

1/23 (823)
Kwartalnik

58.14.12.0
ISSN 1734-8013



kierunekchemia.pl

Chemia

PRZEMYSŁOWA

TEMAT NUMERU | PODSUMOWANIE ROKU W BRANŻY

W PRZYSZŁOŚĆ - Z NADZIEJĄ?

- | Chemia w obliczu wojny i kryzysów
- | Transformacja chemii
- | Sukcesy, wyzwania i cele na 2023 rok

„CZARNE ŁĄBĘDZIE”
NA KRAJOWYM RYNKU PALIW

> 58

ZBUDUJMY NOWY
RYNEK ENERGII

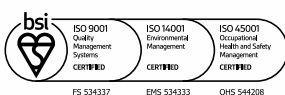
> 114

NOWOCZESNA CHEMIA
W KĘDZIERZYNIE

> 130

USŁUGI DLA PRZEMYSŁU CHEMICZNEGO

- chemiczne czyszczenie i trawienie urządzeń (w tym urządzeń ciśnieniowych podlegających UDT)
- czyszczenie hydrodynamiczne instalacji przemysłowych
- outsourcing gospodarki smarowniczej i utrzymania ruchu
- dekontaminacja instalacji procesowych
- analizy olejów i diagnostyka maszyn
- dystrybucja środków smarnych



Z ŻYCIA BRANŻY

- 8 | Stała strategia na zmiennym rynku
 rozmowa z dr. hab. Filipem Grzegorzczakiem, wiceprezesem zarządu Grupy Azoty S.A., prezesem zarządu Grupy Azoty ZAK S.A.
- 12 | Fuzja – fundament bezpieczeństwa energetycznego Polski
 PKN ORLEN S.A.

TEMAT NUMERU: PODSUMOWANIE ROKU W BRANŻY

- 14 | Chemia w obliczu kryzysu i wojny
 Lech Winiowski
- 24 | Niepewność, chaos i kompromitacja
 Janusz Wiśniewski
- 28 | Rynek nawozów w obliczu kryzysu gazowego w Europie
 Arkadiusz Piwowar
- 32 | Rok transformacji chemii
 Aleksandra Grądzka-Walasz
- 54 | Rok wojny i kryzysów
 Andrzej Szczęśniak
- 58 | „Czarne tabędzie” na krajowym rynku paliw
 Krzysztof Romaniuk
- 66 | Polski rynek farb odbije się od dna
 Anna Maślanka

REMONTY I UR

- 70 | Wodór – zapewnienie bezpiecznej pracy urzędów
 Agata Jażdżewska
- 80 | Mity i fakty o cyfrowym bliźniaku
 Adam Gąsiorek, Jakub Kaczyński

OCHRONA ŚRODOWISKA

- 88 | BIO Glikol od ORLEN Południe
- 90 | Woda ultraczysta dla przemysłu
 Michał Korczak
- 94 | Wypredzimy normatywy o kilka lat
 rozmowa z Jakubem Karwaszewskim, kierownikiem Zakładu Gospodarki Energetycznej i Wodno-Ściekowej, ANWIL S.A.
- 96 | Recykling paneli fotowoltaicznych
 Jakub Lach

PALIWA

- 100 | Zarządzanie kompatybilnością rop naftowych
 Dagmara Aptowicz, Krzysztof Bambinek
- 104 | Perspektywy dla pływających terminali FSRU
 Andrzej Sikora
- 110 | Technologie wzbogacania biogazu *in situ*
 Ewa Neczaj, Anna Grosser

ENERGETYKA

- 114 | Zbudujemy nowy rynek energii
 Andrzej Sikora
- 118 | Zadbać o energooszczędność
 Rafał Rutkowski
- 120 | Masowe magazynowanie energii elektrycznej w wodzie cz. 2
 Grzegorz Peczkis

BEZPIECZEŃSTWO

- 128 | Lopa i graf ryzyka dla wymagań SIL w obiektach przemysłowych
 Igor Hejke

FOTOREPORTAŻ

- 130 | Nowoczesna chemia w Kędzierzynie
 Aleksandra Grądzka-Walasz

Z ŻYCIA BRANŻY

8

STAŁA STRATEGIA
NA ZMIENNYM
RYNKU

rozmowa z dr. hab. Filipem Grzegorzczakiem, wiceprezesem zarządu Grupy Azoty S.A., prezesem zarządu Grupy Azoty ZAK S.A.



Fot. Grupa Azoty ZAK S.A.

TEMAT NUMERU: PODSUMOWANIE ROKU W BRANŻY

RYNEK NAWOZÓW
W OBLICZU KRYZYSU
GAZOWEGO W EUROPIE

28

Arkadiusz Piwowar



Fot. 123rf

PALIWA

ZARZĄDZANIE KOMPATYBILNOŚCIĄ
ROP NAFTOWYCH

Dagmara Aptowicz,
 Krzysztof Bambinek

100



Fot. 123rf


Aleksandra Grądzka-Walasz

 redaktor wydania
 tel. 32 415 97 74 wew. 20
 tel. kom. 602 115 264
 e-mail: aleksandra.walasz@e-bmp.pl

Czy będzie optymistycznie?

Najczęściej, gdy pisałam do Państwa te kilka zdań wstępu, nakreślając temat numeru, polska chemia miała się nie najgorzej – słyhać było o rozbudowie zakładów, inwestycjach w nowe produkty, innowacyjnych rozwiązaniach. Oczywiście, nie zawsze było „różowo”, ale z reguły optymistycznie. Czy teraz, kiedy podsumowujemy rok 2022 i snujemy plany na przyszłość, nastawienie branży jest podobne?

Kryzys energetyczny, wysokie ceny paliw, pandemia COVID-19 czy konflikt w Ukrainie – te zwroty pojawiają się często w wypowiedziach czy artykułach dotyczących minionego roku, jak chociażby w materiale „Rok wojny i kryzysów” Andrzeja Szczęśniaka czy opracowaniu prof. Arkadiusza Piowara z Uniwersytetu Ekonomicznego we Wrocławiu, który podsumowuje rynek nawozów, pisząc o silnej presji wywołanej sytuacją geopolityczną, zwłaszcza w przypadku nawozów azotowych wytwarzanych na bazie gazu ziemnego. Presji, która spowodowała, że niektóre fabryki ograniczały lub nawet chwilowo wstrzymywały swoją produkcję.

Rok 2022 przeszedł już do historii i jednogłośnie zyskał miano trudnego, o czym świadczą też opinie przedsta-

wicieli przemysłu i świata nauki („Rok transformacji chemii”). Czy bieżący będzie lepszy? Być może choć nieco optymizmu w 2023 rok, który rozpoczyna się ponownie wielką niepewnością, wyzwaniem, podkreślić należy, że „[...] Pomimo trudności i zmieniających się dynamicznie warunków otoczenia, kończymy 2022 rok z tarczą” – pisze Paweł Bielski z Sieci Badawcza Łukasiewicz Instytutu Chemii Przemysłowej. Myślę, że „z tarczą” kończy rok nie tylko Instytut, ale i cała polska chemia, która zapisała na swoim koncie również wiele sukcesów. Popatrzmy chociażby na bardzo dobre wyniki Grupy CIECH, rozwijający się PKN ORLEN czy nowe Centrum Badawczo-Rozwojowe w Grupie Azoty ZAK S.A., o którym piszemy w tym numerze („Nowoczesna chemia w Kędzierzynie”).

Pandemia jeszcze się nie skończyła, wojna w Ukrainie nadal trwa, jednak w branży nie brak wiary, że polska chemia sobie poradzi, wykorzystując dotychczas zdobytą wiedzę oraz doświadczenie. Tego – w imieniu redakcji – wszystkim Państwu życzę.

Aleksandra Grądzka-Walasz

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
 e-mail: biuro@e-bmp.pl
 www.kierunekchemia.pl

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

Rada Programowa:
Adam S. Markowski – Katedra Inżynierii Systemów Ochrony Środowiska, Wydział Inżynierii i Ochrony Środowiska Politechniki Łódzkiej

Tomasz Zieliński – Polska Izba Przemysłu Chemicznego

Paweł Bielski – Łukasiewicz – Instytut Chemii Przemysłowej imienia Profesora Ignacego Mościckiego

Jacek Kijeński – Politechnika Warszawska

Andrzej Biskupski – Politechnika Wrocławska

Krzysztof Romaniuk – Polska Organizacja Przemysłu i Handlu Naftowego

Andrzej Szczęśniak – niezależny ekspert rynku paliw

Artur Kopeć – Grupa Azoty S.A.

Andrzej Sikora – Instytut Studiów Energetycznych Sp. z o.o., Akademia Górniczo-Hutnicza im. St. Staszica w Krakowie

Agnieszka Gajek – Centralny Instytut Ochrony Pracy – Państwowy Instytut Badawczy

Arkadiusz Kamiński – PKN ORLEN S.A.

Dorota Brzezińska – Politechnika Łódzka

Wojciech Blew – Grupa Azoty Polylefins S.A.

Prezes zarządu BMP Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością Sp. k.
 Adam Grzeszczuk

Redaktor naczelny
 Przemysław Płonka

Redaktor wydania
 Aleksandra Grądzka-Walasz

Redakcja techniczna
 Marcelina Gąsior

Kolportaż
 rafat.ruczaj@e-bmp.pl

Sprzedaż

Ewa Dombek, Jolanta Mikołajec-Piela, Magda Widrińska, Marta Mika, Krzysztof Sielski

Magazyn kierowany jest do prezesów, dyr. ds. technicznych i głównych specjalistów (mechaników, automatyków, technologów) reprezentujących branżę chemiczną, 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.

Źródło grafiki na okładce: 123rf



MORSKI TERMINAL GAZOWY W POLICACH

Gazowiec „Guadalupe Explorer” 22 grudnia 2022 r. dostarczył pierwsze 22 tys. ton propanu do Morskiego Terminalu Gazowego w Policach w ramach inwestycji Polimery Police. Surowiec posłuży do uruchomienia instalacji odwodomienia propanu i produkcji polipropylenu

Źródło fot.: Grupa Azoty Polyolefins

NOWA INWESTYCJA GRUPY AZOTY W TARNOWIE

Grupa Azoty uruchomiła w Tarnowie nowy magazyn składowania nawozów, w którym będzie można przechowywać łącznie ok. 6 650 ton nawozów.



– Nowy magazyn składowania nawozów w Tarnowie to odpowiedź na rosnące oczekiwania naszych klientów w obszarze dostępności nawozów. Będzie to baza składowania nawozów, szczególnie potrzebna w okresach spiężeń zamówień i ograniczeń wysyłkowych. Inwestycja pozytywnie wpłynie na sprawność obsługi kierowców kontrahentów dzięki zmniejszeniu czasu oczekiwania na załadunek – mówi Tomasz Hinc, prezes zarządu Grupy Azoty S.A.

Inwestycja obejmowała halę magazynową wraz z częścią socjalną, przeznaczoną do użytku m.in. kierowców. Powstały również hale namiotowe wraz ze stosownym uzbrojeniem i zagospodarowaniem terenu placów załadunkowo-manewrowych. We wszystkich obiektach powstało siedem nowych miejsc załadunkowych, co skróci czas oczekiwania kierowców na załadunek i umożliwi zwiększenie liczby równoczesnych załadunków.

Koszt inwestycji, której budowa trwała od lutego do grudnia ub. r., to ponad 14,5 mln zł.

Źródło i fot.: Grupa Azoty



II KONKURS PROGRAMU NEON

Rozwój cyfryzacji i automatyzacji monitoringu czynników korozyjnych na instalacjach produkcyjnych, systemach logistycznych i stacjach paliw to tematyka II konkursu Programu NEON. Projekt, który zwycięży w konkursie, otrzyma 8 mln zł od PKN ORLEN i NCBR na dalsze badania i rozwój. Nabór wniosków rozpocznie się 27 stycznia i potrwa do 31 marca 2023 r.

Program NEON jest realizowany na mocy umowy podpisanej przez PKN ORLEN i NCBR. Na finansowanie prac nad projektami o najwyższym potencjale rozwoju PKN ORLEN i NCBR przeznaczają po 100 mln zł.

Źródło: NCBR



ZŁOTY MEDAL CHEMII 2022

Złoty Medal Chemii 2022 otrzymała Martyna Osada z Wydziału Fizyki Uniwersytetu Warszawskiego. Tematem zwycięskiej pracy dyplomowej były dokładne obliczenia *ab initio* dla monowodoroków metali alkalicznych i metali ziem alkalicznych.

– Prace mówią nam przede wszystkim o innowacyjności studentów z wielu wydziałów w Polsce, na ile oni sami są zainteresowani tworzeniem projektów, w tym takich, które mogą mieć potencjalne zastosowanie w przyszłości. A trzeba podkreślić, że tego typu nowe koncepcje mogą mieć zastosowanie w różnych sektorach przemysłowych i to zarówno w przypadku dużych przedsiębiorstw, jak i np. podmiotów typu spin-off. – mówi prof. dr hab. Marcin Opałto, dyrektor IChF PAN.

Srebrny Medal Chemii zdobyła Zofia Dziekan, również z Wydziału Fizyki Uniwersytetu Warszawskiego. Jej praca zatytułowana „3D photolithography in electro-oriented cross-linked liquid crystal polymers” wykonana była pod opieką naukową dr. hab. Piotra Wasylczyka oraz dr. Klaudii Dradrach. Z kolei Brązowy Medal Chemii otrzymał Paweł Grzybek z Wydziału Chemicznego Politechniki Śląskiej za pracę pod tytułem „Projekt aparatury przeznaczonej do perwaporacyjnego rozdzielania ciekłych układów jednorodnych”, napisaną pod opieką naukową dr. hab. inż. Gabrieli Dudek (Pol. Śląska).

Źródło, fot.: informacja prasowa

DUŻA SZANSA DLA PKN ORLEN

PKN ORLEN sfinalizował przejęcie części biznesu spółki Basell Orlen Polyolefins, w której jest udziałowcem.

Jest ona związana z produkcją i sprzedażą polietylenu LDPE, a także obsługą klientów na polskim rynku. Zgodę na przeprowadzenie transakcji wydały urzędy antymonopolowe w Polsce i Holandii. Zdolności wytwórcze przejętych aktywów wynoszą 100 tys. ton rocznie, co oznacza, że PKN ORLEN samodzielnie, jako jedyny w Polsce wytwórca polietylenu LDPE, pokryje ok. 1/3 krajowego zapotrzebowania na ten produkt.

– Według prognoz, do 2030 roku wartość rynku petrochemikaliów i bazowych tworzyw sztucznych ma się podwoić. To dla nas duża szansa. Chcemy mieć jak największy udział w tym perspektywnym biznesie, bo to pozwoli nam w szybkim tempie zwiększać zyski – mówi Daniel Obajtek, prezes zarządu PKN ORLEN S.A.

Źródło: PKN ORLEN S.A.



NAUKA I PRZEMYSŁ

BASF Polska podpisała umowę z Politechniką Śląską na realizację wspólnych projektów badawczo-rozwojowych.

– BASF Polska jest zainteresowana realizacją projektów badawczo-rozwojowych w zakresie zrównoważonego rozwoju. Biorąc pod uwagę rolę, jaką odgrywa obecnie zrównoważony rozwój i ochrona środowiska, interesuje nas współpraca w obszarze energii odnawialnej, gospodarki obiegu zamkniętego czy biosurowców”
– powiedziała Katarzyna Byczkowska, dyrektorka zarządzająca BASF Polska.

Dzięki współpracy z Politechniką Śląską firma będzie mogła nawiązać relacje z konkretnymi grupami badawczymi z uczelni. Planowany jest również udział w panelach tematycznych na konferencjach organizowanych lub współorganizowanych przez każdą ze stron.

Źródło i fot.: BASF Polska

INNOWACYJNA TECHNOLOGIA W ZAKŁADZIE CIECH

Zespół badawczo-rozwojowy (R&D) Grupy CIECH opracował innowacyjną metodę odzyskiwania tzw. soli wypadowej, powstającej podczas procesu produkcji sody kalcynowanej.

Wdrożone w fabryce w Inowrocławiu rozwiązanie pozwala na zmniejszenie emisji chlorków w ściekach o ok. 7,5 tys. ton rocznie. Umożliwia także odzyskiwanie z procesu produkcji ok. 40 tys. metrów sześciennych solanki, która może być potem ponownie wykorzystana do wytwarzania sody. Innowacja pozwala również na zmniejszenie zużycia pary technologicznej, co w okresie wysokich cen surowców energetycznych i praw do emisji CO₂ zwiększy efektywność inowrocławskiego zakładu. Grupa CIECH szacuje, że za sprawą wdrożenia nowej metody odzyskiwania soli wypadowej zakład w Inowrocławiu zaoszczędzi blisko 2 mln zł rocznie.

Źródło: Grupa CIECH S.A.

ROZMAITOŚCI

**98
KONCESJI**

posiada
Grupa ORLEN na
Norweskim Szelfie
Kontynentalnym

.....

”

– Nieustannie szukamy ciekawych okazji inwestycyjnych, aby wspierać rozwój połączonej Grupy i rozwijać innowacyjność i technologie w każdym segmencie działalności

– mówi
Daniel Obajtek,
Prezes Zarządu
PKN ORLEN

Źródło:
PKN ORLEN

DOSTAWY SOLANKI DO 2035 ROKU

Dzięki umowie między CIECH Soda Polska a Inowrocławskimi Kopalniami Soli „Solino” zakłady produkcyjne CIECH w Inowrocławiu i Janikowie do 2035 roku będą miały zapewnione dostawy solanki – surowca niezbędnego do produkcji sody i soli.

Ilość przesyłanej solanki będzie zbliżona do wartości z obecnej umowy, obowiązującej do 2025 roku. Podpisany dokument uwzględni także podział kosztów inwestycji niezbędnych do realizacji umowy. Spółka CIECH Soda Polska pokryje 2/3 przewidzianych wydatków inwestycyjnych, co obecnie przekłada się na kwotę około 220 mln złotych, rozłożonych równomiernie w czasie, w perspektywie do końca 2026 roku.

– Zapewniliśmy długoterminowe, stabilne dostawy podstawowego surowca do produkcji sody i soli – naszych flagowych produktów. To dobra wiadomość dla spółki CIECH Soda Polska i całego regionu. Wraz z innymi podejmowanymi przez nas inicjatywami zwiększającymi konkurencyjność zakładów w Inowrocławiu i Janikowie, tworzy to solidny fundament stabilnego rozwoju w kolejnych latach – mówi Dawid Jakubowicz, prezes zarządu CIECH S.A.

Źródło: Grupa CIECH S.A.

SZTUCZNA INTELIGENCJA POMOŻE PRZY WYTOPIE MIEDZI W KGHM

Zakończył się projekt wdrożenia algorytmów wspierających pracę sterników pieca zawieszinowego w oddziale KGHM Huta Miedzi „Głogów”.

Algorytmy, na podstawie danych historycznych, przewidują z prawie 100 proc. skutecznością, jakie będą tzw. straty ciepła w szybie reakcyjnym pieca w najbliższym czasie. Co więcej, są w stanie automatycznie zmienić parametry, by je stabilizować. Wszystko po to, by zwiększyć efektywność wytopu miedzi. Pomysł to efekt pierwszego hackathonu zorganizowanego przez KGHM Polska Miedź S.A.

Źródło, fot.: KGHM



Stać się strategią na zmiennym rynku

– Niezależnie od sytuacji gospodarczej, sformułowanie strategii i działanie według jej założeń jest konieczne, by zachować pozycję istotnego gracza na rynku. Dzięki wypracowanym standardom i doświadczonej kadrze jesteśmy w stanie przewidywać pewne tendencje i zabezpieczać się przed ich skutkami – mówi dr hab. **Filip Grzegorzczak**, wiceprezes zarządu Grupy Azoty S.A., prezes zarządu Grupy Azoty ZAK S.A.

