do obiegu chłodzącego, skąd po około trzykrotnym zgęszczeniu poddawana była równocześnie prowadzonej koagulacji powierzchniowej z użyciem preparatu o nazwie Nalco 71228 – kationowego oligomeru epichlorohydryny i dimetyloaminy oraz chlorku poliglinu – i filtracji na

ciśnieniowych filtrach żwirowych. Proces uzdatniania wstępnego wieńczyła mikrofiltracja ciśnieniowa na polipropylenowych membranach typu M10C, o średnicy porów 0,2 µm.

Aktualnie woda powierzchniowa koagulowana jest z użyciem wysokozasadowego koagulantu na bazie chlorowodorotlenku glinowego. Proces prowadzony jest w dwóch reaktorach zintegrowanych z osadnikami o wydajności podanej na rys. 1. Procesy uzdatniania na tym etapie wspomaga zastosowanie inertnego obciążnika mineralnego, cyrkulującego w układzie zamkniętym oraz wypełnienia lamellowego w części osadniczej urządzenia. Uzdatanie wstępne wieńczy proces ultrafiltracji na modułach Toray HFUG-2020AN, o nominalnej średnicy porów 0,01 µm.

Zarówno na starej, jak i nowej instalacji uzdatniania wstępnego uzyskuje się wodę pozbawioną zawieszin i substancji koloidalnych w stopniu umożliwiającym podanie jej na membrany odwróconej osmozy bez obawy o powlekanie membran zanieczyszczeniami, skutkiem czego byłoby zablokowanie przez nie przepływu (SDI≤3,0; mętność <1,0 NTU). W obu przypadkach proces realizowany jest w trybie „dead-end”, czyli strumień nadawy w całości przechodzi w strumień koncentratu. W przypadku nowej instalacji istnieje możliwość przełączenia trybu pracy na system „cross-flow”, jednak – według założeń – ma

WIDOK NA MODUŁY  
ULTRAFILTRACYJNE

(źródło: TAURON  
Wytwarzanie)



WIDOK NA  
JEDNOSTKĘ EDI

(źródło: TAURON  
Wytwarzanie)



ona stanowić alternatywę na wypadek gwałtownego pogorszenia się parametrów uzdatnianej wody.

**Odsalanie właściwe**

Wstępnie uzdatniona woda podawana jest na trzy dwustopniowe jednostki odwróconej osmozy, produkujące łącznie 225 m<sup>3</sup>/h permeatu. Wydajności tego etapu uzdatniania wody są jednakowe dla obydwu instalacji z zastrzeżeniem, że nowa instalacja została zaprojektowana tak, aby możliwe było zwiększenie jej wydajności o dalsze 20%. Współczynnik retencji, podobnie jak w starej instalacji, wyrażony jako iloraz różnicy stężeń początkowego i końcowego wybranej substancji rozpuszczonej i stężenia początkowego tej substancji, zgodnie z wymaganiami powinien wynieść 95-99% w zależności od wielkości usuwanych cząstek (jonów). Tak więc w procesie odwróconej osmozy zostaje usunięte 95%-99% tzw. całkowitej substancji rozpuszczonej (TDS) oraz 99% bakterii. Uzyskana woda zdejonizowana posiada – po drugim stopniu odwróconej osmozy – bardzo niską wartość przewodności, wynoszącą ok. 1-3 μS/cm. Po pierwszym stopniu odwróconej osmozy uzyskuje się permeat o przewodności porównywalnej z przewodnością wody wyprodukowanej przez „stare” jednostki odwróconej osmozy, czyli <10 μS/cm, gdzie współczynnik retencji był podobny, jednak woda przeznaczona do uzdatniania – nadawa – była bardziej zasolona. Wskazuje to na fakt, że ostatni etap uzdatniania wody, czyli demineralizacja końcowa, jest o wiele mniej obciążony ładunkiem substancji rozpuszczonych w wodzie, co może zasadniczo wpłynąć na jego eksploatację. Zastosowane moduły membranowe to Toray TMG20D400 (I stopień) i TMG20D440 (II stopień). Koncentrat ze stopnia I wraca do zbiornika wody po ultrafiltracji. Takie rozwiązanie powoduje, że w przypadku nowej instalacji strumień koncentratu wynosi ok 9 m<sup>3</sup>/h, podczas gdy wielkość strumienia koncentratu ze starych jednostek to aż 25 m<sup>3</sup>/h.

Zasadniczo różnią się ciśnienia, z jakimi podawana jest woda na stare i nowe jednostki. Na starej instalacji ciśnienie na wlocie do jednostki odwróconej osmozy wynosiło ok. 20 MPa, zaś w przypadku nowej instalacji woda podawana jest na pierwszy stopień pod ciśnieniem ok. 1,15 MPa. Tak duża różnica wynika nie tyle ze stopnia zasolenia wody, ile z różnicy technologicznej, dzielącej instalacje z końca ubiegłego wieku i budowane obecnie. Przekłada się ona również na zmniejszenie zużycia energii elektrycznej, użytej do odsalania wody.

**Demineralizacja końcowa**

Zasadnicza różnica pomiędzy obiema instalacjami ma miejsce w ostatnim etapie odsalania wody, tj. w demineralizacji końcowej, której produktem jest woda zdeminielizowana o parametrach odpowiadającej wodzie ultraczystej. Na etapie tym zrezy-





WIDOK NA  
JEDNOSTKI  
ODWRÓCONEJ  
OSMOZY

(źródło: TAURON  
Wytwarzanie)

gnowano z dotychczasowego stosowania procesu wymiany jonowej, realizowanego na tradycyjnych wymiennikach dwujonitowych, decydując się na zastosowanie procesu elektrodejonizacji. Przekłada się to na zużycie chemikaliów oraz zmniejszenie agresywności i zasolenia ścieków odprowadzanych z elektrowni, co ma znaczenie w obliczu stale nasilającego się deficytu wód słodkich.

W celu prowadzenia procesu demineralizacji końcowej zastosowano cztery jednostki EDI typu IP-VNX-MAX firmy Hidrofilt Kft. o wydajności 50 m<sup>3</sup>/h. Są one regenerowane prądem elektrycznym, a ich ewentualne czyszczenie chemiczne – wg założeń producenta – ma odbywać się nie częściej niż raz w roku. Tak więc ich zastosowanie, niewymagające regeneracji czynnikami chemicznymi, zasadniczo wpływa na jakość ścieków odprowadzanych z instalacji.

Woda zdeminalizowana cechuje się stężeniem krzemionki całkowitej <0,02 mg/dm<sup>3</sup>, stężeniem OWO na poziomie poniżej 0,1 mg/dm<sup>3</sup> oraz przewodnością „in statu nascendi” bliską przewodności wynikającej z jej autodysocjacji.

### Produkcja wody zmiękczonej do uzupełniania obiegu ciepłowniczego

Na podstawie wytycznych zamawiającego, projekt musiał spełnić wymagania dotyczące także wody zmiękczonej dla potrzeb ciepłownictwa z zaangażowaniem jak najmniejszej ilości dodatkowych urządzeń. Wymaganiem zamawiającego było, aby wodę zmiękczonej pozyskiwać w oparciu o mieszanie

permeatu odwróconej osmozy z wodą zdeminalizowaną – na wypadek, gdyby w permeacie z odwróconej osmozy stwierdzono twardość. Zaprojektowano i zainstalowano więc odpowiedni automatyczny układ mieszania dwóch strumieni wód. Obecnie permeat z II stopnia odwróconej osmozy spełnia wymagania normy PN-85/C-04601 w zakresie twardości oraz pozostałych parametrów dla wody ciepłowniczej przed jej kondycjonowaniem chemicznym, bez konieczności mieszania permeatu z wodą zdeminalizowaną. Pozwoliło to zrezygnować z dotychczas eksploatowanych wymienników sodowych, regenerowanych solanką.

\*\*\*

Obecnie projektowane instalacje membranowe znacznie wyprzedzają pod względem efektywności technologicznej instalacje powstałe w ubiegłym wieku, nawet gdy oparte są na tych samych procesach jednostkowych. Jakkolwiek instalacje membranowe zawsze należały do najbardziej ekologicznych – to znacznie mniejsze zużycie chemikaliów w procesie produkcyjnym oraz niższe zużycie energii elektrycznej na potrzeby własne przyczyniają się do jeszcze lepszego współdziałania nowoczesnych instalacji ze środowiskiem naturalnym.

Nowo powstała instalacja demineralizacji wody w TAURON Wytwarzanie S.A. Oddział Elektrownia Łagisza jest instalacją na miarę XXI w. – zarówno pod względem oddziaływania na środowisko, jak i jakości wyprodukowanej wody. Obie te kwestie są niezmiernie ważne.

# BO LICZY SIĘ KAŻDA KROPLA

**Piotr Czupryński**

kierownik Projektu Badawczego, Departament Badań i Rozwoju, PGE Energia Ciepła S.A.

Stawiając czoła wyzwaniom związanym z ochroną środowiska, Departament Badań i Rozwoju PGE Energia Ciepła prowadzi projekty dotyczące gospodarki wodno-ściekowej w obiegu zamkniętym elektrociepłowni, których efektem będzie minimalizacja ilości wody pobieranej ze środowiska naturalnego na korzyść powtórnego wykorzystania oczyszczonych ścieków.

Fot.: 123rf

**W**oda jest jednym z filarów energetyki ciepłej. Departament Badań i Rozwoju PGE Energia Ciepła, spółki z Grupy Kapitałowej PGE, odpowiadający za opracowywanie innowacyjnych rozwiązań w celu poprawy efektywności energetycznej produkcji i dystrybucji ciepła, prowadzi pogłębione prace nad racjonalizacją zużycia wody w procesie produkcyjnym, a poszukiwanie alternatywnych źródeł poboru wody może mieć uzasadnienie ekonomiczne i technologiczne.

## Wykorzystanie oczyszczonych ścieków komunalnych

Przykładowym projektem PGE Energia Ciepła, który idealnie wpisuje się w tematykę związaną z gospodarką w obiegu zamkniętym, jest analiza możliwości wykorzystania oczyszczonych ścieków komunalnych jako potencjalnego źródła wody pozwalającej na pokrycie części potrzeb elektrociepłowni. Obecnie w Polsce wykorzystuje się oczyszczone ścieki komunalne w niewielkim stopniu, a prawie w ogóle





nie znajdują one zastosowania jako źródło wody procesowej w jednostkach wytwórczych. Natomiast znane są już przykłady używania takiego rozwiązania w światowej energetyce.

Zaletą rozwiązania, które ma być zastosowane w krakowskiej elektrociepłowni, jest stały monitoring jakości wody, do którego zobligowany jest zakład zarządzający oczyszczalnią, jak i utrzymanie restrykcyjnych parametrów dla odprowadzanych do środowiska ścieków. Po przeprowadzonej w ramach

projektu wstępnej analizy danych technologicznych okazało się, że parametry fizykochemiczne ścieków oczyszczonych potwierdzają możliwość ich wykorzystania do zasilania wybranych wodnych obiegów technologicznych w EC Kraków.

Zastosowanie takiego rozwiązania pozwoli istotnie zmniejszyć negatywne oddziaływanie na środowisko naturalne. Poza tym możliwe jest oczywiście obniżenie kosztów związanych z poborem wód z aktualnie wykorzystywanych ujęć, a wiadomym jest,





**FOT. 1**  
Instalacja  
pilotażowa  
– usuwanie metali  
z wykorzystaniem  
żywic  
jonowymiennych  
– wewnątrz

że zgodnie z aktualnymi trendami, opłaty za pobór wody z naturalnych ujęć będą sukcesywnie wzrastały i mogą stać się jednym ze znaczących kosztów w sektorze energetyki konwencjonalnej.

Poza potencjalnym efektem ekonomicznym, projekt wykorzystania oczyszczonych ścieków komunalnych jako źródła wody ma również inne istotne korzyści, a mianowicie wspiera współpracę PGE Energia Ciepła z lokalnymi samorządami. Krakowski przykład to dowód na realizację wspólnych działań elektrociepłowni z Miejskim Przedsiębiorstwem Wodociągów i Kanalizacji, które zarządza oczyszczalnią ścieków komunalnych, z pożytkiem dla obu stron oraz dla mieszkańców.

### Pierwsza taka w Polsce technologia

Troska o ochronę środowiska, jak i konieczność przestrzegania wymagań środowiskowych, które w najbliższych latach zaczną obowiązywać w Unii Europejskiej, przyświecają również realizacji innych projektów, tym razem związanych z odprowadzaniem ścieków. Dotyczą one zagadnień z obszaru wybudowanych niedawno w elektrociepłowniach PGE Energia Ciepła instalacji odsiarczania spalin. Wskazane instalacje pozwalają na dotrzymanie standardów środowiskowych w zakresie emisji tlenków siarki, ale generują też strumień ścieków zawierających metale, w przypadku których należy dobrać optymalną technologię ich usuwania, biorąc przy tym pod uwagę ich wpływ na środowisko.

W tej sytuacji niezbędne było znalezienie rozwiązania dającego jednocześnie nowe możliwości rozwoju. W efekcie prowadzonych w PGE Energia Ciepła działań opracowano INNUPS – pierwszą polską innowacyjną technologię oczyszczania z metali ciężkich ścieków pochodzących z Instalacji Mokrego Odsiarczania Spalin, która pozwala w pełni sprostać nowym wymaganiom środowiskowym, redukując zanieczyszczenia do poziomu wymagań wynikających z konkluzji BAT w odniesieniu do dużych obiektów energetycznego spalania, zgodnie z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE.

### Kolumny wypełnione żywicami

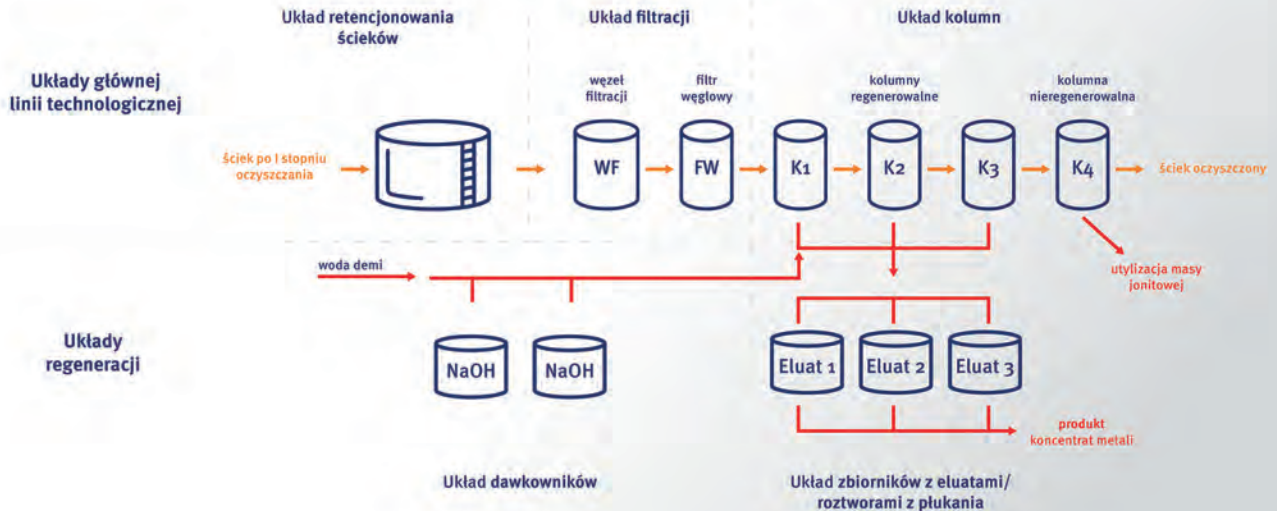
Technologia żywic jonowymiennych, bo o niej właśnie mowa, opiera się na odpowiednio dobranym układzie kolumn wypełnionych żywicami, które pozwalają na selektywne usunięcie ze ścieków poszcze-



**FOT. 2**  
Testy metod biologicznych oczyszczania ścieków z mokrego odsiarczania spalin

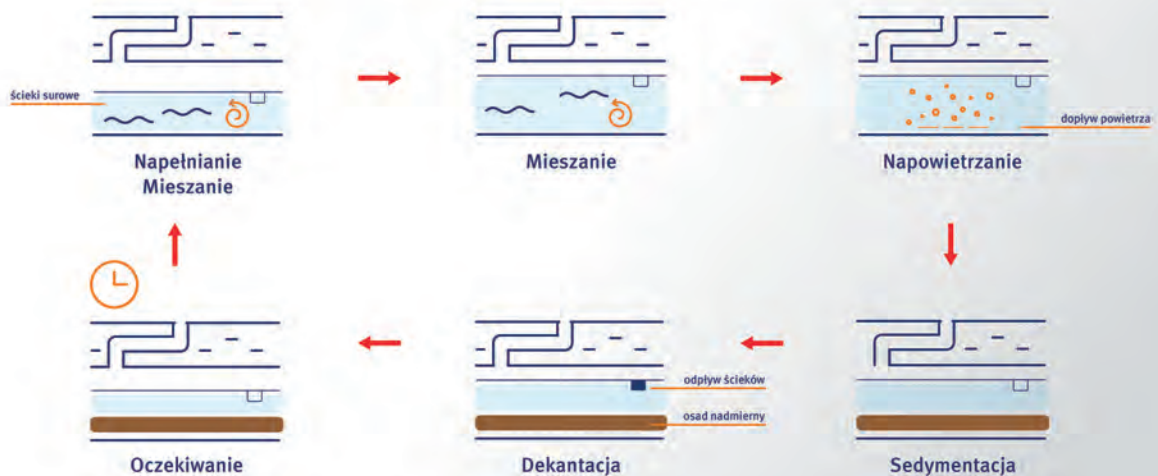


## Technologia usuwania metali ze ścieków INNUPS



RYS. 1  
Technologia usuwania metali ze ścieków INNUPS

## Technologia usuwania związków azotu ze ścieków DENIMOS



RYS. 2  
Technologia usuwania związków azotu ze ścieków DENIMOS



**FOT. 3**  
Instalacja pilotażowa usuwania metali z wykorzystaniem żywic jonowymiennych – kontenery badawcze

gólnych metali. Zastosowanie żywic jonowymiennych w procesach uzdatniania wody nie jest nowe.

W odróżnieniu jednak od obecnie funkcjonujących rozwiązań rynkowych, INNUPS nie powoduje powstawania typowych poprocesowych odpadów niebezpiecznych, których późniejsza utylizacja zwiększyłaby koszty produkcji. Dodatkowo umożliwia kontrolowane wyizolowanie koncentratów poszczególnych grup pierwiastków z materiału wejściowego, gdzie ich stężenie jest bardzo małe. Zastosowanie technologii INNUPS pozwala na pozyskanie kluczowych dla gospodarki koncentratów metali, jak na

przykład nikiel czy kobalt, bez szkody dla środowiska, co stanowi dodatkową zaletę.

Opracowanie technologii INNUPS to owoc polskiej myśli technicznej, czterech lat badań i współpracy z amerykańską firmą PUROLITE, wyspecjalizowaną w produkcji i przemysłowym wykorzystaniu żywic jonowymiennych. Nowe wymagania środowiskowe (BAT-AEL) wchodzi w życie w sierpniu 2021 r. Obecnie projekt jest w fazie wdrożenia w PGE Energia Ciepła, w elektrociepłowni w Gdyni. Działania są realizowane we współpracy z dostawcą żywic. Do realizacji fazy badawczej pozyskano środki z programu Gekon, zarządzanego przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju oraz Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska. W celu zabezpieczenia praw własności intelektualnej zostało złożone zgłoszenie patentowe.

### Biologiczna metoda oczyszczania ścieków ze związków azotu

Drugim projektem dotyczącym ścieków pochodzących z instalacji mokrego odsiarczania spalin jest biologiczna metoda oczyszczania ścieków z różnych form związków azotu. Znane jest zjawisko występowania podwyższonych form azotu (azot amonowy i azot azotanowy), jednak po wdrożeniu instalacji usuwających tlenki azotu ze spalin w elektrociepłowni, gdzie jako reagent stosuje się amoniak, można zaobserwować jego nasilenie.

Nadmiar amoniaku jest rozpuszczany w wodzie podczas procesu odsiarczania. Równocześnie rozpuszcza się także część tlenków azotu, z których powstają azotany. W celu wyeliminowania tego zjawiska, we współpracy z Instytutem Ochrony Środowiska – Państwowym Instytutem Badawczym, wytypowana została metoda biologiczna oczyszczania ścieków, która znajduje się obecnie na etapie badań pilotażowych w jednym z zakładów PGE Energia Ciepła. Dodatkowo pozyskano dofinansowanie w ramach programu PBSE (Program Badań Stosowanych dla Energetyki), zarządzanego przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju. Wspólnie z partnerem badawczym, tj. Instytutem Ochrony Środowiska – Państwowym Instytutem Badawczym, PGE Energia Ciepła złożyła wnioszek o ochronę patentową tej technologii.

\*\*\*

Obydwie technologie dotyczące instalacji odsiarczania mogą pozwolić na spełnienie zaostrożonych w przyszłości norm środowiskowych, jak i na możliwość obniżenia zużycia wody w procesie odsiarczania. Oczyszczone w ten sposób ścieki będą mogły być ponownie wykorzystane w tym procesie.

PGE Energia Ciepła w swoich działaniach dąży do tego, by stać się zakładem o jak najmniejszym negatywnym oddziaływaniu na środowisko naturalne w myśl gospodarki o obiegu zamkniętym.

Źródło fot.: PGE EC



# Od 1947 roku pracujemy dla branży energetycznej

Centralne Biuro Konstrukcji Kotłów w Tarnowskich Górach istnieje od 1947 roku, a od roku 1993 jest Spółką Akcyjną. Od lipca 2012 właścicielem 98,5% akcji CBKK S.A. jest Fabryka Kotłów SEFAKO S.A.

Od początku swojego istnienia zajmujemy się głównie projektowaniem wszelkiego rodzaju kotłów i urządzeń energetycznych dla klientów krajowych i zagranicznych.

Wykonujemy projekty i wszelkiego rodzaju specjalistyczne opracowania inżynierskie wraz z obsługą warsztatu, montażu i uruchomień w zakresie:

- Kotłów parowych i wodnych różnego przeznaczenia
- Palenisk, podawania paliw, kanałów spalin
- Konstrukcji nośnych i podestów
- Układów automatyki, sterowania, wizualizacji
- Wymienników, podgrzewaczy, zbiorników, chłodziw, stacji odgazowania wody

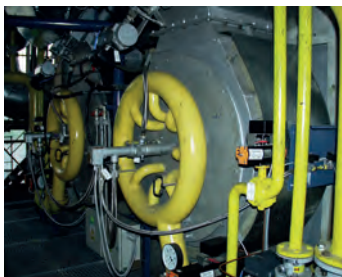
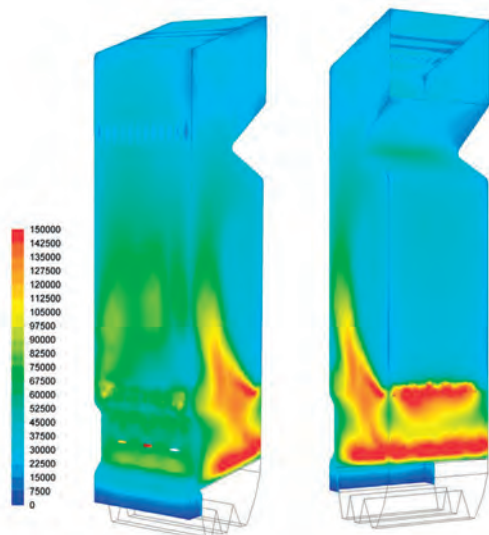
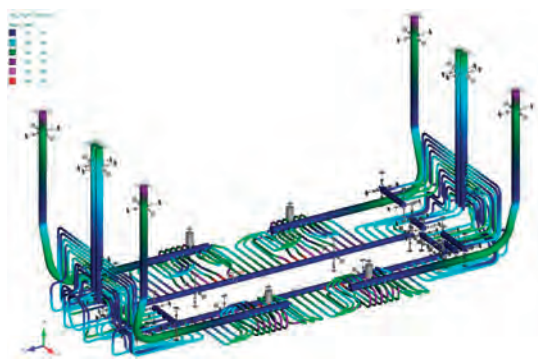
Prace projektowe wykonujemy kompleksowo tj. wraz z urządzeniami towarzyszącymi. Współpracujemy z renomowanymi wytwórcami kotłów i urządzeń energetycznych oraz biurami projektowymi.

Zapewniamy kompletność wykonywanych prac projektowych, na co składa się pełny wybór specjalności inżynierskich w zakresie branży energetycznej, pełnienie nadzorów autorskich w wytwórniach i na placu budowy, obsługa uruchomień oraz kompletacja dostaw.

W CBKK wykonywane są także, w pełnym zakresie, prace studialne i koncepcyjne z dziedziny techniki kotłowej i urządzeń energetycznych oraz opinie, analizy i ekspertyzy.

Działalność CBKK S.A. to gwarancja wysokiej jakości wykonywanej dokumentacji i wszystkich innych realizowanych prac.

Od 2005 roku w firmie funkcjonuje System Zarządzania Jakością zgodny z normą PN-EN ISO 9001.



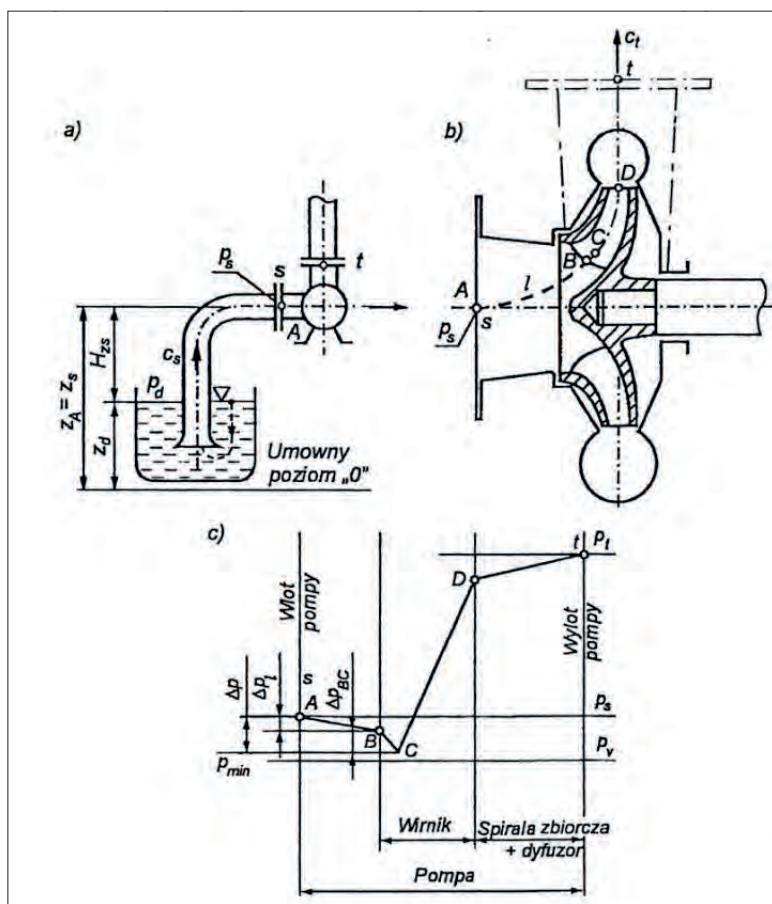
**CENTRALNE BIURO  
KONSTRUKCJI KOTŁÓW S.A.**

ul. OPOLSKA 23  
42-600 TARNOWSKIE GÓRY  
tel. +48 32 285 46 21; 519 077 210  
fax +48 32 285 26 37  
www.cbkk.com.pl  
e-mail: cbkk@cbkk.com.pl

# O KAWITACJI W POMPACH WIROWYCH RAZ JESZCZE

prof. dr hab. inż. Waldemar Jędral  
Politechnika Warszawska

W artykule [1] przedstawiono pięć przykładów realnych problemów eksploatacyjnych spowodowanych kawitacją w pompach do ścieków, różnej konstrukcji i wielkości. Podano też ogólne zależności dotyczące różnie definiowanych nadwyżek antykawitacyjnych i relacji między nimi oraz przedstawiono podstawowe charakterystyki kawitacyjne pompy wirowej. Ze względu na wciąż aktualny problem skutków pracy różnych pomp wirowych w obszarze kawitacji oraz na istotne wątpliwości dotyczące nadwyżek antykawitacyjnych, powrócono do tematu, podając równocześnie nowe informacje dotyczące m.in. pomp zasilających.



RYS. 1

Droga cząstki cieczy: a) w rurociągu ssawnym, b) na wlocie pompy, c) zmiany ciśnienia wewnątrz pompy

## Miejsca w pompie wirowej zagrożone erozją kawitacyjną

Najniższe ciśnienie ma w pompie ciecz w okolicach krawędzi wlotowych łopatek, na odcinku B-C (rys. 1b, c). Tam właśnie najbardziej intensywnie wydzielają się pęcherzyki parowo-gazowe. Dalej, na odcinku C-D ciśnienie cieczy rośnie wskutek oddziaływania łopatek i pęcherzyki pary ulegają gwałtownej kondensacji o charakterze implozji. Towarzyszące temu bardzo duże chwilowe wzrosty ciśnień i wywołane nimi fale ciśnieniowe powodują wyrwanie cząstek materiału z łopatek i tarcz wirnika, czyli erozję kawitacyjną.

Pierwsze pęcherzyki powstają daleko przed punktem B, przy ciśnieniu  $p \gg p_v$ , ale im bliżej punktu B, tym intensywność ich tworzenia rośnie. Jest to analogiczne do podgrzewania wody w otwartym naczyniu, gdy pierwsze pęcherzyki tworzą się już w temperaturach znacznie niższych od temperatury wrzenia, a ze wzrostem temperatury powstaje ich coraz więcej. Najwięcej pęcherzyków pęka za punktem C, toteż największe zniszczenia, z perforacją łopatek włączanie, powstają niedaleko za ich krawędziami wlotowymi (fot. 1, 2). Jeśli jednak prędkość cieczy w kanałach międzyłopatkowych jest bardzo duża, np. w szybkoobrotowych pompach zasilających, to czas przepływu cząstki przez kanał może być bardzo krótki, poniżej 0,01 s, i pęcherzyki mogą implodować także w pobliżu krawędzi wlotowych łopatek wirnika (fot. 3), a nawet na odcinkach wlotowych łopatek kierownicy odśrodkowej. Dotyczy to oczywiście pierwszego stopnia pompy, bo za drugim i dalszymi





stopniami ciśnienia, są już na tyle duże, że kawitacja jest wykluczona.

Warto wskazać na dość istotną różnicę między przebiegiem i skutkami kawitacji w pracującej ze ssaniem pompie do zwykłej wody (rys. 1a) a pompie zasilającej, tłoczącej wodę dokładnie odgazowaną. W wodzie pod ciśnieniem atmosferycznym jest rozpuszczone 2% (objętościowo) powietrza. Jeśli ciśnienie spada, to zgodnie z prawem Henry'ego nadmiar powietrza wydziela się w postaci pęcherzyków – tym więcej ich powstaje, im

**FOT. 1**  
Uszkodzenia kawitacyjne wirnika pompy zasilającej do ścieków oczyszczonych po niespełna roku pracy; materiał wirnika – żeliwo sferoidalne EN-JS 1050



**FOT. 2**  
Uszkodzenia kawitacyjne łopatek na wlocie wirnika pompy zasilającej po 8 latach pracy w różnych stadiach kawitacji początkowej; co druga łopátka jest cofnięta w głąb wirnika wykonanego ze staliwa chromowego GX20Cr14 (dawne oznaczenie LH14)

bliżej wlotu na łopátki wirnika. Przy wzroście ciśnienia wewnątrz wirnika powietrze znów się stopniowo rozpuszcza, ale zanim to nastąpi, pęcherzyki powietrza prawdopodobnie amortyzują fale ciśnieniowe od implodujących pęcherzyków pary. W pompie zasilającej, niezależnie od dość znacznego nadciśnienia na wlocie, woda jest dobrze odgazowana, wobec czego tworzą się tylko pęcherzyki pary i nie ma tam „amortyzatorów” powietrznych, zaś erozja kawitacyjna jest bardziej intensywna.

### Różnorodność nadwyżek antykawitacyjnych

Nadwyżka antykawitacyjna – miara nadwyżki energii cieczy w przekroju wlotowym króćca ssawnego ponad energię odpowiadającą ciśnieniu parowania, jest zdefiniowana [2], [3] wzorem

$$NPSH = \frac{p_s - p_v}{\rho g} + \frac{c_s^2}{2g}, \text{ m} \quad (1)$$

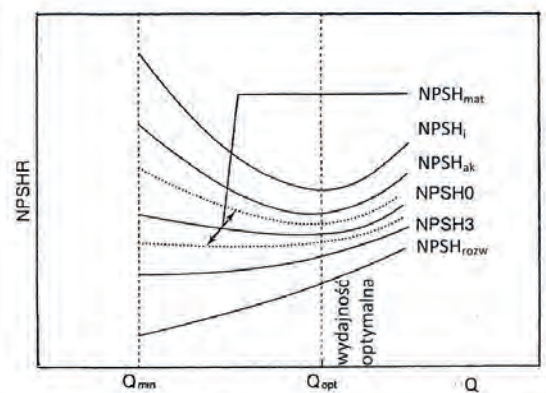
gdzie:

- $p_s$  – ciśnienie mierzone w króćcu ssawnym pompy, Pa
- $p_v$  – ciśnienie parowania (nasycenia) wody w danej temperaturze  $t_s$ , Pa
- $c_s$  – średnia prędkość przepływu w króćcu ssawnym;  $c_s = 4Q/(\pi d_s^2)$ , m/s
- $d_s$  – średnica wewnętrzna króćca ssawnego/rurociągu ssawnego, m
- $Q$  – wydajność pompy, m<sup>3</sup>/s
- $\rho$  – gęstość wody w temperaturze  $t_s$ , kg/m<sup>3</sup>
- $g$  – przyspieszenie ziemskie,  $g = 9,81 \text{ m/s}^2$ .

Nadwyżka (1) dotyczy dowolnego stanu pracy pompy, także odległego od początku kawitacji. Kłopoty zaczynają się przy próbie ustalenia tego początku i odpowiadających mu wartości  $p_{skr}$  i  $NPSH_{kr}$ , tj.

$$NPSH_{kr} = \frac{p_{skr} - p_v}{\rho g} + \frac{c_s^2}{2g}, \text{ m} \quad (2)$$

dla konkretnej wydajności. Zależnie od sposobu, w jaki próbuje się ustalić początek kawitacji, otrzymuje się bardzo różne wartości  $p_{skr}$  i  $NPSH_{kr}$  ([1], [4]), co pokazano na rysunkach 2 do 5.



**RYŚ. 2**  
Charakterystyki  $NPSH_{kr}(Q)$  przy różnie definiowanym  $NPSH_{kr}$  [4] jako  $NPSH_i, NPSH_{ak}, NPSH_{mat}, NPSH_0, NPSH_3$



FOT. 3

Uszkodzenia kawitacyjne wylotowej części łopatki wirnika pompy zasilającej z fot. 2

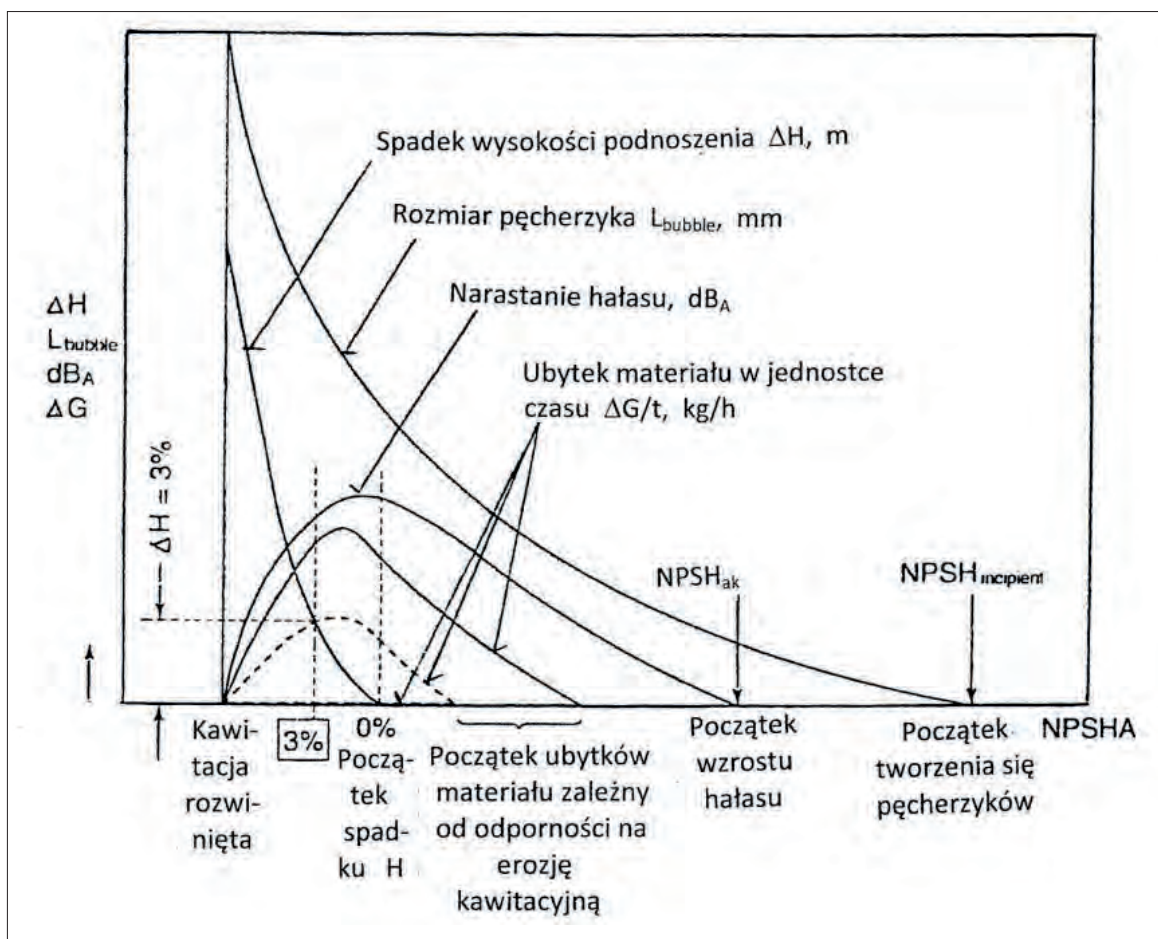
Nadwyżka  $NPSH_i$  dotyczy wizualnego początku kawitacji, tj. wydajności, przy której można zaobserwować pierwsze pęcherzyki pary;  $NPSH_0$  dotyczy początku obniżania się wysokości podnoszenia, zaś  $NPSH_3$  – spadku jej o 3% przy ustalonej wydajności.  $NPSH_{ak}$  dotyczy początku wzrostu efektów akustycznych (hałasu), zaś  $NPSH_{mat}$  – początku zauważalnych ubytków materiału wskutek erozji kawitacyjnej. Ta ostatnia wartość, w tych samych warunkach pracy pompy, zależy od rodzaju materiału, z którego jest wykonany jej wirnik.

Rozpiętość wartości  $NPSH_{kr}$ , odpowiadających różnie definiowanym nadwyżkom, jest bardzo duża. Z rysunków 4,5 wynika, że dla identycznych warunków pracy pompy wartość  $NPSH_i$  może być 4...5-krotnie (i bardziej) większa od wartości  $NPSH_3$ . Aby uniknąć nieporozumień, przyjmuje się powszechnie, że umowny początek kawitacji określa właśnie nadwyżka  $NPSH_3$ , czyli że

$$NPSH_{kr} = NPSH_3 \quad (3)$$

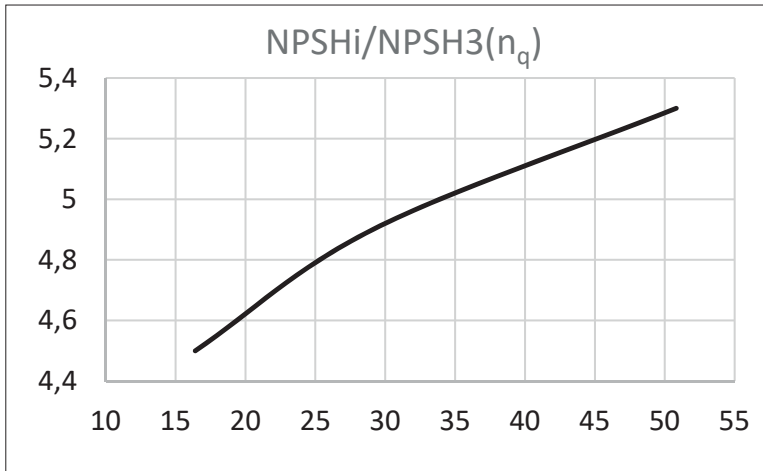
Pracę pompy w bezpiecznej odległości od początku kawitacji zapewniało, wg polskiej literatury ([2], [3] i wiele innych), spełnienie warunku

$$NPSHR = k NPSH_3 \quad (4)$$



RYS. 3  
Różne przejawy i intensywność kawitacji [4]





**RYS. 4**  
Wartości  $NPSH/NPSH3$  dla różnych wyróżników szybkoobrotowości  $n_q$  wg [5];  
 $n_q = nQ_{opt}^{1/2}/H_{opt}^{3/4}$

gdzie:  
 $NPSHR$  ( $R = \text{required}$ ) – wymagana przez pompę bezpieczna wartość nadwyżki  $NPSH$ ,  
 $k = 1.3...1,4$  (1,6) – współczynnik bezpieczeństwa.

Jednak w literaturze anglosaskiej [4], jak też w niektórych normach międzynarodowych [9], zakłada się, że jeśli wytwórca pompy nie podał, co rozumie przez  $NPSHR$ , to należy przyjąć, że  $NPSHR = NPSH3$ . W celu uzyskania jednoznaczności zaleceń dla projektanta i użytkownika należy, zamiast  $NPSHR$ , posłużyć się nadwyżką rozporządzalną  $NPSHA$  ( $A = \text{available}$ ), jaką zapewnia istniejący lub projektowany układ pompowy:

$$NPSHA = \frac{p_d - p_v}{\rho g} - H_{zs} - \Delta h_s, \text{ m} \quad (5)$$

gdzie:  
 $p_d$  – ciśnienie w zbiorniku dolnym (dopływowym),  
 $H_{zs}$  – geometryczna wysokość ssania (rys. 1a),  
 $\Delta h_s$  – opory przepływu w rurociągu ssawnym (doprowadzającym).

Jeśli pompa pracuje z napływem o wysokości geometrycznej  $H_{zn}$ , to do wzoru (5) zamiast „ $-H_{zs}$ ” należy podstawić „ $+H_{zn}$ ”.

Układ powinien być tak zaprojektowany i/lub pompa tak dobrana, aby przy każdej wydajności  $Q$  z zakresu dopuszczalnej ciągłej pracy pompy  $Q_{min}...Q_{max}$  był spełniony warunek

$$NPSHA = S_A NPSH3. \quad (6)$$

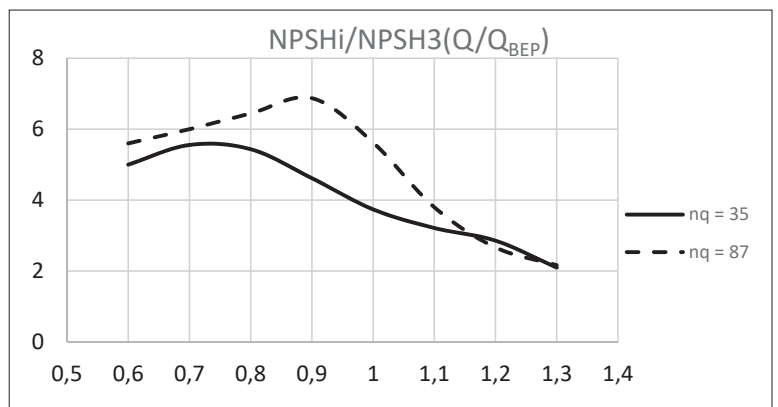
Wartość  $S_A = f(NPSH3)$  wg poradnika [8] podano na rysunku 6.

Przy tym jak wynika z rysunków 4, 5, wartości  $S_A$  gwarantujące pracę pompy bez negatywnych skutków kawitacji (zwłaszcza erozji kawitacyjnej), odczytane z rysunku 6, mogą być zbyt małe. Potwierdza to praktyka eksploatacji pomp zasilających w niektórych elektrociepłowniach. Oszacowano np., że pompa, któ-

rej uszkodzony kawitacyjnie wirnik pokazano na fot. 2, 3, pracowała z nadwyżką  $NPSHA/NPSH3 \approx 1,25...1,8$ , a mimo to rozmiary erozji kawitacyjnej były – jak widać – znaczne. Z innych posiadanych informacji wynika, że całkowite wyeliminowanie zużycia kawitacyjnego wirnika tej pompy byłoby możliwe, jeśli  $NPSHA/NPSH3 \geq 2,4...3,0$ . W obecnym układzie wymagałoby to umieszczenia zbiornika wody zasilającej na wysokości co najmniej 40 m, co jest zupełnie nierealne. Jedyne niezbyt kłopotliwe rozwiązanie to zainstalowanie pompy wstępnej o wysokości podnoszenia rzędu  $H \approx 50$  (60) m, co wykluczyłoby możliwość wystąpienia erozji kawitacyjnej, nawet po wielu latach pracy.

### Lepsze materiały na elementy przepływowe

Zdarza się nieraz, że z jednej strony nie można powiększyć rozporządzalnej nadwyżki  $NPSHA$  ani zastosować pompy wstępnej, zaś z drugiej – trudno jest dobrać pompę o odpowiedniej charakterystyce  $NPSH3(Q)$ . Dotyczy to zwłaszcza istniejących instalacji. Można wówczas skorzystać z jeszcze jednej możliwości, wykonując wirniki i ewentualnie inne



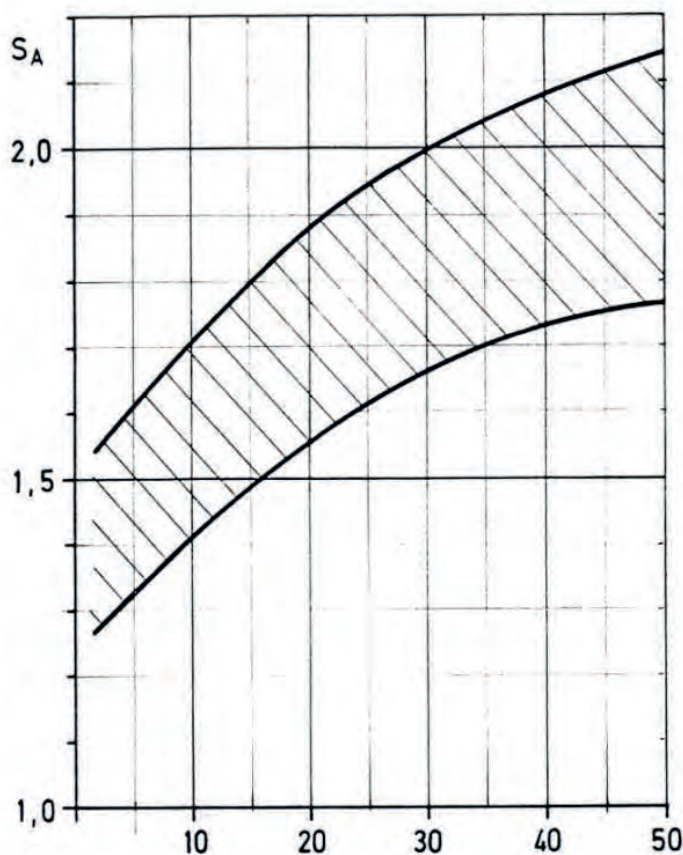
**RYS. 5**  
Wartości  $NPSH/NPSH3$  dla różnych wydajności wg [6], [7]; BEP (Best Efficiency Point) – punkt optymalny

elementy przepływowe z materiału o dużej odporności na erozję kawitacyjną. W tabelicy 1 zamieszczono porównanie stosowanych materiałów pod względem odporności na erozję kawitacyjną wg leksykonu [10]. Materiały ułożono wg wzrastającej odporności na tę erozję. Indeks utraty masy określany jest względem materiału bazowego, tj. żeliwa szarego (indeks 1.0).

Staliwo GX20Cr14 (LH14, 14% Cr) ma dobre własności wytrzymałościowe i antykorozyjne, ale jest średnio odporne na erozję kawitacyjną. W ostatnim 30-leciu opracowano szereg nowych stopów odlewniczych (staliw). Najbardziej znane z nich to:

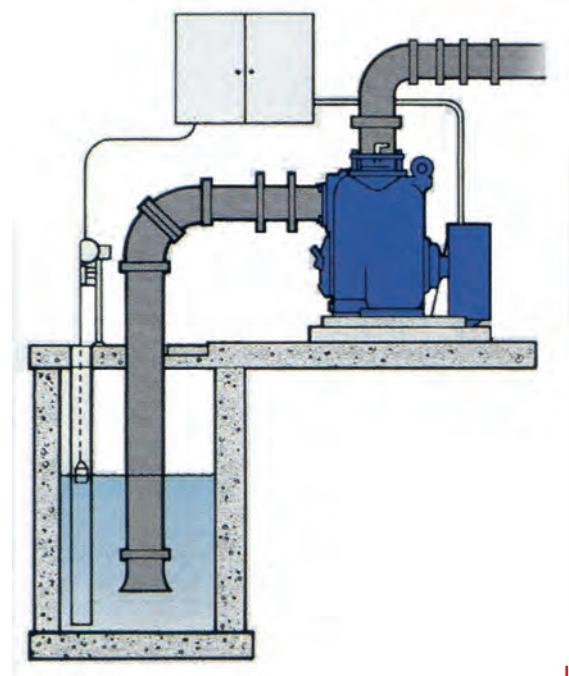
- DUPLEX (27% Cr, 7% Ni, 1,8% Mo, 2% Mn, 1% Si), odmiany nisko- i wysokowęglowa,
- NORIDUR (25% Cr, 6% Ni, 2,4% Mo, 3% Cu).

Oba stopy mają bardzo dobre własności mechaniczne i porównywalne wskaźniki ubytków materiału wskutek erozji kawitacyjnej – 10 razy mniejsze niż staliwo LH14; dobrej jakości wirniki z DUPLEXU są wykonywane w polskich odlewniach, w których



jednak jaka konkretnie pompa, o założonych parametrach  $Q, H$  zostanie ostatecznie dobrana. Jej prawdopodobną nadwyżkę  $NPSH3$  można pomimo to ocenić na podstawie wartości kawitacyjnego wyróżnika szybkobieżności  $S = n_{ss} = nQ_{opt}^{1/2}/NPSH3^{3/4}$  ( $S$  – oznaczenie stosowane powszechnie w literaturze;  $n_{ss}$  – oznaczenie wg normy [9]), jaką powinna mieć dobra pompa.

Na rysunkach 7, 8 naniesiono wartości wyróżnika  $S$  dla 130 pomp jednostrumieniowych z wiodących wytwórni. Wartości  $S$  jak widać nie zależą praktycznie od wyróżnika szybkobieżności  $n_q$  i wydajności  $Q$ . Dobra pompa z wlotem osiowym powinna mieć wyróżnik  $S$  o wartości  $S \approx S_{sr} = 215$ , podczas gdy pompa in-line (z komorą ssawną) –  $S_{sr} \approx 200$ . Analogiczne rysunki dla pomp dwustrumieniowych zamieszczono w [11]; pompy te mają większe wartości wyróżników:  $S_{sr} \approx 240$ .



POMPA ZASILAJĄCA  
schemat

Mając wartość  $S$ , można oszacować prawdopodobną wartość:

$$NPSH3 = (nQ_{opt}^{1/2}/S)^{4/3} \quad (7)$$

oraz na podstawie wzorów (5) i (6) sprawdzić, jaką nadwyżkę  $NPSHA$  powinna zapewnić projektowana instalacja pompowa.

**Wnioski końcowe:**

- Kawitacja wciąż stanowi poważny problem w wielu instalacjach pompowych, w bardzo różnych obszarach zastosowań pomp wirowych.

RYS. 6  
Orientacyjne wartości współczynnika  $SA$  zwiększającego wartość nadwyżki  $NPSHA$  względem  $NPSH3$ ;  $S_s = NPSHA/NPSH3$ , dla wydajności optymalnej  $Q_{opt}$  wg [8]

ofercie są oba ww. materiały. Lepsze własności ma niezamieszczone w tabeli staliwo NORICLOR, mające większy udział molibdenu. Jeszcze lepsze właściwości antyerozyjne ma X-Cavalloy, USA (18% Cr, 16% Mn), jednak nie wiadomo czy jest on dostępny w odlewniach europejskich.

Biorąc pod uwagę, że w jednej z EC już po 2 latach pojawiły się problemy z erozją kawitacyjną w pompach zasilających, zastosowanie lepszego materiału o dziesięciokrotnie mniejszym indeksie wydłużyłoby ten czas do około 20 lat, co poważnie zmniejszyłoby koszty eksploatacyjne.

**Oszacowanie wartości  $NPSH3$  w optymalnym (BEP) punkcie pracy pompy**

Układ pompowy należy projektować tak, aby zapewnić dostatecznie dużą wartość nadwyżki  $NPSHA$ . We wczesnym etapie projektowania nie wiadomo

Nazwa	Oznaczenie	Indeks
Staliwo	GP240GH+QT (LII450)	0,8
Brąz wysokocynowy	CC480K-GS (B10)	0,5
Staliwo chromowe	GX20Cr14 (LH14)	0,2
Brąz aluminiowy	CC333G-GC (Ba1032)	0,1
Staliwo niklowo chromowe	GX5CrNi19-10 (LH18N10)	0,05
NORIDUR	GX3CrNiMoCuN24-6-2-3	0,02

TAB. 1  
Wskaźniki odporności na erozję kawitacyjną różnych materiałów



# Pokaż nam swoje dane, a my znajdziemy ukryty potencjał!

zwiększenie  
sprawności  
optymalizacja  
utrzymania

do 100%  
zdalnie

O jakości naszych rozwiązań świadczą liczby referencji:

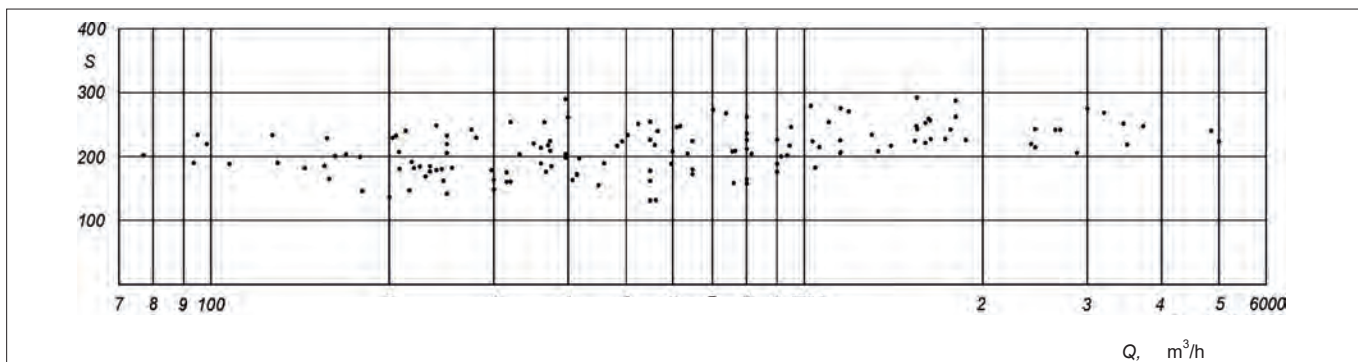
- ponad 2000 dostarczonych rozwiązań
- 150 GW+ z naszą predykcją i optymalizacją

Marcin Szembek  
Flextek  
+48 22 291 80 33  
+48 600 345 133  
m.szembek@flextek.pl

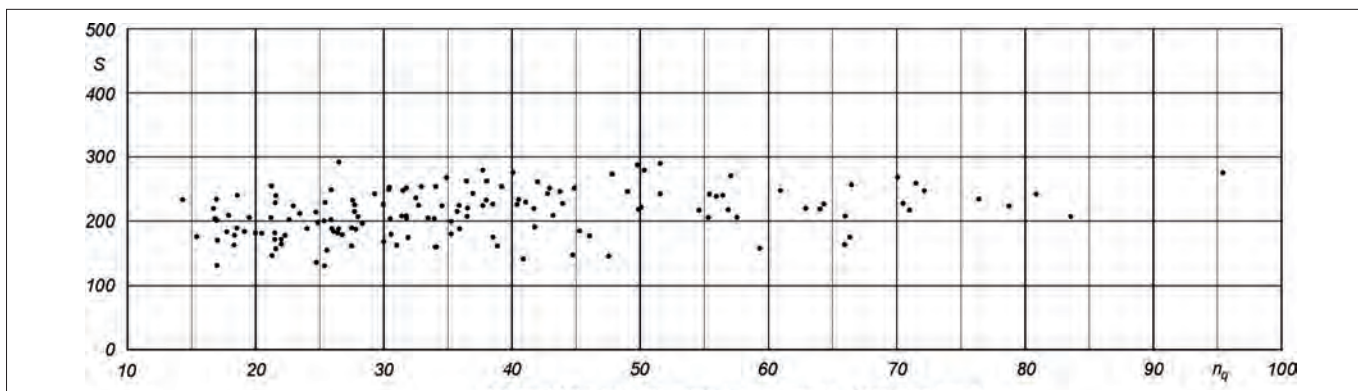
Dennis Braun, M.Sc.  
System Technologies / Sales  
+49 201 801-4113  
+49 160 90747391  
dennis.braun@steag.com

STEAG Energy Services GmbH  
Rüttenscheider Str. 1-3  
45128 Essen  
Germany  
www.steag-systemtechnologies.com

**steag**  
ENERGY SERVICES



RYS. 7  
Zależność  $S(n_q)$  dla jednostrumieniowych pomp z wlotem osiowym [11]

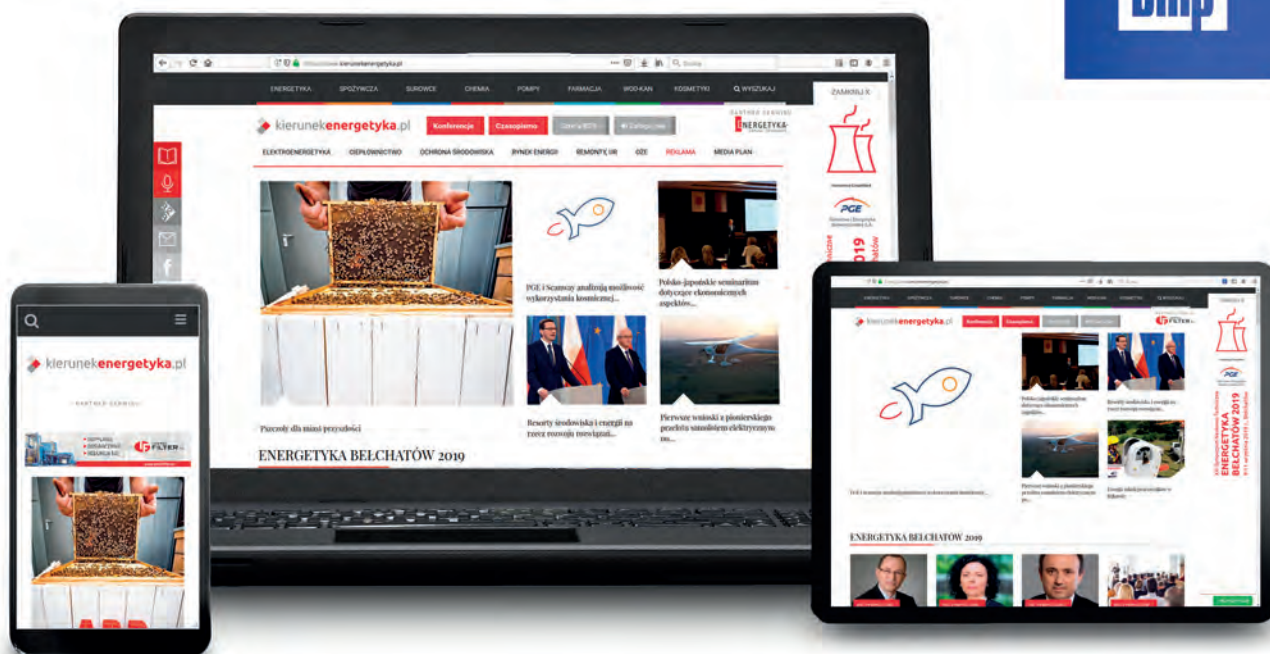


RYS. 8  
Zależność  $S(n_q)$  dla jednostrumieniowych pomp z wlotem osiowym [11]

Reklama



w grupie portali



PORTAL PEŁEN ENERGII

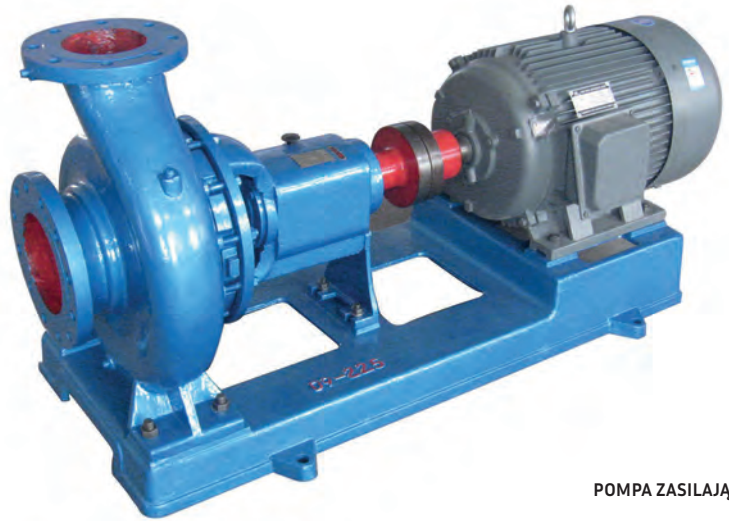


- Jeśli nie da się zaprojektować instalacji o odpowiednio dużej nadwyżce rozporządzalnej *NPSHA*, to należy zastosować niskoobrotową pompę wstępną. Dotyczy to zwłaszcza pomp szybkoobrotowych, w szczególności – pomp zasilających.
- Jeśli z różnych powodów nie można zastosować pompy wstępnej, to należy wykonać wirnik z materiału najbardziej odpornego na erozję kawitacyjną.

- [8] *Sulzer Centrifugal Pump Handbook*. Elsevier, London, 1992.
- [9] PN-EN ISO 17769-1:2012 *Pompy do cieczy i instalacje – Nazwy ogólne, definicje, wielkości, symbole literowe i jednostki Część 1: Pompy do cieczy*.
- [10] *Centrifugal Pump Lexicon*. Frankenthal, 1990, KSB AG.
- [11] Jędrał W.: *Kawitacyjny wyróżnik szybkobieżności jako miara właściwości antykawitacyjnych pomp odśrodkowych*. X Konferencja PROBLEMY BADAWCZE ENERGETYKI CIEPLNEJ, Warszawa, grudzień 2011. Prace Naukowe Politechniki Warszawskiej, Konferencje, z. 27, s. 89-99.

#### Literatura

- [1] Jędrał W.: *Kawitacja na przykładach*. Pompy Pompownie, 2018, nr 1, s. 20-25.
- [2] Jędrał W.: *Pompy wirowe*, wyd.2. Warszawa, 2014, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej.
- [3] Jędrał W.: *Efektywne energetycznie układy pompowe*. Warszawa, 2018, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej.
- [4] *NPSH for Rotodynamic Pumps: a Reference Guide*. Oxford, 1999, Elsevier (Europump).
- [5] Schiavello B., Visser F.C.: *Pump cavitation – various NPSHR criteria, NPSHA margins and impeller life expectancy*. Twenty-fourth International Pump Users Symposium, Houston, TX, USA, April 2008.
- [6] Rakibuzzaman MD, Sang-Ho Suh, Hyoung-Ho Kim, Young-Hoon Jung: *Relationship between Cavitation Incipient and NPSH Characteristic for Inverter Drive Centrifugal Pumps*. The KSFM Journal of Fluid Machinery - Vol. 18, No. 6, pp.76-80, 2015.
- [7] Sedlar M., Sputa O., Komarek M.: *Analysis of Cavitation Phenomena in Mixed-Flow Pump*. International Journal of Fluid Machinery and Systems, Vol. 5, No. 1, January-March 2012.



POMPA ZASILAJĄCA

Reklama

**HYDAC** | KOMPLEKSOWE  
ROZWIĄZANIA

## AutoFilt® RF4W

### AUTOMATYCZNY FILTR SAMOCZYSZCZĄCY

Kompaktowa konstrukcja filtra z opatentowanym sposobem uszczelnień zapewnia **obniżenie kosztów eksploatacji oraz wymagań konserwacyjnych**

**Innowacyjna powłoka SuperFlush** zapobiega przywieraniu drobin zanieczyszczeń zapewniając dodatkową ochronę i wydłużając żywotność wkładów filtracyjnych

Dokładność filtracji **25 - 1000 µm**

Wydajność **do 450 l/min**



# SUSZE I BRAK WODY W PRZEMYŚLE

Jak zabezpieczyć się przed utratą ciągłości produkcji z powodu niedoboru wody za pomocą Mobilnych Stacji Uzdatniania Wody

**Jakub Jasiński**

MOBILE WATER SERVICES, Veolia Water Technologies Sp. z o.o.

Globalny raport ryzyka Światowego Forum Ekonomicznego podkreśla niedobór wody jako główne ryzyko dla biznesu produkcyjnego. Jakub Jasiński z Veolia Mobile Water Services podpowiada, jak zapewnić bezpieczeństwo wodne w przypadku niedoboru wody.

Jest powszechnym, błędnym przekonaniem, że niedobór wody wpływa tylko na bardziej suche regiony planety. Komisja Europejska oszacowała, że co najmniej 11% populacji Europy i 17% jej terytorium było dotychczas dotkniętych niedoborem wody, a koszty susz w Europie w ciągu ostatnich trzydziestu lat wyniosły 100 miliardów euro.

Zwiększający się niedobór wody słodkiej z powodu rosnącego zapotrzebowania na wodę i zmieniającego się klimatu stanowi poważne zagrożenie dla przedsiębiorstw produkcyjnych. Główne wyzwania, przed którymi stoi przemysł w odniesieniu do wody, to zapewnienie odpowiedniego zaopatrzenia w proces wymagający dużej ilości wody i zapewnienie, że zanieczyszczenia jej

źródeł zostanie rozwiązane tam, gdzie ma miejsce. Tam, gdzie zasoby wody uległy zmniejszeniu, zwykle następowo pogorszenie jej jakości, ponieważ jest mniej wody do rozcieńczenia zanieczyszczonych wód procesowych. Ponadto, słona woda w coraz większym stopniu wpływa do przybrzeżnych warstw wodonośnych.

Zmiana klimatu prawie na pewno zaostrzy te niekorzystne skutki w przyszłości, przy czym w Europie spodziewane będą częstsze i poważniejsze susze. Aby obejść wszelkie problemy związane z wodą, firmy wdrażają strategie oszczędzania, badają możliwości jej odzyskania i ponownego wykorzystania, przeprojektowują swoje procesy zużycia wody i badają jej alternatywne źródła.







Zdjęcia są własnością firmy Veolia



Zdjęcia są własnością firmy Veolia

Awaryjne zapewnianie tymczasowego uzdatniania wody jest dobrze ugruntowane, a mobilne usługi wodne Veolia są dobrze przygotowane do spełnienia tych pilnych wymagań. Tymczasowy system uzdatniania wody jest idealnym rozwiązaniem w nagłych wypadkach i może zapewnić ciągłość produkcji uzdatnionej wody w sytuacjach nieprzewidzianych, takich jak krótkoterminowe, sezonowe lub nieoczekiwane zmiany w zaopatrzeniu w wodę surową. Można zastosować mobilne stacje uzdatniania wody lub ścieków, aby zapewnić kontynuację procesów produkcyjnych i uniknąć kosztownych przestojów.

Operatorzy z różnych branż w Europie współpracowali już z dostawcami tymczasowych usług uzdatniania wody, aby zapewnić elastyczne rozwiązanie problemów wynikających z niedoboru wody i zmian wody zasilającej. Typowe zastosowania obejmują obróbkę wysokiej zawartości chlorków i wysokiej przewodności, zawieszonych ciał stałych, wysokiej mikrobiologii, wysokiej zawartości substancji organicznych i alternatywnych źródeł wody zasilającej.