ALEKSANDRA GRĄDZKA-WALASZ: Funkcję prezesa kędzierzyńskiej spółki sprawuje pan od września 2022 r. Zaczynał pan w niezwykle trudnym czasie dla gospodarki, w tym polskiej chemii. Co będzie największym wyzwaniem dla ZAK-u w bieżącym roku?

FILIP GRZEGORCZYK: Podobnie jak cała branża chemiczna, Grupa Azoty ZAK w ubiegłym roku mierzyła się z wyzwaniami wynikającymi z wahań cen podstawowych surowców do produkcji, zwłaszcza gazu ziemnego. Powodowało to niespotykaną presję cenową oraz przerwanie łańcucha dostaw propylenu, kluczowego surowca do wytwarzania alkoholi OXO. Ograniczenia dotyczyły całego europejskiego rynku nawozowego, przy czym Grupa Azoty ZAK ograniczyła pracę instalacji jako jeden z ostatnich producentów w Unii Europejskiej. Mimo napotkanych trudności, kontynuowaliśmy realizację inwestycji oraz inicjatyw wynikających ze strategii Grupy Azoty.

Kędzierzyński ZAK udowodnił, że potrafi sprostać wielu niekorzystnym czynnikom i odpowiednio reagować na wyzwania rynkowe. Ta właśnie elastyczność w działaniu jest gwarantem stabilizacji naszej pozycji w kluczowych obszarach: produkcji i pozyskiwania surowców, bezpieczeństwa energetycznego oraz realizacji inwestycji zgodnie z przyjętym harmonogramem.

Fot. Grupa Azoty ZAK S.A.

DR HAB. FILIP GRZEGORCZYK
wiceprezes
zarządu Grupy
Azoty S.A., prezes
zarządu Grupy
Azoty ZAK S.A.

SEGMENT OXO

Grupa Azoty ZAK w ubiegłym roku mierzyła się z wyzwaniami wynikającymi z wahań cen podstawowych surowców do produkcji, zwłaszcza gazu ziemnego. Powodowało to m.in. przerwanie łańcucha dostaw propylenu, kluczowego surowca do wytwarzania alkoholi OXO



Fot. Lukasz Apostel

Obok wyzwań ściśle związanych z procesami produkcyjnymi istotną rolę odgrywa potrzeba transformacji energetycznej oraz ekologizacji działalności zgodnie z europejskimi i światowymi trendami. Spółka prowadzi szereg działań w tym zakresie, które wpisują się w założenia strategii Grupy Azoty na lata 2021-2030 i projekt „Zielone Azoty”.

Mówi pan o strategii. Czy w obecnych, tak niestabilnych czasach, można coś zaplanować?

Niezależnie od sytuacji gospodarczej, sformułowanie strategii i działanie według jej założeń jest konieczne, by zachować pozycję istotnego gracza na rynku. Dzięki wypracowanym standardom i doświadczonej kadrze jesteśmy w stanie przewidywać pewne tendencje i zabezpieczać się przed ich skutkami. Przykładowo, mimo stale zmieniających się cen materiałów, z powodzeniem realizujemy plan inwestycyjny, ponieważ od tego zależy, w jakiej sytuacji będzie firma za pięć czy dziesięć lat. Jest to skomplikowany proces, niejednokrotnie wymagający negocjacji z wykonawcami, jednak konieczny dla rozwoju.

Naszym atutem jest funkcjonowanie w ramach silnej Grupy Kapitałowej o zróżnicowanym profilu działalności. Daje nam to stabilną podstawę i umożliwia podejmowanie inicjatyw na większą skalę.

Skoro o inwestycjach... W Kędzierzynie-Koźlu powstało niedawno nowoczesne Centrum Badawczo-Rozwojowe, w którym powstawać mają nowe produkty. Jakie są przyszłościowe dla Grupy Azoty ZAK?

W nowym centrum kreowane będą innowacje związane głównie z Segmentem Oxoplast, zajmującym się produkcją alkoholi OXO i plastyfikatorów do tworzyw. Stanowi on wyróżnik dla naszej spółki, a jego rozwój jest zgodny z określoną specjalizacją w ramach Grupy Kapitałowej Grupa Azoty.

”

Grupa Azoty ZAK ograniczyła pracę instalacji jako jeden z ostatnich producentów w Unii Europejskiej

Efektem działania CBR będzie poszerzenie oferty spółki o kolejne produkty, w głównej mierze estry specjalne o specjalistycznych możliwościach zastosowania. Naszą przewagą jest to, że dzięki dostępnej infrastrukturze mamy możliwość opracowywania

właśnie nowych produktów, doskonalenia technologii ich wytwarzania, ale także określenia możliwości ich zastosowania rynkowego. Agenda badawcza jest ambitna i ukierunkowana na efekty w postaci wdrożeń, których autorami będą pracownicy spółki. W 2022 roku prowadziliśmy rekrutację, dzięki której udało się stworzyć zespół badawczy. Ostatni kwartał przeznaczaliśmy na organizację pracy w naszym centrum, więc w 2023 r. możemy skupić się już na zaplanowanych wyzwaniach badawczych i rozwojowych.

W centrum badawczym przewidziano realizację ośmiu projektów. Czego dokładnie będą dotyczyć?

Znacząca część – sześć projektów – dotyczy Segmentu Oxoplast. W planach jest opracowanie nowych produktów i weryfikacja technologii w większej skali. W dużym stopniu agenda badawcza wiąże się produktowo i surowcowo z bieżącą działalnością spółki. Ponadto w ramach przewidzianych badań zakładamy realizację projektów, które mogą stanowić podstawę do rozwoju nowych gałęzi biznesu.

Grupa Azoty posiada już nowoczesne Centrum Badawczo-Rozwojowe w Tarnowie. Czy to kędzierzyńskie będzie z nim współdziałać w jakimś zakresie?

Centra funkcjonujące w spółkach Grupy Azoty mają precyzyjnie określone kierunki działania i odrębne agendy badawcze. Należy jednak podkreślić, że współpraca w obszarze badawczo-rozwojowym Grupy Kapitałowej jest ścisła i niesie perspektywę wielu wspólnych projektów, które mają swój początek w poszczególnych centrach. Po wywiązaniu się z przyjętych obowiązków związanych z realizacją agend badawczych możliwe będzie świadczenie usług badawczych i rozwojowych na rzecz spółek w Grupie Kapitałowej Grupa Azoty. Dzięki specjalizacjom powstałe centra badawczo-rozwojowe nie konkurują ze sobą, ale uzupełniają się w swojej działalności.

Na początku rozmowy mówił pan o problemach związanych z cenami gazu. Co jeszcze czeka polską chemię w najbliższej przyszłości?

Przede wszystkim sektor chemiczny będzie musiał zmierzyć się z kosztami wynikającymi z unijnego pakietu „Fit for 55”. Wyzwanie stanowi także unijna Strategia ds. zrównoważonych chemikaliów, która będzie miała wpływ na funkcjonowanie całej branży chemicznej i sektorów z nią powiązanych, jak również znajdzie odzwierciedlenie w szeregu dokumentów wspólnotowych i krajowych. Jedną z jej inicjatyw jest koncepcja Safe and Sustainable by Design, dotycząca bezpiecznych i zrównoważonych chemikaliów na etapie projektowania, jednak w Strategii jest ich zapisanych znacznie więcej. Następnym przyjęcia dokumentu są również planowane zmiany w rozpo-

SUKCES ROKU I WYZWANIE NA PRZYSZŁOŚĆ



Największym sukcesem roku 2022 dla spółki było...

FILIP GRZEGORCZYK: Osiągnięcie satysfakcjonujących wyników, pomimo historycznych rekordów cen surowców oraz realizacja inwestycji w tak trudnym czasie.

Celem firmy na przyszły rok jest...

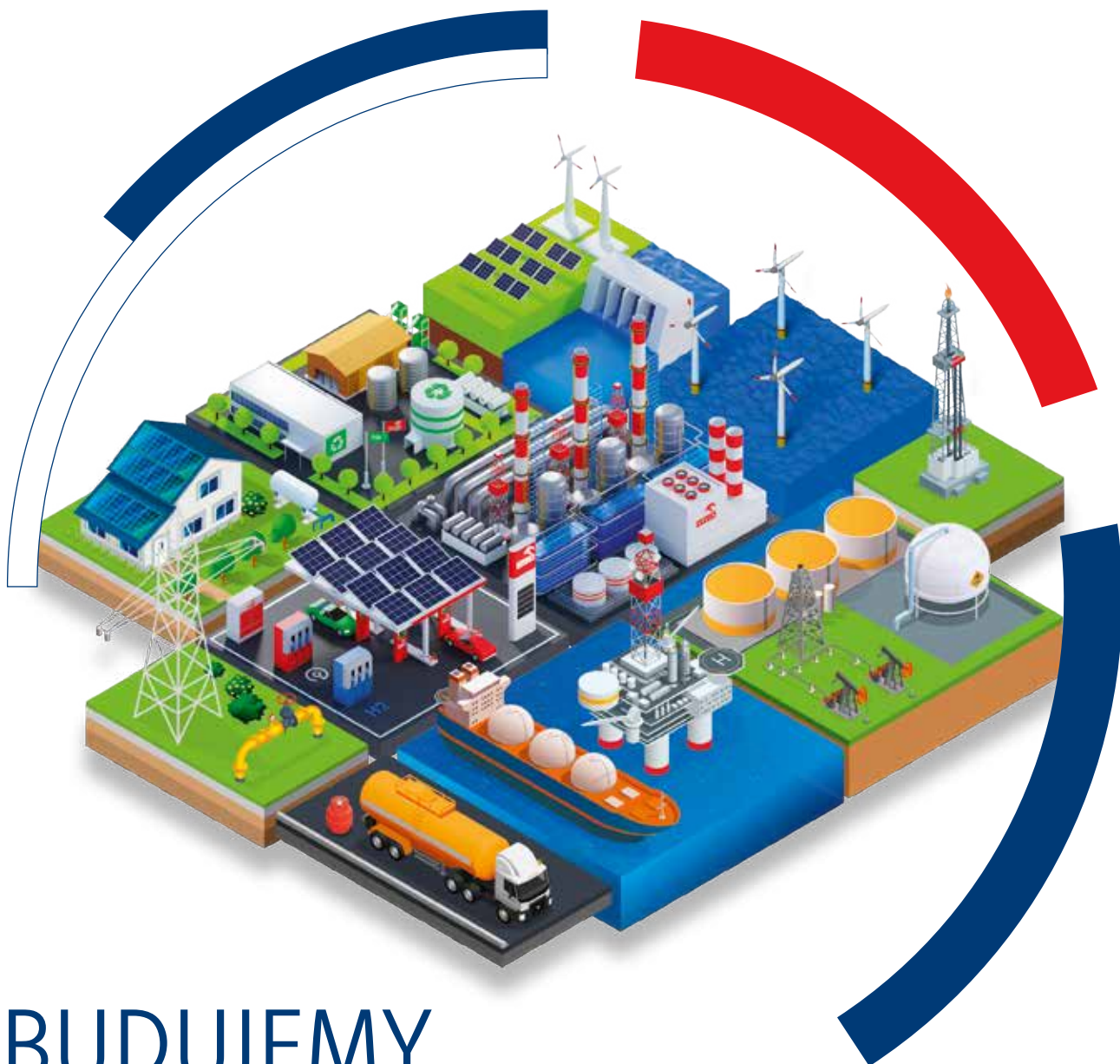
Dalszy rozwój przy uwzględnieniu obecnych trendów „zielonej transformacji” i szeroko rozumiany odpowiedzialny biznes jako wyraz troski o środowisko, pracowników i społeczność lokalną.

Największym wyzwaniem dla branży w 2023 roku i dla Grupy Azoty ZAK będzie...

Konkurencja azjatycka i z regionów, gdzie surowce są tańsze i nie obowiązują ograniczenia środowiskowe. Ponadto ciągła optymalizacja procesów zarządzania, produkcji i innych, które pozwolą na utrzymanie relacji z dotychczasowymi kontrahentami, co pozwoli na poszerzenie oferty produktowej i rynków sprzedaży oraz umacnianie pozycji Grupy na międzynarodowych rynkach.

razdzeniach REACH i CLP, co znacząco wpłynie na dotychczasowe zasady zarządzania chemikaliami, a w efekcie zwiększy koszty. Ponadto polską chemię czekają wyzwania związane ze spowolnieniem gospodarczym i to w obliczu panującej ogólnoświatowej wysokiej inflacji.

Rozmawiała Aleksandra Grądzka-Walasz, redaktorka magazynu „Chemia Przemysłowa”



BUDUJEMY KONCERN MULTIENERGETYCZNY

Połączony potencjał i kompetencje Grupy ORLEN oraz PGNiG to rozwój nowych, czystych źródeł energii, stabilność i bezpieczeństwo dostaw, a także lepsza oferta dla milionów Klientów. Silny, europejski koncern to nasza odpowiedź na wyzwania przyszłości. **Razem zapewniamy bezpieczeństwo energetyczne.**





FUZJA
wprowadziła PKN ORLEN do
grona najbardziej liczących
się koncernów paliwowo-
energetycznych w Europie

Fot. Zasoby własne firmy

FUZJA – FUNDAMENT BEZPIECZEŃSTWA ENERGETYCZNEGO POLSKI

PKN ORLEN S.A.

Połączenie PKN ORLEN i LOTOSU, czyli dwóch największych polskich wytwórców paliw, z PGNiG – czołową firmą gazową, oraz ze spółką energetyczną Energa, stało się faktem. Konsolidacja wspomnianych czterech podmiotów to większe możliwości finansowe na realizację kluczowych projektów związanych z transformacją energetyczną – takich jak choćby budowa morskich farm wiatrowych, rozwój technologii wodorowych czy energetyki jądrowej.

Fuzja wprowadziła PKN ORLEN do grona najbardziej liczących się koncernów paliwowo-energetycznych w Europie, jak Repsol, Total czy Shell – zapewniając mu mocną pozycję w negocjacjach cen dostaw ropy. Nowy podmiot – z przychodami na poziomie ok. 450 mld zł rocznie i obsługujący ok. 100 mln klientów – dysponuje wystarczającymi środkami oraz know-how, by być ważnym graczem w procesie transformacji energetycznej. Niskoemisyjna, neutralna klimatycznie gospodarka wymaga miliardowych inwestycji, dlatego też tylko łącząc siły i potencjały strategicznych polskich firm, będziemy w stanie sprostać wyzwaniom, których realizacja będzie korzystna dla kraju i regionu.

Dobry partner na trudne czasy

W obecnej sytuacji geopolitycznej nowy partner ORLEN – Saudi Aramco – światowy lider wydobycia i jeden z największych globalnych eksporterów ropy naftowej, gwarantuje stabilne i długoterminowe dostawy wysokiej jakości surowca, które zabezpieczą do 45% łącznego zapotrzebowania systemu koncernu.

Umowy w sprawie sprzedaży Saudi Aramco 30% udziału w Rafinerii Gdańskiej zostały zawarte i wynegocjowane przez renomowane kancelarie krajowe i zagraniczne, zgodnie z najwyższymi standardami prowadzenia międzynarodowego biznesu. Transakcję zabezpieczono zarówno na poziomie umów z partnerami, jak też ustawowo.

Połączenie to także szansa na wejście w nowe obszary działalności i rozwój dotychczasowych. Przykładowo, PKN ORLEN i Saudi Aramco analizują obecnie wspólną realizację inwestycji w zaawansowaną petrochemię w Gdańsku. Ponadto trwają analizy związane z utworzeniem – także w Gdańsku – nowego, wspólnego centrum badawczo-rozwojowego.



Fot. Zasoby własne firmy

Polacy za fuzją

Połączenie PKN ORLEN i Grupy LOTOS pozytywnie ocenia większość Polaków. Jak wynika z badania przeprowadzonego w styczniu 2023 roku przez firmę United Surveys – aż 65,6% ankietowanych jest zdania, że fuzja wzmocni pozycję łączonych spółek na międzynarodowym rynku. 62,3% badanych respondentów wskazało, że transakcja ta zwiększyła możliwości finansowania inwestycji ważnych dla gospodarki i środowiska.

Zdecydowana większość pytaných uważa również, że fuzja oznacza stabilizację cen paliw w Polsce i pozytywnie ocenia jej wpływ na odporność połączonych spółek na wahania ekonomiczne. Badani wskazali ponadto, że proces korzystnie oddziałuje na zwiększenie pozytywnej oceny polskiej gospodarki przez zagranicznych inwestorów oraz zwiększenie krajowego bezpieczeństwa energetycznego. ■

**AŻ 65,6%
BADANYCH** respondentów jest zdania, że fuzja wzmocni pozycję łączonych spółek na międzynarodowym rynku

WAŻNY GRACZ

Nowy podmiot z przychodami na poziomie ok. 450 mld zł rocznie dysponuje wystarczającymi środkami oraz know-how, by być ważnym graczem w procesie transformacji energetycznej



Fot. Zasoby własne firmy



Fot. 123rf

CHEMIA W OBLICZU KRYZYSU I WOJNY

Podsumowanie 2022 roku w przemyśle chemicznym
w Polsce i Unii Europejskiej

Lech Winiowski

Instytut Organizacji „INORG” Sp. z o.o.

Polska branża chemiczna w pierwszej połowie 2022 r. prezentowała relatywnie dobre wyniki na tle swoich europejskich konkurentów. Jednak z dnia na dzień znaleźliśmy się w bezpośrednim sąsiedztwie z krajem ogarniętym wojną, a wraz z naszymi głównymi, europejskimi partnerami gospodarczymi stanęliśmy w obliczu kryzysu energetycznego. Taka sytuacja wymagała od menedżerów w firmach chemicznych całkowicie nowych strategii i... nerwów ze stali.

Na początku 2022 r. europejski przemysł chemiczny wychodził z pandemicznej rzeczywistości gospodarczej. Pojawiały się coraz wyraźniejsze symptomy poprawy koniunktury i nastroje w branży były coraz lepsze. Uwaga przedsiębiorców była jednak nadal skupiona na systemowych problemach branży, takich jak zaburzone po pandemii łańcuchy logistyczne czy zmiany regulacyjne wynikające z polityki proekologicznej UE. Niestety w lutym nastąpiła inwazja Rosji na Ukrainę, która całkowicie zmieniła krajobraz społeczno-gospodarczy na świecie, a dla energochłonnej oraz relatywnie podatnej na wstrząsy polityczne i gospodarcze branży chemicznej wykreowała zagrożenia, na które nikt nie był przygotowany.

Klimat koniunktury w chemii

Ogólny klimat koniunktury w polskim przetwórstwie przemysłowym w 2022 r. był niekorzystny (ujemny poziom wskaźnika przez cały rok). Dodatkowo od stycznia do grudnia 2022 r. wskaźnik klimatu spadł z -12,4 do -19,5.

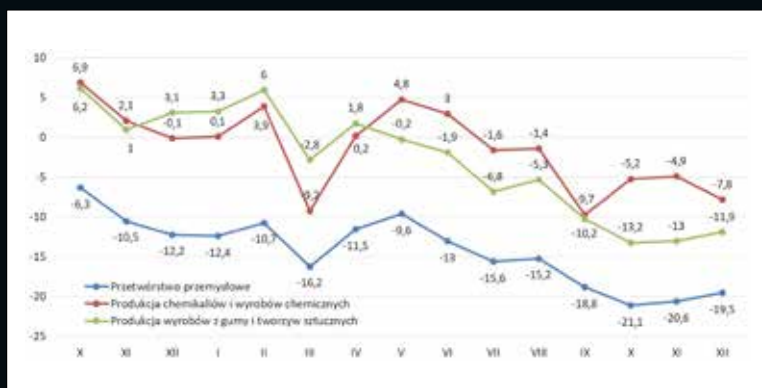
Na tak negatywne nastroje wśród przedsiębiorców wg badań GUS największy wpływ miały takie konsekwencje wojny na Ukrainie, jak wzrost kosztów energii i surowców, zakłócenia w łańcuchu dostaw, a także odpływ pracowników z Ukrainy w drugiej połowie roku.