## Ewoluujące rozwiązanie

Typowa instalacja mobilna może składać się z dwóch lub trzech systemów montowanych na naczepie, ramie stalowej lub w kontenerze, które można montować w sposób plug-and-play. Modułowa konstrukcja mobilnych technologii uzdatniania pozwala łączyć różne konfiguracje procesów, umożliwiając uzdatnianie z sieci wodociągowej, odwiertu, wody rzecznej lub ze zbiornika, a nawet ze ścieków. Mobilność jednostek umożliwia ustawienie ich w taki sposób, aby jak najlepiej wykorzystać dostępną przestrzeń, eliminując lub zmniejszając potrzebę budowania infrastruktury do przechowywania sprzętu. Można również zapewnić zbiorniki magazynowe/buforowe oraz pompy tłoczące lub transferowe. Wraz z elastycznymi węzłami czy ze stałymi rurociągami, wodomierzami i armaturą oraz, w razie potrzeby, generatorem prądotwórczym, mobilna instalacja może pracować jako niezależny system uzdatniania, oferując wydajności od 5 do 500 i więcej m<sup>3</sup>/h.

## Studium przypadku – Mobilne Stacje Uzdatniania łagodzą skutki suszy

Międzynarodowe przedsiębiorstwo naftowo-gazowe boryka się z niedoborem wody, który może wpłynąć na jego produkcję. Z powodu utrzymującej się suszy lokalne przedsiębiorstwo wodociągowe musiało ograniczyć dostawy wody do firmy, aby zabezpieczyć zasoby wody pitnej dla miejscowej ludności.

W rezultacie wymagane były dodatkowe ilości wody surowej z innych źródeł, aby elektrownia i procesy firmy mogły być odpowiednio zaopatrywane. Ze względu na ich jakość, różne źródła musiały być odpowiednio uzdatniane. Veolia Mobile Water Services dostarczyła mobilną jednostkę filtracyjną MOFI 4x10 jako filtr piaskowy, dwie mobilne jednostki filtracyjne MOFI 1200 GAC z węglem aktywnym oraz mobilną odwróconą osmozę MORO 25 C. Dodatkowo, w celu utleniania, a także dezynfekcji, zastosowano mobilną stację dozującą chlor. Łącząc różne mobilne systemy wodne, Veolia Mobile Water Services zagwarantowała zaopatrzenie klienta w wodę i spełniła stawiane wymagania.

## ReAct – Darmowa rejestracja potrzeb klienta

Veolia Mobile Water Services, aby wyjść na przeciw rosnącym potrzebom, opracowała system darmowej rejestracji ReAct. Program ten polega na analizie potrzeb klienta oraz doborze dedykowanych mobilnych jednostek, spełniających jego indywidualne wymagania. Dane klienta są przechowywane i aktualizowane okresowo, dzięki czemu klient w sytuacji kryzysowej ma pewność możliwie jak najszybszej reakcji, bez względu na dzień tygodnia oraz porę, ponieważ Veolia MWS ofertuje swoje usługi 24/7. Rejestracja jest w pełni darmowa, niezobowiązująca i dająca dodatkowe zabezpieczenie utrzymania ciągłości produkcji w sytuacji nieprzewidzianej.

## ELEKTROWNIA TURÓW ZYSKA NOWOCZESNĄ OCZYSZCZALNIĘ ŚCIEKÓW

30 WRZEŚNIA 2020 ROKU ELEKTROWNIA TURÓW, NALEŻĄCA DO SPÓŁKI PGE GÓRNICCTWO I ENERGETYKA KONWENCJONALNA Z GRUPY KAPITAŁOWEJ PGE, PODPISAŁA UMOWĘ Z SEEN TECHNOLOGIE NA ROZBUDOWĘ PRZEMYSŁOWEJ OCZYSZCZALNI ŚCIEKÓW. INWESTYCJA ZOSTANIE ZREALIZOWANA Z RAMACH DOSTOSOWANIA ELEKTROWNI TURÓW DO WYMOGÓW ŚRODOWISKOWYCH ZAPISANYCH M.IN. W KONKLUZJACH BAT. WARTOŚĆ KONTRAKTU TO PONAD 120 MLN ZŁ NETTO. INWESTYCJA ZOSTANIE ZREALIZOWANA W CIĄGU 30 MIESIĘCY OD MOMENTU PODPISANIA UMOWY.

– Podpisany dziś kontrakt to nie tylko kolejny ambitny projekt w Grupie PGE, ale przede wszystkim działanie proekologiczne mające na celu poprawę środowiska naturalnego w otoczeniu Kompleksu Turów. Realizowany projekt zapewni dostosowanie Elektrowni Turów do unijnych i krajowych wymagań środowiskowych. Do sierpnia 2021 r. wszystkie nasze elektrownie będą spełniały normy zawarte w konkluzjach BAT – mówi Wioletta Czemiel-Grzybowska, prezes

zarządu PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna. Planowana oczyszczalnia ścieków przemysłowych oparta będzie o nowoczesne, wysokosprawne technologie membranowe – mikrofiltrację i odwróconą osmozę. Sprawność odwróconej osmozy to ok. 96 proc. co oznacza, że zatrzymanych zostanie ponad 96 proc. wszystkich zanieczyszczeń. Będzie to pierwsze w Polsce i jedno z nielicznych w Unii Europejskiej tak szerokie zastosowanie tych technik w obszarze oczyszczania ścieków. Do oczyszczalni będą kierowane wszystkie strumienie ścieków przemysłowych powstających w na terenie Elektrowni Turów, z wyłączeniem ścieków powstających w instalacjach oczyszczania gazów spalinowych, które oczyszczane będą w odrębnej specjalistycznej oczyszczalni. – Oczyszczone w zmodernizowanej oczyszczalni ścieki, spełniać będą wymogi II klasy wód powierzchniowych i będą kierowane do rzeki Miedzianka nie pogarszając jej stanu, lub ponownie zagospodarowywane w procesach technologicznych Elektrowni Turów. W wyniku realizacji tego projektu Elektrownia Turów będzie pierwszą elektrownią, której oczyszczone ścieki będą mogły być zwracane do układów technologicznych, co w konsekwencji będzie powodować, że będzie bezściekowa. Mając na uwadze usytuowanie elektrowni, realizacja tej inwestycji nie tylko poprawi stan środowiska na terenie Polski, ale również korzystnie wpłynie na graniczną rzekę Nysę Łużycką – mówi Oktawian Leśniewski, dyrektor Elektrowni Turów. – Jesteśmy zadowoleni, że możemy realizować dla PGE inwestycję, dzięki której dostarczymy najnowszą technologię



pozwalającą uzyskać oczyszczone ścieki o parametrach wody użytkowej. Dzięki realizacji tego kontraktu przyczynimy się do dalszej eksploatacji Elektrowni Turów przez dalszy okres jej istnienia zgodnie z wymogami środowiskowymi – powiedział Dariusz Jasak, prezes zarządu SEEN Technologie. – Nowa oczyszczalnia będzie największą oczyszczalnią w polskiej energetyce wykorzystującą technologie membranowe, o łącznej przepustowości ponad 14 tys. m<sup>3</sup> na dobę – dodaje Krzysztof Pacierpnik, dyrektor działu sprzedaży SEEN Technologie. Elektrownia Turów należąca do spółki PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna z Grupy Kapitałowej PGE od czasu uruchomienia pierwszego bloku energetycznego w 1962 roku przeszła kilka gruntownych modernizacji. Elektrownia w sposób ciągły analizuje wpływ swojej działalności na środowisko oraz realizuje szeroko zakrojone działania służące jego ochronie. Rewitalizacja mocy produkcyjnych, realizowana poprzez budowę nowego bloku i kolejne modernizacje bloków 1-3, znacząco wpływa na dalsze zmniejszenie wpływu elektrowni na środowisko naturalne. W obecnym kształcie Elektrownia Turów jest w stanie dostarczyć energię elektryczną do około 2,3 mln gospodarstw. Po zakończeniu budowy nowego bloku energetycznego, turoszowski kompleks energetyczny będzie mógł zasilić w prąd dodatkowy milion gospodarstw przez najbliższe 25 lat.

Źródło i fot.: PGE GIEK S.A.



## „System Helix” – System redukcji emisji kropeł z mokrego komina

Dipl.-Ing. Peter Wandres, Munters Euroform GmbH

Mokre kominy są coraz częściej stosowane w elektrowniach lub ciepłowniach. Zaletą ich zastosowania jest to, że można zrezygnować z zastosowania i budowy kosztownych systemów wymiany ciepła. Z drugiej strony jednak, może dojść do powstawania tzw. zjawiska kwaśnego deszczu z komina, ponieważ nawet niewielkie już ochłodzenie gazów spalinowych prowadzi do powstawania kondensacji na ścianie komina. Krople te mogą mieć wielkość nawet do kilku milimetrów, a zatem spadają na ziemię w pobliżu komina i powodują w krótkim już czasie znaczne uszkodzenia korozyjne.

Firma Munters opracowała i opatentowała system eliminacji kropeł (mgły), aby zapobiec roseniu kwaśnego deszczu z komina. System Helix składa się ze spiralnego kanału drenażowego (spirali) i pułapki odwadniającej na wyjściu z komina. Strumień gazu jest wprowadzany za pomocą spirali Helix w ruch spiralny, powodując niewielką stratę ciśnienia w kominie. Dzięki ruchowi spiralnemu spalin, porywane krople są przenoszone (rzucane) na ściany komina. Powstały w ten sposób film cieczy jest wprowadzany do rynny (spirali Helixa). Filmowa pułapka na szczycie komina wyłapuje ostatecznie resztkę porywanego filmu cieczy.

Poprzez zastosowanie systemu Helix dla nowych projektów, można znacznie zredukować średnicę komina, ponieważ prędkość spalin w kominie może wynosić nawet do 25 m/s (mokre kominy bez systemu Helix 16-18 m/s). System Helix redukuje (wytrąca) krople o wielkości  $\geq 300 \mu\text{m}$ , przy czym dodatkowa strata ciśnienia w porównaniu z pustym kominem wynosi około 500 Pa przy prędkości spalin 21 m/s, co zdecydowanie mniejsze jest w porównaniu z zastosowaniem systemu wymiany ciepła.

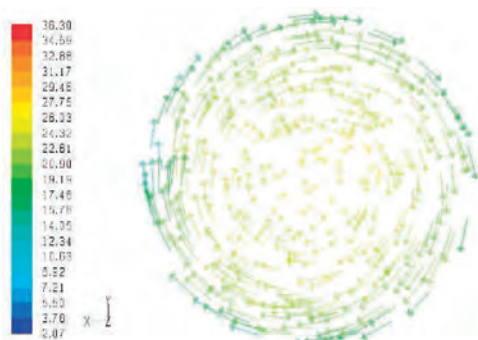
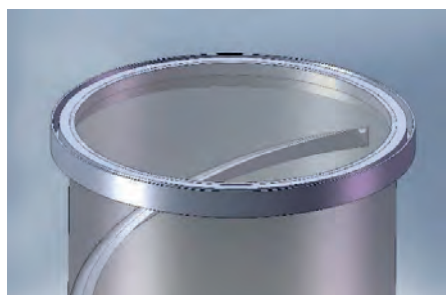
Preferowanym materiałem na spiralę Helixa jest TWS, możliwe jest również wykonanie w stali nierdzewnej lub stali z powłoką (otuliną). Materiały na powłokę antykorozyjną komina to: TWS, beton, wymurówka lub stal. Możliwe jest połączenie z istniejącymi chemicznymi warstwami ochronnymi w kominie. Montaż odbywa się przez laminowanie, kotwienie lub spawanie. System nadaje się zarówno do nowych instalacji, jak i do istniejących starszych, poddanych modernizacji.

Pierwszy projekt referencyjny na terenie Polski został pomyślnie wykonany i uruchomiony w 2018 roku. Zainteresowanych z Państwa prosimy o kontakt:

Alexander Ziegler (Wydział Sprzedaży),  
[Alexander.Ziegler@munters.de](mailto:Alexander.Ziegler@munters.de), tel. +49 241 8900 5136

Peter Wandres (Wydział Rozwoju), [peter.wandres@munters.de](mailto:peter.wandres@munters.de),  
tel. +49 241 8900 5147

Kontakt w języku polskim: Peter Sladek, [peter.sladek@gmx.de](mailto:peter.sladek@gmx.de),  
tel. +49 1775497739



Munters Euroform GmbH  
Philipsstr. 8  
D-52068 Aachen  
Tel. ++49(0)241-8900-0 Fax ++49(0)241-8900-5134  
e-mail: [mist-elimination@munters.com](mailto:mist-elimination@munters.com)

 **Munters**  
Your Perfect Climate

# KOGENERACJA GAZOWA PRZYSZŁOŚCIĄ CIEPŁOWNICTWA NA NAJBLIŻSZY CZAS?

Ciepłownictwo wkracza właśnie w czas głębokiej transformacji. Nie ma odwrotu – spółki muszą szukać sposobu na spełnienie europejskich wymagań. Poszukiwania trwają również w Siedlcach. – Obserwujemy zmiany dotyczące wykorzystania paliw alternatywnych. Uruchomiliśmy pierwsze, pilotażowe instalacje wykorzystujące energię słoneczną, jednak to z kogeneracją wiążemy dalszy rozwój naszej firmy na najbliższą dekadę – mówi **Robert Grzywacz**, prezes zarządu PEC Siedlce, w rozmowie o przyszłości siedleckiej spółki.



**ROBERT GRZYWACZ**  
prezes zarządu PEC Siedlce

**Maciej Szramek:** Czy wg pana pandemia COVID-19 ma – lub będzie miała – wpływ na energetykę ciepłą?

**Robert Grzywacz:** Jako główny dostawca ciepła dla mieszkańców Siedlec musieliśmy i musimy dołożyć wszelkich starań, aby zapewnić funkcjonowanie infrastruktury wytwórczej i systemu ciepłowniczego. Dlatego też postawiliśmy na maksymalne bezpieczeństwo pracowników. Zostały m.in. przygotowane i wdrożone procedury określające zasady wstępu dla osób z firm zewnętrznych, dostawców usług, wykonawców remontów, których obecność na naszych obiektach jest niezbędna. Ponadto powołaliśmy zespół kryzysowy, który z wyprzedzeniem podejmował szereg działań prewencyjnych w celu ograniczania skutków zagrożenia, jakie niesie ze sobą koronawirus.

Reorganizacja systemu pracy, plany ciągłości działania, stosowane środki ochrony osobistej, system pracy zdalnej oraz zmiana formuły kontaktów z klientami i partnerami biznesowymi pozwoliły nam bezpiecznie przejść przez pierwsze miesiące pandemii. Wypracowane rozwiązania i zdobyte doświadczenie dają nam poczucie, że szybko zaadaptowaliśmy się do nowej rzeczywistości i dobrze w niej funkcjonujemy. Oczywiście sytuacja wymaga od nas ciągłego monitorowania i odpowiedniego dostosowania działań.

**A w perspektywie długoterminowej? Czy musieliście zrewidować wasze plany?**

Stan pandemii może wpłynąć na planowane przez nas procesy inwestycyjne. Bierzymy pod uwagę, że dotrzymanie terminów realizacji inwestycji może być zagrożone. Identyfikujemy ryzyka związane z opóźnieniami dostaw oraz czynniki wpływające na zmianę kosztów pozyskania paliwa gazowego i miału węgla kamiennego.

Z drugiej strony znaczenia nabiera rozwój narzędzi związanych z wykorzystaniem rozwiązań teleinformatycznych, m.in. zarządzanie siecią, zarządzanie procesami.



PEC Siedlce jest jednym z pierwszych przedsiębiorstw ciepłowniczych w kraju, które zaczęły wykorzystywać technologię kogeneracji w oparciu o paliwo gazowe. Jakie znaczenie, z obecnej perspektywy, miała ta decyzja, podjęta już wiele lat temu?

Pierwsza elektrociepłownia wykorzystująca paliwo gazowe została uruchomiona ponad 18 lat temu, wtedy też powstał pierwszy w Polsce akumulator ciepła o pojemności 96 GJ (pojemność czynna – 700 m<sup>3</sup>). Kolejne turbiny gazowe rozpoczęły pracę w Siedlcach w roku 2012, tym razem w układzie gazowo-parowym, przeniesionym z EC Starachowice.

Mieliśmy tu okresy trudne, ponieważ już 4 lata po uruchomieniu EC-1, tj. w 2006 roku, wskutek zmian otoczenia prawnego wystąpiły problemy ze znalezieniem odbiorców na energię elektryczną (wówczas określaną jako „skojarzona z wytwarzaniem ciepła”). Sytuację poprawiło wprowadzenie od 1 lipca 2007 r. mechanizmu świadectw pochodzenia dla energii elektrycznej z kogeneracji, w tym przypadku określanych kolorem żółtym. System funkcjonował do 31 grudnia 2012 roku i tego samego dnia wstrzymana została produkcja energii elektrycznej i skojarzona z nią produkcja ciepła w obu naszych elektrociepłowniach. Skutkiem tego było czterokrotne zwiększenie rocznego zużycia węgla, przy zachowaniu poziomu produkcji ciepła. Trwało to blisko 1,5 roku, do czasu ponownego wprowadzenia systemu wsparcia dla kogeneracji w roku 2014.

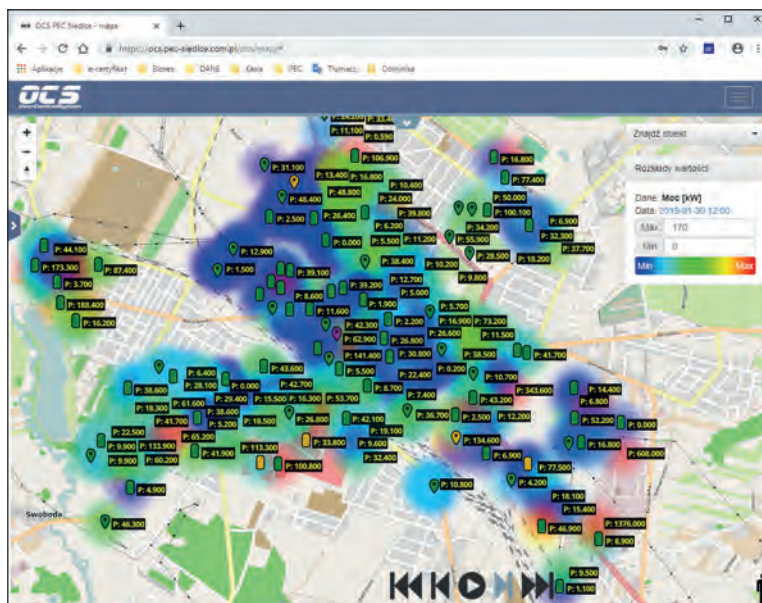
### Jak sytuacja wygląda obecnie?

Dziś kogeneracja gazowa jest jednym ze sposobów radzenia sobie z poprawą efektywności energetycznej i głównym kierunkiem transformacji branży ciepłowniczej w drodze ograniczenia zużycia węgla w procesach wytwarzania. Lepsze wykorzystanie energii chemicznej paliwa w kogeneracji oraz znacznie niższa emisyjność CO<sub>2</sub> sprawia, że jednostki zasilane gazem ziemnym wpisują się w założenia pakietu klimatycznego Unii Europejskiej. Znaczenie ekonomiczne jest tym bardziej widoczne na tle drastycznego wzrostu kosztów pozyskania uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>.

Z perspektywy czasu można powiedzieć, że decyzje o budowie jednostek kogeneracji znacznie wyprzedziły ówczesne realia. Dzięki temu siedlecki system ciepłowniczy już od czterech lat jest efektywny energetycznie, dostarczając do odbiorców ponad 75% ciepła wytworzonego w blokach kogeneracyjnych. Otwiera nam to drogę do realizacji kolejnych wyzwań.

### Jednym z celów narzuconych przez regulacje środowiskowe jest wzrost udziału OZE w systemach ciepłowniczych. Jak wygląda plan w tym zakresie w Siedlcach?

W trosce o środowisko naturalne oraz rosnące potrzeby rozwijającego się miasta, podjęto w Siedlcach decyzję o budowie nowatorskiej elektrociepłowni



OBRAZ Z SYSTEMU TELEMETRYCZNEGO OCS  
Rozkład mocy odbieranej w węzłach ciepłych  
(źródło: PEC Siedlce)

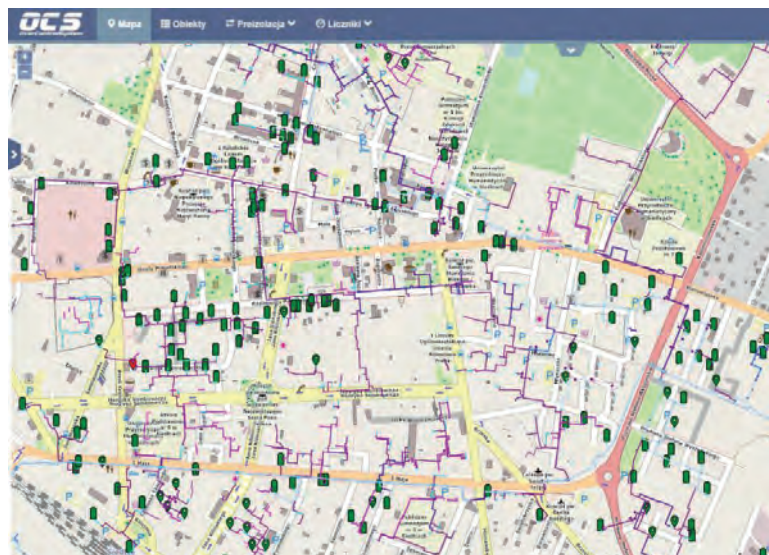
gazowej – rozpoczynając nowy etap działalności przedsiębiorstwa w kierunku wytwarzania energii elektrycznej, a następnie rozbudowę o kolejny blok gazowo-parowy. Dzięki temu ograniczono spalanie węgla w ciepłowni centralnej, co przełożyło się na zmniejszenie emisji zanieczyszczeń pyłowych i gazowych.

Nasze przedsiębiorstwo realizuje przyjętą politykę środowiskową, potwierdzoną certyfikatem „System Zarządzania Środowiskowego wg normy PN-EN ISO 14001”, obejmującym: wytwarzanie energii elektrycznej i ciepłej, dystrybucję energii elektrycznej i ciepłej oraz ciepłej wody użytkowej dla odbiorców miasta Siedlce.

## Potrzeba zwiększenia udziału OZE w ciepłownictwie stanowi duże wyzwanie. W obecnej perspektywie dostrzegamy szanse wykorzystania mieszanki zielonego wodoru w połączeniu z gazem wysokometanowym, do zasilania eksploatowanych już jednostek kogeneracji

Potrzeba zwiększenia udziału OZE w ciepłownictwie stanowi duże wyzwanie. W obecnej perspektywie dostrzegamy szanse wykorzystania mieszanki zielonego wodoru w połączeniu z gazem wysokometanowym, do zasilania eksploatowanych już jednostek kogeneracji.

Pracujemy nad wielowariantową analizą rozwoju źródeł wytwórczych, w tym modernizacji infrastruktury technicznej zarówno ciepłowni, jak i elektrociepłowni. W ramach tego zadania analizowane są również możliwości wykorzystania biomasy, energii promieniowania słonecznego, krótko- i długookre-



**OBRAZ Z SYSTEMU  
TELEMTRYCZNEGO  
OCS**  
Przebieg sieci  
ciepłowniczej  
i lokalizacja zdalnego  
odczytu liczników  
ciepła  
(źródło: PEC Siedlce)

sowej akumulacji ciepła na tle kierunków prognozowanych zmian legislacji europejskiej. Obserwujemy również zmiany dotyczące wykorzystania paliw alternatywnych. Uruchomiliśmy pierwsze, pilotażowe instalacje wykorzystujące energię słoneczną (solarną i fotowoltaiczną), jednak to z kogeneracją wiążemy dalszy rozwój naszej firmy na najbliższą dekadę.

## Inteligentny System Ciepłowniczy to innowacyjny projekt, który przynosi szereg korzyści zarówno dla przedsiębiorstwa, środowiska naturalnego, ale przede wszystkim dla mieszkańców Siedlec

**Ciepłownictwo to oczywiście nie tylko wytwarzanie ciepła, ale również jego dystrybucja. W Siedlcach docelowo ma odbywać się ona za pomocą „inteligentnej sieci”. Proszę powiedzieć coś więcej o tym projekcie.**

Dla wielu przedsiębiorstw z branży ciepłowniczej kluczowym aspektem podnoszenia jakości usług jest zwiększenie niezawodności sieci dystrybucyjnej. W 2017 roku rozpoczęliśmy proces wdrożenia projektu Inteligentna Sieć Ciepłownicza miasta Siedlce, który pozwala monitorować i analizować w czasie rzeczywistym przepływ ciepła w sieci oraz monitorować system alarmowy rur preizolowanych. Dzięki temu wszelkie nieprawidłowości w działaniu sieci ciepłej zostają szybko wykryte, co ogranicza koszty związane z utrzymaniem sieci. Informacje o nieprawidłowościach są każdorazowo przekazywane w formie alarmów systemowych do odpowiednich służb technicznych.

System monitoringu węzłów ciepłych i sieci ciepłowniczej to jeden z wielu przykładów projektów M2M (Machine to Machine) i IoT (Internet of Things) – technologii związanych z wymianą informacji

między maszynami oraz przetwarzaniem i analizą danych pochodzących z tzw. internetu rzeczy. Zdalny monitoring parametrów sieci oraz modyfikacja nastaw wybranych regulatorów odbywa się poprzez sieć mobilną GSM, skąd dane trafiają do bazy.

Działanie to pozwala na ograniczenie kosztów serwisu w przypadku, gdy węzły ciepłe są rozproszone na dużym obszarze. Cały system w efekcie pozwala znacząco podnieść jakość oferowanych usług poprzez integrację wszystkich elementów sieci w jeden system.

Modernizacja systemów zarządzania siecią ciepłowniczą ma także wymiar ekologiczny. Pozwala bowiem podnieść efektywność energetyczną procesu przesyłania ciepła, co ma bezpośredni wpływ na zmniejszenie zużycia paliw, a tym samym zmniejszenie emisji do atmosfery substancji powstających w procesie spalania paliw.

Inteligentny System Ciepłowniczy to innowacyjny projekt, który przynosi szereg korzyści zarówno dla przedsiębiorstwa, środowiska naturalnego, ale przede wszystkim dla mieszkańców Siedlec.

### W tym roku PEC Siedlce świętuje jubileusz 45-lecia działalności. Jak można podsumować ten czas?

Na przestrzeni 45 lat nasze przedsiębiorstwo przeszło długą drogę w stronę nowoczesnego, godnego zaufania i przyjaznego dla środowiska, chociaż wielokrotnie borykaliśmy się z problemami i wyzwaniem. Od czasu powstania, w październiku 1975 r., dokonało się wiele przemian, w tym struktury organizacyjnej – przypomnę, że wywodzimy się z Wojewódzkiego Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej, zrzeszającego 5 systemów w miastach sąsiadujących z Siedlcami, później przekształconego w obecną formę prawną sp. z o.o. z jednoczesnym ograniczeniem zakresu jej działalności do terenu miasta Siedlce.

Dzięki zaangażowaniu całego zespołu, odwaznemu i dalekowzrocznemu patrzeniu w przyszłość i trafnym decyzjom, osiągamy bardzo dobre wyniki i możemy śmiało powiedzieć, że było to dobre 45 lat. Dzięki temu patrzymy z nadzieją na realizację kolejnych wyzwań, w tym dostosowania do nadchodzącego Zielonego Ładu. Istotne jest dla nas utrzymanie tempa dalszego rozwoju, realizacji ambitnych celów neutralności klimatycznej, dostosowania się do zastrzonych norm, wdrożenia planów inwestycyjnych niezbędnych do zachowania ciągłości funkcjonowania oraz podążanie drogą innowacji i przewidywania kierunków przemian, jak ma to miejsce od ponad 20 lat. Kieruje to nas do celu, jakim jest zapewnienie satysfakcji naszych odbiorców z otrzymanego produktu w postaci ekologicznego ciepła, które wpływa na poprawę jakości powietrza.

*Rozmawiał Maciej Szramek, redaktor „Energetyki Ciepłej i Zawodowej” i portalu kierunekENERGETYKA.pl*





**DUŻE SŁONECZNE SYSTEMY  
DLA MIEJSKICH SIECI CIEPŁOWNICZYCH**

**MAGAZYNOWANIE CIEPŁA/  
/WYTWARZANIE ENERGII ELEKTRYCZNEJ**



## MODERNIZACJA SIECI CIEPŁOWNICZEJ W ELBLĄGU, 30 PROC. STRAT CIEPŁA MNIEJ

W ELBLĄGU TRWA MODERNIZACJA SIECI CIEPŁOWNICZEJ. TO OSTATNI ETAP PROJEKTU REALIZOWANEGO PRZEZ ELBLĄSKIE PRZEDSIĘBIORSTWO ENERGETYKI CIEPLNEJ, KTÓREGO CELEM JEST UNOWOCZEŚNIENIE SIECI I OGRANICZENIE STRAT CIEPŁA. PROJEKT DOFINANSOWANY JEST Z NARODOWEGO FUNDUSZU OCHRONY ŚRODOWISKA I GOSPODARKI WODNEJ. OGRANICZENIE STRAT CIEPŁA MA WYNIĘĆ AŻ 33% W MODERNIZOWANYCH INSTALACJACH, CO DAJE 2,3 TYS. TON CO<sub>2</sub> ROCZNIE. JEDNOCZEŚNIE POPRAWIA SIĘ ESTETYKA MIASTA.

Tegoroczne prace modernizacyjne obejmują 4,3 km sieci, likwidację jednego węzła grupowego oraz 3 stacji wymiennikowych, a także budowę łącznic 39 węzłów indywidualnych. W całym projekcie zmodernizowanych zostanie blisko 7 km sieci. W ramach projektu zlikwidowano dwie estakady rur napowietrznych, co pozytywnie wpłynęło na wygląd miasta. Dzięki pracom straty ciepła w modernizowanych sieciach zostaną ograniczone aż o 33 proc., co pozwoli na uniknięcie emisji 2,3 tys. ton dwutlenku węgla rocznie. To tak, jakby z ulic Elbląga zniknęło ponad 1300 pojazdów w ciągu roku.

- Poprawa efektywności systemu ciepłowniczego jest jednym z naszych priorytetów – mówi Andrzej Kuliński, prezes EPEC.
- Drugim jest rozbudowa systemu, aby objął on jak najwięcej odbiorców oraz budowa własnego, niewielkiego źródła ciepła, które uzupełni dostawy ciepła z Energi Kogeneracji. To wszystko wpłynie na poprawę jakości powietrza w Elblągu. Wykonawcy tegorocznych robót zostali wybrani w postępowaniu przetargowym. Prace wykonają: Przedsiębiorstwo Specjalistyczne Energoterm z Torunia oraz konsorcjum z Ostrołęki, w którego skład wchodzi dwie firmy: EKO Energetyka i Ciepłownictwo oraz Elektrotermex. Nadzór budowlany nad zadaniami inwestycyjnymi został powierzony firmie Zarządzanie Projektami Architektury i Inżynierii Paweł Borejko z Elbląga. Termin realizacji wszystkich zadań to koniec października 2020 r.

### Dofinansowanie z UE

Tegoroczna modernizacja sieci ciepłowniczej w Elblągu zakończy projekt, w ramach którego zmodernizowanych zostanie łącznie około 7 km sieci. Sieć ciepłownicza, której operatorem jest EPEC, to 200 km sieci oraz 2024 węzłów. Pokrywa ona około 70% potrzeb ciepłych miasta. Pierwszy etap projektu zakończył się w październiku 2019 r. W ramach prac zmodernizowano sześć odcinków sieci ciepłowniczej oraz utworzono trzynaście indywidualnych węzłów ciepłych. Łączna wartość brutto projektu „Modernizacja sieci ciepłowniczych w Elblągu” wyniesie maksymalnie 26,98 mln zł, z czego 9,86 mln zł pochodzi z funduszy UE ze środków Funduszu Spójności w ramach I osi priorytetowej „Zmniejszenie emisyjności gospodarki” Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko 2014-2020



(działanie 1.5 Efektywna dystrybucja ciepła i chłodu). Całość projektu zostanie rozliczona po jego zakończeniu.

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





WWW.ERC-ONLINE.DE/ERC-TECHNIK

ERC Technik GmbH

## OUR TECHNOLOGY – YOUR CHOICE NO<sub>x</sub> Reduction from the Expert

ERC Technik is one of the market and technology leaders in the field of DeNOX systems. As such, we develop, design, supply and commission highly efficient, tailor-made DeNOX systems for any type of combustion plant. Based on the large variety of possible measures we can always provide the most efficient and individually dedicated technical solution:

- SNCR systems
- SCR systems
- Combined systems of the above mentioned, i.e. based on the ERC-plus process
- ERC process additives for an optim



## SEZON REMONTOWY W KRAKOWSKIEJ ELEKTROCIĘPŁOWNI NA FINISZU

ELEKTROCIĘPŁOWNIA PGE ENERGIA CIEPŁA PRACUJE DWADZIEŚCIA CZTERY GODZINY NA DOBĘ PRZEZ CAŁY ROK. WSZYSTKO PO TO, ABY ZAPEWNIĆ PONAD 60 PROC. MIESZKAŃCÓW KRAKOWA ODPOWIEDNI KOMFORT CIEPLNY ORAZ CIEPŁĄ WODĘ UŻYTKOWĄ. SZCZEGÓLNIIE WAŻNE JEST TO ZIMĄ, KIEDY ZAPOTRZEBOWANIE NA CIEPŁO JEST NAJWIĘKSZE. PRZEGLĄDY, MODERNIZACJE I REMONTY URZĄDZEŃ PRODUKUJĄCYCH I MAGAZYNUJĄCYCH ENERGIĘ CIEPLNĄ ZACZYNAJĄ SIĘ WRAZ Z WIOSNĄ.

Podstawowym zadaniem krakowskiej elektrociepłowni jest produkcja ciepła. Najwyższa temperatura wody grzewczej, którą urządzenia elektrociepłowni mogą wyprodukować i wprowadzić do miejskiej sieci ciepłowniczej, to aż 135°C. Zmienność zapotrzebowania na ciepłą wodę użytkową i ciepło, jej określona temperatura oraz ilość, zależą od pory dnia i roku. Wielkość produkcji musi zostać optymalnie zaplanowana, co wiąże się m.in. z rozplanowaniem pracy odpowiednich urządzeń.

– Ostatnie tygodnie pokazują, jak trudno precyzyjnie przewidzieć pogodę. A co za tym idzie – zapotrzebowanie na ciepło potrzebne do ogrzewania mieszkań, szpitali, a także innych obiektów użyteczności publicznej. Niemniej jednak ciepłownicy uwzględniają zmienność aury w planach przeglądów i bieżących modernizacji. Prace w krakowskiej elektrociepłowni są prowadzone, tak aby w razie ochłodzenia zwiększyć produkcję i tym samym elastycznie zareagować na potrzeby ciepłe mieszkańców Krakowa. Nasza działalność to podstawa bezpieczeństwa energetycznego mieszkańców Krakowa – mówi Grzegorz Żebrowski, dyrektor krakowskiej Elektrociepłowni PGE Energia Ciepła.

Energia elektryczna i ciepło produkowane są przede wszystkim w blokach energetycznych. W zależności m.in. od wielkości zapotrzebowania na ciepło, wykorzystywane jest od jednego do czterech bloków energetycznych. W razie potrzeby można również uruchomić kotły szczytowe. Przez ostatnie miesiące, oprócz remontów prowadzone były także doroczne przeglądy urządzeń. Wśród najważniejszych, związanych z przygotowaniem urządzeń elektrociepłowni do zimy, warto zwrócić uwagę na remont kapitalny dwóch bloków energetycznych oraz remont chłodni kominowej.

– Podczas remontów kapitalnych bloków energetycznych, modernizowane są: podstawowo turbina i kocioł oraz główne urządzenia uczestniczące w procesie produkcji.

Części składowe remontowanych elementów ważą nawet kilkanaście ton, a wymagają zegarmistrzowskiej precyzji na każdym etapie prac. Poszczególne części pasowane są ze sobą z odpowiednią tolerancją. Jak ważny jest to proces można sobie wyobrazić, mając na uwadze, że masa turbogeneratora wirującego z prędkością 3000 obrotów na minutę wynosi niemal 78 ton, czyli tyle ile mniej więcej waży lokomotywa! Dlatego tak ważna jest dla nas dokładność i przestrzeganie zasad bezpieczeństwa – podkreśla Antoni Korus, dyrektor techniczny Elektrociepłowni PGE Energia Ciepła



CHŁODNIA KOMINOWA  
W TRAKCIE REMONTU



KONTROLA ZAAWANSOWANIA  
PRAC PRZEZ KIEROWNIKA PROJEKTU

Zakończyły się prace związane z remontem wewnętrznej powierzchni płaszcza żelbetowego chłodni kominowej oraz konstrukcji wsporczej zraszalnika. Wyremontowana powierzchnia płaszcza kominowego wynosi około 16 tys. m<sup>2</sup> (czterokrotna powierzchnia Rynku Głównego w Krakowie). Podczas prac inwestycyjno-remontowych wymieniono również stalowe obarierowanie i schody. Realizacje, które mają na celu utrzymanie odpowiednich parametrów pracy instalacji i urządzeń na terenie krakowskiej elektrociepłowni to tylko część zadań inwestycyjnych realizowanych w PGE Energia Ciepła w Krakowie. Trwają również działania związane z dostosowaniem instalacji elektrociepłowni do wymogów określonych w konkluzjach BAT oraz prace związane z dostosowaniem elektrociepłowni do wymagań rynku mocy.

Źródło i fot.: PGE Energia Ciepła S.A.



# GAA Lobex

fluid handling

## DLA PRZEMYSŁU

### Pompy

### Mieszadła

### Urządzenia dedykowane

Wymienniki

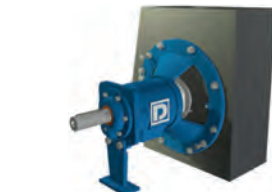
Zawory



**ALLWEILER**  
A Colfax Business Unit



**DEPA**  
Air Operated Diaphragm Pumps



**DÜCHTING**  
PUMPEN



**RICHTER**  
Process Pumps & Valves



**FLUX**



**varisco**  
slurry pumping solutions



**LIVERANI**



**SCHERZINGER**  
PUMP TECHNOLOGY



**SONDERMANN**  
PUMPEN • FILTERTECHNIK



**Turbo**  
Mixer

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

ul. Traugutta 39, 37-500 Jarosław

tel. (16) 621 08 91

lobex@gaa.com.pl

# ZIELONA TRANSFORMACJA POLSKIEGO CIEPŁOWNICTWA

Dorota Gręda, Paweł Tokarczyk, Grzegorz Wiśniewski  
Instytut Energetyki Odnawialnej<sup>1</sup>

Udział ciepła z OZE w finalnym zużyciu ciepła w całej UE w 2017 roku wynosił 19,5%. Nowe cele wszystkich krajów członkowskich określone w projektach Krajowych Planów działań na rzecz Energii i Klimatu (KPEiK) zakładają, że w 2030 roku sumaryczne udziały ciepła z OZE w UE wzrosną do 36%. Komisja Europejska proponując<sup>2</sup> nowe cele redukcji emisji CO<sub>2</sub> na 2030 rok (wzrost z 40% do 55%), zapowiedziała jednocześnie, że udział OZE w ciepłownictwie wzrośnie z 36% do minimum 40%, co w szczególności dla Polski oznacza, że emisje CO<sub>2</sub> z sektora ciepłowniczego muszą być radykalnie – zwłaszcza dzięki OZE – ograniczone.

Fot. 123rf

**W** Polsce udział ciepła z OZE w 2017 roku wynosił 14,4% i zgodnie z polskim KPEiK do 2030 roku ma wzrosnąć do co najmniej 28,4%, czyli wzrost udziału OZE w ciepłownictwie systemowym będzie wynosił 1,1 punktu procentowego rocznie, a najszybszy wzrost będzie dotyczył energii geotermalnej, słonecznej, pomp ciepła i biogazu. Są to zatem cele ambitne, jak na warunki krajowe, ale zdaniem Komisji Europejskiej, w szczególności w przypadku ciepłownictwa systemowego, ciągle niewystarczające w stosunku do rosnących ambicji UE w zakresie zielonej energetycznej transformacji<sup>3</sup>.

Z uwagi na cele klimatyczne i wzrost kosztów uprawnień do emisji oraz cele związane z OZE ciepłownictwo w UE i w Polsce musi wejść w fazę niespotykanej wcześniej transformacji technologicznej, idącej w kierunku szybkiego zwiększania udziałów niskoemisyjnych, a przede wszystkim zeroemisyj-

nych źródeł ciepła, obniżania zapotrzebowania na ciepło wraz z obniżaniem temperatury czynnika grzewczego oraz stopniowym zmniejszaniu ciepła wytwarzanego w procesach spalania paliw. Szybki, i od początku 2021 roku wymagany prawem, wzrost udziałów ciepła z OZE nie będzie oparty wyłącznie na tych samych co dotychczas rozwiązaniach technologicznych. Zgodnie z rekomendacjami Komisji Europejskiej<sup>4</sup> i wymogami jednoczesnego ograniczenia emisji i cen ciepła ciepłownictwo będzie musiało coraz częściej sięgać po nowe technologie, także te dotychczas w Polsce niestosowane, a nawet nieznanne, jak elektroogrzewnictwo oparte na niezbilansowanej energii wiatrowej (okresy z ujemnymi cenami energii), wielkowymiarowe systemy kolektorów słonecznych i magazyny ciepła.

Wobec spodziewanych w nadchodzącej dekadzie olbrzymich nakładów inwestycyjnych na nowe tech-



## Wobec spodziewanych w nadchodzącej dekadzie olbrzymich nakładów inwestycyjnych na nowe technologie w ciepłownictwie, branża zainteresowana jest dostępem do źródeł finansowania

nologie w ciepłownictwie, branża zainteresowana jest dostępem do źródeł finansowania. Źródła te zapewni tzw. nowy Europejski Zielony Ład – flagowy program nowej Komisji Europejskiej, który ma wesprzeć wdrożenie KPEiK, ale przede wszystkim utworzyć drogę całej UE do neutralności klimatycznej. Zgodnie z założeniami Zielonego Ładu i tzw. „zieloną taksonomią” dostęp do środków na inwestycje będzie, ale tylko dla tych krajów i przedsiębiorców, którzy przygotują projekty inwestycyjne oparte na nowych, najlepiej bezemisyjnych źródłach. Inwestycje takie już obecnie są wspierane do wysokości 40-50% z programów NFOŚiGW (Ciepło powiatowe), z Funduszy Norweskich, a wkrótce będą praktycznie wspierane z funduszy UE.

W niniejszym artykule przedstawiono przykład realizacji modernizacji referencyjnej miejskiej ciepłowni o zainstalowanej mocy ciepłowniczej ok. 38

MW. Modernizacja ta w pełni wpisuje się w ramy europejskiej polityki klimatycznej zarówno na poziomie krajowym, jak i lokalnym.

### Opis studium przypadku

#### Stan obecny

Podstawowym przedmiotem działalności przedsiębiorstwa energetyki ciepłej jest wytwarzanie oraz dystrybucja ciepła. Przedsiębiorstwo ma też koncesję na dystrybucję energii elektrycznej na terenie obsługiwanych przez system ciepłowniczy i zdobywa kompetencje na rzecz transformacji w kierunku bezemisyjnej „elektrociepłowni przyszłości”<sup>5</sup>.

Podstawowym źródłem wytwarzania ciepła pracującym tylko na centralne ogrzewanie (CO) jest centralna kotłownia węglowa, pracująca w oparciu o kocioł wodny WR-25 i kocioł wodny WR-15 o łącznej mocy znamionowej 38 MWt.

Na wykresie została pokazana praca kotłów w sezonie grzewczym 2019/2020. Przedstawiono średnie dobowe moce z jakimi pracowały poszczególne kotły. Jak wynika z wykresu kotły pracują naprzemiennie rezerwując się nawzajem. Nowszy z kotłów (WR 15) jest wykorzystywany głównie w środku sezonu grzewczego w czasie największego zapotrzebowania na ciepło. W trakcie eksploatacji kotła WR 15 w ciągu sezonu grzewczego następuje przerwa techniczna na czyszczenie i konserwację. W tym czasie pracuje kocioł WLM 25. Oprócz wspomnianego okresu starszy kocioł (WR-25) jest używany także na początku i na końcu sezonu grzewczego w czasie niskiego zapotrzebowania na ciepło. Jest to uzasadnione tym, że kocioł WR-25 ma niższe minimum techniczne i może bezpiecznie pokryć niskie zapotrzebowanie na ciepło. Kocioł WR 15 jest eksploatowany przez większą liczbę godzin niż kocioł WR-25, odpowiednio 57% i 43% czasu pracy centralnej kotłowni w sezonie grzewczym. W sezonie grzewczym zużycie miału węglowego wynosi ok. 6250 ton.

Przedsiębiorstwo energetyki ciepłej prowadzi także koncesjonowaną działalność w zakresie dystrybucji i obrotu energią elektryczną, dysponuje sieciami nN o napięciu 0,4 kV oraz rozdzielniami 6 i 15 kV. Moc elektryczna zamówiona dla dystrybucji wynosi 6 MW. Moc zamówiona w samej ciepłowni nie przekracza 350 kW. Opis projektu – plan inwestycyjny

Cały projekt średnioterminowej zielonej transformacji ciepłowni polegającej na odejściu od 100% udziału ciepła z paliwowa węglowego do 100% udziału ciepła z OZE podzielono na dwa etapy: (1) dojście do efektywnego systemu ciepłowniczego z 50% udziałem ciepła z OZE – do 2025 roku i odstawienie jednego z kotłów węglowych i wprowadzeniu kotła gazowego o niewielkiej mocy w celu zwiększenia elastyczności całego systemu ciepłowniczego oraz (2) systematyczne ograniczanie udziału ciepła kotła węglowego na rzecz stopniowego zwiększania mocy zielonego elektroogrzewnictwa oraz energii słonecznej (technologie modułowe o dużej skalowalności, pozwalające w sposób kroczący zwiększać udziału ciepła z OZE o 2-4% średniorocznie rocznie).

TAB. 1  
Obecny majątek  
wytwórczy  
ciepłowni

Typ kotła	WR-15	WR-25
Moc zainstalowana	15 MW	23 MW
Sprawność	86%	82%
Maksymalna moc osiągnięta w sezonie grzewczym 2019/2020	10,7 MW	10 MW
Liczba godzin pracy w sezonie grzewczym 2019/2020	2997 h	2248 h
Rok uruchomienia	2011	1970
Rok remontu kapitalnego	-	2009

Plan zakłada zwiększenie roli wytwarzania energii elektrycznej w działalności przedsiębiorstwa ciepłowniczego, na początek z gazu (wkład w uzyskanie statusu efektywnego systemu ciepłowniczego), a wraz ze spadkiem kosztów fotowoltaiki, także z energii słonecznej, tak aby ciepłownia dzięki rozbudowywanym zdolnościom magazynowania ciepła zapewniała odbiór dowolnej ilości własnej niezbilansowanej generacji lub generacji w okresach niskich lub ujemnych cen.

Etap pierwszy podzielono na zadania odpowiadające instalacji poszczególnych nowych źródeł i magazynów ciepła.

### 1. Budowa instalacji wielkoskalowych kolektorów słonecznych wraz z sezonowym magazynem ciepła

Przedmiotem tego zadania jest budowa systemu wielkoskalowych kolektorów słonecznych o mocy nominalnej 10,5 MW<sub>th</sub>, łącznej powierzchni kolektorów rzędu 15000 m<sup>2</sup> oraz zajmowanej powierzchni gruntowej 45000 m<sup>2</sup>. Udział energii słonecznej w ogólnej produkcji ciepła wynosić będzie około 20%. System ten będzie współpracował z sezonowym magazynem ciepła o pojemności rzędu 75000 m<sup>3</sup>. Czynnikiem roboczym będzie woda przechowywana w warstwach termicznych (stratyfikacja). Magazyn będzie częściowo umiejscowiony w gruncie, a częściowo powyżej powierzchni gruntu. Instalacja pracować będzie przez cały rok, w okresie czerwiec – wrzesień głównym zadaniem kolektorów słonecznych będzie zasilanie sezonowego magazynu ciepła, zaś w okresie październik – maj będą one zasilaly bezpośrednio system ciepłowniczy. Po okresie letnim, naładowany magazyn będzie rozładowywany i wykorzystany do zasilania systemu ciepłowniczego w okresie grzewczym.

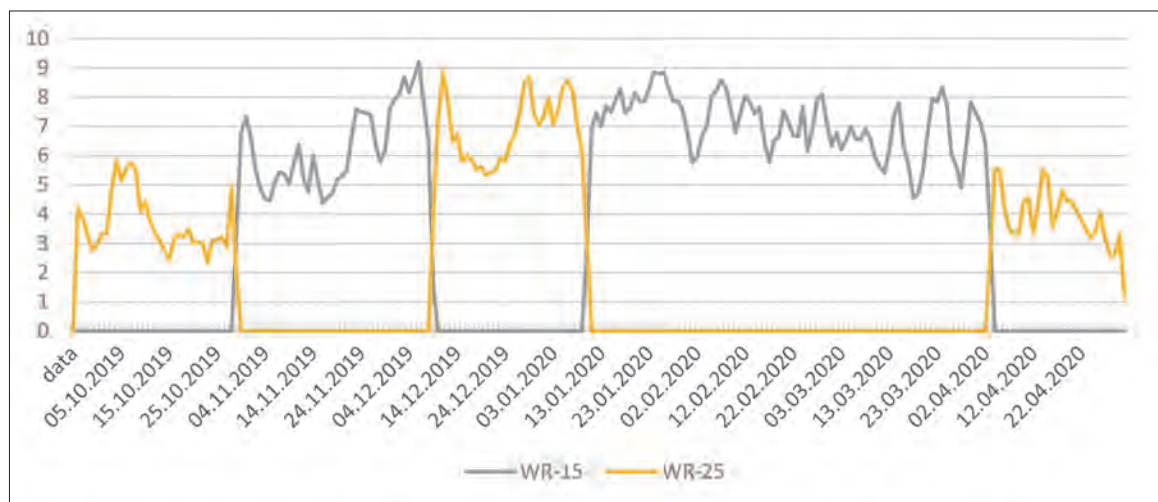
### 2. Budowa instalacji kotła elektrodowego opartego na zużyciu energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych

Przedmiotem tego zadania jest instalacja kotła elektrodowego o mocy elektrycznej nominalnej 4 MW<sub>el</sub>, którego celem jest przetwarzanie taniej energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii na energię cieplną. Ze względu na nieregularny charakter pracy, kocioł ten współpracować będzie z krótkoterminowym magazynem ciepła o objętości 800 m<sup>3</sup>. Instalacja pracować będzie w okresie wrzesień-maj.

### 3. Instalacja silnika kogeneracyjnego pracującego na paliwie gazowym

Przedmiotem tego zadania jest instalacja kogeneracyjnego silnika gazowego pracującego na paliwie gazowym (gaz wysokometanowy) o mocy elektrycznej 0,8 MW<sub>el</sub> oraz mocy cieplnej 0,97 MW o zabudowie kontenerowej. Instalacja pracować będzie w okresie wrzesień-maj. W sezonie grzewczym ciepło będzie bezpośrednio wprowadzane do systemu ciepłowni-





**RYS. 1**  
Średnie dobowe moce kotłów pracujących w ciepłowni [MW]

czego. W sytuacji zaistnienia atrakcyjnych (wysokich) cen energii elektrycznej) zapewniających wysoką atrakcyjność wytwarzania energii elektrycznej, ciepło z układu kogeneracyjnego będzie przesyłane do dogrzewania sezonowego magazynu ciepła. Energia elektryczna produkowana w tej instalacji będzie dystrybuowana i sprzedawana lokalnie (także na własne potrzeby) przez przedsiębiorstwo w oparciu o posiadane koncesje na obrót energią elektryczną i jej dystrybucję.

#### 4. Instalacja kotła gazowego

Przedmiotem tego zadania jest instalacja kotła gazowego o nominalnej mocy cieplnej ok. 2,8 MW pracującego na paliwie gazowym (gaz wysokometanowy). Kocioł ten będzie funkcjonował jako źródło szczytowe lub podszczytowe, pozwalające na pracę systemu w przypadku braku możliwości innych źródeł (np. kotła węglowego) w celu zapewnienia pożądanych warunków pracy sieci ciepłowniczej.

#### 5. Wdrożenie systemu DCS/SCADA

Przedmiotem tego zadania jest wdrożenie jednolitego systemu DCS/SCADA, który jest niezbędny w celu współpracy wielu różnych źródeł energii, zarówno konwencjonalnych, jak i odnawialnych, a także magazynów ciepła. System taki powinien być w stanie optymalizować pracę ciepłowni oraz umożliwiać efektywne zarządzanie jej pracą. Główne funkcje takiego systemu to gromadzenie i przetwarzanie danych z procesu, wizualizacja, sterowanie oraz archiwizacja danych<sup>6</sup>. Ze względu na wdrożenie technologii green power-to-heat oraz wielkoskalowego pola kolektorów słonecznych współpracujących z sezonowym magazynem ciepła – niezbędne jest wprowadzenie do systemu modułów odpowiadających za prognozę produkcji źródeł pogodowo zależnych – kolektorów słonecznych oraz krótkoterminową prognozę cen energii elektrycznej, dzięki której kocioł elektrodowy będzie mógł pracować wtedy, kiedy cena energii na rynku będzie niższa niż aktualna cena produkcji ciepła z innych dostępnych źródeł.

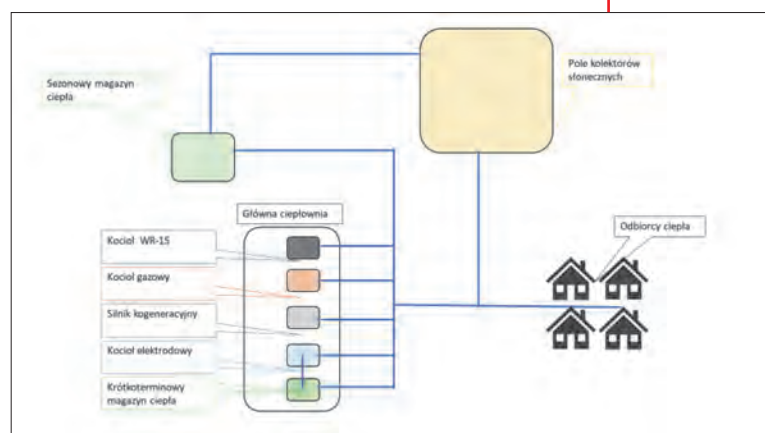
Łączna moc cieplna zainstalowana w systemie ciepłowniczym po realizacji projektu wyniesie 33,3 MW<sub>th</sub>, zaś wyprodukowana energia cieplna pozostanie na poziomie ok. 130 580 GJ. Projekt opiera się także na założeniu zaprzestania użytkowania starszego kotła WR-25 oraz obniżenia mocy źródeł cieplnych konwencjonalnych o mocy nominalnej wyższej niż 3 MW<sup>7</sup> do poziomu 15 MW (tylko kocioł WR-15), co automatycznie skutkuje wyjściem systemu ciepłowniczego z systemu handlu uprawnieniami do emisji (ETS). W wyniku realizacji projektu następuje zwiększenie produkcji energii cieplnej ze źródeł odnawialnych o ok. 10752 MWh (38700 GJ).

#### Wyniki

W wyniku modernizacji ciepłowni nastąpi wzrost udziału energii ze źródeł odnawialnych, zmniejszenie emisji dwutlenku węgla oraz innych zanieczyszczeń – tlenków siarki, tlenków azotu oraz pyłów. Wzmocnieniu ulegnie także bezpieczeństwo energetyczne pracy systemu ciepłowniczego i odbiorców ciepła w wyniku dywersyfikacji źródeł i paliw wykorzystywanych przez przedsiębiorstwo. W tabeli zestawiono efekty środowiskowe dotyczące redukcji emisji zanieczyszczeń obliczone na podstawie zużycia poszczególnych paliw oraz wskaźników emisji<sup>8</sup>.

Redukcja emisji CO<sub>2</sub> wynikająca z realizacji projektu jest o rząd wielkości większa od emisji prze-

**RYS. 2**  
Uproszczony schemat działania wieloźródłowego systemu wytwarzania ciepła



TAB. 2  
Struktura mocy ciepłej po realizacji projektu

Lp	Źródło ciepła	Moc zainstalowana [MWt]	Współczynnik wykorzystania mocy [%]	Generacja ciepła [MW]	Generacja ciepła [GJ]
1	Kocioł elektrodowy	4,0	10%	3 504	12 614
2	Silnik gazowy	1,	60%	5 121	18 437
3	Kolektory słoneczne	10,5	8%	7 248,	26 093
4	Kocioł gazowy	2,8	25%	3 712	13 366
5	WR-15	15,0	13%	16 685	60 067
<b>SUMA</b>		<b>33,3</b>		<b>36 272</b>	<b>130 579</b>

mysłowych i wyniesie 9167 ton/rok. Redukcja emisji CO<sub>2</sub> ma konkretnym bezpośredni efekt ekonomiczny w systemie ETS. W tym konkretny przypadku, dzięki odchodzeniu od procesów spalania, analizowane inwestycje zaowocują całkowitym wyjściem ciepłowni z ETS i wyzerowaniem istotnej pozycji kosztowej – zakupu uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, co pozwoli generować dalsze środki na rozwój.

W wyniku analizy finansowej obliczono koszty oraz opłacalność ekonomiczną projektu. Łączne koszty nowych instalacji, przyłączy, projektów, nadzoru, dokumentacji oraz doradztwa techniczno-ekonomicznego oszacowano na poziomie 38 586 000 zł. Przy założeniu otrzymania dotacji w wysokości 45% kosztów oraz finansowanie pozostałej części przedsięwzięcia (55%) przy pomocy pożyczki preferencyjnej oprocentowanej na poziomie ok. 2% oraz okresie kredytowania 20 lat, wskaźniki opłacalności ekonomicznej są – patrz tabela 4.

Przedstawione wskaźniki NPV (wartości bieżącej netto) oraz IRR (wewnętrznej stopy zwrotu) dotyczą realizacji projektu z dotacją w wysokości 17 364 015 zł.

\*\*\*

Powyższa koncepcja modernizacji referencyjnej ciepłowni miejskiej jest modelowym przykładem transformacji polskiego ciepłownictwa systemowego w kierunku zgodnym z polityką europejską. Przyczynia się do uzyskania statusu „efektywnego systemu ciepłowniczego”, co z kolei pozwala na ubieganie się o kolejne fundusze na rozwój przedsiębiorstwa.

Efektom będzie poprawa jakości środowiska naturalnego w regionie (znaczący efekt ekologiczny) i ograniczanie wzrostu cen ciepła dla mieszkańców oraz podniesienie atrakcyjności miasta i konkurencyjności przedsiębiorstwa ciepłowniczego (istotne innowacje procesowe, prowadzące do obniżenia kosztów). Wszystkie technologie wdrożone do wieloźródłowego systemu ciepłowniczego są produkowane

TAB. 3  
Porównanie emisji pyłów, tlenków siarki oraz azotu przed i po zrealizowaniu inwestycji

Emisja	Wielkość emisji przed realizacją projektu	Wielkość emisji po realizacji projektu	Zmiana	Jednostka
SO <sub>x</sub>	50996	22059	-28937	kg/rok
NO <sub>x</sub>	21873	12866	-9006	kg/rok
Pyły	3172	1381	-1790	kg/rok

NPV	5 406 183
IRR	6,3%

TAB. 4  
Wskaźniki opłacalności finansowej projektu

w kraju, a inwestycja służy rozwojowi krótkich łańcuchów dostaw (wysoki „local content”) oraz innowacjom technologicznym. Ponadto samej ciepłowni realizacja inwestycji zapewni niezawodność dostaw ciepła, stworzy możliwości do pozyskania nowych odbiorców ciepła, jak również – poprzez wysoki stopień automatyzacji procesów oraz ich monitoring – zapewni efektywne zarządzanie energią, co jest podstawą do dalszej transformacji w kierunku przedsiębiorstwa zeroemisyjnego.

**Podziękowania:** autorzy dziękują zarządowi i pracownikom Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej w Końskich sp. z o.o. za udostępnienie danych i bieżące konsultacje w pracy nad artykułem.

**Przypisy**

- 1 Kontakt do autorów: gwisniewski@ieo.pl
- 2 Stepping up Europe’s 2030 climate ambition. Brussels, 17.9.2020 COM(2020) 562 final.
- 3 EUROPEAN COMMISSION: Assessment of the final national energy and climate plan of Poland. Brussels, 14.10.2020 SWD(2020) 920 final.
- 4 European Commission: “Competitiveness of the heating and cooling industry and services”. Final Report ENER/C2/2016-501 28 June 2019.
- 5 Inspiracją do artykułu i analizy studium przypadku stało się Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Końskich, które spełnia wymogi typowej instalacji referencyjnej w polskim ciepłownictwie.
- 6 D. Głuchy, D. Kurz, G. Trzmiel. *Wykorzystanie systemu SCADA w sterowaniu pracą elektrociepłowni*. Politechnika Poznańska, 2015.
- 7 Źródła ciepła o nominalnej mocy cieplnej poniżej 3 MW nie są uwzględniane przy liczeniu sumarycznej mocy cieplnej. Źródło: Ustawa z dnia 12 czerwca 2015 r. o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych. Dz. U. z 2020r. poz. 136, 284.
- 8 Zestawienie wzorów I wskaźników emisji substancji zanieczyszczających wprowadzanych do powietrza. Wojewódzki Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej w Poznaniu.



## Analizator AMI CACE

Innowacyjny pomiar  
przewodności właściwej i kationitowej  
bez klasycznej kolumny z żywicą jonowymienną



- Brak konieczności wymiany kolumny jonowymiennej oraz przestojów związanych z wpracowaniem nowego złoża,
- Czynności serwisowe ograniczone do absolutnego minimum,
- Minimalizacja kosztów nabycia,
- Wbudowany układ ciągłego monitoringu temperatury i natężenia przepływu próbki,
- Wylączenie pH próbki, a także stężenia środka alkalizującego, np. amoniaku (Dyrektywa VGB 450L),
- Krótki czas odpowiedzi układu pomiarowego,
- Nieprzerwany pomiar przez cały okres eksploatacji.

**Przewodność właściwa i kationitowa:** 0,055 - 1000  $\mu\text{S}/\text{cm}$

Różnicowy pomiar przewodności:

**pH (wylączone):** 7,5 – 11,5     **Środek alkalizujący:** 0,01 – 10 ppm

**Seria analizatorów SWAN zapewnia pomiary następujących parametrów w obiegach wodno-parowych:**

- przewodność właściwa,
- przewodność kationitowa i po odgazowaniu próbki,
- hydrazyna, karbohydrazyd,
- krzemionka ( $\text{SiO}_2$ ),
- jony sodu ( $\text{Na}^+$ ),
- tlen rozpuszczony ( $\text{O}_2$ ),
- wodór rozpuszczony ( $\text{H}_2$ ),
- odczyn pH,
- potencjał redoks (ORP),
- stężenie fosforanów ( $\text{PO}_4$ ),
- ogólny węgiel organiczny (TOC).



# STABILNOŚĆ FINANSOWA PRZEDSIĘBIORSTW CIEPŁOWNICZYCH

warunkiem bezpieczeństwa w sektorze



Fot. 123rf

**Paweł Jasiński, analityk**

Energetyka Ciepła Opolszczyzny SA

W rozmowach o Europejskim Zielonym Ładzie nie da się pominąć sektora ciepłowniczego. Proces dojścia do neutralności klimatycznej w 2050 roku w naszej branży musi zostać zrealizowany z uwzględnieniem trzech głównych kierunków: dekarbonizacji, decentralizacji i ekologii. Równie ważnym elementem tej wymagającej układanki jest stabilność finansowa przedsiębiorstw, która dla bezpieczeństwa dostaw ma nie mniejsze znaczenie niż technologia wytwarzania i przesyłu energii cieplnej.





**Aby móc wypełnić obowiązek narzucony dyrektywą, jedynie w odniesieniu do wielkości ciepła sprzedawanego przez koncesjonowaną energetykę ciepłą, koncesjonowane przedsiębiorstwa ciepłownicze każdego roku powinny zwiększać sprzedaż ciepła wytworzonego w OZE o ok. 2,4 mln GJ**

**D**yrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych, potocznie nazywana dyrektywą RED II, zobowiązuje każde państwo członkowskie do zwiększania udziału energii odnawialnej w sektorze ogrzewania i chłodzenia. Zgodnie z art. 23 ust. 1 te same dyrektywy każde państwo członkowskie dąży do zwiększenia udziału energii odnawialnej w tym sektorze o 1,3 punktu procentowego rocznie w okresie 2021-2030, zaczynając od udziału energii odnawialnej w sektorze ogrzewania i chłodzenia osiągniętego w 2020 r. W przypadku państw członkowskich,

w których nie wykorzystuje się ciepła i chłodu odpadowego, zwiększenie udziału ograniczone jest do 1,1 punktu procentowego rocznie. Ponadto, zgodnie z art. 24 ust. 4 systemy ciepłownicze i chłodnicze mogą uczestniczyć w realizacji celu zazielenienia rynku ciepła, o którym jest mowa w art. 23 ust. 1, poprzez zwiększenie udziału energii ze źródeł odnawialnych w systemach ciepłowniczych o jeden punkt procentowy rocznie.

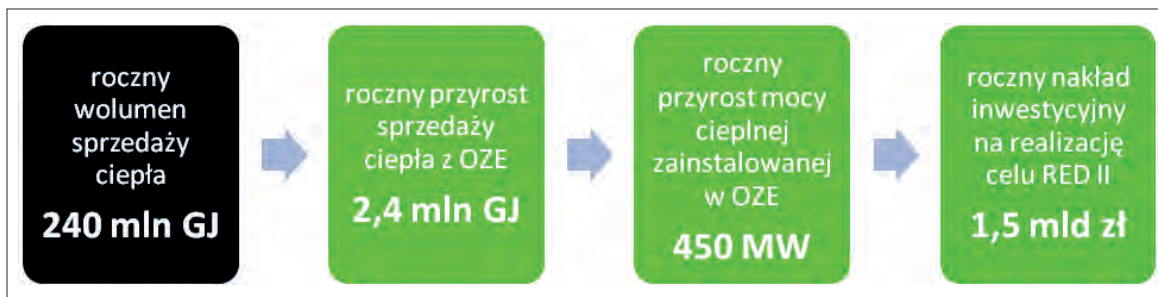
Wg danych Urzędu Regulacji Energetyki koncesjonowane przedsiębiorstwa ciepłownicze każdego roku sprzedają do odbiorców końcowych ok. 240 mln GJ ciepła, co stanowi ok. 25% całkowitego zużycia ciepła w Polsce. Aby móc wypełnić obowiązek narzucony dyrektywą, jedynie w odniesieniu do wielkości ciepła sprzedawanego przez koncesjonowaną energetykę ciepłą, koncesjonowane przedsiębiorstwa ciepłownicze każdego roku powinny zwiększać sprzedaż ciepła wytworzonego w OZE o ok. 2,4 mln GJ. Aby móc wygenerować taką ilość zielonego ciepła, każdego roku powinien nastąpić przyrost mocy zainstalowanej w OZE o ok. 450 MW, co wiąże się z wydatkiem inwestycyjnym na poziomie 1,5 mld zł rocznie.

Podstawowym źródłem finansowania inwestycji w przedsiębiorstwie jest fundusz amortyzacji. Wg najnowszego raportu Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki – Energetyka ciepła w liczbach – 2019, fundusz amortyzacji w obszarze wytwarzania ciepła koncesjonowanego wynosi ok. 1,5 mld zł. Fundusz amortyzacji, co do zasady, nie może być w 100% użyty tylko i wyłącznie na realizację celu wyznaczonego dyrektywą RED II. Fundusz amortyzacji powinien być również wykorzystany na odtworzenie istniejącego majątku wytwórczego, który na dzień dzisiejszy obejmuje ok. 53 561 MW (dane URE) zainstalowanej mocy cieplnej.

Dokonując bezpośredniego porównania wielkości nakładów inwestycyjnych koniecznych do poniesienia przez branżę na realizację celu wyznaczonego dyrektywą RED II, z potrzebami inwestycyjnymi i możliwościami finansowymi branży, możemy jednoznacznie stwierdzić, że branży ciepłowniczej nie stać na realizację celu wyznaczonego dyrektywą. Ponadto, uwzględniając fakt stale pogarszającej się rentowności i płynności finansowej sektora, możemy jednoznacznie stwierdzić, że realizację celu RED II w obszarze ciepłownictwa koncesjonowanego jest niemożliwa bez zmiany polityki regulacyjnej i zewnętrznego dofinansowania branży.