Wskaźniki ogólnego klimatu koniunktury w przemyśle chemicznym oraz w produkcji wyrobów z gumy i tworzyw sztucznych na tle przetwórstwa przemysłowego ogółem kształtowały się nieco lepiej (na wyższym poziomie). Poza okresowym spadkiem przedmiotowych wskaźników w marcu 2022 r. do poziomu ujemnego (szok wywołany agresją Rosji na Ukrainę pod koniec lutego), pozostawały one relatywnie długo na poziomie dodatnim. W produkcji chemikaliów wskaźnik klimatu koniunktury spadł trwale poniżej zera dopiero w lipcu 2022 r., a w produkcji wyrobów z gumy i tworzyw sztucznych nieco wcześniej, bo w maju.

Produkcja sprzedana w sektorze chemicznym oraz produkcji wyrobów z gumy i tworzyw sztucznych w Polsce¹

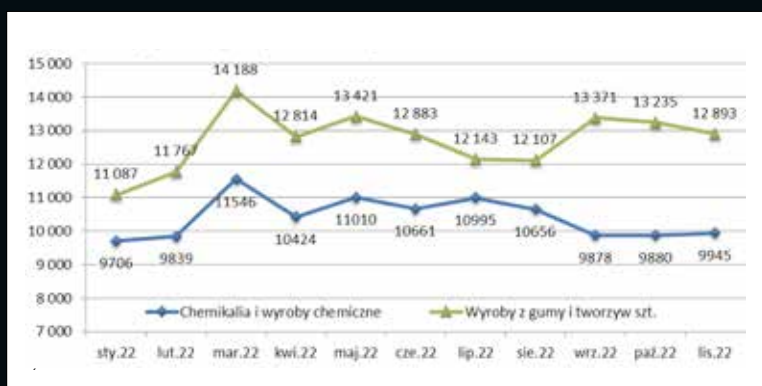
Według ostatnich danych GUS, produkcja sprzedana w produkcji chemikaliów i wyrobów chemicznych po jedenastu miesiącach 2022 r. była o nieco ponad 10% większa niż w okresie I-XI 2021 r. Dla porównania, w produkcji wyrobów z gumy i tworzyw sztucznych wzrost produkcji w analogicznym okresie sięgał blisko 9%.

Analizując dane miesięczne w 2022 r. można stwierdzić, że o ile produkcję sprzedaną chemikaliów oraz wyrobów z gumy i tworzyw szt. w I kwartale 2022 r. cechował trend wzrostowy (kontynuacja trendów z 2021 r.), o tyle w kolejnych miesiącach (w szczególności w przemyśle chemicznym, a w nieco mniejszym stopniu w przemyśle gumowym i two-



RYS. 1

Wskaźnik ogólnego klimatu koniunktury w Polsce od X.2021 do XII.2022 r.
Źródło: GUS



RYS. 2

Produkcja sprzedana przemysłu chemicznego w mln zł
Źródło: GUS

rywowym) widoczne były coraz bardziej spadkowe trendy.

Poziom produkcji poszczególnych produktów chemicznych w trakcie jedenastu miesięcy 2022 roku w odniesieniu do analogicznego okresu roku poprzedniego był zróżnicowany.

W trakcie 11 miesięcy 2022 r. obserwowano przeszło 25% wzrost produkcji w porównaniu do analogicznego okresu 2021 r. takich chemikaliów oraz tworzyw sztucznych w formach podstawowych, jak: polietylen, etylen, polichlorek winylu niez mieszanym z innymi substancjami i propylen. Z kolei spadek produkcji r/r obserwowano m.in. w przypadku nawozów sztucznych (w przeliczeniu na czysty składnik), odpowiednio azotowych o 16,9%, fosforowych o 26,9% i potasowych o 19,3%.

Wyniki finansowe przedsiębiorstw przemysłu chemicznego

Po trzech kwartałach 2022 r. w produkcji chemikaliów i wyrobów chemicznych oraz wyrobów z gumy i tworzyw sztucznych przychody i koszty były istotnie wyższe niż w analogicznym okresie poprzedniego roku. Należy jednak zauważyć, że w produkcji chemikaliów obserwowano ponad 45% wzrosty wyników finansowych brutto, jak i netto,

TAB. 1

Produkcja wybranych produktów chemicznych i z tworzyw sztucznych

Źródło: GUS

Lp.	Nazwa	J.m.	I-XI 2022	I-XI 2021=100
1	Kwas siarkowy w przeliczeniu na 100%	tys. t	1 365	91,6
2	Oleum w przeliczeniu na 100% H ₂ SO ₄	tys. t	174	83,5
3	Wodorotlenek sodu stały (soda kaustyczna), w przeliczeniu na 96% NaOH	tys. t	54,2	71,5
4	Wodorotlenek sodu w roztworze wodnym (tug sodowy lub ciekła soda kaustyczna) w przeliczeniu na 96% NaOH	tys. t	373	112,4
5	Siarczan wapniowy syntetyczny (gips syntetyczny)	tys. t	3236	120,5
6	Etylen	tys. t	426	138,6
7	Propylen	tys. t	385	125,0
8	Butadien-1,3	t	58 315	155,7
9	Toluen	t	8495	82,6
10	Fenol	t	40 417	99,6
11	Kwas octowy w przeliczeniu na 100%	t	2 219	52,3
12	6-heksanolaktam (epsilon-kaprolaktam)	tys. t	123	79,8
13	Kwas azotowy techniczny w przeliczeniu na 100%	tys. t	1 825	81,4
14	Amoniak bezwodny w przeliczeniu na 100%	tys. t	1914	80,6
15	Amoniak w roztworze wodnym w przeliczeniu na 100%	tys. t	92,5	93,3
16	Nawozy azotowe (w przeliczeniu na czysty składnik)	tys. t	1595	83,1
17	Nawozy fosforowe (w przelicz. na czysty składnik)	tys. t	308	73,1
18	Nawozy potasowe (w przelicz. na czysty składnik)	tys. t	297	80,7
19	Tworzywa sztuczne (w formach podstawowych), w tym:	tys. t	3 188	102,8
20	- polietylen	tys. t	300	141,9
21	- polimery styrenu	tys. t	159	94,8
22	- w tym polistyren do spieniania	tys. t	94,2	92,5
23	- polichlorek winylu niezmeszany z innymi substancjami	tys. t	255	125,5
24	- polipropylen	tys. t	294	107,5
25	Kauczuk syntetyczny	tys. t	244	95,3
26	Pestycydy	t	59 361	88,3
27	Farby, lakiery i podobne środki pokrywające, farba drukarska i gotowe sykatywy	t	1 302 641	88,4
28	Mydło, produkty organiczne powierzchniowo czynne i preparaty stosowane jako mydło	t	279 389	113,5
29	Detergenty i preparaty do prania	t	988 571	102,5
30	Wody toaletowe	tys. l	8 366	120,1
31	Kosmetyki do pielęgnacji włosów	t	140 561	101,0
32	Kleje	t	58 305	93,3
33	Włókna chemiczne	t	36 799	97,6
34	Wyroby z gumy	t	1 026 441	99,6
35	Przewody, rury i węże z gumy innej niż ebonit	t	43 352	96,3
36	Rury, przewody i węże, sztywne z polimerów etylenu	t	124 176	95,6
37	Rury, przewody i węże, sztywne z polimerów propylenu	t	63 735	89,6
38	Rury, przewody i węże, sztywne, z polimerów chlorku winylu	t	103 401	82,3
39	Płyty, arkusze, folie, taśmy i pasy, z polimerów etylenu, o grubości nieprzekraczającej 0,125 mm (niekomórkowych, wzmocnione, nielaminowane)	t	531 634	102,1
40	Płyty, arkusze, folie, taśmy i pasy z komórkowych polimerów styrenu	t	263 175	104,3
41	Worki i torby z tworzyw sztucznych	t	310 657	98,3
42	Pudełka, skrzynki, klatki i podobne artykuły z tworzyw sztucznych	t	289 710	93,0
43	Wykładziny podłogowe, ścienne lub sufitowe, z tworzyw sztucznych	t	68 847	99,2
44	Drzwi, okna i ich ościeżnice oraz progi, z tworzyw sztucznych	tys. szt.	9 381	98,9

Rafineria Gdańska

NAPĘDZANA INNOWACJAMI

**Najnowocześniejszy
zakład produkcyjny
w Europie
Środkowo-Wschodniej**

rafineriagdanska.pl

Rozwiązania próżniowe dla przemysłu chemicznego i petrochemicznego

Zastosowania chemiczne oraz petrochemiczne stawiają coraz większe wymagania procesowym systemom próżniowym. Jako światowy lider w dziedzinie technologii próżniowej, Edwards oferuje kompletne rozwiązania systemów próżniowych do pracy z agresywnymi, niebezpiecznymi lub korozyjnymi substancjami chemicznymi:

- “mokre” systemy pompowe wykorzystujące technologie pomp z pierścieniem cieczowym i eżeكتورów parowych
- Całkowicie “suche” mechaniczne systemy pompowe
- Mechaniczne boostery, eżeكتورy powietrza i systemy hybrydowe
- Rozwiązania dla stref Ex (certyfikat ATEX)

Aby uzyskać więcej informacji, odwiedź www.edwardsvacuum.com



Systemy próżniowe dla

BTX, LAB, styren, polimery, kleje, MMA, destylacja chlorku tonylu/POCl₃/HBR, destylacja produktów o wysokiej temperaturze topnienia, odzyskiwanie rozpuszczalników, destylacja kwasów tłuszczowych, suszarnie typu ANFD/RCVD/VTD, ciekowarstwowa destylacja molekularna (SPDU)/ATFE/WFE/FFE



Sucha pompa chemiczna EDP



System pompy z pierścieniem cieczowym i eżeكتورa parowego



Sucha pompa śrubowa EDS z boosterem

Lp.	Treść	I-IX 2021 r.	I-IX 2022 r.	Dynamika w %
1.	Produkcja chemikaliów i wyrobów chemicznych			
a)	przychody ze sprzedaży	56240,2	85839,2	152,6
b)	koszt własny sprzedanych produktów i materiałów	50745,5	77463,7	152,7
c)	wynik finansowy brutto	5854,9	8519,7	145,5
d)	wynik finansowy netto	5035,3	7214,9	143,3
2.	Produkcja wyrobów z gumy i tworzyw sztucznych			
a)	przychody ze sprzedaży	78609,8	97409,9	123,9
b)	koszt własny sprzedanych produktów i materiałów	72013,1	90532,2	125,7
c)	wynik finansowy brutto	7169,1	6565,3	91,6
d)	wynik finansowy netto	6239,2	5494,1	88,1

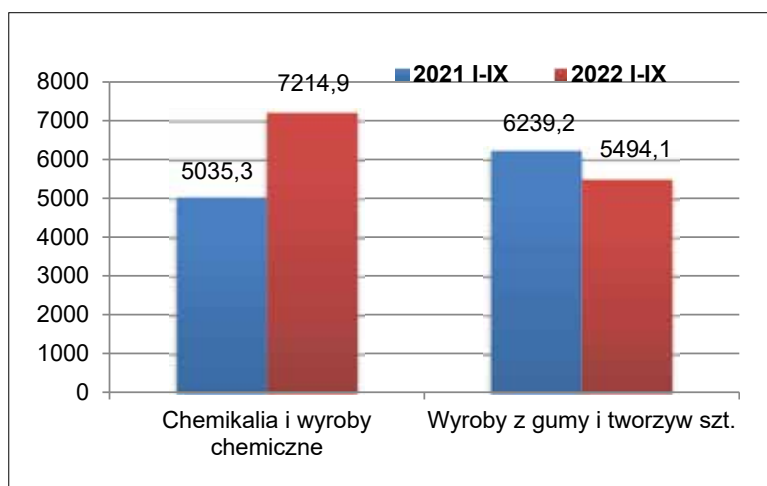
TAB. 2

Wyniki finansowe przemysłu chemicznego w mln zł
Źródło: GUS

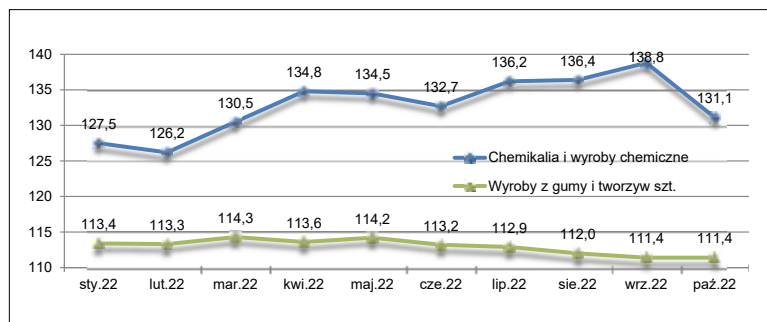
Lp.	Treść	I-IX 2021 r.	I-IX 2022 r.
1.	Produkcja chemikaliów i wyrobów chemicznych		
a)	Wskaźnik rentowności obrotu brutto w %	10,2	9,7
b)	Wskaźnik rentowności obrotu netto w %	8,8	8,2
c)	Udział firm wykazujących zysk w %	87,2	82,8
2.	Produkcja wyrobów z gumy i tworzyw szt.		
a)	Wskaźnik rentowności obrotu brutto w %	8,9	6,6
b)	Wskaźnik rentowności obrotu netto w %	7,8	5,5
c)	Udział firm wykazujących zysk w %	85,3	82,1

TAB. 3

Podstawowe wskaźniki finansowe w przemyśle chemicznym oraz produkcji wyrobów z gumy i tworzyw sztucznych
Źródło: GUS


RYS. 3

Wynik finansowy netto w polskim przemyśle chemicznym oraz produkcji wyrobów z gumy i tworzyw sztucznych w mln zł
Źródło: GUS


RYS. 4

Dynamika cen wyrobów przemysłu chemicznego (analogiczny miesiąc roku poprzedniego = 100)
Źródło: GUS

a w produkcji wyrobów z gumy i tworzy sztucznych wyniki spadły r.r. (wynik finansowy brutto o 8,4%, netto o 11,9%).

Pomimo obserwowanych wzrostów przychodów, a w przemyśle chemicznym dodatkowo zysków, rentowność obrotu brutto, jak i netto była w analizowanych branżach niższa niż w roku poprzednim.

Ceny produktów przemysłu chemicznego

Porównując cały okres od stycznia do października 2022 r. do poprzedniego roku średni wzrost cen w przemyśle chemicznym wyniósł 133%, a w produkcji wyrobów z gumy i tworzy sztucznych 112,9%.

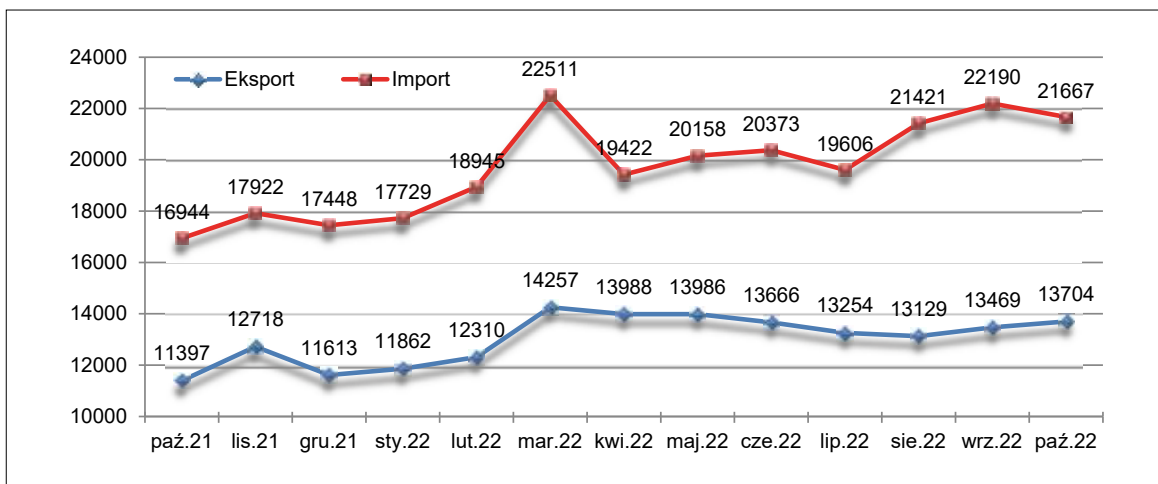
W produkcji chemikaliów i wyrobów chemicznych w trakcie dziesięciu miesięcy 2022 r. roczna dynamika cen produkcji utrzymywała się na poziomie przeszło 126%. Wzrosty cen były coraz wyższe praktycznie w każdym kolejnym miesiącu, z wyjątkiem okresowych spadków dynamiki w lutym, maju i czerwcu oraz październiku.

W produkcji wyrobów z gumy i tworzyw sztucznych od stycznia do maja 2022 r. roczna dynamika cen wahała się między 113,2% do 114,3%. W czerwcu 2022 r. (dynamika 113,2%) ukształtował się jej trend spadkowy i wzrosty cen były coraz niższe, osiągając w październiku 111,4%.

Zatrudnienie i wynagrodzenia w przemyśle chemicznym

W okresie od stycznia do listopada 2022 r., w stosunku do ubiegłego roku, w produkcji chemikaliów i wyrobów chemicznych przeciętne zatrudnienie wzrosło o 1,1%, natomiast w produkcji wyrobów z gumy i tworzyw sztucznych o 2,9%.

RYS. 5
Poziom eksportu i importu chemikaliów i produktów pokrewnych w mln zł
Źródło: GUS



Przez jedenaście miesięcy 2022 r. w stosunku do analogicznego okresu poprzedniego roku, spośród analizowanych działów przemysłu nieco wyższy wzrost przeciętnych wynagrodzeń wystąpił w produkcji wyrobów z gumy i tworzyw sztucznych (13,6%) niż produkcji chemikaliów i wyrobów chemicznych (11,2%).

Handel zagraniczny chemikaliami

W okresie od stycznia do października 2022 r. eksport chemikaliów i produktów pokrewnych osiągnął wartość bliską 133,6 mld zł. Dynamika eksportu chemikaliów w stosunku do dziesięciu miesięcy 2021 r. wyniosła ok. 128,9%.

Należy jednak zauważyć, że problemy polskich producentów chemicznych pod koniec roku nie odbiegały od sytuacji ich europejskich odpowiedników. Stąd dalsze wnioski dotyczące obecnej sytuacji w branży, jak i wyzwania na przyszłość można sformułować spoglądając na polski przemysł chemiczny na tle sytuacji na rynku UE i szerszej – globalnej.

Pogarszająca się pozycja konkurencyjna europejskiego przemysłu chemicznego

Kryzys energetyczny wywarł w 2022 r. głęboki wpływ na sektor chemiczny w Europie zarówno w wymiarze kosztów produkcji, jak i wyników w handlu.

Analiza najnowszych danych udostępnionych przez Eurostat oraz Europejską Izbę Przemysłu Chemicznego (Cefic) potwierdza pogorszenie się w II połowie 2022 r. pozycji branży chemicznej na tle całego unijnego przetwórstwa przemysłowego.