Aby móc pobudzić rozwój OZE w obszarze ciepłownictwa koncesjonowanego, należy stworzyć atrakcyjny system finansowy, który będzie motywował biznesowo przedsiębiorstwa ciepłownicze do rozwoju OZE. Jednym z mechanizmów poprawiających atrakcyjność finansową inwestycji w OZE może być system zielonych certyfikatów/świadectw pochodzenia ciepła wytworzonego w OZE. System,

**RYS. 1**  
Ilustracja przyrostu sprzedaży, mocy i nakładów inwestycyjnych na realizację celu RED II przy założeniu sprzedaży ciepła na poziomie 240 mln GJ.



w którym każdy wytwórca ciepła zielonego otrzyma wsparcie finansowe proporcjonalne do wielkości wytworzonego ciepła. Aby system zielonych certyfikatów mógł być wykorzystany jako skuteczne narzędzie do realizacji celu wyznaczonego dyrektywą, muszą być spełnione następujące warunki:

1. równa partycypacja – oznacza, że każdy sprzedawca ciepła partycypuje w kosztach rozwoju OZE;
2. minimalizacja kosztów – maksymalizacja korzyści – oznacza, że OZE powinny być budowane tylko tam, gdzie jest to uzasadnione z punktu widzenia ekonomicznego i technologicznego. Podstawowym celem polityki klimatycznej UE jest maksymalne ograniczenie emisji CO<sub>2</sub>, a zatem OZE w pierwszej kolejności powinny wypierać z rynku wysokoemisyjne technologie węglowe, a nie wysokosprawne kogeneracje opalane paliwem gazowym. Zgodnie z tą zasadą, budując system zielonych certyfikatów, powinniśmy pozostawić pewną swobodę decyzyjną podmiotom, aby to one dokonywały świadomego wyboru, gdzie i jaką technologię powinno wypierać z rynku ciepło OZE;
3. transformacja regulacyjna – przestarzała, kosztowa formuła kalkulacji taryf oraz duża niepewność co do osiągnięcia określonej stopy zwrotu z inwestycji w OZE stanowią istotne bariery dla

rozwoju OZE. Aby móc przeprowadzić transformację technologiczną, należy w pierwszej kolejności przeprowadzić transformację regulacyjną sektora;

4. zachowanie konkurencyjności – realizacja celu wyznaczonego dyrektywą wygeneruje dodatkowe koszty, które obciążą odbiorców ciepła systemowego. Aby zachować/utrzymać konkurencyjność ciepłownictwa systemowego względem alternatywnych sposobów zaopatrzenia w ciepło, pozostała część rynku ciepłowniczego też musi być obciążona obowiązkiem i kosztami transformacji ciepłownictwa.

**Jak zatem powinien funkcjonować system zielonych certyfikatów w ramach ciepłownictwa koncesjonowanego:**

1. podmiot zobowiązany – każdy kto sprzedaje ciepło do odbiorców końcowych powinien być ustawowo zobowiązany do pozyskania i umorzenia określonego pakietu zielonych certyfikatów – generowanie popytu na zielone certyfikaty. W praktyce podmiotem zobowiązanym jest każde przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na wytwarzanie ciepła lub obrót ciepłem i sprzedające ciepło odbiorcom końcowym;
2. podstawa obowiązku – ilość ciepła sprzedanego odbiorcom końcowym;
3. wypełnienie obowiązku – obowiązek uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectwa pochodzenia Prezesowi URE lub innemu organowi rozliczającemu, albo uiszczenia opłaty zastępczej uznaje się za spełniony, jeżeli za dany rok udział ilościowy ciepła wynikający ze świadectwa pochodzenia, które przedsiębiorstwo energetyczne przedstawiło do umorzenia, lub z uiszczonej przez przedsiębiorstwo energetyczne opłaty zastępczej, w wykonanej całkowitej rocznej sprzedaży ciepła przez to przedsiębiorstwo odbiorcom końcowym, wynosi nie mniej niż:  
2021 ... X%,  
2022 ... Y%;
4. zielony certyfikat/świadectwo pochodzenia – wytwórca ciepła z odnawialnych źródeł energii przysługuje świadectwo pochodzenia tej energii potwierdzające jej wytworzenie z odnawialnych źródeł energii. Prawa majątkowe wynikające ze świadectwa pochodzenia są zbywalne i stanowią

**RYS. 2**  
Porównanie nakładów inwestycyjnych do funduszu amortyzacji





towar giełdowy w rozumieniu ustawy o giełdach towarowych;

5. pozyskanie świadectw pochodzenia:
  - „wytworzenie” świadectw pochodzenia poprzez produkcję ciepła w odnawialnych źródłach energii potwierdzoną odpowiednią ilością świadectw pochodzenia,
  - nabycie świadectwa pochodzenia np. poprzez Towarową Giełdę Energii lub inną platformę obrotu,
  - nabycie w drodze umowy kupno-sprzedaż;

6. opłata zastępcza – wpływy z opłaty zastępczej przeznaczone są na realizację przedsięwzięć służących rozwojowi odnawialnych źródeł energii. W okresie pięciu lat od daty powstania obowiązku (2021-2025) wpływy z opłat zastępczych ewidencjonowane są na indywidualnym subkoncie przedsiębiorstwa i możliwe są do wykorzystania przez dane przedsiębiorstwo na rozwój OZE.

Po tym okresie, niewykorzystane wpływy z opłaty zastępczej zaewidencjonowane na indywidualnych subkontach trafiają do ogólnej puli środków i kierowane są do dowolnych przedsiębiorstw realizujących rozwój odnawialnych źródeł ciepła bez względu na wysokość wniesionych opłat przez dane przedsiębiorstwo;

7. koszty a taryfa dla ciepła – koszty uzasadnione uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia albo uiszczenia opłaty zastępczej uwzględnia się w kalkulacji cen ustalanych w taryfach przedsiębiorstw realizujących te obowiązki, przyjmując, że każda jednostka ciepła sprzedawana przez dane przedsiębiorstwo energetyczne odbiorcom końcowym jest w tej samej wysokości obciążona tymi kosztami. Przez analogię do taryfy na dystrybucję energii elektrycznej można stworzyć nowy rodzaj stawki opłaty, np. stawka OZE, która będzie doliczana do ceny ciepła sprzedawanego odbiorcy końcowemu.

Aby móc pozyskać środki finansowe na realizację celu wyznaczonego dyrektywą RED II (ok. 1,5 mld zł/rocznie), każda jednostka ciepła sprzedawana odbiorcy końcowemu powinna być obciążona stawką OZE w wysokości 6,25 zł/GJ. Zewnętrzne, bezzwrotne źródła finansowe, np. środki z Funduszu Sprawiedliwej Transformacji lub ewentualne obniżenie stawki podatku VAT, mogą być skutecznymi narzędziami przeciwdziałającymi negatywnym skutkom implementacji dyrektywy RED II.

### Dlaczego warto oprzeć rozwój odnawialnych źródeł ciepła o system zielonych certyfikatów:

1. System zielonych certyfikatów jest systemem znanym i sprawdzonym. Wg danych URE w okresie funkcjonowania systemu zielonych certyfikatów na rynku energii elektrycznej (2005-2018), jako mechanizmu wspierającego rozwój OZE, nastąpił ok. pięciokrotny wzrost ilości energii elektrycznej



– Niezmiernie ważnym elementem gwarantującym realizację wskazanych w dyrektywie RED II celów określonych dla krajowego sektora ogrzewnictwa i chłodzenia jest konieczność włączenia wszystkich podsektorów. Pragnę zaznaczyć, że ciepłownictwo systemowe (koncesjonowane przedsiębiorstwa) w strukturze zużycia ciepła w Polsce obejmuje około 25% całości ogrzewnictwa natomiast ciepłownictwo niesystemowe (m.in. gospodarstwa domowe, handel, usługi, przemysł i budownictwo) aż 75% całości – powiedział **Miroslaw Romanowicz**, członek zarządu ECO.

wytworzonej w OZE potwierdzonej świadectwami pochodzenia.

2. System zielonych certyfikatów jest systemem uniwersalnym, tzn. może mieć zastosowanie również w innych obszarach ciepłownictwa (ciepłownictwo niekoncesjonowane, ciepło zużywane na potrzeby własne przemysłu itd.).
3. System zielonych certyfikatów oparty jest na mechanizmach funkcjonujących już w polskim porządku prawnym, co w sposób istotny powinno usprawnić jego legislację. Jest to bardzo ważna zaleta zwłaszcza w kontekście art. 36 dyrektywy, zgodnie z którym:

„Państwa członkowskie wprowadzają w życie przepisy ustawowe, wykonawcze i administracyjne niezbędne do wykonania art. 2–13, art. 15–31 i art. 37 oraz załączników II, III i V-IX, do dnia 30 czerwca 2021 r. Niezwłocznie przekazują one Komisji tekst tych przepisów”.

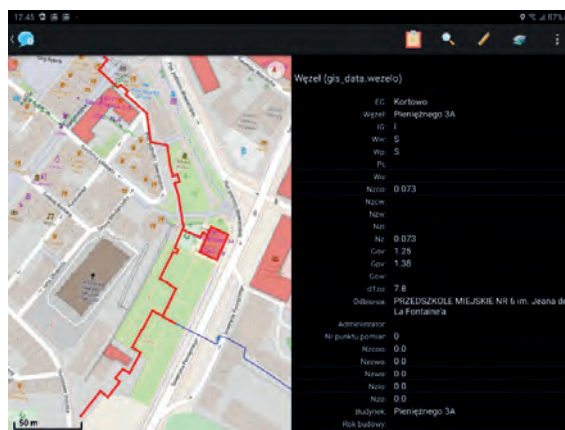
Opisany powyżej system zielonych certyfikatów jako skuteczne narzędzie implementacji dyrektywy RED II jest jednym z wielu możliwych mechanizmów wspierających rozwój OZE w ramach sektora koncesjonowanej energetyki cieplnej. Niezależnie od tego, jaką drogę implementacji Dyrektywy wybierze polski ustawodawca, bardzo ważne jest, aby system zachęcał biznesowo uczestników rynku do rozwoju OZE poprzez odpowiedni system zachęt finansowych i zniesienie barier regulacyjnych.

# WDROŻENIE GIS W PRZEDSIĘBIORSTWIE ENERGETYKI CIEPLNEJ

| Karolina Grodek

Potrzeba wdrożenia systemu klasy GIS (Geographic Information System) jest dla większości przedsiębiorstw sieciowych oczywista. Zastąpienie map papierowych elektronicznymi oraz skompletowanie bazy danych o posiadanej infrastrukturze w jednym miejscu, to dziś podstawowa inwestycja w branży.

Wdrażając GIS dobrze mieć świadomość, że możliwości takiego systemu mogą być zdecydowanie większe. Prowadzenie uporządkowanej, zestandaryzowanej i nowoczesnej bazy przestrzennej zmienia sposób zarządzania przedsiębiorstwem oraz optymalizuje pracę wielu pracowników. Jedną z najważniejszych powiązanych funkcji systemu jest integracja. Oferowane oprogramowania to złożone systemy, które poza funkcją mapy cyfrowej posiadają szereg dodatkowych funkcjonalności, stając się centralnym punktem informatycznym przedsiębiorstw. Integrują i wiążą z lokalizacją przestrzenną informacje gromadzone we wszystkich pozostałych aplikacjach, takich jak systemy rozliczeniowe, monitoring techniczny, SCADA czy monitoring pojazdów. Pozwalają na zaawansowane analizy i modelowanie procesów technicznych oraz biznesowych, wspierając w ten sposób planowanie kierunku rozwoju sieci oraz wybór rozwiązań technicznych. Umożliwiają użytkownikom obserwowanie, analizowanie, a także prognozowanie zmian na sieci. Tworząc systemy predykcyjne i planując moderniza-



IDENTYFIKACJA OBIEKTU W APLIKACJI MOBILNEJ

cję sieci w oparciu o możliwie najszerszą informację można uniknąć niepotrzebnych kosztów związanych z awariami i trafnie inwestować ograniczone środki.

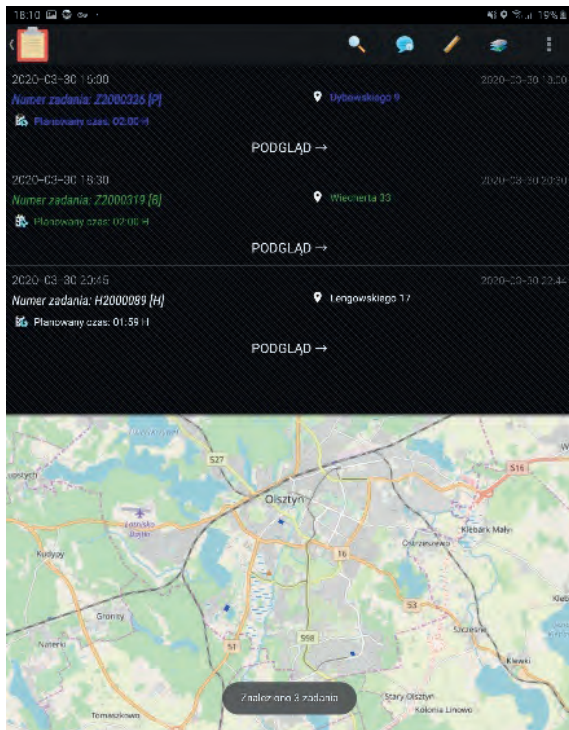
Wybierając rozwiązanie dla przedsiębiorstwa sieciowego kluczowym elementem powinna być mobil-

WIDOK  
DOMYŚLNY  
APLIKACJI

The image shows a desktop application interface for GIS. At the top is a menu bar with options like 'Plik', 'Raporty', 'Operacje', 'Wykazy', 'Konfiguracja', 'Alerty', 'Import'. Below the menu is a toolbar with various icons. The main area is divided into two parts: a data table on the left and a map on the right. The data table has columns for 'No zadania', 'Plan. czas', 'Adres', 'Opis', 'Typ', 'Priorytet', 'Status', 'Brygada', 'Czas prac.', 'Czas zak.', and 'Wys. ZSi'. The map shows a street layout with numbered buildings and a red line indicating a path or boundary. The map is titled 'Olsztyn'.

No zadania	Plan. czas	Adres	Opis	Typ	Priorytet	Status	Brygada	Czas prac.	Czas zak.	Wys. ZSi
22001871	13-08-2018, 17:00:00	Olsztyn, Jagiellońska 510	test	TS	Ważny	Zakończony przez	Testowanie	13-08-2018, 17:00:00	13-08-2018, 17:00:00	
22001870	13-08-2018, 17:00:00	Olsztyn, Łużycki 3	test	TS	Ważny	Zakończony przez	Testowanie	13-08-2018, 17:00:00	13-08-2018, 17:00:00	
A4000013	07-02-2020, 10:40:00	Olsztyn, Włocławska 14	IMR (zobacz dane obiektu)	SI	Awaria	Przebieg	Testowanie	07-02-2020, 10:40:00	07-02-2020, 10:40:00	
A4000010	06-02-2020, 10:40:00	Olsztyn, Sienkiewicza 8	test	SI	Awaria	Przebieg	Testowanie	06-02-2020, 10:40:00	06-02-2020, 10:40:00	
A4000010	10-01-2020, 12:00:00		test	SI	Awaria	Zakończony przez	Testowanie	08-01-2020, 08:00:00	08-01-2020, 11:40:00	10
22000001	11-01-2020, 01:00:00	Olsztyn, Artygurowska 3	test	SI	Ważny	Zakończony przez	Testowanie	08-01-2020, 01:00:00	08-01-2020, 01:00:00	
22000002	11-01-2018, 09:50:00	Olsztyn, Artygurowska 3	test	SI	Ważny	Zakończony przez	Testowanie	11-01-2018, 09:50:00	11-01-2018, 09:50:00	
21000118	12-12-2018, 09:00:00	Olsztyn, Świerka 2	test	SI	Ważny	Zakończony przez	Testowanie	12-12-2018, 09:00:00	12-12-2018, 09:00:00	
21000114	12-12-2018, 01:00:00		test	SI	Ważny	Dobit	Testowanie	12-12-2018, 01:00:00		





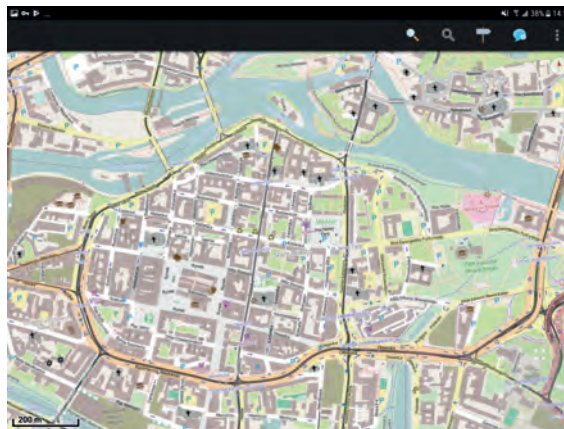
WIDOK LISTY ZADAŃ W APLIKACJI MOBILNEJ

ność. Charakterystyka infrastruktury technicznej wiąże się z pracą na dużym obszarze. System musi zapewniać wygodny dostęp do danych w każdym miejscu, prostą komunikację oraz zarządzanie wieloma zespołami w terenie. Rozwiązanie pozwalające na dostęp do systemu z poziomu tabletu czy telefonu to podstawa w nowoczesnym przedsiębiorstwie. Ważna jest tu ergonomia, dopasowanie do trudnych warunków pracy w terenie ale również bezpieczeństwo i pewność danych niezależnie od zasięgu sieci GSM.

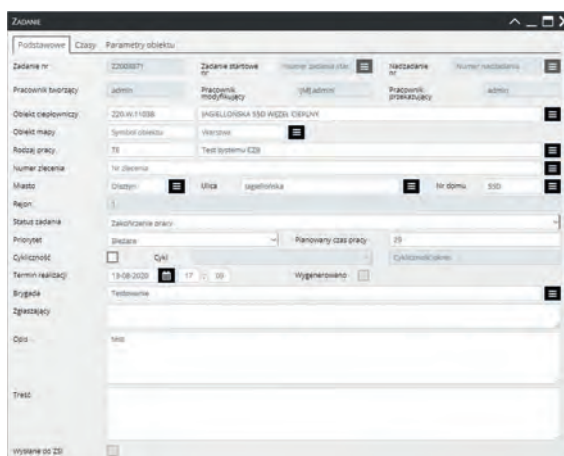
Korzystając z wieloletniego doświadczenia w branży wodociągowej firma KartGIS proponuje rozwiązania GIS spełniające najwyższe wymagania techniczne, ale również dobrze dostosowane do charakterystyki pracy przedsiębiorstwa sieciowego. Potwierdzeniem jakości oferowanych produktów jest nie tylko pozycja lidera na rynku wod-kan, ale również wdrożenie w MPEC Olsztyn.

Choć system funkcjonuje w Olsztyńskim Przedsiębiorstwie Energetyki Ciepłej dopiero rok, to już przyniósł wiele korzyści.

Wyklucza konieczność drukowania papierowych map, umożliwiając dostęp do pełnej informacji z poziomu komputera i tabletu. Przyjazny, dobrze dostosowany do charakterystyki pracy interfejs pozwala z łatwością poruszać się po mapie przy pomocy dotykowego ekranu. Ważnym elementem wdrożonego systemu jest też moduł wspomagający zarządzanie pracą brygad.

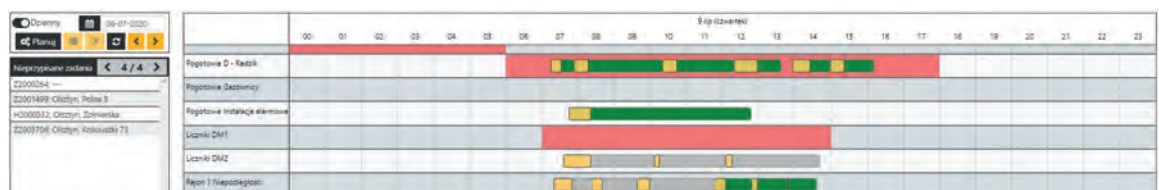


REALIZACJA ZADANIA W APLIKACJI MOBILNEJ



Umożliwia łatwą ewidencję czasu pracy i planowanie grafików. Dzięki takim narzędziom jak wykres Gantta optymalizuje wykorzystanie zasobów i ułatwia zarządzanie dużym zespołem ludzi. Pozwala zaplanować realizację zadań, ale również zbierać i analizować dane, ułatwiając np. oszacowanie czasu potrzebnego na usunięcie awarii w przyszłości. Upraszcza komunikację, redukuje nieporozumienia – wszystkie niezbędne informacje wraz ze schematami i lokalizacją na mapie są przesyłane bezpośrednio na tablet właściwych brygad. Również informacje zwrotne z terenu wprowadzone do aplikacji są niemal od razu dostępne dla pracowników w biurze.

Dobrze wybrany system oraz wsparcie firmy z dużym doświadczeniem pozwala zmienić sposób zarządzania przedsiębiorstwem. Zoptymalizować organizację pracy, zwiększyć znajomość infrastruktury i spojrzeć na dane z innej perspektywy. Integracja z systemami ERP i monitoringiem technicznym umożliwia również zaawansowane analizy przestrzenne. Dostęp i pewność informacji zmieniają sposób realizacji zadań związanych z infrastrukturą sieciową, pozwalają zaoszczędzić czas i pieniądze.



WYKRES GANTTA TWORZONY W APLIKACJI

# PRODUKTY NOVA SIRIA

## – ROZWIĄZANIA SZYTE NA MIARĘ

Radostaw Szeinig

Hawle



Firma Hawle znana jest z tego, że swoimi rozwiązaniami nie tylko odpowiada na potrzeby rynku, ale również kreuje obowiązujące na nim standardy. Działając od wielu lat, wypracowała bogate portfolio produktów stanowiących rozwiązanie dla systemów wodnych, kanalizacyjnych i gazowych. Ciekawą propozycją w ofercie Hawle, we współpracy z firmą Nova Siria, są uniwersalne systemy połączeń, systemy naprawcze oraz systemy do nawiercania pod ciśnieniem do rurociągów o dużych średnicach.

Firma Nova Siria jest wiodącym producentem uniwersalnych łączników oraz produktów naprawczych do rurociągów o dużych średnicach, wykonanych z różnych materiałów. Założona w 1932 roku w Turynie, we Włoszech firma pierwotnie specjalizowała się w budowie rurociągów i akweduktów. W roku 1980 została zakupiona przez rodzinę Ferrero i wyspecjalizowała się w produkcji łączników. Obecnie spółka posiada dwa zakłady produkcyjne, zatrudnia 40 pracowników, posiada 25 firm dystrybucyjnych w 31 krajach oraz klientów w ponad 50 krajach na całym świecie. Od 2015 roku firma jest częścią Holdingu Hawle.

Rozwiązania połączeń do rurociągów o dużych średnicach, dostępne od teraz w ofercie Hawle, stanowią uzupełnienie oferty armatury wielkośrednicowej, takiej jak przepustnice, zasowy odcinające, kształtki demontażowo-montażowe, zawory zwrotne i wiele innych. Łączniki Nova Siria produkowane są w dwóch wariantach, z zabezpieczeniem oraz bez zabezpieczenia przed wysunięciem. Korpusy wykonane są ze stali węglowej, zabezpieczonej antykorozyjnie poprzez pokrycie proszkowe w technologii fluidyzacyjnej powłoką Rilsan®. Jest to doskonałe tworzywo termoplastyczne o temperaturze topnienia 184°C, odporne na działanie światła i czynników chemicznych: kwasów, zasad, rozcieńczonych kwasów mineralnych i roztworów utleniających.

Rilsan jest produktem w pełni ekologicznym, produkowanym z naturalnych, odnawialnych materiałów. Znajduje bardzo szerokie zastosowanie w wielu dziedzinach przemysłu ze względu na swoje właściwości chemiczne i fizyczne. Powłoka Rilsan® zapewnia zarówno nowym, jak i odnawianym ele-



NAPRAWA  
RUROCIĄGU  
za pomocą  
obejmy DUOFIT  
D30

Fot.: Hawle





ŁĄCZNIK  
MGR-F  
na rurociągu PE

mentem o różnych kształtach doskonałą odporność na korozję i odporność abrazyjną. Zastosowana technologia pozwala na uzyskanie powłoki ochronnej o grubości min. 250 µm.

#### Szeroka oferta

Zakres oferty produktów Nova Siria jest bardzo szeroki. Wymienione wcześniej dwa podstawowe warianty dzielą się na szereg rozmaitych podtypów. Łączniki zabezpieczone przed wysunięciem o nazwie handlowej MULTIGRIP dzielą się na grupy łączników rurowych oraz rurowo-kołnierzowych, te z kolei na pojedynczo i podwójnie śrubowane. Podobna sytuacja ma miejsce z łącznikami niezabezpieczonymi przed wysunięciem. Cechą wspólną wszystkich łączników jest wykonanie materiałowe. Oprócz stali węglowej pokrytej powłoką Rilsan®, śruby w łącznikach wykonane są ze stali zabezpieczonej powłoką dacromet, natomiast uszczelnienie wykonane jest z elastomeru EPDM, dopuszczonego również do kontaktu z wodą przeznaczoną do spożycia przez ludzi. Na tym tak naprawę kończą się podobieństwa, gdyż oferta tych produktów jest bardzo zróżnicowana, jeśli chodzi o ich przeznaczenie. Dzięki wykonaniu ze stali możliwe jest wykonanie dedykowane pod różne, nawet niestandardowe średnice rurociągów, a także łączenie końców rur nie tylko w linii prostej. Możemy tutaj znaleźć łączniki kątowe, łączniki stopniowane, w których – poza standardowymi stopniami redukcji – mieszczą się również niestandardowe, a także gamę łączników

multidiametralnych o szerokim zakresie tolerancji.

Poza systemami połączeń, produkty Nova Siria to również gama armatury naprawczej, służącej głównie do napraw rurociągów bez konieczności odcinania przepływu. Złącze DUOFIT jest najlepszym przykładem tego typu rozwiązań. Możliwość wykonania tego produktu w wielu rozmaitych konfiguracjach gwarantuje skuteczne rozwiązanie dla awarii na rurach i połączeniach rozmaitego typu. Jego dodatkową funkcją jest możliwość wykonywania odejść od głównej magistrali, poprzez nawiercanie się pod ciśnieniem, na pracującym rurociągu.

Produkty Nova Siria przeznaczone są do zabudowy na rurociągach o różnym wykonaniu materiałowym (PE, PVC, stal, żeliwo oraz azbestocement). Standardowy zakres produkcji to DN300 – DN2500, w wykonaniu na ciśnienie robocze w zakresie od PN6 do PN40. Szeroki zakres zastosowania (wodociągi, instalacje wody morskiej, przemysł, kanalizacja) w połączeniu z możliwością dopasowania do rurociągów, dzięki szerokim zakresom tolerancji liniowej oraz kątowej, stawiają te produkty w czołówce uniwersalnych rozwiązań.

Wszystkie dostępne informacje znajdują się w prospektach reklamowych oraz na stronie internetowej [www.hawle.pl](http://www.hawle.pl).

made for generations.

## PGE ENERGIA CIEPŁA ZAKOŃCZYŁA MODERNIZACJĘ INSTALACJI ODSIARCZANIA SPALIN

PGE ENERGIA CIEPŁA, SPÓŁKA Z GRUPY PGE, KTÓRA JEST WŁAŚCICIELEM KRAKOWSKIEJ ELEKTROCIĘPŁOWNI, ZAKOŃCZYŁA MODERNIZACJĘ INSTALACJI MOKREGO ODSIARCZANIA SPALIN (IMOS). DZIĘKI ZREALIZOWANEJ INWESTYCJI DWUKROTNIE SPADNĄ EMISJE TLENKÓW SIARKI ORAZ EMISJE PYŁU. TYM SAMYM KRAKOWSKA ELEKTROCIĘPŁOWNIA DOSTOSOWAŁA W TYM ZAKRESIE SWOJE INSTALACJE DO NOWYCH NORM ŚRODOWISKOWYCH, KTÓRE BĘDĄ OBOWIĄZYWAŁY OD SIERPNIA 2021 ROKU.

Ostatnie miesiące to czas intensywnej inwestycji i remontów w PGE Energia Ciepła m.in. związanych z przyjętą strategią dostosowania instalacji krakowskiej elektrociepłowni do wymogów określonych w Konkluzjach BAT dla dużych obiektów energetycznego spalania. Prace modernizacyjne dotyczące urządzeń instalacji odsiarczania spalin w krakowskiej elektrociepłowni trwały łącznie ponad 2 miesiące. W instalacji mokrego odsiarczania spalin (IMOS) została dołożona półka sitowa w celu obniżenia emisji tlenków siarki do powietrza. Na kominie IMOS zamontowano również dodatkową instalację do ciągłego monitoringu emisji. W przyszłym roku zakończą się prace związane z modernizacją elektrofiltrów na wszystkich czterech kotłach blokowych oraz zostanie dołożona dodatkowa, trzecia warstwa katalizatorów. Modernizacja objęła zarówno część mechaniczną jak i elektryczną. Dzięki zastosowaniu w istniejących elektrofiltrach najlepszej dostępnej technologii, możliwe będzie użytkowanie tych jednostek przez kolejne lata, spełniając przy tym wszystkie wymagania dotyczące emisji pyłów do atmosfery.

– Program inwestycyjny PGE Energia Ciepła wpisuje się w długofalowy proces umacniania pozycji naszej spółki na rynku ciepła oraz jako partnera miast i regionów w ich zrównoważonym rozwoju. Prace dostosowujące instalacje do przyszłych norm środowiskowych trwają w elektrociepłowniach we Wrocławiu, Gdańsku, Gdyni, Kielcach i w Krakowie – mówi Przemysław Kołodziejak, p.o. prezesa zarządu PGE Energia Ciepła.

– Prace zmierzające do dostosowania krakowskiej elektrociepłowni do nowych norm emisyjnych wymagają koordynacji działań służb remontowych, eksploatacyjnych, handlowych oraz BHP. W tym celu opracowano aż sześć projektów zmierzających do dostosowania urządzeń do nowych wymogów środowiskowych. Jednocześnie zainicjowano szereg rozwiązań, które w czasie inwestycji miały na celu utrzymanie sprawności pozostałych urządzeń oraz instalacji w elektrociepłowni – mówi Grzegorz Żebrowski, dyrektor krakowskiej elektrociepłowni PGE Energia Ciepła.

W najbliższych miesiącach zostanie również zmodernizowane laboratorium chemiczne, które działa przy krakowskiej elektrociepłowni od lat 70. W efekcie przeprowadzonych prac laboratorium zostanie wyposażone w nowe analizatory. Ciągłe doskonalenie nadzoru i kontroli poprawności funkcjonowania procesów w elektrociepłowni pozwala



na samodzielne realizowanie wymaganych badań laboratoryjnych, bez konieczności zlecenia ich na rynku. Działania związane z dostosowaniem instalacji elektrociepłowni do wymogów określonych w konkluzjach BAT to tylko część zadań inwestycyjnych. Trwają prace związane z przygotowaniem elektrociepłowni do wymagań rynku mocy oraz prowadzone są modernizacje i remonty, które mają na celu utrzymanie odpowiednich parametrów technicznych instalacji i urządzeń.

Źródło i fot.: PGE Energia Ciepła S.A.



# ARMATURA PRZEMYSŁOWA

EUROPEJSKI PRODUCENT ARMATURY PRZEMYSŁOWEJ



## ZAKRES ARMATURY:

zawory zaporowe  
zawory regulacyjne  
zasuwki klinowe  
zawory zwrotne

## ZAKRES CIŚNIEŃ:

PN 16 - PN 500

## OBSZAR ZASTOSOWAŃ:

energetyka  
nafta i gaz  
sektor przemysłowy



Perfect for the pressure.  
[termoventsc.pl](http://termoventsc.pl)

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

ARMA POMP  
GRUPA



# MODERNIZACJA ZESPOŁU SPRĘŻAREK W ELEKTROWNI BEŁCHATÓW

prof. zw. dr hab. inż. Andrzej Błaszczak

P.B.W. HYDRO-POMP Łódź, Akademia im. Jakuba z Paradyża w Gorzowie Wielkopolskim

dr inż. Mariusz Nawrocki, doc. dr inż. Andrzej Werner, mgr inż. Dariusz Woźniak

P.B.W. HYDRO-POMP Łódź

mgr inż. Maciej Olędzki

PGE GiEK S.A. Oddział Elektrownia Bełchatów

W okresie od 2017 do 2019 Przedsiębiorstwo Badawczo-Wdrożeniowe HYDRO-POMP Sp. z o.o. Łódź zrealizowało modyfikację 4 z 7 sześciostopniowych sprężarek przepływowych typu 6RMY56, zasilających sieć sprężonego powietrza w Elektrowni Bełchatów.

Schemat sprężarki wraz z jej infrastrukturą przedstawiono na rys. 1. Przedmiotem modyfikacji sprężarek były:

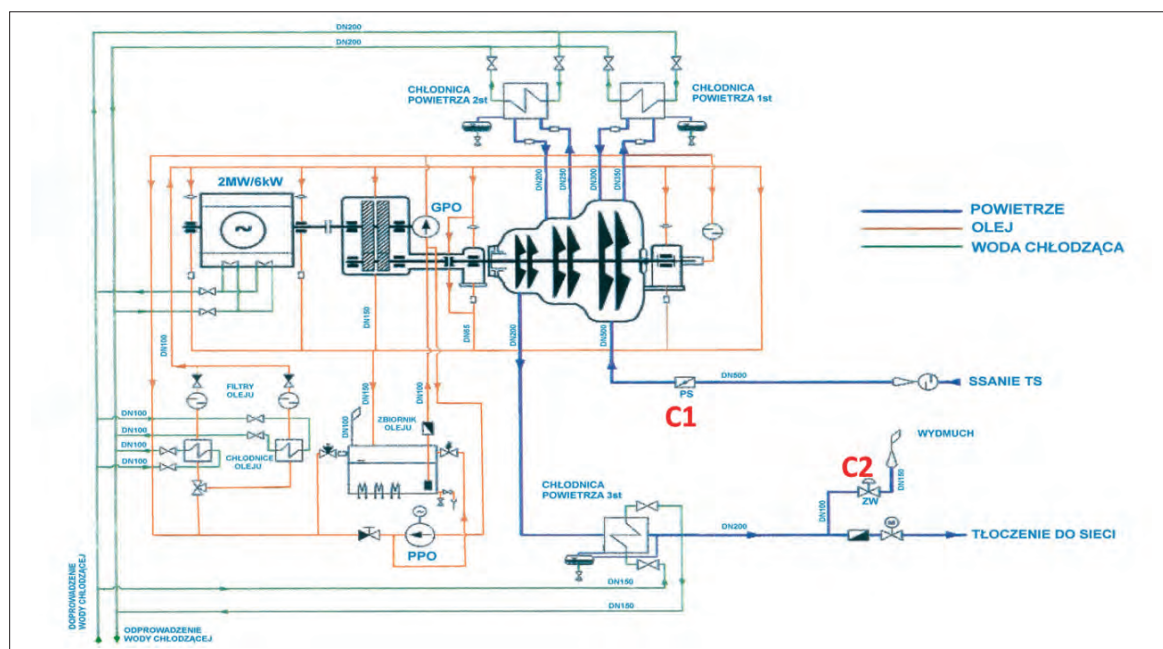
- układy przepływowe,
- układy regulacji.