Dane dotyczące trzech kwartałów 2022 r. wskazują, że produkcja chemiczna w UE spadła o 3% w porównaniu do analogicznego okresu roku poprzedniego, podczas gdy pozostała produkcja przemysłowa (przetwórstwo przemysłowe ogółem) wzrosła o 1,9%. Poza przemysłem chemicznym spadek produkcji r.r. stwierdzono również w produkcji wyrobów z gumy i tworzyw sztucznych (-0,8%), urządzeń elektronicznych (-4,9%) oraz produkcji metali bazowych (-2,6%). Dla kontrastu, najszybciej rosące sektory unijnego przemysłu to przemysł maszynowy (+4,7%) oraz farmaceutyczny (+8,7%).²

Jak wynika z danych Eurostat, od marca do października 2022 r. w UE poziom produkcji w przemyśle chemicznym oraz w sektorze wyrobów z gumy i tworzyw sztucznych na stałe był niższy niż w analogicznych miesiącach poprzedniego roku. Dodatkowo w produkcji chemikaliów i wyrobów chemicznych spadki pogłębiały się w kolejnych miesiącach (w październiku sięgnęły -13,6% r.r.).

Na tym tle polski przemysł chemiczny wykazywał od stycznia do sierpnia istotnie wyższą dynamikę produkcji z roku na rok. Dopiero we wrześniu i paź-

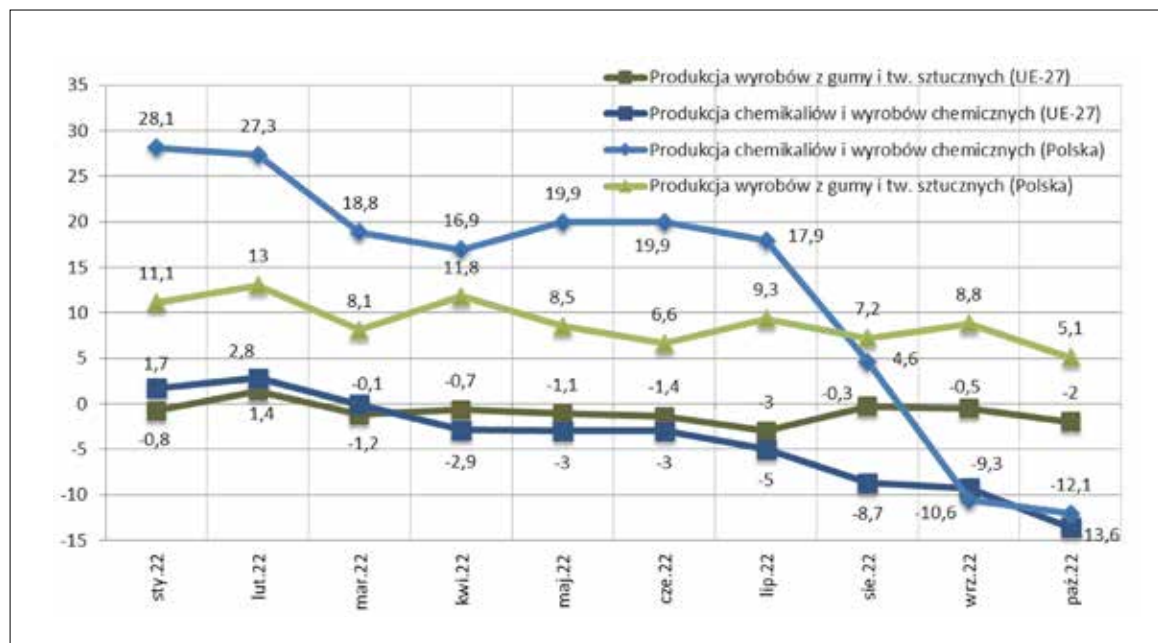
”

Problemy polskich producentów chemicznych pod koniec roku nie odbiegały od sytuacji ich europejskich odpowiedników

W tym samym okresie wartość obrotów handlowych chemikaliami po stronie importu wyniosła 204 mld zł. Dynamika importu chemikaliów w stosunku do analogicznego okresu 2021 r. wyniosła 128,2%.

Ujemne saldo w handlu zagranicznym chemikaliami i produktami pokrewnymi po dziesięciu miesiącach 2022 r. sięgało ok. -70,4 mld zł (pogłębiło się o blisko 27% w porównaniu do 2021 r., kiedy to sięgało ok. -55,5 mld zł).

Podsumowując, polski przemysł chemiczny w 2022 r. zmagał się z wieloma trudnościami, które istotnie wpływały na rentowność prowadzonej działalności. Wysokie (rosnące w trakcie roku) ceny surowców (ze szczególnym uwzględnieniem gazu ziemnego) i energii oraz pojawiające się problemy logistyczne oraz niedobory surowców przekładały się na coraz gorsze wyniki finansowe w kolejnych kwartałach roku.



RYS. 6
Dynamika produkcji chemikaliów i wyrobów chemicznych oraz wyrobów z gumy i tworzyw sztucznych w Polsce i UE w % (100% = miesiąc poprzedniego roku, dane wyrównane wg dni kalendarzowych, ale niewyrównane sezonowo)
Źródło: Eurostat

dzienniku 2022 r. obserwowano spadki analizowanego wskaźnika w porównaniu do analogicznych miesięcy roku poprzedniego, zbliżone do tych notowanych w UE. Z kolei produkcja wyrobów z gumy i tworzyw sztucznych w Polsce od stycznia do października pozostawała na wyższym poziomie niż w 2021 r.

Saldo w handlu międzynarodowym chemikaliami w UE przeszło z nadwyżki eksportu nad importem w pierwszej połowie 2021 r. do silnego deficytu handlowego w pierwszej połowie 2022 r.

Ceny gazu ziemnego notowane w Europie wciąż znacznie przewyższają ceny dla innych regionów świata, co istotnie pogarsza pozycję europejskiego sektora chemicznego. Ponadto pomimo spadków cen ropy i gazu w UE w III kwartale 2022 r. pozostały one nadal powyżej poziomów z 2021 r. Dodatkowo wpływ cen gazu na rentowność produkcji chemicznej potęgowany był niekorzystnym kursem euro w stosunku do dolara.

Na tym tle wskaźnik zaufania w przemyśle chemicznym we wrześniu 2022 r. spadał siódmy miesiąc z rzędu³. Oczekiwania menedżerów dotyczące produkcji na kolejne trzy miesiące były negatywne. Oceny obecnego poziomu zamówień również wykazały kolejne pogorszenie. Negatywna była także ocena poziomu zapasów produktów gotowych, która poprawiała się w ostatnich miesiącach (można więc mówić o przełamaniu relatywnie pozytywnych trendów z I połowy 2022 r. w przedmiotowym zakresie).

Co dalej z europejską branżą chemiczną?

Pod koniec 2022 r. agencja ratingowa Moody's obniżyła ocenę perspektyw dla światowego przemysłu chemicznego ze stabilnej na negatywną. Poza kryzysem energetycznym oraz problemami z cenami, a także podażą gazu ziemnego i ropy, należy również podkreślić, że inwazja Rosji na Ukrainę zagroziła

dostawom surowców dla unijnego (ale nie tylko) przemysłu chemicznego, których Ukraina jest istotnym producentem. Dotyczy to w szczególności gazów szlachetnych, takich jak neon, krypton i ksenon, czy amoniaku (którego 80% zużywa się do produkcji nawozów). Z kolei Rosja była w 2021 r. głównym eksporterem platyny i palladu (metali stosowanych chociażby w katalizatorach spalin samochodowych), a także zaspokajała około 14% światowego zapotrzebowania na aluminium i 22% na tytan, 20% dostaw fosforytów do UE, 26% światowych dostaw skandu, 19% wanadu, 10% niklu, 4% kobaltu i ponad 3% światowych dostaw miedzi.

Jednak nawet na negatywnym tle globalnym, problemy europejskiej chemii mogą być znacznie poważniejsze.

Europejska Izba Przemysłu Chemicznego Cefic ocenia, że kryzys energetyczny w 2022 r. w szczególności dotknął przemysłu chemicznego w Europie kontynentalnej między innymi ze względu na jego zależność od rosyjskiego gazu⁴. Koszty energii są aktualnie jedną z największych słabości europejskiego sektora. W 2019 r. zużycie ropy przemysłu chemicznego UE, w tym farmaceutycznego, wyniosło 50,8 mln ton. Zużycie gazu w przemyśle chemicznym stanowi około 10% całkowitego zużycia gazu w UE.

Gwałtowny wzrost cen i potencjalne ryzyko niedoborów dostaw gazu, wzrost cen energii elektrycznej i nakazy ograniczenia jej zużycia zagrażają setkom zakładów chemicznych w całej Europie. Na ten moment ww. czynniki spowodowały, że w UE w II połowie 2022 r. po raz pierwszy w historii import chemikaliów był większy niż eksport, zarówno pod względem ilości, jak i wartości.

Wg danych Cefic konkurencyjność europejskiej branży chemicznej w porównaniu do producentów



WSKAŹNIK KLIMATU KONIUNKTURY

Ogólny klimat koniunktury w polskim przetwórstwie przemysłowym w 2022 r. był niekorzystny. Jednak w produkcji chemikaliów wskaźnik klimatu spadł trwale poniżej zera dopiero w lipcu 2022 r., a w produkcji wyrobów z gumy i tworzyw sztucznych nieco wcześniej, bo w maju

z innych wiodących regionów świata została znacząco osłabiona. Udział w rynku globalnym producentów z UE znacznie spadł od 2010 r. Przemysł amerykański również przeżywał w 2022 poważne trudności, został jednak w mniejszym stopniu od europejskiego dotknięty kryzysem energetycznym, a borykał się z problemami dotyczącymi łańcuchów dostaw. Tymczasem wg danych Cefic z III kwartału 2022 r. Chiny mają już 44,6% udziału w światowym rynku sprzedaży chemikaliów, a wg Cefic, do 2030 r. udział w rynku globalnym producentów z UE spadnie do 10,5%.

Marco Mensink, dyrektor generalny Cefic, podsumował pod koniec roku sytuację europejskiego sektora chemicznego słowami: „Zbliżamy się do punktu, z którego nie ma odwrotu. Jeśli naszemu sektorowi nie zostanie zapewnione rozwiązanie awaryjne dotyczące cen energii, jesteśmy niedaleko punktu krytycznego” (...). „Setki firm z sektora chemicznego już znajdują się w sytuacji przetrwania i zaczęliśmy obserwować pierwsze zamknięcia. Potrzebujemy działań teraz”. Cefic ratunku dla branży upatruje w działaniach Komisji Europejskiej i państw członkowskich, zmierzających do uzgodnienia ogólnoeuropejskiego planu ograniczenia wpływu cen energii, zwiększenia jej dostaw i wprowadzenia zachęt do redukcji zużycia energii w przemyśle.

Strategie obronne vs inwestycje i zielona transformacja

Producenci chemiczni: zarówno polscy, jak i europejscy, już od II połowy 2022 r. stosują strategie obronne na problemy z rentownością, szukając cięcia kosztów tam, gdzie to możliwe. Pod koniec roku nabrały one jednak dodatkowego tempa.

Brytyjskie Royal Society of Chemistry przeanalizowało strategie wybranych, największych europejskich firm chemicznych, których przykłady przedstawiono poniżej⁵.

Jeden z najbardziej restrykcyjnych programów oszczędnościowych w branży wdraża BASF. Firma po zakończeniu programu w 2024 r. zamierza zaoszczędzić 500 mln euro rocznie, głównie w swoim flagowym zakładzie w Ludwigshafen w Niemczech. Program, koncentrujący się na dywizjach nieprodukcyjnych, w tym logistycznych, serwisowych oraz badawczo-rozwojowych. Program już w tym roku zmniejszy planowany wzrost kosztów w europejskich zakładach o około 2,2 miliarda euro.

Z kolei Dow koncentruje się na zmniejszeniu zużycia gazu ziemnego w europejskich zakładach o 15%. Firma zamierza zaoszczędzić 1 miliard dolarów w ciągu 2023 roku, głównie dzięki tymczasowym przestojom niedostatecznie wykorzystywanych obiektów, takich jak piece do krakowania.

LyondellBasell planuje eksploatować swoje europejskie obiekty z wykorzystaniem 60% mocy produkcyjnych, a swoje aktywa w Ameryce Północnej na poziomie 75% potencjału wytwórczego. Firma podała, że jej europejskie koszty energii w 2022 roku były o 1,8 miliarda dolarów wyższe niż w 2020 roku.

Eastman Chemical zamierza w przyszłym roku obniżyć koszty o 150 milionów dolarów. Oszczędności będą pochodzić głównie z dostosowania zakładów produkcyjnych do wyższych kosztów i spowolnienia popytu.

Niekorzystna sytuacja w branży skutecznie ograniczyła tempo fuzji i przejęć na europejskim rynku chemicznym. W pierwszej połowie 2022 r. na uwagę zasługuje jednak przejęcie przez Celanese części biznesu DuPont (DuPont's Mobility & Materials) za 11 miliardów dolarów. W dalszej części 2022 r. grupa Bayer sprzedała również swój biznes w dziedzinie nauk o środowisku (Environmental Science Professional) międzynarodowej firmie private equity Cinven za 2,6 miliarda dolarów.

Strategie polskich firm chemicznych (które w 2022 r. na tle rynku europejskiego poradziły sobie całkiem dobrze) również koncentrują się na optymalizacji kosztów, nie zapominając jednak o inwestycjach (choć wiele z planów inwestycyjnych dotyczy projektów zapoczątkowanych jeszcze w latach poprzednich), a także dostosowaniu swoich biznesów do wymogów ochrony środowiska i transformacji produkcji zgodnie z wymogami ekologii⁶.

Ciech w 2023 r. swoje strategie obronne przed skutkami kryzysu koncentrował będzie na niwelowaniu skutków wahan cen surowców i problemów z ich dostępnością (np. dostęp do węgla, który jest potrzebny do wytwarzania energii – pary, niezbędnej do produkcji sody). Już od wielu miesięcy spółka na bieżąco podejmuje wiele działań, by minimalizować ww. ryzyka i aktywnie nimi zarządzać.

Z kolei Grupa Azoty zмага się w szczególności z problemami z dostępnością i cenami gazu ziemnego (nie umniejszając roli innych surowców do produkcji). Grupa na bieżąco kontroluje opłacalność

produkcji, czego efektem są obserwowane w 2022 r. postoje produkcyjne (podobne podejście stosowała również część chemiczna grupy ORLEN).

Liczne problemy o podłożu makroekonomicznym w 2022 roku istotnie utrudniły trwającą „zieloną” transformację branży chemicznej. W całej Europie izby przemysłowe i organizacje producentów chemicznych wezwały instytucje regulacyjne UE do spowolnienia wdrażania Zielonego Ładu, który poprzez pryzmat ambitnych celów i wspierających je regulacji staje się trudny do zaakceptowania przez europejskich producentów. W odpowiedzi Komisja Europejska potwierdziła w swoim programie prac na 2023 r., że szczególnie uciążliwa część strategii dla chemii na rzecz zrównoważonego rozwoju (chemicals strategy for sustainability, tzw. CSS) – przegląd przepisów dotyczących rejestracji, oceny i udzielania zezwoleń na chemikalia (REACH) – zostanie opóźniona do czwartego kwartału 2023 r.⁷ Nie oznacza to, że firmy chemiczne zaprzestały działań związanych ze zrównoważonym rozwojem, mając na uwadze fakt, że zielona transformacja branży jest kierunkiem, od którego nie ma odwrotu.

Pełną wersję Raportu można zamówić w Instytucie Organizacji „INORG” Sp. z o.o.
ul. P. S. Wyszyńskiego 11, 44-101 Gliwice
e-mail: inorg@inorg.pl, www.inorg.pl

Przypisy

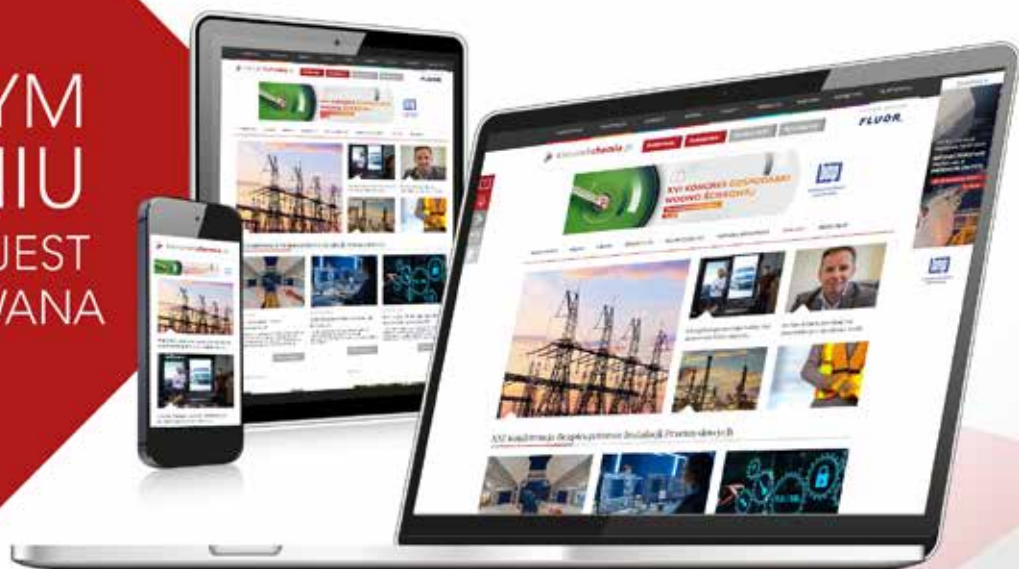
- ¹ Szczegółowe wyniki gospodarcze działów przemysłu chemicznego w 2019 roku przedstawiono wg klasyfikacji PKD 2007, tj.: 20 „Produkcja chemikaliów i wyrobów chemicznych”, 21 „Produkcja podstawowych substancji farmaceutycznych oraz leków i pozostałych wyrobów farmaceutycznych”, 22 „Produkcja wyrobów z gumy i tworzyw sztucznych”.
- ² Źródło: Cefic Chemical Monthly Report (CMR), 2 Dec 2022.
- ³ Źródło: Wyniki badań przedsiębiorstw i konsumentów za wrzesień 2022 r.; Cefic Chemical Monthly Report (CMR) z 25 października 2022 r.
- ⁴ Źródło: Cefic position paper; Energy crisis: the EU chemical industry is reaching breaking point, October 2022.
- ⁵ Źródło: www.chemistryworld.com, Energy drain; Vanessa Zainzinge; 16 december 2022
- ⁶ Źródło: www.wnp.pl, Chemia gra w zielone, bo musi. Wyzwań w 2023 r. nie zabraknie; Dariusz Malinowski; 30.12.2023 r.
- ⁷ Źródło: www.chemistryworld.com, op. cit. ■

REKLAMA

 kierunek**chemia**.pl

W GRUPIE
PORTALI


W NASZYM
WYDANIU
CHEMIA NIE JEST
SKOMPLIKOWANA





Fot. 123rf

NIEPEWNOŚĆ, CHAOS I KOMPROMITACJA

Janusz Wiśniewski

Krajowa Izba Gospodarcza

Dla podsumowania obrazu polskiej chemii w 2022 roku najlepsze są słowa: niepewność, chaos i kompromitacja. A przyszłość – będzie trudna.

Jeden z najważniejszych sektorów gospodarki światowej był w Polsce przez lata hołubiony propagandowym hasłem: „Chemia żywi, leczy, ubiera i broni”. Mało kto wspominał o uciążliwości środowiskowej zakładów chemicznych, choć hucznie świętowano wykreślanie kolejnych fabryk ze słynnej listy 80. największych trucicieli. A przecież zdarzało się, że profesor chemii i wynalazca był kiedyś prezydentem Polski, jedyną noblistką z chemii była Polka, a właśnie zmarnowaliśmy szansę godnego obchodzenia 200. rocznicy urodzin pierwszego naftciarza świata, wybitnego przedsiębiorcy i filantropa – Ignacego Łukasiewicza.