W celu uzyskania wymaganych przez inwestora parametrów przeplywowo-energetycznych pracy sprężarek zmodyfikowane zostały zespoły wirujące – rys. 2.

W celu uzyskania wymaganych parametrów pracy sprężarki niezbędne było zmodyfikowanie i wykonanie następujących elementów (rys. 3):

- kół wirnikowych wszystkich sześciu stopni (zwiększono kąty łopatek – koła wirnikowe z tarczami i pokrywami przedłużonymi ponad zewnętrzną krawędź łopatek),
- tłołka odciążającego,

**RYŚ. 1**  
Schemat agregatu sprężarki 6RMY56 z zaznaczonymi instalacjami powietrza, układem wody chłodzącej i oleju





- wału (dopasowano do nowych wirników – zachowano zgodność z istniejącymi korpusami).

W tabeli 1 zestawione zostały parametry przepływowo-energetyczne zmierzone na stanowisku pracy zmodyfikowanej sprężarki TK1 z wymaganymi przez inwestora.

Graficzną ilustrację wskaźników mocy sprężarki TK1 (po modyfikacji) i TK4 (przed modyfikacją) przedstawiono na rys. 4.

Różnica zużycia energii elektrycznej przez silniki napędowe sprężarki TK1 przed i po modyfikacji układu przepływowego wynosi:

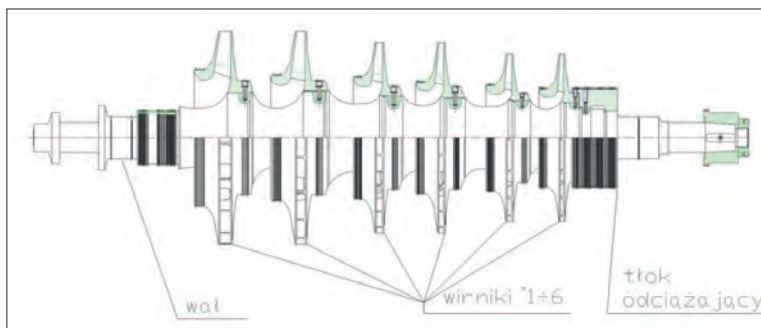
$$0,0276 \frac{\text{kWh}}{\text{Nm}^3} \approx 0,422 \frac{\text{MWh}}{\text{h}} \approx 10,128 \frac{\text{MWh}}{\text{dobę}} \approx 2532 \frac{\text{MWh}}{\text{rok (6000h)}}$$

### Modyfikacja systemu sterownia sprężarek

Istotnym obszarem modyfikacji sprężarek był układ regulacji. Praca sprężarek przed modyfikacją charakteryzowała się znacznymi stratami energii związanymi z wydmuchem sprężonego powietrza do otoczenia przez otwarty zawór wydechowy C2 (rys. 1). Wprowadzenie nowych algorytmów sterowania miało na celu w jak największym stopniu zaangażowanie armatury regulacyjnej na ssaniu sprężarki przy znacznym ograniczeniu pracy zaworu wydechowego oraz zachowaniu wymogu zabezpieczeń przeciwpompażowych (p-p). Należy zaznaczyć, że sieć sprężonego powietrza, z którą pracowały sprężarki posiada bardzo dużą pojemność i charakteryzuje się dużą częstotliwością zmian zapotrzebowania. Dalsza część artykułu dotyczy tylko systemu sterowania sprężarek.

Podstawowymi organami regulacji sprężarek są kłapy: kłapa C1 na ssaniu oraz kłapa upustu na tłoczeniu C2. Pierwotnie układ regulacji był układem pneumatycznym, przy czym kłapa C1 pracowała w układzie regulacji ciśnienia tłoczenia, a kłapa C2 należała do układu przeciw-pompażowego (p-p) zabezpieczającego sprężarki, aby przepływ przez nie nie był mniejszy od zadanych minimumów. To, co traktowano w tych systemach jako wartość przepływu, było właściwie wielkością proporcjonalną do pierwiastka z ich różnicy ciśnień na krzyżach pomiarowych i podawane było w jednostce przepływu masowego  $\text{Nm}^3/\text{h}$ . Wartość ta przeliczona była jednak przy z góry założonych wartościach ciśnienia i temperatury panujących przed krzyżą. A przecież oba te parametry w rzeczywistości są zmienne.

Pierwotne układy pneumatyczne sterowania zostały już przed omawianą modyfikacją zastąpione przez układy oparte na sterownikach programowalnych Simatic7 firmy Siemens. Każda z maszyn otrzymała swój sterownik, który realizował to samo, co wcześniej układ pneumatyczny. Sterowniki poszczególnych maszyn nie zostały połączone sygnałowo, ani nie zastosowano nadrzędnego sterownika, który decydowałby o obciążeniu poszczególnych maszyn i powodowałby automatyczne załączanie i wyłączanie sprężarek.

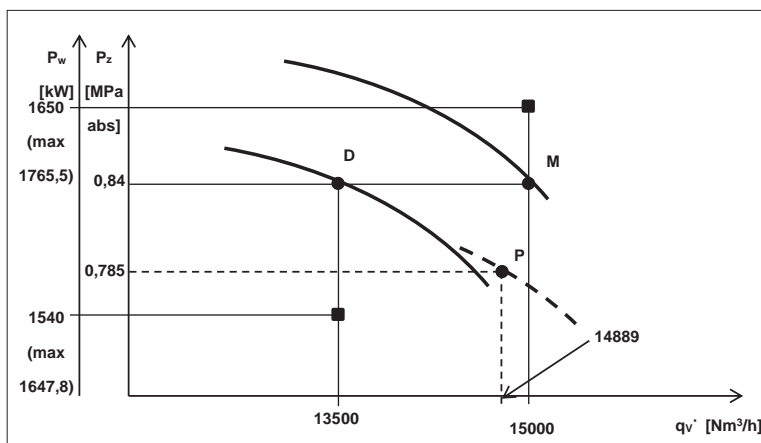


RYS. 2  
Zmodyfikowany zespół wirujący sprężarki

W chwili podjęcia prac przez P.B.W. HYDRO-POMP operatorzy, bazując na swoim wieloletnim doświadczeniu eksploatacyjnym, z powodzeniem prowadzili sprężarki przy włączonym automatycznym układzie p-p. Jednak często ze względu na charakter sieci, zmieniali nastawy minimum przepływu. Prowadziło to do częstego otwierania C2 przy dużych otwarciach C1, co z kolei powodowało nieekonomiczną pracę maszyn. Ingerencje ręczne konieczne były z powodu niepewnej pracy układu regulacji ciśnienia przez modulację otwarcia C1. Problemem było nieskuteczne utrzymywanie przez układ p-p przepływu powyżej nastawionego minimum (zwanego wartością zadaną przepływu).

Na rys. 5 przedstawiono jako przykład fragment zapisu parametrów ruchu jednej ze sprężarek przed wprowadzeniem modyfikacji. Na dolnej części rysunku widać wprowadzoną przez operatora zmianę wartości zadanej przepływu  $Q_{zad}$ , przy czym i przed zmianą, i po zmianie ta wartość jest dużo większa od granicy pompowania ocenianej tu na około  $11000 \text{ Nm}^3/\text{h}$ . Celem takiego działania było więc ograniczenie zakresu zmian wydajności sprężarki, a nie wyeliminowanie pompowania.

Zarówno przed tą zmianą, jak i po niej układ p-p nie utrzymuje przepływu powyżej wartości zadanej. Otwarcie kłapy regulacyjnej C1 na ssaniu jest powyżej



RYS. 3  
Porównanie parametrów przed i po modyfikacji sprężarek  
M – wymagany nominalny punkt pracy zmodyfikowanych sprężarek (dla temperatury na ssaniu  $t_0 = 20^\circ\text{C}$ )  
D – dodatkowy nominalny punkt pracy zmodyfikowanych sprężarek (dla temperatury na ssaniu  $t_0 = 35^\circ\text{C}$ )  
P – punkt pracy sprężarek (przed modyfikacją)

TAB. 1

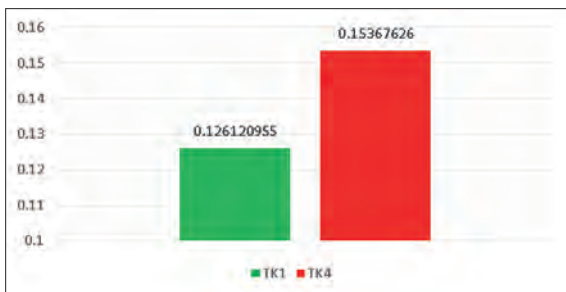
Średnie wybrane wartości ruchowe sprężarek TK1 (zmodyfikowanej) i TK4 (niezmodyfikowanej) oraz porównanie energochłonności za badany okres po uwzględnieniu działania zaworu wydmuchowego

Wartości średnie za 24h			
Wielkość	Jednostka	TK1	TK4
Wydajność na króćcu wylotowym sprężarki	Nm <sup>3</sup> /h	15315,06	14204,89
Wydajność do sieci *	Nm <sup>3</sup> /h	15315,06	11204,89
Ciśnienie	MPa	0,74	0,74
Czas z aktywnym zaworem C2	h	1:10:15	15:57:00
Moc elektryczna	kW	1931,55	1721,925
Współczynnik mocy/ energochłonność			
Wskaźnik mocy Wp	kW/(Nm <sup>3</sup> /h)	0,126121	0,121221
Wskaźnik mocy Wp' *	kW/(Nm <sup>3</sup> /h)	0,126121	0,15368

\* - po odjęciu przepływu w upuście

RYS. 4

Wskaźniki mocy sprężarek TK1 (zmodyfikowanej) i TK4 i TK4 (niezmodyfikowanej) po uwzględnieniu pracy zaworu wydmuchowego



50%, jest więc duży zapas w kierunku jej przymknięcia, a mimo to, zamiast ją przymknąć, następuje wielokrotne otwieranie klapy upustowej C2 w przypadku chwilowego zmniejszenia zapotrzebowania powietrza przez sieć. Natomiast ciśnienie tłoczenia, które powinno być stałe, oscyluje w zakresie 0,7÷0,75 MPa.

Analiza schematu sterowania oraz zarejestrowane przebiegi parametrów wskazywały na konieczność wprowadzenia zmian w algorytmach regulacji. Wprowadzenie następnych zmian było spowodowane wynikami dalszych badań sprężarek, w których testowano kolejne wersje sterowania.

### Wprowadzenie do problematyki sterowania

#### Uwagi ogólne

We wszystkich analizowanych poniżej przypadkach organem wykonawczym układu regulacji ci-

śnienia tłoczenia była wyłącznie klapa dławiąca na ssaniu. Klapa upustu C2 służyła jedynie do zachowania przepływu poniżej zadanego minimum sprężarek.

Na wszystkich wykresach na osiach odciętych naniiesione zostały wartości opisane strumieniem masy.

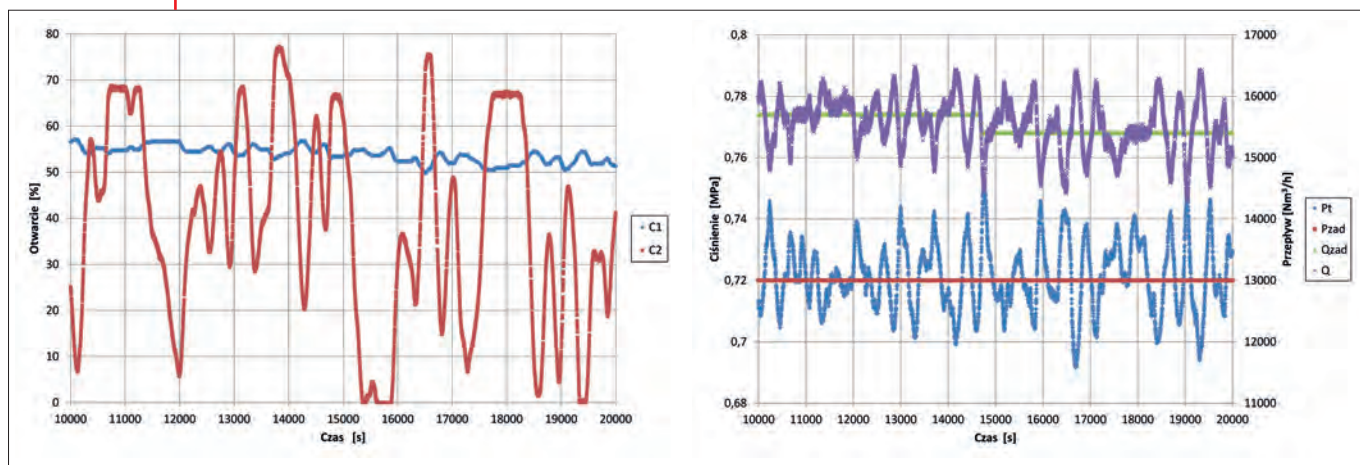
#### Praca pojedynczej sprężarki na sieć jednopojemnościową

Na rys. 6a przedstawiono schemat sprężarki i zasilanej przez nią sieci. Organami regulacyjnymi są dwie klapy: C1 dławienia na wlocie i C2 upustu do atmosfery na wylocie ze sprężarki. Klapa C2 umieszczona jest zwykle blisko jej króćca wylotowego, przed chłodnicą wylotową powietrza. Określenie sieci jako jedno-pojemnościowej oznacza, że z założenia w każdym punkcie sieci panuje to samo ciśnienie, równe ciśnieniu tłoczenia sprężarki.

Na rys. 6b przedstawiono w układzie współrzędnych „wydajność – ciśnienie tłoczenia” rodzinę charakterystyk sprężarki wykonanych dla różnych otwarć klapy C1 od największego C1, do najmniejszego C1. Każda z tych charakterystyk w kierunku mniejszych wartości wydajności, kończy się osiągnięciem punktu granicy pompowania GP, czyli punktu niestabilnej i niebezpiecznej pracy sprężarki. Połączenie punktów GP wszystkich charakterystyk daje linię granicy pompowania GP. Zachowanie bezpieczeństwa sprężarki osiąga się przez dążenie do utrzymania punktu pracy

RYS. 5

Fragmenty zapisu parametrów ruchu jednej ze sprężarek z okresu przed modyfikacją sterowania





na prawo od tzw. linii regulacyjnej LR przesuniętej o pewien margines bezpieczeństwa w stosunku do GP.

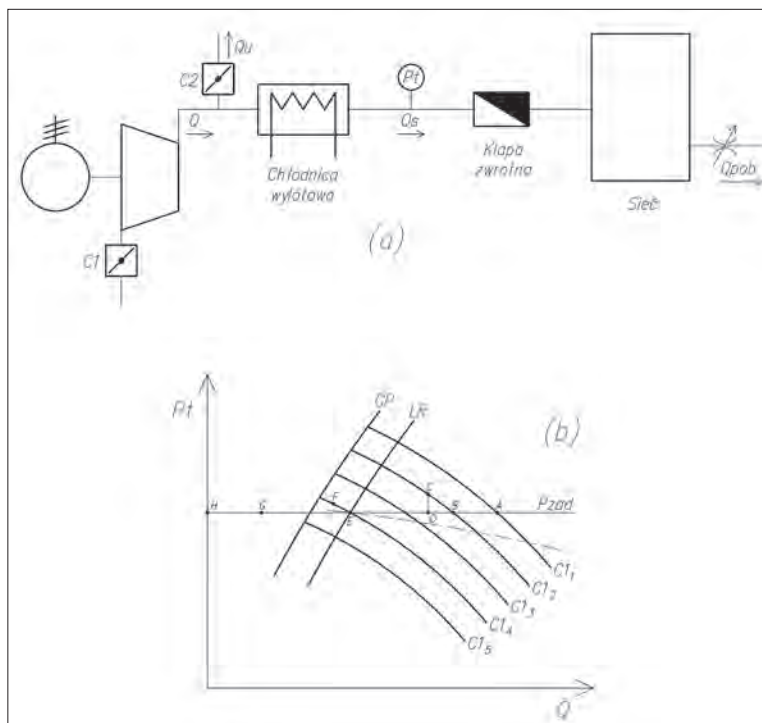
Pozioma linia obrazuje wartość zadaną ciśnienia  $P_{zad}$ , które ma być utrzymywane w sieci niezależnie od poboru powietrza z sieci  $Q_{pob}$ . W stanach ustalonych ten pobór z sieci równy jest wydajności sprężarki, a ciśnienie w sieci równe zadanemu. Przykładowo takim punktem ustalonym może być p. B (rys. 6b) przy otwarciu kłapy na  $Cl_2$ .

W tych warunkach odcinek HB określa zarówno przepływ przez sprężarkę, jak i zasilanie sieci. Takie same zasilanie sieci można by uzyskać, gdyby punktem pracy sprężarki był p. A, a poprzez klapę C2 upuszczano by przepływ  $Q_u = [AB]$ . Jednak w tym drugim wypadku ten sam efekt dla sieci uzyskanoby wkładając większą moc w napęd sprężarki, a więc ze stratami. Dlatego jak długo można, warto regulować sprężarkę bez otwierania kłapy C2.

Gdy w pewnej chwili zmaleje pobór powietrza, następstwem będzie wzrost ciśnienia w sieci i dopóki nie zareaguje układ regulacji ciśnienia sprężarki, punkt pracy przesunie się po charakterystyce niezmiennego położenia kłapy  $Cl_2$  do p. C. Układ regulacji stwierdziwszy wzrost ciśnienia zmniejszy otwarcie kłapy C1 i doprowadza do punktu pracy D, leżącego na linii wartości zadanej  $P_{zad}$ . Ten punkt, jeżeli nie ma dalszych zmian poboru z sieci, będzie nowym punktem pracy ustalonej. Jeżeli jednak odbiór powietrza przez sieć dalej maleje, punkt pracy przemieszcza się dalej w lewo, utrzymując ciśnienie w pobliżu  $P_{zad}$ , aż osiągnie punkt E, znajdujący się na przecięciu linii zadanego ciśnienia z linią regulacyjną LR. Jeżeli dalej istnieje tendencja zmniejszania poboru powietrza z sieci to, tak jak poprzednio p. B przesunął się do p. C, tak teraz p. E przesunie się do F, przekraczając linię regulacyjną LR.

Teraz jednak odpowiedź systemu sterowania powinna być odmienna. Celem działania systemu powinien być powrót punktu pracy sprężarki do p. E, który jest związany z otwarciem C1 (tu  $Cl_1$ ), pozwalającym jeszcze na osiągnięcie  $P_{zad}$ ; regulator nie powinien więc przemykać C1. Właściwą reakcją systemu powinno być otwieranie kłapy upustowej C2. W ten sposób można się dostosować nawet do dużo mniejszego poboru z sieci, określonego np. odcinkiem [HG] poprzez upuszczanie przepływu  $Q_u$  reprezentowanego odcinkiem [GE]. W skrajnym wypadku braku poboru z sieci sprężarka może przestać dostarczać do niej tłoczone powietrze, kierując je przez upust C2 do atmosfery w ilości [HE].

Oczywiście taka praca nie jest ekonomiczna, a analiza przebiegu czasowego poborów z uwzględnieniem pojemności sieci może doprowadzić do wniosku (gdy np. długie są okresy całkowitego braku poboru powietrza), że celowe jest okresowe przechodzenie na ruch jałowy sprężarki przy znacznym obniżeniu jej ciśnienia tłoczenia. Wówczas zamyka się klapa zwrotna oddzielając sprężarkę od sieci.



W przypadku pracy pojedynczej sprężarki zasilającej sieć celowe jest włączenie w jej regulatorze ciśnienia działania całkowitego, co skutkuje dokładnym utrzymaniem zadanego ciśnienia w stanach ustalonych.

#### Dwie (lub więcej niż dwie) sprężarki pracujące równolegle na sieć

Sprężarki pracujące na jedną sieć mogą się różnić parametrami i charakterystykami, a również ich systemy sterowania mogą, w sposób przypadkowy lub celowy, różnić się algorytmami i nastawami.

Analizowana będzie wyłącznie praca równoległa sprężarek sterowanych indywidualnymi sterownikami bez powiązań sygnałowych między nimi.

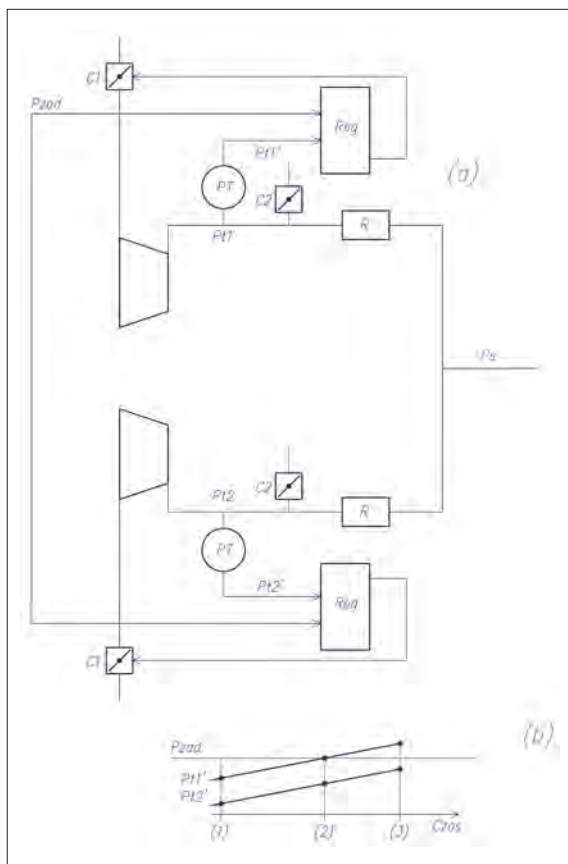
Rys. 7 przedstawia zespół dwóch jednakowych sprężarek, mających w króćcach wylotowych odpowiednio ciśnienia  $P_{t1}$  i  $P_{t2}$ , podających powietrze do wspólnego kolektora sieciowego, w którym panuje ciśnienie  $P_s$ . Elementy „R” na rys. 7 symbolizują opory przepływu między króćcem a kolektorem. Źródłem strat przepływu powietrza mogą być np. chłodnice powietrza, odcinek rurociągu i zainstalowanych w nim armatur. Projektanci dążą do minimalizacji tych strat.

Zakładając chwilowo zerowe opory R, wówczas byłyby  $P_{t1} = P_{t2} = P_s$ . Nasuwa się pytanie, jak będą współpracować regulatory ciśnienia obu maszyn, jeżeli zawierałyby one działania całkowite? Regulatory są zaprogramowane w ramach sterowników każdej z maszyn i pracują na sygnałach cyfrowych, nie ma więc problemu, aby oba otrzymywały dokładnie tę samą wartość zadaną  $P_{zad}$ . Natomiast wartość zmierzona, choć z założenia dokładnie ta sama dla obu sprężarek  $P_{t1} = P_{t2}$ , zanim trafi jako sygnał cyfrowy  $P_{t1}'$  i  $P_{t2}'$  do regulatorów, przechodzi przez przetwornik pomiarowy

**RYS. 6**  
W części (a) typowy schemat zainstalowania sprężarki z jej kłapami regulacyjnymi, klapą zwrotną i chłodnicą wylotową. Część (b) pokazuje rodzinę charakterystyk sprężarki dla różnych otwarć kłapy C1

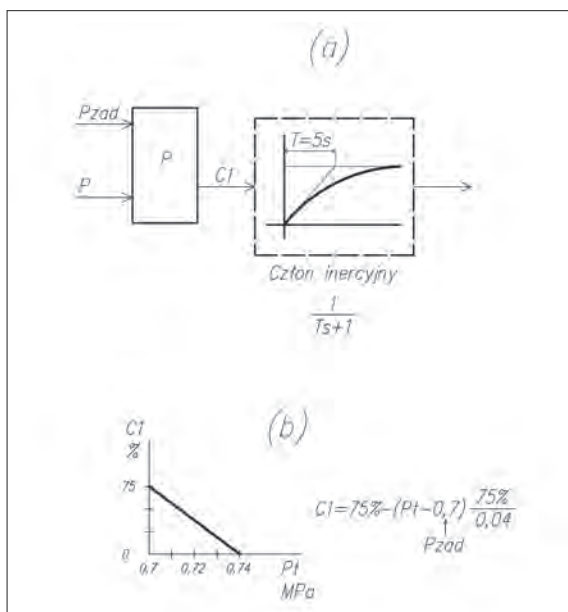
RYS. 7

Schemat instalacji dwóch sprężarek pracujących na wspólnej sieci (a). Praca sprężarek, gdy pomiar dla pierwszej z nich Pt1' jest zawyżony w stosunku do Pt2' drugiej i gdy regulatory zawierają działania całkujące (część (b))



RYS. 8

Zastosowanie regulatora proporcjonalnego z dołączonym członem inercyjnym (a) w układzie ciśnienia tłoczenia. Część (b) to wykres i równanie zależności otwarcia kłapy C1 od zmierzonego ciśnienia przy stałej wartości zadanej



i analogowo-cyfrowy. Efektem nieuniknionego błędu będzie pewna rozbieżność sygnałów Pt1' i Pt2'. Założono, że sygnał Pt2' będzie mniejszy od Pt1'.

Na rys. 7b pokazano, że w sytuacji początkowej (1) ciśnienie w sieci jest na tyle niskie, że sygnały pomiarowe w obu regulatorach są mniejsze niż wartość zadana Pzad. Wówczas oba regulatory zwiększają otwarcie kłapy C1 regulowanych sprężarek. Powoduje to zwiększanie ciśnienia w sieci i po czasie (2) w regulatorze 1 dojdzie do likwidacji uchybu, ale regulator 2 „wi-

dzi” nadal potrzebę dalszego zwiększania otwarcia C1. Ciśnienie nadal rośnie i dochodzi do czasu (3), gdy regulator 1 tak długo, jak długo istnieje uchyb (własność działania całkującego), przysmyka C1, a regulator 2 ciągle otwiera C1. Pierwsza sprężarka odciąża się, a druga obciąża się, aż do pełnego odciążenia lub dociążenia jednej z nich, wbrew logice, która nakazywałaby równe obciążanie maszyn. Przy przyjętym założeniu braku oporów R korzystanie z działania całkującego byłoby więc absolutnie niedopuszczalne. Im większa wartość R, tym zjawisko łagodnieje, przejawiając się jedynie różnicą obciążeń maszyn. Pozostaje jednak bezpieczną praktyką, by w każdym wypadku równoległej pracy maszyn sterowanych indywidualnymi sterownikami, zrezygnować z działania całkującego, korzystając z proporcjonalnego i ewentualnie dodatkowo z działania różniczkującego.

Można jednak, jak powiedziano na początku tego podrozdziału, celowo zróżnicować wartości zadane ciśnienia dla każdej z maszyn. Załóżmy, że wartość ta dla maszyny pierwszej jest mniejsza. Przy odpowiednio niskim ciśnieniu pracują obie maszyny, jednak odbiór powietrza przez sieć stopniowo zmniejsza się i ciśnienie w sieci rośnie. Obie maszyny zmniejszają otwarcia swoich kłap C1. Jako pierwsza do linii LR dojdzie sprężarka pierwsza i zaczyna otwierać kłapę C2. To działanie zmniejsza wydajność sumaryczną ze sprężarek i jeżeli pobór z sieci dalej nie spada, może dojść do ustalenia wydajności. Jeżeli jednak dalej spada, kłapa C2 pierwszej sprężarki dalej się otwiera i od pewnego momentu cały przepływ przez sprężarkę trafia do upustu. Zadanie pierwszej sprężarki skończyło się – już nie oddaje powietrza do sieci, a bez zwiększenia otwarcia C1 nie może podnieść ciśnienia na tłoczeniu. W tej sytuacji zmniejszanie odbioru i dalszy wzrost ciśnienia w sieci, przy zatrzymanym ciśnieniu tłoczenia pierwszej sprężarki, powoduje zamknięcie jej kłapy zwrotnej i wypadnięcie z sieci. Powrót do sieci nastąpi w chwili, gdy ciśnienie w niej obniży się do poziomu ciśnienia tej sprężarki.

### Wstępne zalecenia do modyfikacji systemu sterowania sprężarek

Na podstawie powyższych rozważań dotyczących pracy sprężarek i ich sterowania, w odniesieniu do zastanego stanu w Elektrowni Bełchatów, można było wyciągnąć wnioski i wskazać kierunki zmian systemu sterowania:

- powrócić do pierwotnej roli układu p-p i nie pozwalać na bieżące zmiany wartości zadanej wydajności,
- zrezygnować z działania całkującego regulatorów ciśnienia tłoczenia,
- wprowadzić mechanizm zatrzymywania przysmykania kłapy C1, gdy punkt pracy znalazł się na lewo od linii LR,
- znacznie zwiększyć i przyspieszyć otwieranie kłapy C2, gdy przekroczona zostaje w lewo linia LR.



Już w trakcie wykonywania odbiorowych charakterystyk zmodyfikowanych sprężarek okazało się, że po przekroczeniu 75% otwarcia kłapy C1 dalsze jej otwieranie praktycznie nie powoduje zwiększenia przepływu – dlatego ograniczono zakres otwarcia do (0 – 75%). Wartość 0% na pulpicie operatora nie oznacza w pełni zamkniętej kłapy, a tylko ustalone mechanicznym ogranicznikiem minimum niezbędne do bezpiecznego rozruchu maszyny.

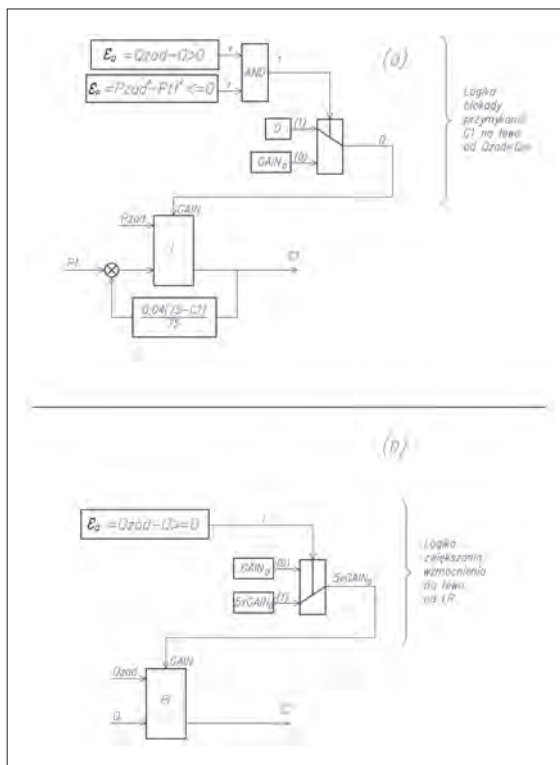
Rezygnacja z całkowania w regulatorze ciśnienia prowadzi do zastosowania regulatora czysto proporcjonalnego tak, jak to pokazano na rys. 8a, którego charakterystykę pokazuje rys. 8b. Jak w każdym działaniu proporcjonalnym, wyjście regulatora, a tu jest nim zadane otwarcie kłapy C1, zależy proporcjonalnie od uchybu. Z wykresu i równania widać, że choć formalnie jako wartość zadaną przyjęto tu 0,7 MPa, to przy takiej wartości ciśnienia kłapa jest w pełni otwarta na 75%, jednak dla osiągnięcia otwarcia 0% (czyli zamknięcia), ciśnienie musi wzrosnąć do 0,74 MPa. Czyli już z założenia zgodzono się, aby ciśnienie tłoczenia wędrowało w przedziale 0,04 MPa.

Sygnał pomiaru ciśnienia z natury oscyluje, oscylować więc będzie również sygnał wyjściowy regulatora, powodując szkodliwe dla siłownika i kłapy ciągle ruchy. Aby tego uniknąć, można wstawić między regulator i ustawnik pozycyjny siłownika człon inercyjny, łagodzący oscylacje. Pokazano go na rys. 8a linią przerywaną.

Ten sam efekt łagodzenia oscylacji uzyskano ostatecznie inaczej, stosując nie proporcjonalny, a sprzężony zwrotnym regulator o działaniu czysto całkującym – patrz rys. 9a. W sprzężeniu zwrotnym współczynnik jest teraz odwrotnością tego, co było wzmocnieniem działania proporcjonalnego na rys. 8a. Inercyjna stała czasowa takiego układu zależy od współczynnika sprzężenia, ale może być dowolnie zmieniana przez nastawy regulatora (w Simatic 7 są to GAIN – wzmocnienie uchybu przed wejściem na wszystkie 3 działania regulatora: P, I i D, oraz Ti – czas całkowania. Działania P i D są w tym zastosowaniu wyłączone). Nastawy dobrano tak, by stała czasowa była około 5 s.

Jak już powiedziano, po przekroczeniu w lewo LR, powinien być zablokowany dalszy ruch przemykania C1. Na rys. 9a pokazano schemat logiczny tego warunku, a jest on wprowadzony na regulator jako zatrzymanie całkowania (w regulatorze PID Simatica 7 wprowadza się wówczas czasowo GAIN = 0). Właściwości realizacji tej blokady tkwi przewaga rozwiązania z rys. 9a nad tym z rys. 8a.

Rys. 9 pokazuje podstawowe schematy układów regulacji realizujące wersję algorytmu w chwili rozpoczęcia prób. W części (a) to omówiony już układ regulacji ciśnienia, część (b) dotyczy układu p-p, w którym zastosowano już wcześniej przytoczony wniosek, aby silniej (tu pięciokrotnie silniej) reagować, gdy punkt pracy przeszedł na lewo od LR. Miało to



**RYS. 9**  
Schematy układów regulacji po wstępnej analizie, przyjęte jako punkt wyjścia do prób i dalszych modyfikacji sterowania. W części (a) regulacja ciśnienia. W części (b) układ przeciw-pompazowy

zapobiec stwierdzonemu dotychczasowemu brakowi skuteczności zachowania położenia punktu pracy na prawo od LR.

**Wnioski do optymalizacji algorytmu sterowania na podstawie badań kolejnych jego wersji**

Nowy algorytm wprowadzono najpierw na jedną, a następnie na dwie sprężarki, co pozwalało już obserwować ich współpracę. Pozostałe dwie sprężarki pracowały korzystając z dotychczasowego algorytmu albo na rękę. Wykonano również próbę pracy, gdy wszystkie korzystały z nowego algorytmu.

Wstępne wyniki były optymistyczne, ponieważ znacznie ograniczyło się otwieranie kłap C2. Wówczas zajęto się dokładniejszym określeniem granicy pompowania i linii regulacyjnej w różnych warunkach pogodowych oraz warunkami i sposobem automatycznego wychodzenia i wchodzenia sprężarki do pracy w sieci.