Gdy w 2006 roku alarmowałem w jednym z portali, że w polskiej chemii zanikła innowacyjność, przypominano mi o sukcesach w eksporcie polskich chemicznych licencji i know-how z niedalekiej... przeszłości. Nie twierdzę, że dziś nie pojawiają się żadne chemiczne startupy, ale słychać głównie o tworzonych przez fabryki chemiczne nowych centrach naukowo-badawczych, czyli mamy już miejsca, w których kiedyś sztuczna inteligencja będzie rozpoczynać aplikacje swoich wynalazków.

Gospodarka

W rok 2022 wjechaliśmy z bałaganem podatkowym nazywanym „Polski Ład”, który wprowadził niepewność wśród przedsiębiorców i obywateli. Wydaje się, że dla większości Polaków nieuchronność podatków jest już oczywista, ale ich wysokość i przewidywalność – nadal wątpliwa.

Potem przyszła inwazja Rosji na Ukrainę, która rozpoczęła nieprzewidywalną wojnę światów, co razem z kolejnymi fazami pandemii dało asumpt rządzącym do wprowadzania ręcznych metod sterowania gospodarką. Kraj, który z trudem przez lata przyzwyczajał się do gospodarki rynkowej, nagle zaczął zwracać do czasów „sprzed klaskania” i ludzie poczęli oczekiwać kolejnych transferów społecznych, zamiast zwracać uwagę na trendy w gospodarce światowej i polityczne zawirowania.

Wydajnością pracy – jedną z najniższych w UE – przestaliśmy sobie zwracać głowę i dalej nic nie robimy dla poszukiwania nowych źródeł surowców, od których polski przemysł chemiczny jest i będzie uzależniony.

Ceny

Domorośli działacze chemiczni naiwnie wierzyli, że gaz będzie zawsze tani, bo 2 kwietnia 2020 roku osiągnął 1,52 USD/mln BTU. Tymczasem 22 sierpnia 2022 roku cena wzrosła do 10 USD/mln BTU, wzbudzając panikę wśród odbiorców. Dziś wydaje się, że świat będzie szczęśliwy, gdy cena gazu będzie się wahać w granicach 6-8 USD/mln BTU. Zwłaszcza zimą.

Podobnie ropa naftowa pobudzała wyobraźnię ceną 15,99 USD/bbl 20 kwietnia 2020 roku, ale już 8 marca 2022 roku osiągnęła 133,08 USD/bbl, co jest rekordem minionej pięciolatki. Pewne zdziwienie budzą ceny ropy BRENT na początku grudnia 2022 r., gdyż są one niższe niż były przed wybuchem wojny w Ukrainie. Od dawna wiadomo, że właśnie cena ropy w przedziale 70-80 USD/bbl jest optymalna dla gospodarki światowej, ponieważ nie hamuje rozwoju gospodarczego, ale jednocześnie skłania do poszukiwania alternatywnych źródeł energii.

Ceny węgla w ARA osiągnęły trzyletnie maksimum 9 marca 2022 roku (434,85 USD/t), ale grudniowe ceny około 240 USD/t wskazują, że świat poradził sobie z tym kontrowersyjnym ekologicznie surowcem strategicznym.

To, że surowce strategiczne są podatne na spekulacje i polityczne zawirowania jest od dawna wiadome – było to widoczne np. w przypadku siarki, której cena potrafiła w ciągu roku 2008 zmieniać się między 30 a 800 USD/t, a ustabilizował ją dopiero nieformalny kartel Katar, Rosja, Iran i Algieria. Świat produkuje rocznie 78 mln ton odpadowej siarki i ceny powyżej 200 USD/t blokują rozwój chemii siarki, mimo że królem chemikaliów pozostaje kwas siarkowy.

Polska usiłuje być jedynym krajem na świecie, gdzie monopol ma sprzyjać konsumentom. Centralizacja i ręczne zarządzanie podmiotami gospodarczymi szybko skończy się rozregulowaniem mechanizmów gospodarczych, a interwencjonizm państwowy – zwiędzi dzieło.

Politycy nie zdają sobie sprawy, że tworzenie pionowych struktur monopolistycznych napędza zyski czebolowi w warunkach koniunktury rynkowej, ale generuje straty w postępie geometrycznym, gdy trwa recesja. Dawno temu tłumaczyli mi to menedżerowie z Norsk Hydro i dlatego wyłączyli z tego giganta gazo-naftowego nawozową Yarę.

Nawozy

W 2022 roku największy chaos panował na rynku nawozowym. Ustawowo pozbawiony konkurencji PGNiG, który nigdy nie miał kompetencji w handlu gazem, a jedynie w jego dystrybucji, dostarcza ten surowiec do przetwórców, co nakręca spiralę cen. Ci, po dołożeniu swoich kosztów i marż, zmuszali rynek do akceptowania kosmicznych cen, gdyż sankcje zablokowały konkurencyjny import ze Wschodu. W rezultacie, na koniec trzeciego kwartału 2022 roku ceny saletry amonowej przekroczyły 5000 PLN/t, a mocznika

nawozowego nawet 6000 PLN/t. Za to największy producent, czyli Grupa Azoty, mógł się pochwalić podwojeniem przychodów rok do roku (19,5 mld PLN versus 10,4 mld PLN), a jego zysk netto zwiększył się pięciokrotnie (1,6 mld PLN versus 267 mln PLN).

Rząd rzucił się na pomoc rolnictwu z kolejnymi tarczami, co wpłynęło na i tak rosnącą inflację. Rynek w końcu odrzucił szaleństwo cenowe i w czwartym kwartale ceny nawozów zaczęły gwałtownie spadać, co na zewnętrznych obserwatorach robiło wrażenie tureckiego bazaru. Niektórzy podpowiadają mi, że to nie koniec zawirowań, bo w PGNiG tyka bomba na zabezpieczeniach marżowych, co jakby tłumaczył pośpieszną konsolidację.

”

Polskich przedsiębiorców nic dobrego nie czeka w 2023 roku, więc może faktycznie powinni przenieść swoje interesy do Afryki

Kompromitacja

Za największą kompromitację chemii w 2022 roku uważam zachowanie wobec zatrucia Odry, a właściwie brak jakiegokolwiek sensownej reakcji. Pamiętam czasy wzmoczenia programem Odra 2006, który złośliwie wieszczyliśmy rokiem 2066, choć niektórym marzyło się przekształcenie Odry w taką rzekę, jaką jest Ren dla niemieckiej chemii.

Odnoszę wrażenie, że nawet fabryki i instytucje naukowo-badawcze leżące nad Odrą wolały przyjmować hucpiarską wersję polityków o naturalnym zatruciu rzeki, nawet nie próbując włączyć się w wyjaśnianie, jak zawinił człowiek.

Kolejną kompromitacją polskiego przemysłu chemicznego było zamknięcie produkcji nawozów bez zastanowienia, co będzie z ciekłym dwutlenkiem węgla i jego stałą formą, czyli suchym lodem. Nadal podejrzewam, że chciano spróbować ograniczenia zużycia gazu ziemnego przed spodziewanymi jego brakami zimą i działacze chemiczni nie wiedzieli, że spowoduje to ograniczenie produkowanego ubocznie CO₂. A od lat opowiadają, że 70% wszystkich sektorów przemysłowych w jakiś sposób zależy od chemii.

W tym czasie zatrzymały się też fabryki nawozowe w Czechach i Niemczech, ale tam paniki związanej z brakiem dwutlenku węgla na rynku jakoś nie było. Aż strach pomyśleć, co będzie się działo, gdy Krajowa Grupa Spożywcza zacznie drogo kupować i tanio sprzedawać nawozy.

Nie umiem też zrozumieć braku reakcji polskiej chemii na żenujące hasło „palta czym chceta”. Tak jakby ktoś chciał wydać wyrok śmierci na kolejne



Fot. 123rf

AFRYKAŃSKIE SZANSE POLSKIEJ CHEMII

Z uwagi na różnice w cenach nośników energetycznych i paliw, wiele energochłonnych zakładów można przenieść do krajów Afryki Północnej, wykorzystując ich zasoby surowców naturalnych, ciągle tania siłę roboczą i rosnące rynki

dziesiątki tysięcy obywateli, zwłaszcza po nadmiarowych zgonach, które spowodowała źle prowadzona walka z pandemią.

Przyszłość

Nadchodzące lata będą trudne dla gospodarki polskiej, gdyż mimo różnych zakłęb weszliśmy już w fazę recesji wraz z wysoką inflacją.

Już w 1978 roku noblista Milton Friedman powiedział, że tylko rząd tworzy inflację. Nie producenci, konsumenci, związki zawodowe czy ceny ropy naftowej. Tylko rząd, który decyduje o wydatkach. A my dziś bredzimy o „putinlacji” czy innych importowanych zjawiskach.

Tymczasem dalej możemy się spodziewać braku środków z KPO i niestety także innych funduszy strukturalnych, co źle wpłynie na kurs naszej waluty oraz i tak już bardzo niską stopę inwestycji. Polski przemysł chemiczny dodatkowo znajdzie się pod presją strategii UE ds. zrównoważonych chemikaliów (CSS), co stanowi jeden z filarów Europejskiego Zielonego Ładu.

Przewidywane na najbliższe pięć lat ponad 80 zmian w regulacjach głównie prawnych ma na celu zminimalizowanie negatywnego wpływu chemikaliów na ludzi i środowisko. Oznaczać to będzie nowe wyzwania, ryzyka i koszty dla sektora.

Wydaje mi się, że polska chemia zostanie wkrótce sektorem „planowo deficytowym” w dobie kryzysu energetycznego i niedostatku surowców. Noworoczne ceny gazu i energii zrobią swoje, a Bloomberg podaje, że Europa już poniosła bilion dolarów kosztów tego kryzysu.

Afryka

Od kilku lat przyglądam się afrykańskim szansom polskiej chemii, a od kiedy mam przyjemność przewodniczyć Polsko-Algijskiej i Polsko-Egipskiej Radom Biznesu widzę na co dzień, ile znaczących projektów można było już dawno przeprowadzić. Dziś mamy

często 10-krotne różnice w cenach nośników energetycznych i paliw co sprawia, że wiele energochłonnych zakładów można po prostu przenieść do krajów Afryki Północnej, wykorzystując ich zasoby surowców naturalnych, ciągle tania siłę roboczą i rosnące rynki.

To nie są jednak łatwe rynki dla europejskich firm, ale znowu ratuje nas UE, która ma podpisane z tymi krajami umowy stowarzyszeniowe. Algierski gigant Sonatrach obśmiewa europejskie miraż zielonego amoniaku czy metanolu, ale byłby wdzięcznym partnerem dla polskich inwestorów w budowie takich fabryk w Algierii.

Obowiązujące od 8 stycznia 2023 roku embargo na rosyjski metanol znowu zakłóci łańcuchy dostaw, a UE importuje stamtąd 2 mln ton/rok. Polski import z różnych kierunków ciągle rośnie i wynosi już prawie 700 000 ton metanolu rocznie.

Niedawno Grupa Azoty Police zmodernizowała swoją instalację kwasu fosforowego, chwając się, że ograniczy import fosforytów o jeden statek rocznie. Jednak polscy importerzy i tak będą sprowadzać ponad milion ton fosforytów każdego roku i odkładać na hałdach miliony ton fosfogipsów uciążliwych dla środowiska. Tymczasem wybudowanie fabryki kwasu fosforowego w Algierii lub Egipcie rozwiąże te problemy. Algieria posiada też bogate złoża zarówno soli, jak i naturalnej trony, a do nas dobiegają się chętni do budowy instalacji sody kalcynowanej. Będziemy namawiać Ciech, aby przeniósł tam swoją nieczynną instalację z Rumunii lub rozważył inwestycje w nową technologię w Algierii. Polska podpisała z Algierią umowę o unikaniu podwójnego opodatkowania już w 2000 roku, ale umowa ta do tej pory nie weszła w życie. Czas to zmienić.

Egipt, który drugą nitką Kanału Sueskiego objął specjalną strefą ekonomiczną, czeka na polskich inwestorów ze specjalnie utworzoną polską podstrefą.

Tereny nad Morzem Śródziemnym, gdzie polskie wykrywacze min pomogły w zwycięstwie pod El Alamein, to dziś wspaniałe obiekty turystyczne i rezydencje na wzór Dubaju, a obok park przemysłowy czekający na inwestorów.

Już wiadomo, że polskich przedsiębiorców nic dobrego nie czeka w 2023 roku, więc może faktycznie powinni przenieść swoje interesy do Afryki, gdzie zimy są łagodniejsze i surowców jest więcej. Polska, w odróżnieniu od 139 krajów, do tej pory nie zadeklarowała neutralności klimatycznej, czyli dalej nie mamy wizji rozwoju cywilizacyjnego, a większość państw arabskich ma już programy rozwojowe na wypadek wyczerpania się zasobów węgłowodorów.

I tak *à propos*: w latach 80. ubiegłego stulecia polscy profesorowie wykładali geofizykę na arabskich uniwersytetach, a dziś zapraszam biznesmenów z krajów bogatych w węglowodory do najpiękniejszego na świecie muzeum nafty i gazu w Bóbrce k/Krosna, żeby zobaczyli, skąd naprawdę wzięło się ich bogactwo, gdyż obecnie Polska kojarzy im się jedynie z Robertem Lewandowskim. ■



**WATERJETTING
SOLUTIONS**



TANK CLEANING



**HIGH-PRESSURE PUMPS
& PROCESS PUMPS**



Hammelmann GmbH
Carl-Zeiss-Straße 6-8
D-59302 Oelde

☎ (0) 25 22 / 76 - 0
✉ mail@hammelmann.de
🌐 www.hammelmann.de

HAMMELMANN®

RYNEK NAWOZÓW W OBLICZU KRYZYSU GAZOWEGO W EUROPIE

dr hab. inż. Arkadiusz Piwowar, prof. UEW

Uniwersytet Ekonomiczny we Wrocławiu

Rynek nawozów mineralnych w Polsce, podobnie jak i w całej Unii Europejskiej, był w ubiegłym roku poddany silnej presji z uwagi na aktualną sytuację geopolityczną. Dotyczyło to zwłaszcza nawozów azotowych, produkowanych na bazie gazu ziemnego.

Gaz ziemny to podstawowy surowiec do produkcji amoniaku, który z kolei wykorzystywany jest do wytwarzania nawozów azotowych (m.in. mocznika, saletry, saletrzaka). Warto przy tym podkreślić, że koszty zakupu gazu ziemnego stanowią około 60-80% kosztów produkcji nawozów azotowych. Wysokie ceny gazu i problemy z zakupem tego surowca stanowią zatem krytyczne zagrożenie dla europejskiego przemysłu nawozowego.

Trudna sytuacja podaży-popytu w 2022 r.

Nadzwyczajny i bezprecedensowy w historii notowań wzrost cen gazu ziemnego w Europie spowodował ograniczenie bądź czasowe wstrzymanie produkcji amoniaku i/lub nawozów azotowych w wielu firmach produkcyjnych w Europie Zachodniej i Środkowo-Wschodniej (m.in. Yara, BASF, Borealis, Agrofert, CF Industries Holdings, Achema). Duża niestabilność cenowa na europejskim rynku dotyczyła



Fot. 123rf

także nawozów potasowych, zwłaszcza w sytuacji zastopowania ich importu z Białorusi. Wzrosty cen w 2022 roku dotyczyły zatem nie tylko cen nawozów azotowych i wieloskładnikowych, ale także potasowych i w mniejszym zakresie fosforowych.

Produkcja nawozów na krajowym rynku

Ograniczenia w produkcji nawozów dotknęły także największych podmiotów wytwórczych na polskim rynku. Największy w kraju podmiot gospodarczy na badanym rynku – Grupa Azoty – podjął w 2022 roku decyzje o ograniczeniu produkcji nawozów w Zakładach Azotowych Kędzierzyn oraz zakładach w Puławach. Tymczasowe wstrzymanie i ograniczenie wytwarzania nawozów nastąpiło także w drugim największym podmiocie na krajowym rynku – Anwil (spółka z grupy kapitałowej PKN ORLEN). Również w pozostałych spółkach następowały zmiany wielkości produkcji na skutek zmian w cenach surowców do produkcji oraz problemów logistycznych związanych z zaopatrzeniem. Problem, o którym napisano wyżej, występował zwłaszcza w II i III kwartale 2022 r.

Wzrost cen nawozów a rolnictwo

Wysoki wzrost kosztów wytworzenia nawozów spowodował wzrosty cen hurtowych i detalicznych nawozów na krajowym rynku. Sytuacja taka niekorzystnie wpływa na rolnictwo, zwłaszcza w sytuacji, gdy to nawozy azotowe w największym stopniu oddziałują na wielkość plonów roślin uprawnych. Sytuacja, która miała miejsce zwłaszcza w okresie II i III kwartału 2022 r., była wyjątkowo trudna dla rolników, ceny nawozów systematycznie wzrastały. Pojawiały się także problemy związane ze zmniejszoną dostępnością nawozów w punktach sprzedaży. Dostępność ograniczona została również na skutek blokady importu nawozów z Rosji i Białorusi do Polski, co głównie dotyczyło mocznika i nawozów wieloskładnikowych.

Aktualnie (stan na koniec listopada 2022 r.) sytuacja z punktu widzenia rolników poprawiła się, ceny nieznacznie spadają, a dostępność nawozów w punktach sprzedaży wzrosła. Niemniej jednak aktualne ceny nawozów są dużo wyższe od tych, po których przez lata nabywali producenci rolni w Polsce. Ma to niewątpliwie wpływ na ich decyzje odnośnie wielkości zakupów (prognozowany spadek zużycia nawozów mineralnych w Polsce). Wraz z rosnącymi cenami nawozów mineralnych wzrastać będzie zainteresowanie nawozami naturalnymi.

Dodatkowo uwarunkowania popytowo-podażowe na rynku nawozów mineralnych w 2022 r. w Polsce były bardzo zmienne, stąd odnotowuje się duże różnice cenowe w poszczególnych punktach sprzedaży nawozów. Wiąże się to z faktem, że dystrybutorzy nabyli nawozy po cenach bardzo wysokich, a chęć realizacji zysku ze sprzedaży i w konsekwencji naliczenie marży handlowej dodatkowo przyczyniła się do

wzrostu cen. Wysokie ceny są głównym czynnikiem ograniczenia popytu na nawozy ze strony rolników. Różnica w cenach pomiędzy skrajnymi ofertami popularnych na rynku nawozów wynosi w punktach handlowych często kilkaset złotych za tonę nawozu.

Inwestycje pomimo sytuacji kryzysowej

Czołowi producenci nawozów mineralnych w Polsce, pomimo niewątpliwiej sytuacji kryzysowej związanej z ograniczeniem produkcji i zmniejszonym popytem, kontynuowali w 2022 r. zaplanowane zamierzenia inwestycyjne. W Grupie Azoty Puławy trwa m.in. modernizacja i budowa nowych instalacji kwasu azotowego, a realizacja tego zadania wpłynie na poprawę efektywności wytwarzania kwasu azotowego i nawozów na jego bazie. Planuje się także wytwarzanie nowych, specjalistycznych nawozów z użyciem tej instalacji, a planowany termin realizacji inwestycji to marzec 2024 roku.

Także Anwil z Grupy ORLEN kontynuuje budowę instalacji do produkcji nawozów azotowych, a inwestycja ma przyczynić się do zwiększenia mocy wytwórczych spółki o ok. 50 proc. i pozwolić na produkcję nowych nawozów (saletra gruba, saletrosiarczan amonu, saletrzak z siarką i saletrzak z magnezem o ulepszonych własnościach granulacji). Budowa ma zostać ukończona w połowie 2023 r.



Wraz z rosnącymi cenami nawozów mineralnych wzrastać będzie zainteresowanie nawozami naturalnymi

Perspektywy na (najbliższą) przyszłość przez pryzmat doświadczeń z 2022 r.

Trudno oczekiwać w kolejnych miesiącach gwałtownej poprawy na rynkach surowcowych, zwłaszcza w odniesieniu do rynku gazu ziemnego w Europie. Okres zimy i wiosny wiązać się będzie z relatywnie wysokim zużyciem gazu na cele bytowe, a przy wysokich cenach tego surowca i ograniczeniach możliwości zakupu (w ujęciu geograficznym) na potrzeby przemysłu chemicznego, jeszcze bardziej zmniejszać się będzie konkurencyjność nawozów produkowanych w Europie Zachodniej i Środkowo-Wschodniej w porównaniu z produkcją nawozów zwłaszcza w Ameryce Północnej i kontynencie azjatyckim.

Niemniej jednak znaczenie przemysłu nawozowego w polskiej gospodarce jest bardzo duże, zwłaszcza w odniesieniu do kwestii bezpieczeństwa żywnościowego. Trudno wyobrazić sobie wysokie plony w ramach rolnictwa industrialnego w Polsce bez

**NOWE
PRODUKTY**

W perspektywie kolejnych miesięcy kontynuowane i podejmowane będą nowe inicjatywy badawcze i wdrożeniowe, które dotyczyć będą m.in. nawozów o kontrolowanym uwalnianiu składników pokarmowych, nawozów mineralnych wzbogaconych mikrobiologicznie czy wytwarzania nawozów na bazie odpadów



stosowania nawozów w wielkości około 120 kg NPK/ha UR. Zwłaszcza biorąc pod uwagę wysokie wymagania pokarmowe aktualnie uprawianych odmian roślin oraz szeroko pojętą jakość gleb rolniczych w Polsce. Zalecany stosunek N:P:K w zrównoważonym nawożeniu powinien wynosić dla upraw polowych 1:0,5:0,98. Oczywiście należy brać pod uwagę zróżnicowanie agrochemiczne gleb w Polsce, różnice w strukturze użytków rolnych i w strukturze zasiewów.

”

Naturalnym kierunkiem rozwoju na badanym rynku jest rozwój technologii wytwarzania nawozów na bazie odpadów

Minimalizacja dawek nawozów, zwłaszcza poniżej zapotrzebowania uprawianych roślin, zmniejszy produktywność oraz wydajność rolnictwa, co przyczyni się do problemów w ramach pozostałych elementów gospodarki żywnościowej – zwłaszcza zapotrzebowania generowanego przez przemysł spożywczy. W konsekwencji firmy zajmujące się przetwórstwem nie będą mogły nabyć dużych partii jednorodnego surowca, może także występować deficyt na rynku surowców do produkcji (zwłaszcza w ujęciu lokalnym i regionalnym, np. na rynku rzepaku). Taka sytuacja w długim czasie może negatywnie wpłynąć na kwestie bezpieczeństwa żywnościowego.

Z drugiej strony, przy znacznych ograniczeniach produkcji, spodziewać się można zwiększonego importu nawozów (zwłaszcza azotowych) z kierunku azjatyckiego i Bliskiego Wschodu (np. Omanu). Warto uświadomić sobie, że takie zakupy muszą być alternatywnie planowane przez pośredników rynkowych dla zaspokojenia popytu wewnętrznego. Spodziewać się można także działań interwencyjnych związanych z ekonomicznymi instrumentami wspierania zarówno popytu, jak i podaży na rynku nawozów mineralnych w Polsce (preferencje podatkowe, dopłaty itp.). Konieczne wydaje się również podjęcie stosownych działań na poziomie Unii Europejskiej w zakresie wsparcia na rynkach środków produkcji rolnej (w tym zwłaszcza rynku nawozów mineralnych), ze względu na aktualną sytuację geopolityczną i gwałtowne wzrosty cen surowców niezbędnych do ich wytwarzania.

W perspektywie kolejnych miesięcy kontynuowane i podejmowane będą nowe inicjatywy badawcze i wdrożeniowe w zakresie nowych produktów na rynku nawozów mineralnych w Polsce. Nowe rozwiązania dotyczą m.in. nawozów o kontrolowanym uwalnianiu składników pokarmowych oraz nawozów mineralnych wzbogaconych mikrobiologicznie. Z drugiej strony naturalnym kierunkiem rozwoju na badanym rynku jest także rozwój technologii wytwarzania nawozów na bazie odpadów. Dotyczy to m.in. procesów odzyskiwania składników odżywczych z bioodpadów na potrzeby produkcji nawozu mineralnego (np. z odpadów rolniczych i z przemysłu spożywczego). Jest to zgodne z aktualnymi i planowanymi działaniami oraz regulacjami, wynikającymi m.in. z Europejskiego Zielonego Ładu (ang. *European Green Deal*). ■

GESTRA jest światowym liderem w dziedzinie projektowania i produkcji zaworów oraz systemów dla instalacji pary i kondensatu.

Nasze urządzenia można znaleźć wszędzie tam, gdzie:

- para wodna jest wytwarzana, przesyłana lub wykorzystywana
- występują przepływy czynników ciekłych lub gazowych
- istotne są oszczędności energii oraz ochrona środowiska
- ważną rolę odgrywa niezawodność działania i szczelność zamknięcia

Inżynierowie GESTRA zapewniają wsparcie przy realizowanych projektach a nasze urządzenia od lat sprawdzają się w krytycznych aplikacjach!

Nasze rozwiązania cechuje dobór pod konkretne wymagania klienta, co w połączeniu z wysoką jakością produktów gwarantuje długoletnią bezawaryjną pracę.



Firma GESTRA została doceniona przez EcoVadis, globalną platformę opracowującą ratingi zrównoważonego rozwoju, za doskonałe wyniki w zakresie dostarczania rozwiązań dla przemysłu wspierających oszczędności energii, wody i zmniejszenia emisji CO₂.

2022



ROK TRANSFORMACJI CHEMII

Aleksandra Grądzka-Walasz

Ze względu na trwającą pandemię, wojnę na Ukrainie czy kryzys energetyczny, polska chemia musiała stawić czoła wielu wyzwaniom. Jaki był dla przemysłu rok 2022 i co przyniesie najbliższe dwanaście miesięcy? O to zapytaliśmy jego przedstawicieli.



JEDNA Z NAJTRUDNIEJSZYCH DECYZJI W HISTORII FIRMY

Fot. Grupa Azoty S.A.



Zbigniew Paprocki

członek zarządu, dyrektor generalny
Grupa Azoty S.A.

– Okoliczności były bardzo niesprzyjające – nie mieliśmy pewności, jak długo utrzymają się wysokie ceny gazu. Zatrzymywaliśmy produkcję w okresie, w którym zwykle pracujemy pełną parą – wspomina **Zbigniew Paprocki**, członek zarządu, dyrektor generalny Grupy Azoty S.A.

2022 rok przeszedł do historii. Jaki był dla Grupy Azoty?

Bardzo trudny. Ledwo osiągnęliśmy względną stabilizację po niełatwym okresie pandemii COVID-19, gdy w lutym doszło do agresji Rosji na Ukrainę. Z dnia na dzień groziło nam przerwanie łańcucha dostaw kluczowych surowców do produkcji. Na szczęście jesteśmy dojrzałą Grupą Kapitałową i mamy mocno zdywersyfikowane rynki dostaw surowców oraz energii, jak również szeroką gamę wyrobów końcowych. Współpracujemy z największymi i wiarygodnymi kontrahentami. Dzięki temu mieliśmy i nadal mamy możliwości niezakłóconej produkcji i sprzedaży.

Z powodu szantażu cenowego Rosji notowania podstawowego dla nas surowca – gazu ziemnego – na europejskim rynku przekroczyły pod koniec sierpnia niewyobrażalną do niedawna granicę 300 €/MWh, co przełożyło się na wzrost cen nawozów do poziomów nieakceptowalnych przez klientów. Zmusiło to nas do podjęcia jednej z najtrudniejszych decyzji w historii firmy – o czasowym wstrzymaniu produkcji. Okoliczności były bardzo

niesprzyjające – nie mieliśmy pewności jak długo utrzymają się wysokie ceny gazu.

Zatrzymywaliśmy produkcję w okresie, w którym zwykle pracujemy pełną parą w związku z jesiennym szczytem nawozowym. Wyłączenie produkcji nastąpiło tuż przed rozpoczęciem najchłodniejszego

”

Europejscy wytwórcy tworzyw muszą się teraz mierzyć z bardzo agresywną konkurencją ze strony eksporterów z Dalekiego Wschodu

okresu roku, co powodowało dodatkowe zagrożenia, dlatego aby ich uniknąć zdecydowaliśmy się na utrzymanie instalacji w gorącej rezerwie, co jednak generowało dodatkowe koszty.

Z perspektywy czasu oceniam, że mimo sporego ryzyka zarząd podjął właściwą decyzję – po kilku tygodniach ceny gazu się obniżyły i mogliśmy wznowić produkcję. Przeczekaliśmy okres szalonych notowań, a postój wykorzystaliśmy na przeprowadzenie niezbędnych remontów.

Wstrzymanie produkcji to nie jedyny trudny moment dla waszej spółki w ubiegłym roku.

Poza koniecznością zmierzenia się ze wspomnianymi wysokimi cenami gazu, branżę tworzyw dotknęły rekordowe notowania cen benzenu i fenolu. Nastąpiło także zmniejszenie popytu na poliamidy i chemikalia, w następstwie obniżenia produkcji u ich odbiorców – bardzo wyraźny spadek w branży samochodowej i meblarskiej. W dodatku europejscy wytwórcy tworzyw muszą się teraz mierzyć z bardzo agresywną konkurencją ze strony eksporterów z Dalekiego Wschodu, którzy korzystają ze swojej przewagi dostępu do tańszych surowców. Wyraźnie odczuwalne było i jest osłabienie popytu na rynku nawozowym – klienci ograniczają zakupy do niezbędnego minimum i wyczekują na obniżki cen.

Jak widać, rynek naszych produktów działa w systemie naczyń połączonych różnych biznesów i to już

nie w wymiarze krajowym czy europejskim, ale wręcz globalnym, a my – chcąc się na nim utrzymać – musimy wykazywać się dobrą znajomością reguł na nim panujących i elastycznie dopasowywać się do dynamicznie zmieniającego się otoczenia.

”

Wielką nadzieją w 2023 roku jest uruchomienie produkcji polipropylenu w naszej spółce Grupa Azoty Polyolefins S.A.

Mamy rok 2023. Jakie będą wyzwania dla Grupy Azoty w ciągu najbliższych miesięcy?

Dostarczenie klientom naszych produktów po akceptowalnych przez nich cenach. Mam tu na myśli zarówno rolników, jak i naszych europejskich czy krajowych odbiorców tworzyw oraz chemikaliów. Kryzys pokazał również dobitnie, że bez produkcji dwutlenku węgla z zakładów „ciężkiej chemii” nie może funkcjonować krajowy przemysł spożywczy.

Wielkim wyzwaniem i jednocześnie wielką nadzieją w 2023 roku jest uruchomienie produkcji polipropylenu w naszej spółce – Grupa Azoty Polyolefins S.A., która powstaje wspólnym wysiłkiem całej Grupy Kapitałowej. Zakładamy, że zgodnie z harmonogramem osiągniemy stabilne parametry ilościowe i jakościowe na tej największej w najnowszej historii polskiej chemii inwestycji i dzięki temu szybko wejdziemy na nowy dla nas rynek.

Rok 2023 będzie także kolejnym ważnym etapem w realizacji ambitnego programu pod nazwą „Zielone Azoty”, którego głównym celem jest dekarbonizacja i zmniejszenie emisyjności naszej produkcji poprzez wdrażanie ekologicznych rozwiązań technologicznych i wykorzystywanie OZE, m.in. fotowoltaiki, zgodnie z założeniami Europejskiego Zielonego Ładu.

W obszarze naszych dotychczasowych produktów wyzwaniem będzie odbudowa poziomu sprzedaży sprzed kryzysu. Sprzyjającym temu czynnikiem byłoby ustabilizowanie się na umiarkowanym poziomie cen gazu ziemnego. Niewykluczone, że nastąpi to dopiero po zwycięskim dla Ukrainy zakończeniu wojny z Rosją. Tego naszym wschodnim sąsiadom gorąco życzę.



BYĆ „KOŁEM ZAMACHOWYM POLSKIEJ GOSPODARKI”

Fot. Archiwum Adrian Szkuclarski



Adrian Szkuclarski

prezes zarządu, Rafineria Gdańska Sp. z o.o.

– Już 1 sierpnia 2022 roku rozpoczął się nowy etap w historii koncernu multienergetycznego i po wielu miesiącach pracy doszło do połączenia jednej, kompleksowej firmy, która docelowo ma być „kołem zamachowym polskiej gospodarki” i pozwoli budować przyszłość branży paliwowo-energetyczno-gazowej – mówi **Adrian Szkuclarski**, prezes zarządu Rafinerii Gdańskiej Sp. z o.o.

2022 to dla Rafinerii Gdańsk historyczny rok.

Zdecydowanie był pełen wyzwań ze względu na trwające połączenie z PKN ORLEN. Wydarzenia z 2022 roku to rezultat wielu procesów podjętych już w latach poprzednich, kiedy to w 2018 roku podpisano list intencyjny w sprawie przejęcia kontroli kapitałowej przez PKN ORLEN nad Grupą LOTOS. W listopadzie 2021 r., w wyniku reorganizacji ówczesnej Grupy Kapitałowej LOTOS, w jednym podmiocie zintegrowano całą działalność rafineryjną zlokalizowaną w Gdańsku. Wtedy to spółka produkcyjno-handlowa (pod nazwą LOTOS Asphalt Sp. z o.o. funkcjonowała do 19 lipca 2022 r.) stała się podmiotem w pełni produkcyjnym, zmieniając nazwę na Rafineria Gdańska Sp. z o.o.

Po fuzji takich spółek jak: Grupa Energa, Grupa LOTOS oraz PGNiG, PKN ORLEN stał się podmiotem składającym się z wielu wykwalifikowanych pracowników, z doświadczeniem nie tylko na rynku polskim, ale i zagranicznym. Sama rafineria, po wprowadzeniu na rynek polski nowego współwłaściciela (obok PKN ORLEN), czyli największej firmy z obszaru energetyki i petrochemii na świecie – Saudi Aramco – to dziś

bardzo atrakcyjne miejsce dla doświadczonych, jak i nowych pracowników. Saudi Aramco wnosi ogromne możliwości i stabilizację do sektora energetycznego i nie tylko. Dzięki międzynarodowej współpracy mamy nadzieję, że staniemy się najbardziej zaawansowaną rafinerią processingową w Europie. Budowanie stabilnej firmy wymaga ogromnych nakładów pracy, ale wierzę, że będziemy wykorzystywać najlepsze narzędzia, aby systematycznie i transparentnie budować dobrą przyszłość Rafinerii Gdańskiej.

Ubiegły rok – pełen wyzwań. Które było najtrudniejsze?

Wyzwaniem było pozyskanie pracowników do obsługi instalacji rafineryjnych. Nadal poszukujemy osób z wiedzą chemiczną, inżynierską, ale przede wszystkim otwartych na pracę zmianową, również w porze nocnej. Sytuacja ekonomiczna, rosnąca inflacja i koszty życia wymusiły wdrożenie zmian w polityce płacowej firmy.

Wyzwaniem było również reagowanie na turbulentyne środowisko zewnętrzne. Kolejny rok pandemii

COVID-19 czy wojna w Ukrainie przyczyniły się do bardziej „zwinnego” reagowania na zmiany. Podczas trwającego procesu fuzji, który był jednym z najbardziej dynamicznych procesów, w którym uczestniczyła Rafineria Gdańska, wszystkie czynniki miały znaczenie. Udało się jednak doprowadzić ten proces do końca, co na pewno otworzy przed pracownikami rafinerii nowe możliwości i perspektywy.

Gdyby miał pan wymienić największy sukces roku 2022, byłoby to...?

Wspomniane połączenie takich spółek, jak Grupa LOTOS czy PGNiG, które weszły w skład koncernu PKN ORLEN. Z Grupy LOTOS wydzielona została Rafineria Gdańska i współwłaścicielem stał się – obok partnera posiadającego 70% udziałów – Saudi Aramco, zyskując 30% udziałów. Dzięki bogatemu doświadczeniu PKN ORLEN – który stał się największą w Europie Środkowej grupą paliwowo-energetyczną, a pod względem przychodów znajduje się wśród 150 firm na świecie, tym samym obsługując ponad 100 milionów klientów – możemy planować inwestycje długoterminowo.

Saudi Aramco jest z kolei największą saudyjską spółką paliwowo-chemiczną z siedzibą w Dhahranie, a od 2020 roku – jedną z największych firm na świecie pod względem przychodów.

To właśnie duże przychody (na poziomie 400 mld zł rocznie) Saudi Aramco oraz PKN ORLEN mogą pozwo-

lić nam na kolejne inwestycje. Ponadto możemy czuć się bezpieczni i z optymizmem patrzeć w przyszłość. Wierzę, że Rafineria Gdańska zyskała na wartości, a jej dalszy rozwój będzie opierał się na inwestowaniu w coraz bardziej zaawansowane innowacje. Taki partner jak Saudi Aramco zdecydowanie pozwoli wyzwolić nowy potencjał, dać wiele możliwości dla pracowników: tych już doświadczonych, pracujących w rafinerii wiele lat, jak i zachęcić nowe pokolenie do pracy w międzynarodowym, dynamicznie rozwijającym się środowisku.

”

Rafineria Gdańska zyskała na wartości, a jej dalszy rozwój będzie opierał się na inwestowaniu w coraz bardziej zaawansowane innowacje

Mówimy o roku minionym, a co będzie największym wyzwaniem w obecnym?

Dla rafinerii wyzwaniem będzie zdecydowanie obszar nowych synergii po zrealizowanej fuzji oraz integracja, wdrożenie zrewidowanej strategii firmy oraz rekrutacja nowych pracowników. Na pewno przed nami wiele zmian, ale i nowych szans, wyzwań, którym na pewno sprostamy. Chciałbym, aby nowy skład zarządu miał na względzie zapotrzebowania pracowników, którzy od wielu lat tworzą struktury między innymi dawnego LOTOS Asphalt, a teraz Rafinerii Gdańskiej w zakresie ewentualnego, przyszłego rozwoju. Dzięki wzajemnym doświadczeniom ten proces może być dla nas okazją do uzyskania jeszcze większej stabilizacji w międzynarodowym środowisku.

Naszym celem jest dziś przede wszystkim zakończenie procesu integracji po fuzji i wejściu Saudi Aramco do Polski. W następnym kroku skupimy się na kolejnych projektach. Nowy współwłaściciel chce skorzystać z premii geograficznej, którą oferuje Rafineria Gdańska, z dobrą lokalizacją do przyszłych inwestycji – tutaj ważnym elementem może okazać się wejście zagranicznego inwestora ze swoim know-how. Kluczowe jest również budowanie spójnej komunikacji korporacyjnej, która pozwoli wdrożyć najlepsze praktyki obu właścicieli.

Życzę, aby w 2023 roku wszystkim udzielił się optymizm z realizowanych zadań. Życzę owocnej międzynarodowej współpracy i skutecznego działania prowadzącego do osiągnięcia wytyczonych celów – tych zawodowych oraz prywatnych.



BARDZO DOBRY ROK DLA GRUPY CIECH

Fot. CIECH S.A.



Dawid Jakubowicz

prezes zarządu, CIECH S.A.

– Mimo wymagającego otoczenia makroekonomicznego, rosnących cen surowców, presji inflacyjnej i zaburzeń w globalnych łańcuchach dostaw, rok 2022 był jednym z najlepszych w historii Grupy CIECH – podkreśla **Dawid Jakubowicz**, prezes zarządu CIECH S.A.