Badania dotyczące granicy pompowania przeprowadzono dla dwóch temperatur otoczenia (14 i 31°C), następnie dokonano opisu krzywych, posługując się różnie zdefiniowanym parametrem zależnym zawsze od pierwiastka spadku ciśnienia na zwężce  $\sqrt{\Delta P}$ . Był to przepływ (a) masowy policzony dla założonych z góry stałych parametrów przed zwężką, (b) przepływ masowy uwzględniający rzeczywistą temperaturę i ciśnienie przed zwężką oraz (c) przepływ objętościowy za kłapą C1 na wlocie do sprężarki. Tych badań i analiz nie omawia się, informując jedynie, że wykorzystano przepływ masowy (a), uzależniając jego graniczną wartość LR od ciśnienia tłoczenia  $P_t$  wyrażonego w MPa:

$$LR = 12000 - 6000 * (0,8 - P_t) \tag{1}$$

Korzystając z formuły (1) można obliczyć, że dla ciśnienia 0,7 MPa, graniczny przepływ będzie 11400 Nm<sup>3</sup>/h. Uzmiennienie od ciśnienia jest bardzo przydatne przy objęciu algorytmem stanu pozostawienia obracającej się maszyny na ciśnieniu dużo niższym niż sieci.

W opracowaniu algorytmu załączania i wyłączania do pracy sprężarki w sieci brakowało jednoznacznego wskaźnika zamknięcia kłapy zwrotnej. Zamontowano kamerę, aby można było z miejsca operatora na pulpicie obserwować jej pracę. Ostatecznie nie wprowadzono algorytmu automatycznego odstawienia z obniżeniem ciśnienia tłoczenia, ale obserwacja kłapy zwrotnej i analiza obszaru jej zabudowy doprowadziła do pomyślnego wyniku całej pracy.

## Sygnał pomiaru ciśnienia z natury oscyluje, oscylować więc będzie również sygnał wyjściowy regulatora, powodując szkodliwe dla siłownika i kłapy ciągłe ruchy

Generalnie tak długo, jak dwie, a potem trzy, a nawet cztery równoległe pracujące na nowym algorytmie maszyny pracowały na prawo od ich LR, nie było problemów. Jednak z chwilą otwierania kłap C2, mimo znaczącego i szybkiego obniżenia ciśnienia w sieci, prawie zawsze obserwowano chwilowe obniżenie ciśnienia tłoczenia poniżej ciśnienia w sieci (a więc chwilowe wejście w pompowanie i zamknięcie kłapy zwrotnej) – rys. 10a, a częstokroć to obniżenie było początkiem kilku kolejnych cykli pompowania – rys. 10b. Dla ułatwienia odczytu krzywych, przepływy oznaczono na niebiesko, ciśnienia na zielono, a położenia kłap na czerwono. Żółta krzywa to prąd silnika napędu sprężarki.

Opis przebiegu zjawisk rozpoczyna się od chwili 155 s widocznej na rys. 10a.

Chwilowo nie wyjaśniając, skąd się bierze spadek przepływu, którego wartość zbliża się do LR i zaczyna się otwierać kłapa C2. Widać, że prawidłowo zadziałał w tym momencie mechanizm zatrzymania zamykania kłapy C1. Punkt pracy zbliża się do granicy pompowania – gwałtownie obniża się ciśnienie tłoczenia do poziomu poniżej ciśnienia w sieci, co powoduje zamykanie kłapy zwrotnej. Ten spadek ciśnienia tłoczenia jest przyczyną zadziałania układu regulacji ciśnienia, który teraz zaczyna otwierać kłapę C1, co skutkuje zwiększeniem przepływu.

Duże otwarcie kłapy C2, choć jak było widać, mało skuteczne jako zabezpieczenie przed pompowaniem, powoduje wyraźny spadek ciśnienia w sieci. Po wzroście przepływu powyżej LR kłapa C2 przemyka się, ale regulator po tej stronie LR działa 5 razy wolniej i proces wydłuża się w czasie. Ten okres to czas pracy mało ekonomicznej, bo kłapa C1 jest już w znacznym stopniu otwarta, a kłapa C2 wciąż jeszcze otwarta. W końcu

kłapa C2 zostaje zamknięta i warunki przypominają te z chwili początku działania układu.

Do zjawiska okresowości, które w czasie prób błędnie przypisywane było przez dłuższy czas wahaniom zapotrzebowania powietrza z sieci, widocznym na przepływomierzach na wyjściu z hali, powróci się w rozdziale 4 artykułu. Bardzo regularnie okresowy charakter, sugerował oscylację produkcji, a nie poboru powietrza.

W każdym przypadku opisanych zjawisk chwilą krytyczną był nagły spadek ciśnienia tłoczenia, gdy punkt pracy sprężarki najbliższy był granicy pompowania. W większości wypadków kończyło się to zmianą bez typowego dla wejścia w pompowanie nagłego spadku prądu silnika. Jednak czasem to następowało (patrz część (b) rys. 10, na którym można zobaczyć dwa kolejne cykle pompowania).

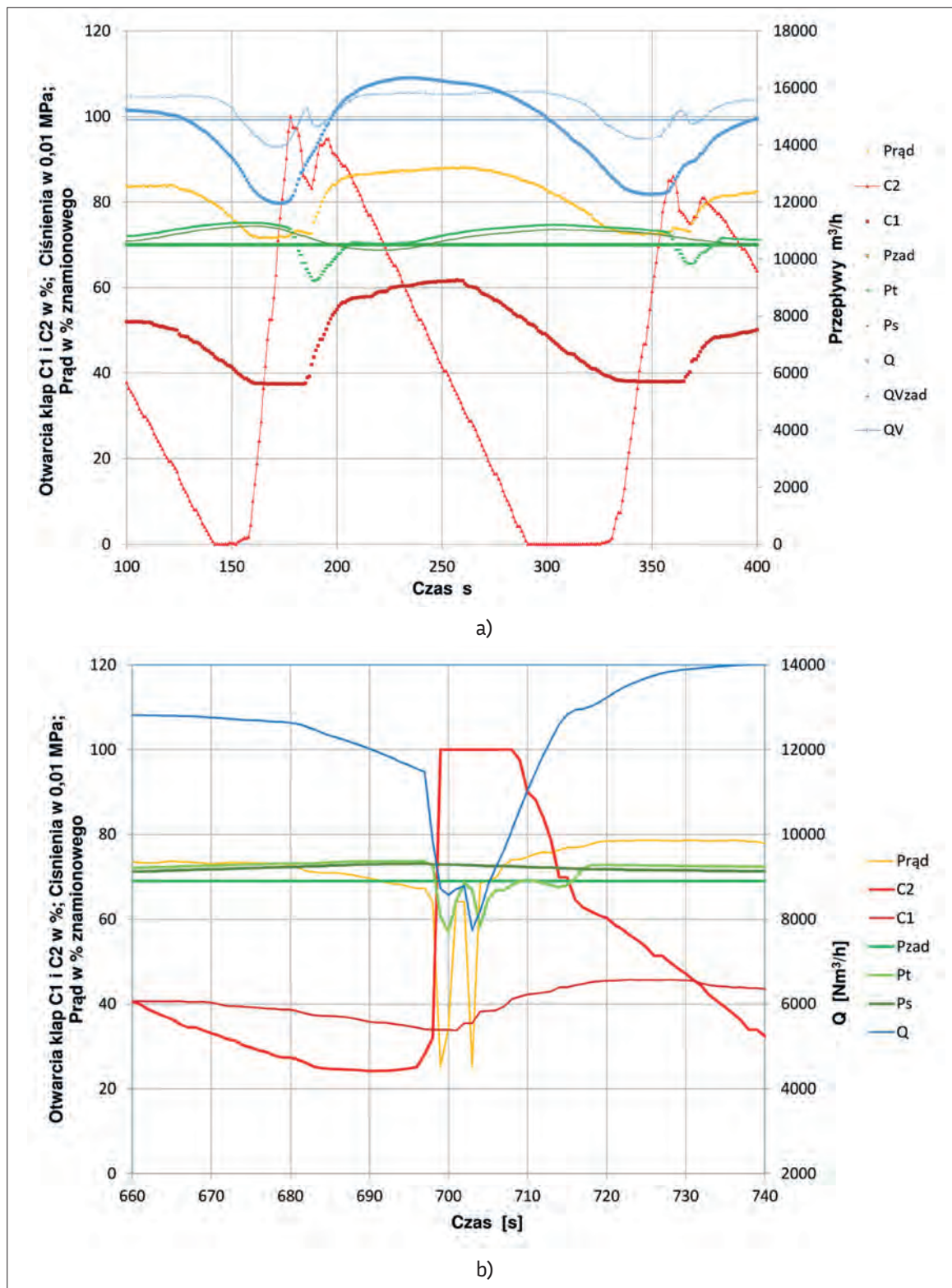
Aby zmniejszyć ryzyko pompowania, zwiększono jeszcze bardziej wzmocnienie i przyspieszono regulator p-p po przekroczeniu w lewo linii LR, ale nie eliminowało to zjawiska pompowania, a jeszcze bardziej obniżało ciśnienie w sieci. Widać wyraźnie podwójną rolę otwierania C2: zabezpieczenia przed pompowaniem (była w bardzo małym stopniu skuteczna) i obniżenie produkcji powietrza do sieci.

Zjawisko było zaskakujące do tego stopnia, że kilkakrotnie sprawdzano, czy kłapa C2 nie zacięła się. Okazywało się jednak, że nie miało to miejsca i że można ufać wskazaniom otwarcia C2 na pulpicie. Poza tym w trybie pracy sprężarki poza siecią, gdy cały przepływ wypuszczany był kłapą C2, układ p-p pracował prawidłowo, utrzymując punkt pracy dokładnie na LR. Wyjaśnienie tego zachowania będzie przedstawione w następnym rozdziale artykułu.

Podwójne ekstrema lokalne krzywej opisującej położenie kłapy C2, nie wynikają z przebiegu przepływu masowego Q, który mógłby powodować pulsacyjne ruchy tej kłapy. Można je wytłumaczyć analizując pokazane na rys. 10 przebiegi wykonane dla wersji algorytmu, w której korzystano w układzie p-p z przepływu nie masowego, a objętościowego na wlocie do sprężarki, opisanego krzywą QV. Przebieg tej ostatniej jest wyraźnie skorelowany z przebiegiem C2. Warto także zauważyć, że w dużym obszarze zmian położenia C1 i przepływu masowego, przepływ objętościowy pozostaje praktycznie stały, co może wprowadzać operatora w błąd.

Drugą nieprawidłowością pracy równoległej było to, że choć wraz ze zmianami ciśnienia w sieci praktycznie jednakowo we wszystkich pracujących sprężarkach zmieniały się otwarcia ich kłap C1, jednak różnice w przepływach bywały znaczne. Wynikało to z różnicy ustawień poszczególnych kłap C1 – kłapy różniły się zwłaszcza wspomnianym już otwarciem początkowym odpowiadającym wskazaniu 0%. W wypadku tej nieprawidłowości sposób rozwiązania wydawał się prosty, choć też nie całkiem bez ryzyka – zamiast tak jak na rys. 9a sprzęgać od sygnału wyjściowego





**RYS. 10**  
Oscylacje parametrów pracy sprężarki (a). Krytycznym momentem jest widoczny około 175 i 360 s spadek ciśnienia tłoczenia Pt poniżej ciśnienia w sieci Ps. Na części (b) widać, jak ten spadek inicjuje pompowanie sprężarki

C1, sprząc zwrótnie regulator od przepływu Q. Ryzyko niestabilnego działania polega na większym opóźnieniu w pętli sprzężenia oraz na zakłócającym wpływie otwarcia C2 na przepływ.

\*\*\*

Druga część artykułu, w której m.in. wyjaśnione są zjawiska, które wystąpiły w badaniach czy opisany

został wdrożony algorytm sterowania, pojawi się w kolejnym numerze „Energetyki Ciepłej i Zawodowej”.

**Literatura**

[1] Błaszczak A., Nawrocki M., Werner A., Woźniak D., Zbiór 13 opracowań dotyczących modernizacji sprężarek 6RMY56 produkcji CKD na zamówienie Elektrowni Bełchatów, Prace niepublikowane, Łódź 2017-2019



Fot.: Mettler Toledo

# NOWA METODA ZAPOBIEGANIA KOROZJI

Monitorowanie chlorków i siarczanów on-line

Dział Kontroli Procesów Przemysłowych  
METTLER TOLEDO THORNTON

**METTLER TOLEDO**

Mikroprzepływowa elektroforeza kapilarna to niezawodna metoda pomiarów on-line. Jest łatwa w użyciu i utrzymaniu, a koszt jej posiadania – niski.



**W**e współczesnych elektrowniach trwa bezustanna walka z korozją. Chlorki i siarczany są tam głównym zanieczyszczeniem o właściwościach korozyjnych, więc potrzeba pomiaru ilości tych substancji wzrosła wraz z popularnością cyklicznej pracy elektrowni i powstaniem dużych obiektów z bardziej kosztownym wyposażeniem. Istniejące metody monitorowania stężenia tych zanieczyszczeń są kosztowne w zakupie i eksploatacji. Co więcej, metody alternatywne, takie jak pomiar przewodności kationowej po odgazowaniu, nie zapewniają precyzji pomiaru na poziomie pojedynczych ppb dla poszczególnych substancji, co zmniejsza ich przydatność do kontroli stężenia poszczególnych jonów.

Mikroprzepływowa elektroforeza kapilarna to niezawodna metoda pomiarów on-line. Jest łatwa w użyciu i utrzymaniu, a jej koszt posiadania – niski. Dzięki niezawodnym i precyzyjnym pomiarom na poziomie pojedynczych ppb większość elektrowni wysokociśnieniowych i atomowych może kontrolować jakość wody zasilającej oraz pary niemal na bieżąco. Elektrownie stosujące uzdatnianie aminami równie chętnie skorzystają z tej możliwości, aby rozpoznawać bardziej korozyjne jony nieorganiczne, podczas gdy mniej korozyjne aniony organiczne mogą podwyższać przewodność kationową.

### Wdrożenie mikroprzepływowej elektroforezy kapilarnej

Opracowanie praktycznego analizatora on-line wykorzystującego technologię MCE, np. takiego jak 3000CS firmy METTLER TOLEDO Thornton, wymagało zastosowania elektrod wysokonapięciowych i kapilar zdolnych do ciągłej pracy, z możliwością wymiany próbki i elektrolitu po każdym cyklu pomiarowym. Wymagania te zostały spełnione w konstrukcji wykorzystującej wymienną mikroprzepływową kasetę kapilarną zawierającą kapilary, elektrody, zasobnik rozpuszczalnika i czujnik przewodności.

### Analizator chlorków i siarczanów 3000CS

To niezawodne, zintegrowane urządzenie do bezpośredniego pomiaru chlorków i siarczanów w wodzie czystej i cyklach chemicznych w elektrowniach. Analizator wykrywa wysoce korozyjne jony, aby zapobiec uszkodzeniu najważniejszych elementów w elektrowni.

Analizator 3000CS zapewnia metodę bezpośredniego wykrywania jonów korozyjnych

bez zakłóceń pomiarowych spowodowanych innymi jonami lub powszechnymi dodatkami.

Cykle pomiarowe co 45 minut zapewniają szybką reakcję na wzrost poziomu chlorków i siarczanów, co zapobiega powstawaniu warunków sprzyjających korozji.

Typowa metoda monitorowania poziomu chlorków i siarczanów wymaga kosztownych zasobów i pracy laboratoryjnej. W przypadku urządzenia 3000CS nie trzeba przeprowadzać kosztowych testów off-line.

[www.mt.com/pro-power](http://www.mt.com/pro-power)

ANALIZATOR  
chlorków  
i siarczanów  
3000CS



METTLER TOLEDO

# SZKLANKA ZAWSZE DO POŁOWY PEŁNA, CZYLI MYŚL JAK ŁUKASIEWICZ

O kluczowych obszarach badawczych, innowacyjności polskiego przemysłu chemicznego i elektromobilności na miarę XXI wieku opowiada **Piotr Dardziński**, prezes Sieci Badawczej Łukasiewicz.



Fot. Sieć Badawcza Łukasiewicz

PIOTR DARDZIŃSKI  
prezes Sieci Badawczej Łukasiewicz



**Aleksandra Grądzka-Walasz:** Niedawno odbyła się uroczysta prezentacja Izery – pierwszego polskiego samochodu elektrycznego. Jaka była rola Sieci Łukasiewicz w tym projekcie?

**Piotr Dardziński:** Izera jest fascynującym projektem badawczym. Cieszę się, że Electromobility Poland zauważył potencjał naukowy Łukasiewicza i zaprosił nas do współpracy przy tworzeniu rozwiązań technologicznych dla polskiego auta elektrycznego.

Jednym z kierunków strategicznych Łukasiewicza jest wsparcie branży motoryzacyjnej, która jest drugą największą branżą polskiej gospodarki, a jej produkcja wynosi średnio 13% PKB.

Jako sieć interdyscyplinarnych instytutów, a przede wszystkim grupa ponad 4500 naukowców, mamy szerokie kompetencje do pełnienia funkcji kompleksowego zaplecza badawczo-rozwojowego dla projektu samochodu elektrycznego Izera. W ramach grupy Inteligentna Mobilność już dziś mamy wiedzę i umiejętności możliwe do wykorzystania przez biznes, który razem z nami będzie rozwijał technologie poszczególnych komponentów pojazdu. Projekt to także znacząca szansa na rozwój dla polskich naukowców. Generuje silną i konkretną potrzebę rozwoju technologii, stając się dla nas realnym wyzwaniem do wspierania polskiego biznesu.

#### Jak dziś wygląda oferta Łukasiewicza dla biznesu?

Na ofertę Łukasiewicza składa się unikalny system „rzucania wyzwań”, dzięki któremu grupa 4 500 naukowców w nie więcej niż 15 dni roboczych przyjmuje wyzwanie biznesowe i proponuje przedsiębiorcy opracowanie skutecznego rozwiązania wdrożeniowego w ramach 4 kierunków naszej działalności – transformacji cyfrowej, inteligentnej mobilności, zdrowia i zrównoważonej gospodarki oraz energii. Angażuje przy tym najwyższe w Polsce kompetencje naukowców i unikalną w skali kraju aparaturę naukową. Co najważniejsze – przedsiębiorca nie ponosi żadnych kosztów związanych z opracowaniem pomysłu na prace badawcze. Łukasiewicz w dogodny sposób wychodzi naprzeciw oczekiwaniom biznesu. Przedsiębiorca może zdecydować się na kontakt nie tylko przez formularz na stronie <https://lukasiewicz.gov.pl/biznes/>, ale także w ponad 50 lokalizacjach: Instytutach Łukasiewicza i ich oddziałach w całej Polsce. Wszędzie otrzyma ten sam – wysokiej jakości – produkt lub usługę.

Tak pracujemy w pojedynczych projektach. Ale chcielibyśmy, aby wspomniana Izera stała się dla nas ciągiem takich projektów, tworzących jeden wielki program. Rzuciliśmy więc naszym naukowcom wyzwanie: jakiego rodzaju projekty są w stanie zrealizować, które mogłyby „obsługiwać” Izere? Mogą to być kwestie związane z certyfikacją i homologacją, z napędem, materiałami konstrukcyjnymi, a nawet z rodzajem lakieru. Zbieramy od instytutów

wszystkie te propozycje i najlepsze dofinansujemy w ramach naszej dotacji celowej.

#### Dofinansujemy, to znaczy?

Zapewnimy im wkład własny, a następnie z przedsiębiorcami przygotujemy wnioski i skierujemy je do Narodowego Centrum Badań i Rozwoju. Finalnie nie chodzi o to, byśmy przeprowadzili w Łukasiewiczu projekty badawczo-rozwojowe, a o to, byśmy wypracowali technologię, którą możemy sprzedać. A by była sprzedawalna, potrzebujemy firmy, która będzie ją wytwarzała. Mamy tu już dobre doświadczenia. Izera pomoże nam przeskalować współpracę z Polską Grupą Motoryzacyjną, skupiającą podmioty z branży motoryzacyjnej produkujące systemy i podsystemy do samochodów, również elektrycznych. Za kilka lat, gdy Izera wejdzie do produkcji seryjnej, będziemy gotowi, by te części i podzespoły znajdowały się w gotowym produkcie.

#### Mówimy tu o potencjalnie dobrze zapowiadającej się kooperacji nauki, biznesu i przemysłu. Jak natomiast – patrząc szerzej – ocenia pan dziś tę współpracę?

W Łukasiewiczu unikamy słowa „współpraca”, bo nie chodzi o to, by współpracować z biznesem, a o to, by robić biznes z biznesem. Miarą naszego sukcesu są dobre projekty, które będzie można sprzedać przedsiębiorcy.

Bardzo dobrze oceniam to, co udało nam się osiągnąć po półtora roku działalności – tak, jesteśmy wciąż stosunkowo młodą organizacją, bo istniejemy dopiero od 1 kwietnia 2019 roku. Może to brzmi zbyt optymistycznie i sami siebie nie powinniśmy chwalić, ale to przekonanie, że radzimy sobie dobrze, oparte jest na opiniach innych przedsiębiorców. Są wśród nich duże spółki Skarbu Państwa, w tym KGHM, PKP czy PKN ORLEN, ale także prywatne firmy jak Eneris i duże międzynarodowe korporacje, na przykład LG czy Hitachi ABB.

#### Ile do tej pory firm „rzuciło wyzwanie”?

Pierwsze wyzwanie uruchomiliśmy 15 listopada i od tamtego czasu udało nam się zrealizować ich aż 82, odpowiadając tym samym na ponad 150 problemów technologicznych. W wyzwaniach uczestniczyły 32 firmy, a z niektórymi z nich współpracowaliśmy więcej niż raz – w ciągu niecałego roku spółki te zgłosiły nam kilka projektów. Wygenerowaliśmy ponad 530 fiszek projektowych, czyli pomysłów, które mogą być zrealizowane. I, co najważniejsze – około 25% z nich (czyli ponad 100) zamieniło się albo w realizację finansowaną przez przedsiębiorców, albo we wniosek składany w Narodowym Centrum Badań i Rozwoju.

Należy pamiętać, że zajmujemy się innowacjami, tzn. że wymyślamy rzeczy, które dzisiaj istnieją tylko w literaturze i dopiero za 10, 15 lat staną się

technologiami, ale potrafimy też sprzedać projekt, który nawet nie był na pierwszym poziomie TRL-u (red. Technology Readiness Level – poziomy gotowości technologicznej), a na zerowym. Rozwiązanie, o którym mówię opierało się wyłącznie na analizie literatury. Duża międzynarodowa firma była gotowa zainwestować pierwsze pieniądze w jego rozwijanie. To brzmi dość optymistycznie jak na czasy kryzysu gospodarczego wywołanego epidemią.

### **A co z poziomem innowacyjności polskiego przemysłu chemicznego? Jak ocenia pan tę branżę?**

Staram się unikać takich generalizujących ocen, gdyż tak naprawdę „odkrywają” one tylko część branży. Z perspektywy Łukasiewicza „chemia” jest na pewno dobrze zorganizowana, ma swoje przedstawicielstwo – współpracujemy z Polską Izbą Przemysłu Chemicznego, która zrzesza firmy chemiczne i to jest bardzo cenna współpraca. Co więcej, branża ta ma silne podmioty publiczne i prywatne, co dla nas również jest niezwykle wartościowe. W portfolio mamy takie spółki, jak Synthos czy Grupa Azoty.

Przed branżą chemiczną wiele wyzwań związanych między innymi z wymogami zrównoważonej gospodarki i energii i digitalizacją przemysłu, stąd odnotowujemy duże zainteresowanie ze strony spółek chemicznych rozwiązaniami oferowanymi przez Łukasiewicza. Dla wzmocnienia zaplecza technologicznego przeprowadziliśmy w ostatnich miesiącach usprawnienie organizacyjne wśród Instytutów działających w obszarze chemii. Mianowicie połączyliśmy działające w ramach Sieci Badawczej Łukasiewicz – Instytut Biotechnologii i Antybiotyków oraz Instytut Farmaceutyczny z Łukasiewicz - Instytutem Chemii Przemysłowej. Skupione w ramach jednego instytutu kompetencje farmaceutyczno-chemiczne, a także infrastruktura badawcza pozwolą nam skutecznie reagować na potrzeby przemysłu, w szczególności chemicznego, farmaceutycznego, petrochemicznego, energetycznego i spożywczego. Integracja wysoko wyspecjalizowanych zespołów naukowych otworzy również nowe możliwości pozyskania międzynarodowych grantów i zagranicznych partnerów biznesowych do projektów o wysokim stopniu innowacyjności.

A tak na marginesie, jeden z pierwszych projektów, które zrealizowaliśmy w ramach naszego systemu wyzwań dotyczył właśnie branży chemicznej i inteligentnych nawozów. Konsorcjum złożone z Łukasiewicz – Instytutu Nowych Syntez Chemicznych, Grupy Azoty Puławy oraz Grupy Azoty Police otrzymało dofinansowanie w konkursie Szybka Ścieżka NCBR-u dla projektu Przyjazne dla środowiska nawozy o spowolnionym uwalnianiu składników. Z trzecim miejscem w rankingu konsorcjum uzyskało wsparcie na poziomie 3,8 mln zł! Budżet całego projektu to 6 mln zł.

### **Wracając do elektromobilności... Macie w zanzardru inne projekty w zakresie inteligentnego transportu?**

Posiadamy projekty związane z elektromobilnością, co jest dla nas bardzo perspektywiczne, gdyż chcemy konstruować nie tylko same samochody, ale również stacje ładowania. Mamy już nawet pierwsze prototypy. Jesteśmy zaangażowani w projekty związane z konstruowaniem czy certyfikowaniem baterii, czyli magazynów energii. Współpracujemy również z dwiema dużymi polskimi firmami w kontekście europejskiego projektu, w którym Komisja Europejska zgadza się na to, aby udzielić szczególnej pomocy publicznej. Komisja Europejska mówi, że w obszarze recyklingu baterii samochodów elektrycznych można w większym stopniu dofinansować te spółki, które potrafią rozwinąć technologie. I my dwóm takim firmom pomagamy w przygotowaniu technologii na recykling baterii samochodów elektrycznych. Dzisiaj tych pojazdów nie jest jeszcze tak dużo, a jeśli są, to raczej nie mają zużytych baterii, ale za kilka, kilkanaście lat będzie to ogromny problem. Chcemy, aby polskie firmy nie tylko były tu przygotowane, ale także, by były w tym obszarze liderem w Europie.

### **Kiedy planujecie zakończenie projektów?**

To projekty wieloletnie, będą się kończyły się za 3, 4 lata. Każdy z nich oczywiście ma swoje kamienie milowe, czyli pierwsze testy, pierwsze próby i pierwsze wyzwania, przed sobą.

### **Jak pan wspominał, Sieć Badawcza Łukasiewicz powstała ponad rok temu. Co było i jest dla was największym wyzwaniem?**

Gdyby ktoś zapytał pracowników Łukasiewicza o to, czy szklanka jest do połowy pusta, czy do połowy pełna, odpowiedzą, że pełna. Taką wyznajemy kulturę. Staramy się szukać szans i możliwości, a nie narzekać na bariery. Na nasz sukces przekłada się nie tylko liczba projektów, ale także zaangażowanie pracowników.

Opowiadam o Łukasiewiczu jak o całości, ale należy pamiętać, że dla nas projekt znaczy projektodawca, czyli lider. Staramy się zrobić jak najwięcej, żeby pracownicy Łukasiewicza i instytutów mieli szansę na to, aby realizować ambitne, interesujące i trudne projekty, które będą przynosiły im satysfakcję. Wydaje mi się, że w dużym stopniu to się udaje, ponieważ jeśli w tym systemie wyzwań dostaliśmy ponad 500 propozycji projektów, to reponsywność naszych naukowców jest duża.

*Rozmawiała Aleksandra Grądzka-Walasz,  
redaktor czasopisma „Chemia Przemysłowa”  
i portalu [www.kierunekCHEMIA.pl](http://www.kierunekCHEMIA.pl)*



# GRUNDFOS MACHINE HEALTH

**GRUNDFOS  
iSOLUTIONS** | A SMART SOLUTION  
FOR YOU

**30%**

Niższe koszty  
konserwacji

**75%**

Mniej  
awarii

**90%**

Niższe  
koszty naprawy

**45%**

Więcej  
czasu pracy

**GRUNDFOS POMPY**  
ul. Klonowa 23  
62-081 Przeźmierowo  
info\_gpl@grundfos.com  
tel. 61 650 13 00  
grundfos.pl



- INTELIGENTNY SPOSÓB NA ZARZĄDZANIE KONDYCJĄ URZĄDZEŃ WIRUJĄCYCH
- NIEZRÓWNANA DIAGNOSTYKA MASZYN W TWOIM ZAKŁADZIE
- ZAAWANSOWANA DIAGNOSTYKA
- ABONAMENT NA SPRAWNE URZĄDZENIA

be  
think  
innovate

**GRUNDFOS**



# ELEKTROWNIE WIELOPALIWOWE

mgr inż. Wojciech Sikorski  
niezależny ekspert

Sektor energetyczny podlega stałemu rozwojowi na całym świecie. Zmianie ulega koniunktura rynku paliw, technologie, stosunki międzypaństwowe wpływające między innymi na handel. W ramach właściwie zarządzanego państwa istotne jest także zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego, stojącego na jak najwyższym poziomie.

Recept na sprostanie wymienionym powyżej kwestiom jest kilka. Można spoglądać w stronę dotowania mikroinstalacji prosumenckich, w kierunku zapewnienia nowoczesnych form magazynowania energii elektrycznej (oraz ciepłej), czy też myśleć o zagwarantowaniu odpowiedniego zaplecza surowcowego w postaci bazy paliw. W ramach tematu bezpieczeństwa energetycznego często rozpatruje się także dywersyfikację źródeł pozyskiwania energii. Podobnie jest i w tym przypadku. Jednak tutaj rozpatrywana jest ona w kontekście wykorzystania kilku rodzajów surowców energetycznych w tej samej

jednostce kotłowej. Rozwiązania tego typu stosowane są już w wielu zakątkach świata. W niniejszym artykule przytoczonych zostanie kilka przykładów zakładów energetycznych, mogących poszczycić się tym, iż problem z ewentualną dostępnością paliwa praktycznie ich nie dotyczy.

Pierwszym z opisywanych zakładów energetycznych jest elektrociepłownia zlokalizowana w miejscowości Avedøre w Danii (na południe od Kopenhagi). Do generowania energii ciepłej i elektrycznej wykorzystuje się w niej gaz ziemny, olej opałowy, słomę oraz pelet drzewny. Przedsiębiorstwo to może poszczycić

ELEKTROCIĘPŁOWNIA  
FORTUM W ZABRZU





# EES<sup>®</sup>

## ENERGO - EKO - SYSTEM Sp. z o.o. Katowice

### OFERUJEMY:

kompleksowo nowoczesne układy transportu pneumatycznego materiałów sypkich o nazwie TRANSFLUID. System tworzą zunifikowane konstrukcyjnie urządzenia transportowe, specjalistyczna armatura oraz odpowiednio zaprogramowana aparatura sterownicza.

Zastosowanie technologii TRANSFLUID transportu pneumatycznego skierowane jest do:

- elektrowni;
- cementowni;
- zakładów wapienniczych;
- hut i procesów przetwórczych w przemyśle hutniczym;
- koksowni;
- przemysłu chemicznego.

### WYKONUJEMY:

- projekty technologiczne;
- transport na bliskie i dalekie odległości do stacji pośrednich i zbiorników retencyjnych o pojemnościach liczonych w tys. ton;
- załadunek na samochody i wagony kolejowe w postaci suchej i zwilżonej;
- pełne systemy sterowania procesem technologicznym
- nadzory nad montażem;
- rozruchy instalacji transportu pneumatycznego.

### ZAPEWNIAMY:

- szkolenie osób wykonujących serwis zewnętrzny;
- doradztwo techniczne.

### PRODUKUJEMY:

- własne urządzenia ciśnieniowe;
- własną armaturę i urządzenia specjalistyczne;
- urządzenia aeracji i wyposażenia zbiorników magazynowych;
- części zapasowe do naszych urządzeń.

### ŚWIADCZYMY SERWIS:

- gwarancyjny oraz eksploatacyjny;
- przeglądy wyprodukowanych zaworów i urządzeń;
- wymianę zużytych elementów;
- regeneracje uszkodzonych elementów;
- naprawy bieżące;
- prace serwisowe u klienta jak i w warsztacie firmy.



się mianem jednej z najbardziej energooszczędnych elektrowni na świecie, gdyż konwertuje blisko 94% energii zawartej w stosowanych paliwach, zaś sprawność elektryczna wynosi w jej przypadku 49%. Już w latach osiemdziesiątych XX wieku, kiedy to budowany był pierwszy z bloków obecnej elektrociepłowni, rozpatrywano i starano się stosować rozwiązania technologiczne, które w przyszłości pozwolą, a przynajmniej ułatwią rozwinięcie wachlarza wykorzystywanych surowców energetycznych. Plany zaczęto na dużą skalę realizować w roku 2001 podczas budowy drugiego bloku. Główna jednostka kotła o wysokości około 80 metrów dostosowana jest do wielopaliwowej pracy lub też wykorzystywaniu tylko jednego z wymienianych paliw (poza słomą), do których należy dodać także węgiel, gdyż istnieje możliwość zasilania układu właśnie tym paliwem. Drugi kocioł zasilany jest słomą. Jest on specjalną jednostką, wyposażoną we wszelkie możliwe zabezpieczenia związane z możliwymi problemami dotyczącymi spalania biomasy (w przypadku słomy są to głównie agresywne osady na bazie chlorków). Kocioł ten spala do 25 ton słomy na godzinę, co pozwala na uzyskiwanie 120 MW wysokociśnieniowej pary. Elektrociepłownia stworzona jest jako układ gazowo-parowy, który poza wspomnianym ciągiem parowym współtworzą dwie turbiny gazowe, każda o mocy 55 MW. Są one zintegrowane z kotłem odzysknicowym. Pozwalają one na bardzo elastyczną pracę oraz szybki rozruch układu. Wysoką sprawność oraz energooszczędność elektrociepłownia ta zawdzięcza też zastosowaniu parametrów ultranadkrytycznych (300 barów oraz 600°C).

### Ferrybridge Multifuel

Kolejnym z przybliżonych zakładów energetycznych jest Ferrybridge Multifuel zlokalizowany na terenie elektrowni Ferrybridge C (Anglia). Budowę rozpoczęto w roku 2011 i została ona zakończona cztery lata później. Elektrownia została zaprojektowana tak, by móc spalać paliwa różnego rodzaju, w tym także zróżnicowaną biomasę. Moc zakładu to 68 MW. Jeszcze przed otwarciem zaczęto projektowanie drugiej, bliźniaczej elektrowni, która zostanie zlokalizowana po sąsiedzku. Ma odznaczać się ona delikatnie wyższą mocą (90 MW), która uzyskiwana będzie między innymi przez termiczne przekształcanie odpadów przemysłowych, w tym głównie odpadów drzewnych. Projektowa ilość utylizowanych w ten sposób odpadów w ciągu roku to 675 000 ton. Ma to być swego rodzaju zrównoważenie w zakresie generowania energii elektrycznej dla lokalnej społeczności oraz zapewnienie miejsc pracy po zamknięciu elektrowni Ferrybridge C (opalana węglem). Na terenie pracującego już bloku wielopaliwowego testowana jest także instalacja, będąca wstępem do technologii związanej z sekwestracją. Obecnie jednak wykorzystywana jest jedynie do wychwytywania dwutlenku węgla.