Podsumujmy ostatnie 12 miesięcy dla waszej spółki. Jak je pan ocenia?

Mimo wymagającego otoczenia makroekonomicznego, rosnących cen surowców, presji inflacyjnej i zaburzeń w globalnych łańcuchach dostaw, rok 2022 był jednym z najlepszych w historii Grupy CIECH. Doskonałym tego potwierdzeniem są rekordowe, pod względem wyniku finansowego Grupy, pierwsze trzy kwartały i opublikowana w listopadzie prognoza niemal 1 mld zł znormalizowanego wyniku EBITDA za cały poprzedni rok.

W 2022 roku nie tylko podsumowaliśmy sukces realizacji naszej strategii na lata 2019-2021, ale także zaprezentowaliśmy strategię Grupy CIECH na lata 2022-2024, której podstawowe założenia to dalsze zwiększanie potencjału generowania przepływów operacyjnych w celu regularnego wypłacania dywidydy, możliwość akwizycji w obrębie podstawowych biznesów, a także kontynuowana transformacja Grupy dzięki procesom digitalizacji i innowacji.

Przez minione dwanaście miesięcy jako Grupa CIECH potwierdziliśmy pozycję organizacji rozwijającej się w duchu *winning culture*, wykazując się elastycznością i bazując na profesjonalizmie naszych pracowników. Zbudowane przez ostatnie lata fundamenty pozwoliły nam na zwiększenie efektywności segmentu sodowego i rozwój pozostałych biznesów.

Na czym szczególnie koncentrowaliście swoją uwagę?

Przede wszystkim na komercjalizacji nowych mocy produkcyjnych powstałych w efekcie realizacji największego programu inwestycyjnego w historii Grupy, wartego blisko 2 mld zł, dywersyfikacji produktowej i geograficznej naszych biznesów, rozwoju działalności w obszarze innowacji i na rynku start-upów, a także cyfryzacji produkcji, dzięki wdrażanym, nowoczesnym rozwiązaniom technologicznym, takim jak Advanced Process Control – system optymalizujący pracę linii produkcyjnych sody kalcynowanej.

W biznesie sodowym zwiększaliśmy elastyczność w zarządzaniu produkcją, rozwijaliśmy działalność w segmencie wysokomarżowych gatunków sody oczyszczonej oraz komercjalizowaliśmy produkcję z naszej nowej warzelni soli w Niemczech. W Agro kontynuowaliśmy ekspansję zagraniczną Halveti-cu – innowacyjnego środka ochrony roślin, cechującego się mniejszą ilością substancji aktywnej przy zachowaniu wysokiej skuteczności, wpisującego się w ideę rolnictwa zrównoważonego (produkt jest już zarejestrowany w 12 krajach, kolejne procesy rejestracyjne są w toku, a w 10 państwach prowadzona jest jego aktywna sprzedaż). Trwały też prace nad kolejnymi produktami nowej generacji.

W Piankach skupiliśmy się na poszerzeniu oferty o ekologiczną linię pianek, a w Krzemianach – dzięki nowym mocom produkcyjnym i modernizacji starszych jednostek – wykorzystaliśmy nasze przewagi konkurencyjne i dobrą koniunkturę na rynku, umacniając pozycję Grupy CIECH jako największego dostawcy tego surowca w Europie.

Wysoką jakość naszych produktów potwierdzają branżowe certyfikaty i znaki informujące o spełnianiu konkretnych standardów: HACCP i International Food Standard dla soli spożywczej ze Stassfurtu (wcześniej IFS uzyskała też warzelnia w Janikowie na Kujawach), certyfikaty koszerności (zgodności z prawem żydowskim), Halal (zgodności z prawem muzułmańskim) w obszarze produkcji soli i sody, a także certyfikat ISCC Plus dla CIECH Pianki, potwierdzający zrównoważone podejście do produkcji.

Grupa CIECH posiada również m.in. certyfikat GMP w obszarze sody oczyszczonej (w tym także tej stosowanej w produktach z branży farmaceutycznej).

Co z wyzwaniami na 2023 rok?

Wyzwania dla przemysłu chemicznego w okresie kryzysu na rynku energetycznym oraz ambitnej polityki klimatycznej UE pozostają niezmiennie – to transformacja energetyczna, ukierunkowana przede wszystkim na dekarbonizację i zwiększanie efektywności istniejących technologii produkcji energii, które muszą być coraz bardziej zrównoważone. W tym celu Grupa CIECH przede wszystkim skoncentruje się na zwiększeniu w swoim miksie paliwowym udziału energii pochodzącej z przetwarzania odpadów i biomasy, ale prowadzimy także analizy dot. wykorzystania w przyszłości energii z małych reaktorów jądrowych.

Zielona transformacja branży chemicznej będzie również wymagać intensywniejszego rozwoju innowacyjności oraz poszukiwania nowych rozwiązań, dzięki którym zarówno proces produkcji chemicznej, jak i jej końcowe produkty, będą bardziej zrównoważone i odpowiedzialne środowiskowo oraz społecznie. W Grupie CIECH pracujemy nad tym dwutorowo. Wzmacniamy działalność naszych wewnętrznych zespołów badawczo-rozwojowych, które udoskonalają proces produkcji sody poprzez m.in. takie autorskie innowacje, jak instalacja wychwytu dwutlenku węgla czy technologia odzysku soli wypadowej, a także realizują procesy z obszaru transformacji energetycznej (m.in. poprzez projekty dotyczące odzysku ciepła). Chcemy, by nasza produkcja była nie tylko bardziej efektywna, ale jednocześnie bardziej przyjazna środowisku. Ponadto rozwijamy naszą innowacyjność poprzez inwestycje w obiecujące start-upy, czym zajmuje się specjalnie stworzona w tym celu spółka CIECH Ventures.

Zarówno miniony, jak i 2023 rok wiążą się z dużym wyzwaniem dla firm, takich jak CIECH, które

realizują konsekwentnie ambitne strategie ESG. Mimo kryzysu energetycznego zamierzamy dotrzymać naszych zobowiązań w zakresie ochrony środowiska, troski o ludzi i społeczeństwo oraz wdrażania najwyższych standardów ładu korporacyjnego. Neutralność klimatyczna do 2040 roku, zmniejszenie ilości potrzebnej energii w procesach produkcji, ochrona zasobów naturalnych, wdrażanie idei gospodarki obiegu zamkniętego w codziennej działalności biznesowej, rozwój pracowników oraz zwiększenie poziomu bezpieczeństwa pracy – to stałe cele, które są dla nas równoważne z celami finansowymi.

Realizacja strategii na lata 2022-2024 Grupy CIECH to cel numer jeden?

Zbudowane przez ostatnie lata fundamenty finansowe i operacyjne, w połączeniu z rosnącą efektywnością produkcji, spodziewanym nadal wysokim popytem na sodę kalcynowaną i oczyszczoną oraz umiarkowanie optymistycznymi perspektywami na pozostałych rynkach, na których działamy, umacniają nas w przekonaniu, że jesteśmy w stanie wypracować ponownie korzystne wyniki. Natomiast musimy brać pod uwagę dużą dawkę niepewności związanej z rozwojem sytuacji geopolitycznej w Europie, jak i możliwymi kolejnymi odsłonami kryzysu energetycznego.

W 2023 roku planujemy przede wszystkim „rośnąć organicznie”. Będziemy nadal prowadzić działania mające na celu dalsze usprawnianie efektywności zakładów sodowych i realizować kolejne inicjatywy z obszaru transformacji energetycznej, optymalizacji i digitalizacji procesów produkcji sody, a jednocześnie rozwijać pozostałe biznesy, upatrując możliwości ponadprzeciętnych wzrostów w biznesie krzemianów i dalszej ekspansji geograficznej segmentu agro.

Nie zamierzamy zwalniać tempa w realizacji strategii na lata 2022-2024, której celem jest dalsze zwiększenie efektywności, wzmocnienie pozycji najbardziej perspektywicznych biznesów i rozwój innowacyjności w działaniach Grupy, przy jednoczesnej realizacji ambitnych celów związanych z ESG. Nie zapominamy przy tym o wzmacnianiu naszego bezcennego kapitału ludzkiego – będziemy nadal kontynuować zakrojony na szeroką skalę program rozwoju kompetencji pracowników na różnych szczeblach, a także pozyskiwać talenty z rynku, budując zaangażowany zespół profesjonalistów.

Cały czas analizujemy możliwość potencjalnych przejęć, koncentrując się na segmencie sodowym, agro i pianek. Podtrzymujemy jednak, że potencjalne cele akwizycyjne musiałyby wygenerować taki cash flow, by umożliwić nam dalsze wypłacanie dywidendy akcjonariuszom.

NOWA STRATEGIA WODOROWA

Fot. PKN ORLEN S.A.



Józef Węgrecki

członek zarządu ds. operacyjnych, PKN ORLEN S.A.

– Strategia Wodorowa Grupy ORLEN będzie realizowana w czterech kluczowych obszarach: mobilność, rafineria i petrochemia, badania i rozwój oraz przemysł i energetyka
– podkreśla **Józef Węgrecki**, członek zarządu ds. operacyjnych PKN ORLEN.

Dużo mówi się dziś o paliwach przyszłości. Jakie przedsięwzięcia realizował PKN ORLEN w obszarze wodoru w 2022 r.?

PKN ORLEN w ubiegłym roku przygotował, przyjął i rozpoczął realizację Strategii Wodorowej 2030. Inwestycje w obszarze wodoru, na które koncern przeznaczy do 2030 roku 7,4 mld zł, umożliwią spółce rozwój w obszarze nisko- i zeroemisyjnego wodoru, opartego o odnawialne źródła energii i technologię przetwarzania odpadów komunalnych. Strategia Wodorowa Grupy ORLEN będzie realizowana w czterech kluczowych obszarach: mobilność, rafineria i petrochemia, badania i rozwój oraz przemysł i energetyka. W efekcie, do końca tej dekady powstanie 10 hubów wodorowych, a kierowcy w Polsce, Czechach i na Słowacji będą mogli korzystać z sieci ponad 100 stacji tankowania tego paliwa.

Realizowane przedsięwzięcia będą wspierały transformację Grupy ORLEN w kierunku neutralnego emisyjnie koncernu multienergetycznego. Już w ubiegłym roku uruchomiliśmy pierwsze pilotażowe projekty, na przykład: mobilną stację tankowania wodoru dla autobusów komunikacji miejskiej w Krakowie czy laboratorium wodorowe. W 2022 roku podpisaliśmy również pierwszy kontrakt na dostawę wodoru do zasilania 25 autobusów miejskich w Poznaniu. To także był rok, który przyniósł nam sukcesy w zakresie pozyskiwania funduszy na

realizację projektów wodorowych. Koncern między innymi otrzyma finansowanie z CEF, NFOŚ na budowę stacji tankowania wodoru, jak również notyfikację Komisji Europejskiej naszego sztandarowego projektu Hydrogen Eagle, w ramach mechanizmu IPCEI.

Najtrudniejsza dla rynku wodoru była...?

Nieprzewidywalność i zmiana otoczenia makro, w efekcie której brakowało stabilnych założeń do projektów wodorowych. Musieliśmy także reagować na ryzyka związane z dostawami na czas kluczowych elementów inwestycji wodorowych. Finalnie udało się je zneutralizować poprzez bieżące zarządzanie projektami wodorowymi w Grupie ORLEN.

Co było – na omawianym rynku wodoru – waszym największym sukcesem?

Myślę, że podpisanie przez PKN ORLEN razem z 37 podmiotami – przedstawicielami biznesu, nauki i finansów – umowy rozpoczynającej działalność Mazowieckiej Doliny Wodorowej. Współpraca w ramach tego projektu obejmie produkcję, magazynowanie i wykorzystanie zero- i niskoemisyjnego wodoru m.in. w transporcie, energetyce, gospodarce komunalnej i rolnictwie. Mazowiecka Dolna Wodorowa (MDW) została powołana na zasadach klastra, tak aby umożliwić jak najbardziej swobodny dobór form współpracy

pomiędzy jej członkami. Prace nad jej utworzeniem trwały od października 2021 roku i rozpoczęły się podpisaniem listu intencyjnego. W tym czasie prowadzone były również prace zmierzające do pozyskania wsparcia Mazowieckiej Doliny Wodorowej w programach europejskich, co umożliwi skorzystanie ze skutecznych narzędzi, które posłużą do efektywnego rozwoju i upowszechniania technologii wodorowych – na przykład służących do nawiązywania kontaktów biznesowych z innymi dolinami. Wszystkie podejmowane w ramach współpracy działania opierają się na wymianie wiedzy i doświadczeń członków Doliny.

MDW opiera się na czterech filarach. Za główny przyjęto budowę łańcucha wartości wodoru w obszarze Mazowsza, czego przykładem są planowane do wdrożenia przez PKN ORLEN pierwsze projekty wodorowe, m.in. huby wodorowe, prototypowa lokomotywa wodorowa oraz stacje tankowania wodoru. Pozostałe filary to realizacja projektów badawczo-rozwojowych, stworzenie systemowych rozwiązań dla kształcenia wyspecjalizowanych kadr i prowadzenie działalności na rzecz wsparcia procesów regulacyjnych.

Chciałbym jeszcze wspomnieć o podpisanym przez PKN ORLEN, w maju 2022 roku, porozumieniu o strategicznej współpracy z firmą Alstom przy dostawach bezemisyjnych, ekologicznych pociągów i paliwa wodorowego dla publicznego transportu kolejowego. Zgodnie z zawartym porozumieniem, Alstom współpracuje z koncernem przy udziale w postępowaniach organizowanych przez operatorów publicznego transportu kolejowego. Pierwsze pojazdy wodorowe mają szansę wyjechać na linie regionalne w ciągu dwóch lat.

Warto też przypomnieć, że we wrześniu 2022 r. zawarliśmy porozumienie o strategicznej współpracy z PESA Bydgoszcz przy tworzeniu kompleksowej oferty dla publicznego transportu kolejowego. W ramach umowy PKN ORLEN zapewni paliwo wodorowe oraz infrastrukturę tankowania dla produkowanych przez PESA lokomotyw manewrowych oraz pociągów pasażerskich. Taka współpraca obydwu firm pozwala na stworzenie zeroemisyjnej, komercyjnej oferty dla organizatorów transportu publicznego oraz operatorów centrów logistycznych, terminali przeładunkowych i portów.

Co będzie największym wyzwaniem dla projektów wodorowych w najbliższej przyszłości?

Realizacja założonych kamieni milowych w projektach wodorowych realizowanych przez Grupę ORLEN w dynamicznie zmieniającym się otoczeniu makro. W planie mamy także wdrożenie kluczowych dla gospodarki wodorowej projektów, takich jak na przykład: uruchomienie lokomotywy wodorowej w Zakładzie Produkcyjnym PKN ORLEN w Płocku, otwarcie pierwszych ogólnodostępnych stacjonarnych stacji tankowania wodoru w Poznaniu i Katowicach czy za-

kończenie budowy hubu wodorowego we Włocławku, który zapewni podaż wodoru niskoemisyjnego do naszych klientów na poziomie 170 kg/h, z opcją zwiększenia produkcji do poziomu 510 kg/h w przyszłości. To będzie również rok, w którym spodziewamy się nowych rozwiązań w obszarze legislacji wodorowej zarówno na poziomie krajowym, jak i europejskim.

Jak dokończyłby pan zdanie: „Naszym celem w obszarze wodoru na ten rok będzie...”

Przygotowanie nowej strategii wodorowej dla całej Grupy ORLEN, z uwzględnieniem wyzwań zarówno regulacyjnych, jak też transformacji energetycznej, którą zdecydowanie przyspieszyła sytuacja geopolityczna oraz konieczność odchodzenia od paliw kopalnych.

”

Do końca tej dekady powstanie 10 hubów wodorowych

2023 to rok tworzenia nowych projektów związanych z produkcją e-paliw na bazie wodoru odnawialnego, które będą przyczyniały się do konsekwentnego uniezależniania nas od węglowodorów ze źródeł kopalnych. Nie zapominajmy wreszcie, że w marcu 2023 roku rusza pierwsza w Polsce Akademia Wodorowa dla studentów. Celem programu jest edukacja inżynierów realizujących zadania związane z rozwojem oraz zarządzaniem całym łańcuchem wartości technologii wodorowych. Według ekspertów surowiec ten będzie stanowić jedno z podstawowych źródeł energii w walce z dekarbonizacją sektorów trudnych lub wręcz niemożliwych do zelektryfikowania, takich jak niektóre gałęzie przemysłu, lotnictwo, żegluga czy transport ciężki. Akademia Wodoru (Akademia H2) to program edukacyjny skierowany dla studentów 3., 4. i 5. roku oraz absolwentów, którzy już ukończyli studia. Głównym jej celem jest szkolenie i rozwój kadr wyspecjalizowanych w innowacyjnych technologiach wodorowych oraz ich praktycznym wykorzystaniu w aplikacjach biznesowych. Uczestnicy poznają działania instalacji produkcyjnych funkcjonujące w różnych gałęziach przemysłu, zarówno te związane z produkcją wodoru odnawialnego, jak i niskoemisyjnego oraz rozwiązania wynikające z wykorzystania wodoru w transporcie kołowym. Akademię, którą powołaliśmy w ramach Mazowieckiej Doliny Wodorowej, będziemy prowadzić z wieloma partnerami, m.in. przedstawicielami przemysłu motoryzacyjnego, takimi jak Toyota, czy kolejowego – PESA Bydgoszcz oraz uczelniami wyższymi: Politechniką Łódzką, Politechniką Warszawską i Centrum Badawczym PAN – KEZO.

ISTNIEJE ZBYT WIELE NIEPEWNOŚCI



Halina Pupacz

prezes zarządu, Polska Izba Paliw Płynnych

– Od 5 lutego 2023 r. obowiązywać będzie całkowity zakaz importu rosyjskich produktów ropopochodnych, w tym paliw – mówi **Halina Pupacz**, prezes zarządu Polskiej Izby Paliw Płynnych. – Ta sytuacja wymusza przeorganizowanie całych łańcuchów dostaw i stanowić będzie ogromne wyzwanie.

Rynek paliw w 2022 r. to...

To przede wszystkim rosnące ceny ropy naftowej oraz paliw od jesieni 2021 roku i zdestabilizowanie sytuacji na rynku w wyniku wybuchu wojny w Ukrainie, która spowodowała również nowy układ dla sektora odnośnie kierunków zaopatrzenia w ropę naftową Polski i całej Europy. Bezpośredni wpływ na sytuację energetyczną na świecie i dynamiczne wzrosty notowań ropy naftowej miała również pandemia COVID-19,

która wiosną 2020 roku spowodowała nagłe załamanie popytu na paliwa i ujemne notowania cen ropy naftowej, a następnie odbudowa popytu na paliwa w wyniku znoszenia lockdownów krępujących krajowe gospodarki. Rosnące ceny paliw w Polsce wynikają również z osłabienia notowań złotówki i utrzymującej się inflacji.

Co z cenami paliw w tym roku? Czy można je jednoznacznie określić?

Niestety nie. Aktualnie ceny benzyny i oleju napędowego od kilku tygodni utrzymują się na mniej więcej tym samym poziomie. Przy czym w pierwszych trzech tygodniach grudnia średni poziom cen benzyn i oleju napędowego na europejskim rynku ARA osiągnął odpowiednio poziom ze stycznia i lutego 2022.

Z końcem roku 2022 przestała obowiązywać niższa 8% stawka podatku VAT dla paliw ropopochodnych. Uwzględniając zatem te dwa powyższe czynniki, które niejako „wzajemnie się znoszą”, mało prawdopodobny był wzrost średniego poziomu cen paliw na stacjach od nowego roku. Jednakże z uwagi na zakończenie obowiązywania tarczy inflacyjnej, powrót 23% stawki VAT, oddziaływanie wysokiej inflacji, wahające się kursy walut, zakup ropy na innych niż rosyjski rynkach, a także wzrost kosztów dostaw i logistyki – prawdopodobieństwo wzrostu cen paliw występuje. Istnieje jednak zbyt wiele niepewności co do sytuacji geopolitycznej oddziałującej bezpośrednio na gospodarkę globalną – m.in. sytuacja za naszą wschodnią granicą – aby o tym przesądzać.