Trzecim, a zarazem ostatnim z analizowanych zakładów energetycznych, jest elektrociepłownia w Zabrze, stworzona tam przez spółkę Fortum. Jej praca została zainaugurowana 20 września 2018 roku. Charakteryzuje się bardzo dobrymi osiągnięciami pod względem ekologicznym, dzięki czemu bez problemu spełnia panujące obecnie wszelkie standardy środowiskowe oraz BAT. Główny nacisk kładziony jest w tym przypadku (jak i w większości elektrociepłowni) na generowanie ciepła sieciowego. Odbiorcy to około 70 000 gospodarstw domowych w Zabrze oraz Bytomiu. Dzięki tej inwestycji możliwe jest wyłączenie bloków węglowych, co bezpośrednio wpłynie pozytywnie na sprawność generowania energii elektrycznej i ciepła, a tym samym na stan środowiska w rejonie dwóch wspomnianych miast. Nowa elektrociepłownia ma moc zainstalowaną równą 225 MW, co pozwala na wytwarzanie w ciągu roku około 730 GWh energii elektrycznej oraz 550 GWh energii cieplnej. Obiekt ten bez wątpienia przyczyni się także do zagospodarowania odpadów komunalnych w danej lokalizacji. Jest on bowiem zasilany mieszkanką węgla oraz wspomnianych odpadów (RDF), które mogą dochodzić nawet do 50% objętości wsadu. Uzupełnieniem może być także biomasa.

Konwertowanej energii na świecie jest z każdym rokiem coraz więcej. Wynika to ze stale rosnącego zapotrzebowania na nią, tak ze strony przemysłu, jak i zwykłych konsumentów. Obecnie silnie rozwijane są mikroinstalacje, umożliwiające zapewnienie użytkownikowi dostaw energii przeznaczonych na potrzeby własne, a jednocześnie oddawanie nadwyżek do krajowej sieci elektroenergetycznej. Nie każdego jednak stać na takie rozwiązania, nawet w przypadku możliwości otrzymania dofinansowania, które tak naprawdę okazuje się być refundacją. W związku z tym niezbędne są pewne źródła generujące energię. Należy jednak wziąć pod uwagę, że wraz ze stale postępującym wzrostem zapotrzebowania na energię, maleje ilość dostępnych kopalnych surowców energetycznych. Co więcej, historia pokazuje nam co pewien czas, że surowce tego typu mogą być punktem zapalnym konfliktów zbrojnych, które następnie pociągają za sobą ogromne straty na wielu płaszczyznach.

Czy zatem nie należy starać się o to, aby jednostki kotłowe mogły być kompatybilne z różnego rodzaju paliwami? Oczywiście technologie takie mają pewne utrudnienia w kontekście wprowadzania ich do użytku. Po pierwsze, są to swoiste zawiłości techniczne. Po drugie, narażenie na zwielokrotnioną ilość zagrożeń celujących w samo prowadzenie procesu eksploatacji, jak również w trwałość instalacji i poszczególnych urządzeń energetycznych – wynika to z dużej ilości czynników degradacyjnych. Ostatecznie – po trzecie – dochodzi czynnik ekonomiczny, a więc wysokie koszty budowy. Postawić jednak należy pytanie, czy bardziej opłacalny nie byłby zatem mniejszy blok energetyczny w technologii wielopaliwowej, w porównaniu do wznoszonych ogromnych jednostek zasilanych węglem?





budujemy możliwości  
porozumienia

**OD 27 LAT DZIAŁAMY NA RYNKU  
WYDAWNICZYM I KONFERENCYJNYM.  
NASZYM CELEM JEST BUDOWANIE  
PRZYSZŁOŚCI POLSKIEGO  
PRZEMYSŁU.**

- ▶ Bądź na bieżąco z tym, co dzieje się w branżach: energetycznej, chemicznej, farmaceutycznej, kosmetycznej, spożywczej, surowców skalnych, wodno-kanalizacyjnej oraz w technice pompowej
- ▶ Miej dostęp do aktualnej wiedzy, poznaj wypowiedzi ekspertów i praktyków
- ▶ Zaprezentuj swoją ofertę osobom decyzyjnym
- ▶ Poszerzaj sieć zawodowych kontaktów



## KONFERENCJE

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



## MAGAZYNY BRANŻOWE

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



## PORTALE

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



32 415 97 74



biuro@e-bmp.pl



www.kierunekBMP.pl



# ZAGROŻENIA POŻAROWE I WYBUCHOWE PELETU RDF

**mgr inż. Janusz Januszewski**


RWE Generation UK plc, Politechnika Łódzka

**dr hab. inż. Dorota Brzezińska**

Politechnika Łódzka

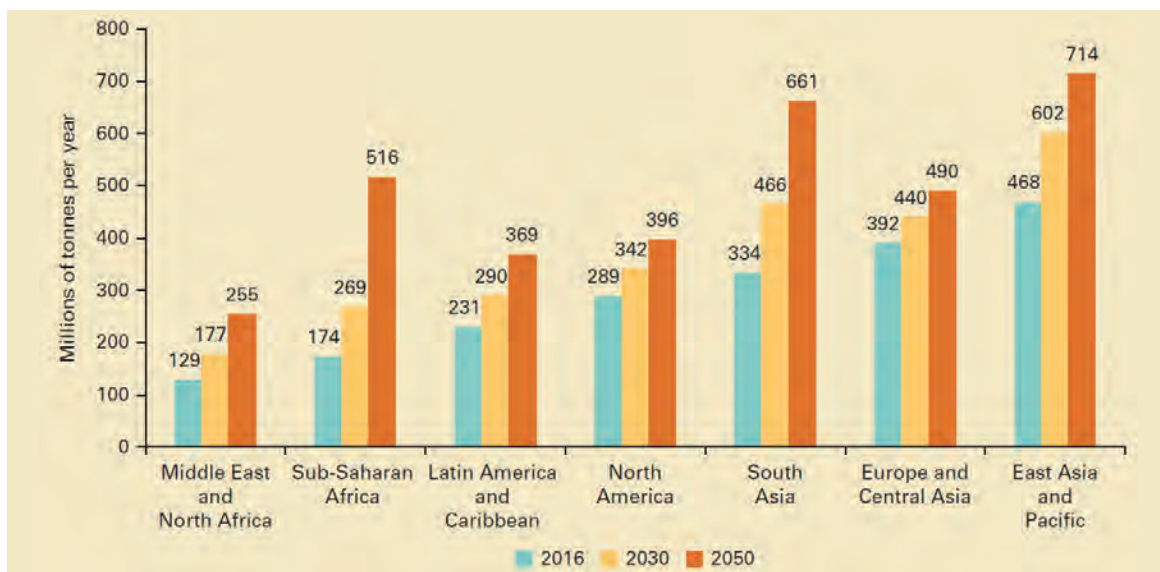
Negatywne oddziaływanie paliw kopalnych na środowisko skłoniło rządy państw rozwiniętych do poszukiwań alternatywnych źródeł energii, przy jednoczesnym zapewnieniu długoterminowych zdolności energetycznych zakładów energetycznych [1]. Technologia paliw alternatywnych (RDF, *ang. Refuse Derived Fuel*) została stworzona w USA we wczesnych latach siedemdziesiątych XX wieku [2]. Obecnie RDF jest wprowadzany na całym świecie w przemyśle wytwórczym i jest uważany za sprawdzoną technologię. Pelety RDF są końcowym produktem przetwórstwa sortowanych stałych odpadów komunalnych (MSW, *ang. Municipal Solid Waste*). Ich frakcje palne i niepalne są oddzielane, a następnie palne ekstrakty są przetwarzane do postaci peletów lub brykietów, nadających się do spalania w kotłowniach przemysłowych.





Głównym problemem jest fakt, że RDF ma tendencję do samonagrzewania się, a kumulacja ciepła może stanowić poważne zagrożenie, szczególnie w przypadku dużych magazynów, w których może dojść do niekontrolowanego wzrostu temperatury i samoistnego zapłonu

**RYS. 1**  
Przewidywane przyrost wytwarzania odpadów z podziałem na regiony świata [3]



**RDF paliwem przyszłości**

RDF zyskał na znaczeniu jako paliwo alternatywne dzięki uświadomieniu sobie przez rządy krajów rozwiniętych, jak ogromne są ilości nienadających się do recyklingu palnych materiałów odpadowych, które można wyeliminować ze składowisk i przetworzyć w produkt, który następnie może znakomicie zastąpić paliwa tradycyjne [3, 4]. Do produkcji RDF wykorzystuje się zarówno odpady komunalne, jak i opony, odpady po rozpuszczalnikach, tworzywa sztuczne, odpady motoryzacyjne, papier i karton, odpady zwierzęce, oleje (oleje odpadowe), trociny i drewno odpadowe, masę włóknistą z zakładów papierniczych, osady ściekowe czy tekstylia (głównie dywany). RDF jest obecnie spalany najczęściej w spalarniach odpadów komunalnych przystosowanych do współspalania paliwa alternatywnego lub specjalnych obiektach energetycznych odpowiednio przystosowanych do spalania tego rodzaju paliwa (posiadających status spalarni odpadów). Jest on także wykorzystywany do współspalania w przemyśle cementowym i w kotłach energetycznych, zastępując tam częściowo paliwa kopalne. Na diagramach pokazano przewidywane wytwarzanie

odpadów z podziałem na regiony świata (rys. 1) oraz uśredniony globalny skład odpadów (rys. 2).

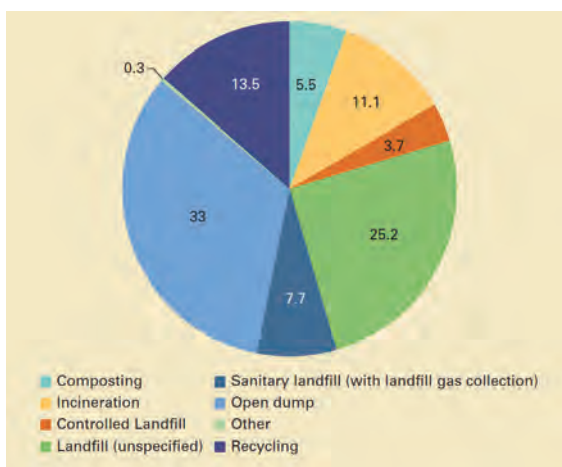
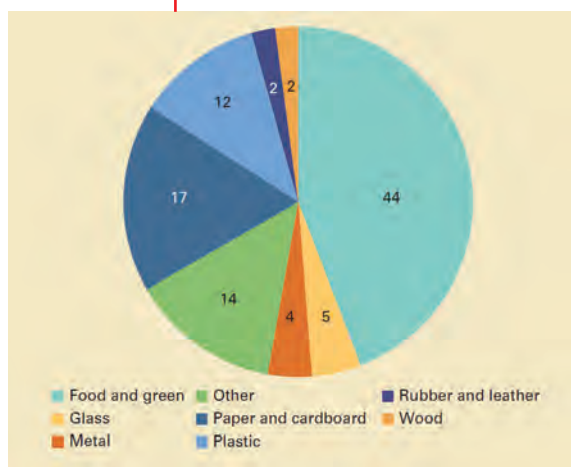
Uznaje się, że efektywne wykorzystanie RDF jako źródła energii przyczynia się do powstania gospodarek opartych na recyklingu [3, 5]. Wkład technologii RDF pomaga w zarządzaniu spalaniem sortowanych stałych odpadów komunalnych MSW i w związku z tym RDF bez wątpienia zmniejsza masę składowanych odpadów. Jest to szczególnie ważne na obszarach silnie zurbanizowanych, gdzie ilość tych odpadów jest olbrzymia. Zarówno metody przetwórstwa odpadów, jak i sposób ich dalszego wykorzystania są bardzo różne. Począwszy od różnych form składowania, poprzez spalanie, aż po recykling. Udział poszczególnych form przetwarzania i unieszkodliwiania odpadów w skali światowej pokazano na diagramie (rys. 3).

Produkcja RDF przebiega najczęściej w kilku etapach. Należą do nich:

- sortowanie komunalnych odpadów stałych;
- separacja części palnych i niepalnych;
- granulacja ekstraktu palnego;
- spalanie w kotłach elektrowni.

Każdy z powyższych etapów produkcji związany jest z indywidualnymi procesami przetwórczymi

**RYS. 2**  
Globalny skład odpadów (%) [3]



**RYS. 3**  
Globalne przetwarzanie i unieszkodliwianie odpadów (%) [3]



i jednocześnie odmiennymi zagrożeniami. Ponieważ w najbliższych latach spodziewany jest dalszy globalny wzrost produkcji RDF, prowadzone w związku z tym badania koncentrują się przede wszystkim na związanych z tym kwestiach bezpieczeństwa. Celem jest, aby wdrożone technologie i systemy bezpieczeństwa pozwoliły na stwierdzenie, że przeładunek, przechowywanie i transport luzem RDF są postrzegane jako bezpieczne i aby przemysł mógł uznać je za paliwo łatwo dostępne i bezpieczne [4].

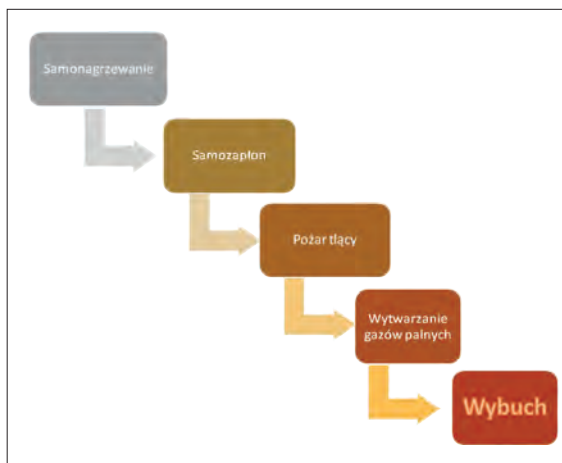
Zdarzenia w elektrowniach przemysłowych, jakie miały miejsce na przestrzeni ostatnich 30 lat, nie dają jednak wątpliwości, że przetwarzanie i przechowywanie RDF, ze względu na jego właściwości fizyczne, wiąże się z wymiernym ryzykiem pożaru i wybuchu. Liczba historycznych pożarów i wybuchów pokazała, że ze składowaniem peletu związane jest potencjalne ryzyko obrażeń i/lub śmierci ludzi, a co za tym idzie, należy w tym obszarze zastosować dodatkowe odpowiednie i skuteczne środki bezpieczeństwa.

### Zagrożenie pożarem i wybuchem RDF

Głównym problemem jest fakt, że RDF ma tendencję do samonagrzewania się, a kumulacja ciepła może stanowić poważne zagrożenie, szczególnie w przypadku dużych magazynów, w których może dojść do niekontrolowanego wzrostu temperatury i samoistnego zapłonu [1, 3, 6-8].

Znaczne ryzyko samozapłonu wykazuje szczególnie RDF wytwarzany ze stałych odpadów komunalnych MSW ze względu na niską temperaturę występowania tego zjawiska –  $75^{\circ}\text{C} \pm 5^{\circ}\text{C}$ . Istotnym czynnikiem generującym ciepło wewnętrzne jest utlenianie chemiczne oraz wysoka zawartość wilgoci. Dochodzi wówczas do niszczenia struktury granulek i zwiększenia ich podatności na zwilgocenie i degradację, mogącą z czasem powodować wzrost zagrożenia pożarowego.

Pelety RDF reagują z wodą i parą wodną, a ich wilgotność na poziomie 20% lub powyżej powoduje zmiany w strukturze materiału, przy których rozpoczyna się chemiczne utlenianie i samonagrzewanie (temperatura samozapłonu waha się w zakresie  $75\text{-}85^{\circ}\text{C}$ ). W związku z tym, w składowanych pryzmach należy unikać temperatur powyżej  $70^{\circ}\text{C}$ . Potencjał samonagrzewania się RDF może się jednak znacznie różnić w zależności od rodzaju materiału i jego pochodzenia. Może na niego wpływać wiele różnych czynników, takich jak: wytwórca, partia, proces segregacji i pora roku (głównie ze względu na nieprzewidywalny charakter MSW przyjmowanych w sortowniach), starzenie się i/lub degradacja (z powodu różnych metod obchodzenia się z materiałem). Także rodzaj składowania i lokalizacja składowiska mogą dodatkowo wpływać na właściwości paliwa i wpływać na nie [2, 5-7, 9-20]. Sekwencja reakcji łańcuchowych rozpoczynających się od samonagrzewania, poprzez samozapłon i pożar tłący wytwa-



**RYS. 4**  
Sekwencja reakcji łańcuchowych prowadząca do wybuchów [21]

rzający gazy palne, które finalnie mogą doprowadzić do wybuchu, przedstawiona została na rys. 4.

Przykładowe skutki zdarzenia wybuchowego w jednym z zakładów energetycznych przedstawiono poniżej. Na zdjęciu 1 pokazano silos, w jakim przechowywano pelet RDF, pod którym, w przestrzeni serwisowej (fot. 2), nastąpił wybuch gazów nagromadzonych po zainicjowaniu procesu pożaru tłącego w silosie. Widoczne jest kompletne zniszczenie dachu i elementów konstrukcyjnych znajdujących się w górnej części silosa. Na fot. 3 pokazano przesyp, który znajdował się w kolejnym segmencie instalacji transportowej, który także uległ silnym zniszczeniom. Z kolei zdjęcia 4 i 5 pokazują zniszczenia będące konsekwencją pożaru wtórnego, jaki powstał po wybuchu. Przedstawione skutki zdarzenia pokazują jak silnym zniszczeniem uległa cała konstrukcja obiektu transportu i przechowywania peletu RDF. Oczywiście, poza bezpośrednimi kosztami związanymi z koniecznością naprawy urządzeń, zakład



**FOT. 1**  
Silos do przechowywania peletu RDF po wybuchu (fot. J. Januszewski)

FOT. 2

Przestrzeń serwisowa pod silosem po wybuchu RDF (fot. J. Januszewski)



FOT. 3

Widok przesyphu po wybuchu RDF (fot. J. Januszewski)



FOT. 4

Przenośnik zniszczony przez pożar po wybuchu RDF (fot. J. Januszewski)



FOT. 5

Widok przesyphu po wybuchu RDF (fot. J. Januszewski)



poniósł ogromne straty wynikające z długotrwałego przestoju.

### Zapobieganie pożarom i wybuchom RDF

Jednym z najważniejszych aspektów zapobiegania powstawaniu pożarów i wybuchów na składowiskach RDF jest detekcja potencjalnych źródeł pożaru peletu. Uwolnienia lotnych produktów spalania można spodziewać się w tym przypadku już w przedziale 150-550°C [7], co powinno być podstawą do doboru odpowiednich metod detekcji.

Dodatkowym problemem są trudności z gaszeniem pożarów peletu RDF. Należy unikać gaszenia za pomocą wody, ponieważ może to spowodować zapadanie się materiału składowanego i wypychanie uwalniających się gazów palnych w powstającą wolną przestrzeń. W takich warunkach, jeżeli temperatura wewnętrzna tłącego się pożaru osiągnie powyżej 700°C, może nastąpić reakcja woda-gaz,  $C + H_2O \rightarrow H_2 + CO$ . Najlepszą metodą ugaszenia pożaru peletu jest możliwość jego wygarnięcia się na zewnątrz składowiska i dogaszanie na zewnątrz.

Istotnym czynnikiem w zapobieganiu kolejnym wypadkom jest wyciąganie wniosków ze zdarzeń historycznych. Niestety doświadczenie pokazuje, że firmy nie tylko nie wymieniają się tymi doświadczeniami, ale nawet nie zawsze skrupulatnie archiwizują dane na temat zdarzeń zaistniałych we własnych zakładach i zdarza się, że wielokrotnie popełniane są te same błędy.

Zalecenia, jakie są już znane obecnie, minimalizujące ryzyko powstawania zbyt wysokiej temperatury w magazynach peletu, są następujące:

- nie należy nakładać kolejnych warstw peletu, przed całkowitym opróżnieniem zbiornika;
- należy minimalizować czas przechowywania oraz regularnie opróżniać i czyścić zbiorniki;
- należy unikać mieszania granulek o różnych parametrach fizycznych lub różnej zawartości wilgoci;
- należy przeprowadzać regularne przeglądy całego systemu obsługi (przenośników, magazynów, urządzeń nadzoru);
- na przenośnikach należy zainstalować czujniki IR pracujące na zasadzie pomiaru promieniowania ciała doskonale czarnego, wykrywające przegrzewający się materiał lub urządzenia;
- w zasobnikach należy umieścić czujniki CO i temperatury;
- należy opracować plany konserwacji dla wszystkich urządzeń mechanicznych, na przykład przenośników, zaworów, urządzeń monitorujących, urządzeń do wykrywania pożaru i ochrony przeciwpożarowej;
- wszyscy pracownicy i konserwatorzy powinni być wyposażeni w osobiste detektory gazu mierzące zarówno zawartość tlenku węgla (CO), jak i tlenu (O<sub>2</sub>).



\*\*\*

Podsumowując należy stwierdzić, że do zapewnienia odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa produkcji, transportu, przechowywania spalania peletu RDF wymagane są jednolite standardy dotyczące bezpiecznego obchodzenia się z tym granulem, zarówno w zastosowaniach komercyjnych, jak i przemysłowych. Obecnie tworzone są w tym zakresie standardy ISO, które miejmy nadzieję, że wkrótce zostaną opublikowane.

Celem badań przeprowadzanych obecnie na Politechnice Łódzkiej jest przegląd bezpośrednich przyczyn, które doprowadziły do pożarów i wybuchów związanych z RDF, jakie miały miejsce w ostatnich latach na świecie, a które niestety często nie wywoływały większej reakcji ze strony organów regulacyjnych lub przemysłu wytwórczego. Realizowany projekt bezpieczeństwa pożarowego RDF zakłada stworzenie rozwiązań zapewniających, że pożar RDF można szybko wykryć, zlokalizować i ugasić bez niedopuszczalnego uszkodzenia instalacji, przez co rozumie się, że:

- nie rozprzestrzeni się on wewnątrz poza początkowo zapalone paliwo,
- nie rozprzestrzeni się on na zewnątrz do innych budynków lub zakładów przetwórczych (na terenie zakładu lub poza nim),
- nie spowoduje on niedopuszczalnych szkód w środowisku.

Wiadomym jest bowiem, że aby RDF mógł nadal odgrywać rolę na niestabilnym i trudnym rynku energii, musi być postrzegany jako łatwo dostępne, tanie i niezawodne źródło energii. Jeżeli straty finansowe wynikające z przerw w działalności zakładów stosujących RDF będą się zdarzać często, to zaufanie do tego sektora zniknie. I chociaż najważniejsze jest, aby zapobiec obrażeniom i/lub śmierci ludzi, należy jednocześnie wziąć pod uwagę utratę reputacji przedsiębiorstw, ponieważ bezpieczne dostawy energii utrzymają zaufanie rynku.

## Literatura

1. Edo M., *The Combined Effect of Plastics and Food Waste Accelerates the Thermal Decomposition of Refuse-Derived Fuels and Fuel Blends*, 2016 [cited 7/13/2018 7:06:40 AM], <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0016236116302277>>. ISBN 0016-2361.
2. Nicholas P., *Dust Explosion and Fire Prevention Handbook : A Guide to Good Industry Practices*, CHEREMISINOFF, Print ISBN: 9781118773505.
3. Kaza S., Yao L.C., Bhada-Tata P., Van Woerden F., 2018. What a Waste 2.0 : A Global Snapshot of Solid Waste Management to 2050. Urban Development; Washington, DC: World Bank. © World Bank. <https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/30317> License: CC BY 3.0 IGO."
4. Sapuay G. P., *Resource Recovery through RDF: Current Trends in Solid Waste Management in the Philippines*, 2016, <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1878029616301190>>. ISBN 1878-0296.
5. Sakka, M., Detection of Hydrogen Gas-Producing Anaerobes in Refuse-Derived Fuel (RDF) Pellets. *Bioscience, Biotechnology, and Biochemistry*, Nov, 2005, vol. 69, no. 11. pp. 2081-2085. ISSN 0916-8451.
6. Yasuhara A., Amano Y., Shibamoto T., *Investigation of the Self-Heating and Spontaneous Ignition of Refuse-Derived Fuel (RDF) during Storage*, 2010. <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0956053X09004747>>. ISBN 0956-053X.
7. Lijing G.; Takashi T. Takeshi S., Possibility of Refuse Derived Fuel Fire Inception by Spontaneous Ignition. Mar, 2005, no. 99. pp. 173-178 NDL.

## O AUTORACH

**mgr inż. Janusz Januszewski** pracuje na stanowisku Fire Safety Manager w RWE Generation UK PLC. Członek komitetów ISO ds bezpieczeństwa paliw alternatywnych: ISO/TC 238 WG 7 – Safety of Solid Biofuels ISO/TC 300 WG 6 – Safety of Solid Recovered Fuels

Jest także doktorantem Wydziału Inżynierii Procesowej i Ochrony Środowiska Politechniki Łódzkiej. E-mail: janusz.januszewski@rwe.com

**Dr hab. inż. Dorota Brzezińska** jest Adiunktem Naukowo-Badawczym Wydziału Inżynierii Procesowej i Ochrony Środowiska, Politechniki Łódzkiej. Zajmuje się między innymi zagadnieniami związanymi z bezpieczeństwem pożarowym obiektów przemysłowych. E-mail: dorota.brzezinska@p.lodz.pl

8. Icove, D. J., Haynes, G. A., Kirk, P. L. *Kirk's Fire Investigation*. eds., Eighth edition, NY: Pearson, 2018. ISBN 9780134237923.
9. Gao L., Hirano T., *Process of Accidental Explosions at a Refuse Derived Fuel Storage*, 2006. <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0950423005000665>>. ISBN 0950-4230.
10. Morrison D., Hart R. J., Guidelines for Identifying and Mitigating Thermal Hazards of Sustainable Materials. *Process Safety Progress*, Jun, 2012, vol. 31, no. 2. pp. 174-181. <<https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/prs.10505>> ISSN 1066-8527.
11. Ogle R. A., Dillon, S. E., Fecke M., Explosion from a Smoldering Silo Fire. *Process Safety Progress*, Mar, 2014, vol. 33, no. 1. pp. 94-103. <<https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/prs.11628>> ISSN 1066-8527.
12. Vasconcelos C., Barros R., Martins-Dias S., Insight on the self-ignition behaviour of RDF components, Energy and Environmental Engineering Research Group, Instituto Superior Técnico, Lisboa, Portugal.
13. HOGLAND W., MARQUES M., Physical, Biological and Chemical Processes during Storage and Spontaneous Combustion of Waste Fuel. *Resources, Conservation & Recycling*, 2003, vol. 40, no. 1. pp. 53-69. Available from <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0921344903000259>> ISSN 0921-3449.
14. Fu Z., Li X., Koseki X. *Heat Generation of Refuse Derived Fuel with Water*, 2005. <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0950423004000889>. ISBN 0950-4230.
15. Li X., *Thermal Characteristics and their Relevance to Spontaneous Ignition of Refuse Plastics/Paper Fuel*, 2009 [cited 7/13/2018 7:05:00 AM]. Available from <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0950423008001198>>. ISBN 0950-4230.
16. (Per Blomqvist, Bror Persson 2003) Spontaneous Ignition of Biofuels - A Literature Survey of Theoretical and Experimental Methods, SP AR 2003:18, Fire Technology, Borås 2003.
17. Persson H., Silo Fires - Fire extinguishing and preventive and preparatory measures. Swedish Civil Contingencies Agency (MSB), SE-651 81 Karlstad Phone +46 (0)771-240 240 [www.msb.se/en](http://www.msb.se/en). Publ. No. MSB586 - July 2013 ISBN: 978-91-7383-364-6
18. Koseki H., Iwata Y., Momota M., Report on the Assessment of Hazardous Potential of Fuels generated from the Waste and Spent materials, National Research Institute of Fire and Disaster, Published on March, 2007.
19. Takeshi S., Takashi T., Yoshio O., Chihong I., A Study on Extinction of RDF (Refuse Derived Fuel) Pile, National Research Institute of Fire and Disaster, 3-14-1, Nakahara-cho Mitaka-shi, Tokyo 181-8633, Japan.
20. Dayana S., Abnisa F., Daud W., Aroua M.. (2016). A review on pyrolysis of plastic wastes. *Energy Conversion and Management*. 115. 308-326. 10.1016/j.enconman.2016.02.037.
21. Januszewski J., Brzezińska D., Zagrożenia pożarowe i wybuchowe związane ze składowaniem peletu RDF w elektrowniach przemysłowych, XIX Konferencja Naukowo-Techniczna, Bezpieczeństwo Instalacji Przemysłowych, BMP, Szczecin, 28-30 września 2020 r.



Jerzy Łaskawiec

Wrocław, 14 października 2020 r.

## Kto wie? Co będzie skutkiem naszych ludzkich działań?

Mysłenie skutkujące zmianą istotną stanu rzeczy wielkiej jest właściwe demiurgom, a czy również człowiekowi? Czy człowiek swymi zaklęciami (*wishful thinking*), a nawet czynami materialnymi na jego skalę, może zmusić glob (ZIEMIĘ) do zmiany określonego jego stanu? Od jakiegoś 250 lat, gdy nastąpiło Oświecenie (wiek rozumu, wiek filozofów), gdy zaskutkowało to rozwojem nauki, oświaty i sformułowaniem nowych norm społecznych, rozpoczęła się arogancka epoka przeświadczenia, że skoro „wszystko” jest jakoś logiczne, skoro każdy skutek ma przyczynę i że człowiek, który (czasem) kieruje się logiką, to automatycznie człowiek ma wpływ na to „wszystko”.

Najważniejsze koncepcje filozoficzne wyrosłe z tamtej epoki to racjonalizm (zakłada on, że w działaniach należy kierować się rozumem) i empiryzm, który przyjmował, że wszelką wiedzę zdobywa się poprzez doświadczenie. Racjonalizm powinien wskazywać takie przypuszczenie, że wszystko, co ma skutkować, musi być ważone skalą tych działań w stosunku do swoiście pojmanego skutku. Newton słusznie zauważył, że oddziaływanie wzajemne jest proporcjonalne do „mas” ciał – inaczej mówiąc człowiek, a nawet cała ludzkość, to za mała masa. Empiryzm wskazywałby na konieczność uprzedniej weryfikacji doświadczalnej głoszonych tez.

Wiarygodność doświadczenia to możliwość jego dowolnie częstego powtarzania z takim samym skutkiem. W swojej skali zrozumieli i stosują to fizycy, chemicy, energetycy, fizycy kwantowi i astronomowie. Nie potrafią tego jednak przyjąć do wiadomości psychologowie społeczni, politycy i ideologowie występujący w imieniu swoim, ale i – jak mniemają – demiurga.

Do czego zmierzam tym wstępem? Po raz kolejny pojawiają się tezy programu o naszej przyszłości energetycznej (na razie do roku 2040, a w zakresie paliwa węglowego do roku 2060), ale nigdzie nie można znaleźć założeń do ich realizacji. Na pierwszym roku ekonomii uczą studentów, że aby powstał realny PROJEKT muszą być znane, ale i zagwarantowane wszelkie środki do niego prowadzące, nie tylko wyznaczony kierownik projektu (jak

to zrobiono dla CPL). Winien być określony jego sponsor, który nie będzie zmieniany 5 razy w ciągu kadencji. Przede wszystkim powinny być zapewnione konieczne zasoby materialne (gotówka lub kredyty), zasoby ludzkie, winny być określone ryzyka, a ogólnie ma być profesjonalny project management.

Projekt z zasady musi być: specyficzny, mierzalny, ambitny, realny i terminowy. Dwie ostatnie cechy bardzo rzadko w polskich warunkach są dotrzymywane. Sam przymiotnik „ambitny” na pewno nie wystarczy. Ciągła restrukturyzacja struktur, którym nominalnie przypisano w ustawie o działach odpowiedzialność za bezpieczeństwo energetyczne, czyli bezpieczeństwo państwa, to droga donikąd. Jak to się mówi, od mieszania łyżeczką herbata nie robi się słodsza, tak od samej restrukturyzacji organizacji nie przybywa jej materialnych skutków. Słowo „odpowiedzialność za sektor energetyki” w żadnej mierze u nas nie jest równoznaczne z odpowiedzialnością adekwatną do znaczenia zadania, co najwyżej kończy się wymianą człowieka.

Mocno wierzę w to, jak śpiewał Niemen, że ten świat jednak nie zginie. W poprzednim felietonie pisałem, że nawet takie autorytety jak USA dają się zwieść utopii, że wola w takich sprawach (jak w ich przypadku w sprawach ekologicznych) potrafi sama naprawić ich świat, nie niosąc za sobą ryzyk BlackOut. Podejmujemy działania legislacyjne dające złudne poczucie zrealizowania jakichś celów, nie zdając sobie sprawy z ich dalekosiężnych skutków. Przykładowo, ostatni problem w krajach UE to konieczność poradzenia sobie z problemem utylizacji wiatraków, którym mija resurs. W Polsce około połowy, albo i więcej, to wiatraki second hand, których to dotyczy. Do budowy 13000 turbin wiatrowych na obszarze Unii Europejskiej zużyto ponad 2 miliony ton tworzyw sztucznych. W minionej dekadzie upłynął przewidziany okres eksploatacji maszyn instalowanych w początkach rozwoju OZE. Dla energetyki odnawialnej to coraz twardszy orzech do zgryzienia. W najbliższych 5 latach zostanie wycofanych w Europie co najmniej 12000 turbin. I co, szanowne lobby wiatrakowe i ich sponsorzy polityczni, z tym zrobicie?



# POZOSTAŃMY W KONTAKCIE

OBSERWUJ NASZE PROFILE  
W MEDIACH SPOŁECZNOŚCIOWYCH



budujemy możliwości  
porozumienia



# 70 lat

wiedza i doświadczenie



#### METODYKA

sprawdzone metody  
badawcze, akredytacje



#### SPRZĘT

doskonale wyposażone  
laboratoria stacjonarne i mobilne



#### MARKA

tradycje inżynierskie,  
wiarygodność i stabilność



#### ZESPÓŁ

specjaliści różnych dziedzin  
o wysokich kompetencjach

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



@energopomiar