”

Dosyć trudną kwestią pozostaje zapewnienie odpowiedniej ilości importu paliw gotowych

Gdyby miała pani dzisiaj wymienić sukcesy branży paliw w 2022 roku, byłyby to...

Utrzymanie znacząco niższego poziomu cen paliw w Polsce na tle innych (także mniej zamożnych) krajów europejskich, zachowanie niezależności rynku (w Polsce ponad trzy tysiące stacji paliw należy do rodzimych małych i średnich firm operujących pod własnymi markami lub we współpracy franczyzowej z koncernami) oraz zapewnienie ciągłości sprzedaży paliw poprzez utrzymanie łańcucha dostaw, pomimo zagrożenia nadmiernym popytem na paliwa w dobie kryzysu spowodowanego przede wszystkim wojną w Ukrainie, przy wprowadzaniu pakietów sankcyjnych i rosnącej inflacji.

Największym wyzwaniem w branży 2023 roku będzie...

Utrzymanie stabilnego poziomu cen detalicznych, marż detalicznych oraz stabilizacja rynku. W związku z rychłym zakazem importu rosyjskich produktów ropopochodnych, jednym z największych wyzwań branży będzie również zapewnienie ciągłości dostaw paliw. Aktualnie obowiązują i planowane są kolejne pakiety sankcyjne nakładane przez Komisję Europejską w zakresie obrotu gospodarczego z Rosją (5 grudnia 2022 r. zaczął działać pakiet sankcji ograniczający m.in. sprowadzanie ropy naftowej z Rosji do Unii Europejskiej, aż o 90 proc.), natomiast od 5 lutego 2023 r. obowiązywać będzie całkowity zakaz importu rosyjskich produktów ropopochodnych, w tym paliw.

Polska i Europa czynią więc przygotowania do całkowitego zaprzestania przerobu ropy rosyjskiej, a także zaprzestania importu paliw gotowych, oleju napędowego i benzyn, a następnie gazu LPG z Rosji. Ta sytuacja wymusza przeorganizowanie całych łańcuchów dostaw i będzie zapewne ogromnym wyzwaniem w zakresie usprawnienia logistyki. Dosyć trudną kwestią pozostaje właśnie zapewnienie odpowiedniej ilości importu paliw gotowych, gwarantującej pokrycie zapotrzebowania popytowego gospodarki i konsumentów końcowych. Ciągłość dostaw paliw na rynek to wyzwanie dla wszystkich firm operujących w sektorze.

DEMANDING APPLICATIONS
OUR MOTORS – YOUR SUCCESS
POWER OF EXPERIENCE
DEMANDING APPLICATIONS
CHALLENGING PROJECTS
IDEA TURNED INTO ENERGY

Cantoni®
GROUP



**Silniki przeciwwybuchowe
ognioszczelne
w klasie sprawności IE3
(E)cSTe(b)
produkcji Celma Indukta S.A.**



POWER OF EXPERIENCE
OUR MOTORS – YOUR SUCCESS
DRIVING MOST DEMANDING
INTO YOUR ENERGY GLOBAL
ENERGY BUSINESS POWER
WWW.CANTONIGROUP.COM

REKLAMIA

NA NADCHODZĄCE ZMIANY BRANŻA MUSI SIĘ PRZYGOTOWAĆ



Fot. NCBR

dr inż. Anna Tyburska-Staniewska

ekspert operacyjny w Sekcji Ekspertów Wewnętrznych, Narodowe Centrum Badań i Rozwoju

– Wyzwaniem było wyjście naprzeciw problemom zgłaszanym przez cały sektor chemiczny i wsparcie przemysłu w okresie przejściowym pomiędzy zmieniającą się perspektywą finansową UE – mówi dr inż. **Anna Tyburska-Staniewska**, ekspert operacyjny w Sekcji Ekspertów Wewnętrznych Narodowego Centrum Badań i Rozwoju.

Najtrudniejsze w 2022 roku dla branży chemicznej było?

Sprostanie wyzwaniom i wdrażanie do własnej działalności inicjatyw stawianych przez Komisję Europejską w ramach strategii Europejskiego Zielonego Ładu. Zobowiązuje on branżę chemiczną do dostarczania czystej i przystępnej cenowo energii czy mobilizowania przemysłu w kierunku gospodarki o obiegu zamkniętym. Dodatkowo jednym z celów, z którymi „chemia” musi się zmierzyć, jest osiągnięcie neutralności klimatycznej w Europie do roku 2050, które to zobowiązanie reguluje pakiet klimatyczny „Fit for 55”. Te uwarunkowania narzuciły na branżę w roku 2022 dużo prac zmierzających do modyfikacji strategii działania przedsiębiorstw i wprowadzania zmian właśnie w tym zakresie.

To jednak nie wszystko, z czym w roku 2022 mierzył się przemysł chemiczny. Substancje chemiczne to postawa produktów, które codziennie wykorzystujemy czy to do zachowania bezpieczeństwa żywnościowego, czy ochrony naszego zdrowia. Zdarzają

się jednak substancje wywołujące negatywne skutki i w związku z tym istnieje konieczność ograniczenia ich negatywnego wpływu. Działania te reguluje m.in. rozporządzenie w sprawie rejestracji, oceny, udzielania zezwoleń i stosowych ograniczeń dla chemikaliów - REACH, czy też rozporządzenie w sprawie klasyfikacji, oznakowania i pakowania substancji niebezpiecznych - CLP.

Rok 2022 przyniósł intensywne prace związane z rewizją rozporządzenia REACH oraz nastąpiło powołanie Europejskiej Agencji Chemikaliów (ECHA). Nowa strategia to jeden z filarów Europejskiego Zielonego Ładu w sprawie chemikaliów na rzecz zrównoważonego rozwoju i dążenia do zerowej emisji zanieczyszczeń. Zmiany te dla przemysłu chemicznego będą prawdziwą rewolucją, która z pewnością wpłynie na sposób funkcjonowania wielu firm, jak i całych sektorów gospodarki.

Rok 2022 był ciężki również dlatego, że dopiero zaczęliśmy obserwować stabilizowanie się przemysłu po kryzysie związanym z pandemią COVID-19, a już

branża chemiczna stanęła przed kolejnym wyzwaniem i nowym kryzysem wywołanym wojną w Ukrainie. To właśnie zaburzenie łańcucha dostaw w całej Europie, spowodowane sankcjami nałożonymi na Rosję, było najtrudniejsze. Sankcje bowiem ograniczyły import surowców energetycznych (ropy, węgla, gazu), a także części wyrobów przemysłu chemicznego, m.in. mocznika czy nawozów mineralnych lub chemicznych. Ich import z Rosji stanowił do tej pory 50% importu całkowitego tych produktów do Polski. Braki surowców na rynku wywołały z kolei lawinowo rosnące ceny zakupu surowców, co dodatkowo było bolesne dla sektora chemicznego. Ceny zarówno ropy naftowej, jak i węgla czy gazu ziemnego, których odbiorcą w dużej mierze jest właśnie chemia, w roku 2022 osiągnęły rekordowe wartości. Tym samym braki podstawowych surowców, jak i ich cena sprawiły ogromne trudności w zapewnieniu ciągłości prac.

Jaki był ubiegły rok w kontekście działalności NCBR?

Wyzwaniem było dla nas wyjście naprzeciw problemom zgłaszanym przez cały sektor chemiczny i wsparcie przemysłu w okresie przejściowym pomiędzy zmieniającą się perspektywą finansową UE. W tak trudnym dla rynku czasie udało się jednak ogłosić kilka konkursów wprost dedykowanych dla branży chemicznej, w tym m.in. Nowe technologie w zakresie energii (NTE I i II) i Wspólne Przedsięwzięcie NCBR i PKN ORLEN (NEON I i II). Obydwa te programy wspierają działania związane z podwójną zieloną – cyfrową transformacją branży i są ukierunkowane na pomoc w osiągnięciu celów stawianych przez Komisję Europejską w ramach Zielonego Ładu, przy jednoczesnym zwiększeniu nakładów na działalność B+R przedsiębiorstw. Kwota alokacji we wszystkich czterech ogłoszonych w 2022 roku konkursach wniosła ponad 800 mln zł.

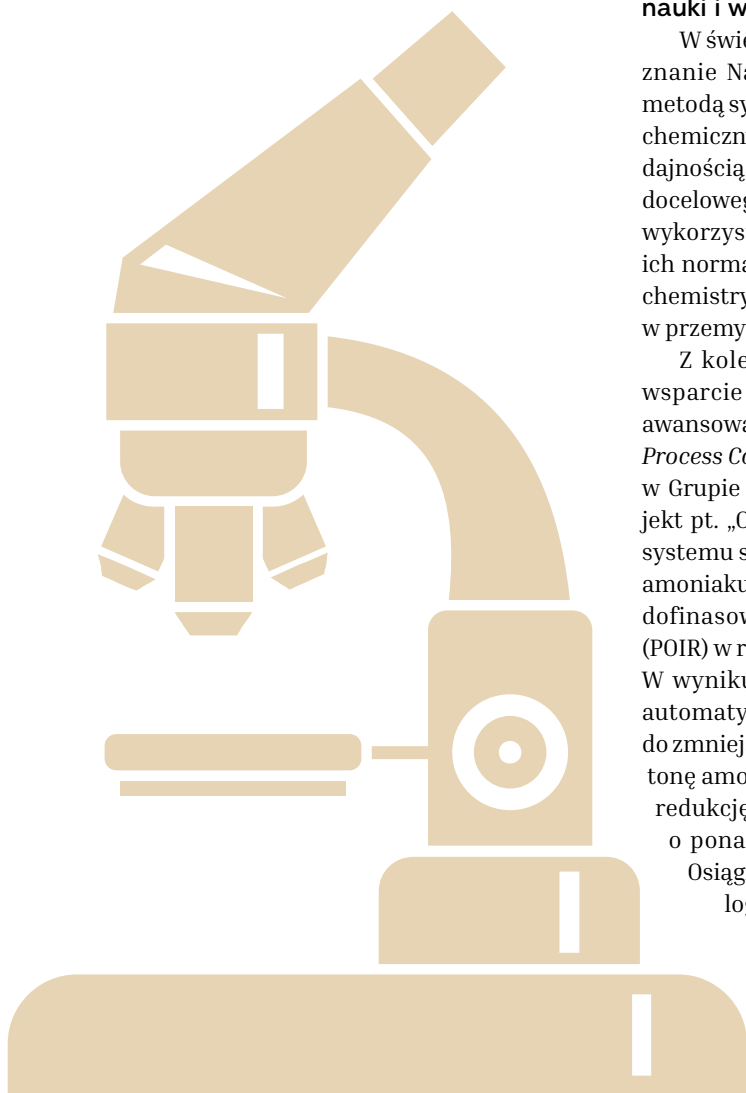
Gdyby miała pani wskazać sukces w świecie nauki i w działalności NCBR byłby to...?

W świecie nauki, a szczególności w chemii – przyznanie Nagrody Nobla za pracę nad innowacyjną metodą syntezy nowych skomplikowanych związków chemicznych „click chemistry”, która to z dużą wydajnością i w krótkim czasie umożliwia otrzymanie docelowego produktu. Metodę z powodzeniem można wykorzystać w żywych komórkach bez zaburzenia ich normalnego funkcjonowania. Tym samym „click chemistry” to przyszłość do wdrożenia i stosowania w przemyśle, także na liniach produkcyjnych.

Z kolei sukcesem, do którego przyczyniło się wsparcie NCBR, było zakończenie i wdrożenie zaawansowanego systemu sterowania APC (*Advanced Process Control*) na instalacji wytwarzania amoniaku w Grupie Azoty Zakłady Azotowe „Puławy” S.A. Projekt pt. „Opracowanie i wdrożenie zaawansowanego systemu sterowania (APC) dla instalacji wytwarzania amoniaku” został zakończony, a prace nad nim były dofinansowane ze środków Funduszy Europejskich (POIR) w ramach programu sektorowego INNOCHEM. W wyniku prowadzonych działań i wprowadzenia automatyki zaawansowanej udało się doprowadzić do zmniejszenia wskaźnika zużycia gazu ziemnego na tonę amoniaku o co najmniej 1%. Wykazano ponadto redukcję śladu węglowego w produkcji amoniaku o ponad 20 kilogramów CO₂ na tonę amoniaku. Osiągnięto także ustabilizowanie procesu technologicznego, co jest niezbędne dla utrzymania stałej jakości produktu.

Wyzwań na nowy rok jest bardzo dużo, jakie będą największe?

Pierwszym z nich jest z pewnością zmierzenie się z ESG (Environmental,



Social, Governanance), czyli koncepcją, w oparciu o którą tworzone będą ratingi i ocena pozafinansowa przedsiębiorstw. ESG to idea, zgodnie z którą koniecznością dla przedsiębiorstw staje się ochrona środowiska, odpowiedzialność społeczna i ład korporacyjny. W 2022 roku Parlament przyjął CSRD (Corporate Sustainability Reporting Directive) – dyrektywę ws. raportowania zagadnień związanych z zrównoważonym rozwojem. Tym samym CSRD wprowadza szczegółowe wymogi dotyczące sprawozdawczości i wykazanie wpływu na środowisko, prawa człowieka i społeczeństwo. Dlaczego jest to wyzwanie na nowy rok? Ponieważ niektóre spółki z branży chemicznej zmierzają się z koniecznością przeorganizowania sposobu zarządzania przedsiębiorstwem, aby stało się ono atrakcyjniejsze dla ludzi i było proekologiczne. Inne z kolei już podejmą wyzwanie przygotowania raportu niefinansowego za dane właśnie za rok 2023.

”

Drugim, ale chyba ważniejszym z punktu widzenia całej branży chemicznej wyzwaniem, będzie wdrożenie strategii na rzecz zrównoważonych chemikaliów (CSS)

To jednak nie koniec wyzwań w tym zakresie, ponieważ przed nami nowa dyrektywa CSDDD (Corporate Sustainability Due Diligence Directive) dotycząca ESG oraz wnikająca i badająca staranność w łańcuchach dostaw. Do tej pory firmy raportowały kwestie z tym związane wyłącznie w zakresie własnego łańcucha dostaw. Nowa dyrektywa rozszerza ten zakres do ponoszenia odpowiedzialności za kwestie dotyczące łańcucha dostaw parterów biznesowych. Co prawda dyrektywa wejdzie w życie dopiero w 2024, ale dla firm współpracujących z parterami niemieckimi problem pojawi się wcześniej. Niemcy bowiem, wyprzedzając prawo unijne, wprowadzili ustawę *Due Diligence* i zacznie ona obowiązywać właśnie od 2023. Tym samym jej zapisy obejmą w szczególności przedsiębiorstwa niemieckie, ale także wszystkich ich dostawców i poddostawców niezależnie od kraju ich pochodzenia, w tym spółki polskie.

Drugim, ale chyba ważniejszym z punktu widzenia całej branży chemicznej wyzwaniem będzie wdrożenie strategii na rzecz zrównoważonych chemikaliów (CSS). Zgodnie z nią chemikalia mają być produkowane w taki sposób, aby maksymalizować korzyści dla społeczeństwa przy jednoczesnym minimalizowaniu potencjalnych szkód. Przedmiotem strategii będzie

łącznie ponad 80 działań, głównie legislacyjnych, przeprowadzanych w perspektywie najbliższych 4-5 lat. Zmiany mogą dotyczyć nawet 12 000 substancji chemicznych. Sama strategia CSS wskazuje na potrzebę rewizji rozporządzenia REACH. Tym samym najważniejsze działania w ramach strategii dotyczyć będą m.in. zakazu stosowania najbardziej szkodliwych chemikaliów (pozostawiając je tylko tam, gdzie to niezbędne), uwzględnienia efektu koktajlów chemicznych podczas oceny ryzyka oraz stopniowego wycofywania stosowania substancji pre- i polifluoroalkilowych (PFAS) w UE.

Odnosząc się do wyznań związanych wprost z wycofywaniem związków PFAS, to problem ten dotknie nie tylko branżę chemiczną, ale zatoczy szerokie kręgi. Związki te ze względu na swoje właściwości, np. tworzenie bardzo silnych wiązań węgiel-fluor, mają niezwykle odporność na degradację. Tym samym znalazły one zastosowanie w produkcji kosmetyków, sprzętów kuchennych (nieprzylegające powierzchnie), odzieży – wodoodporne tekstylia, opakowań do żywności czy farb. Wachlarz zastosowań jest więc szeroki, poczynając od branży budowlanej, po lotnictwo, motoryzację, energetykę czy przemysł spożywczy. Jednak ponieważ związki te są określane jako „wieczne chemikalia” to łatwo przemieszczają się do środowiska, w tym także do organizmów żywych, odkładając się w nich. Problem jest poważny, o czym może świadczyć fakt, że już 13 stycznia 2023 pięć krajów (Niemcy, Holandia, Szwecja, Dania i Norwegia) planuje złożyć do Europejskiej Agencji Chemikaliów propozycję zmierzającą do ograniczenia produkcji i dopuszczenia do obrotu oraz stosowania 6000 związków (głównie z obrębu PFAS). Należy przypuszczać, że całkowity zakaz używania PFAS jest mało prawdopodobny, ale wycofanie nawet części substancji będzie musiało skutkować zmianami w zakresie wielu linii biznesowych. Takim prologiem do zbliżających się wyzwań i stosunku do związków PFAS jest wniosek wydany przez ECHA dotyczący ograniczenia stosowania tych substancji w pianach gaśniczych.

Wyzwaniem, a nawet rewolucją dla branży chemicznej, z pewnością będzie włączenie do rozporządzenia REACH i nowej strategii dotyczącej zrównoważonych chemikaliów, wymogów związanych z rejestrowaniem polimerów. Mimo więc, że jest to jeszcze odległy czas (rok 2026), to na nadchodzące zmiany branża musi się przygotować.

Z punktu widzenia NCBR wyzwaniem w nowym roku będzie niewątpliwie ogłoszenie pierwszych konkursów z nowej perspektywy finansowej na lata 2021-2027 Programu Fundusze Europejskie dla Nowoczesnej Gospodarki (FENG) i Programu Fundusze Europejskie dla Rozwoju Społecznego (FERS).

RYNEK JEST DOŚĆ NERWOWY I NIESTABILNY

Fot. Grupa Azoty Polyolefins S.A.



Wojciech Blew

wiceprezes zarządu, Grupa Azoty Polyolefins S.A.

– Konsekwencje agresji na Ukrainę, a co za tym idzie sankcje nałożone na Rosję, spowodowały gigantyczne zakłócenie w łańcuchach dostaw produktów oraz surowców, a tym samym w przepływie pieniędzy – mówi **Wojciech Blew**, wiceprezes zarządu Grupy Azoty Polyolefins S.A.

2022 rok. Jaki był dla Grupy Azoty Polyolefins?

Pewnie banalne byłoby, gdybym powiedział, że trudny – ale taki był. Rozwój projektu Polimery Police, budowa instalacji, rozpoczęcie prac rozruchowych i do tego trudna sytuacja polityczna – agresja Rosji na Ukrainę. Nie wspominając już o pandemii COVID-19, a w związku z tym i problemach logistycznych. Udało nam się jednak zrealizować zakładane cele. Projekt jest realizowany i zmierza ku końcowi. Rozpoczęły się prace rozruchowe, na których w tej chwili się skupiamy. Jednocześnie z zakończeniem projektu stajemy się coraz większą firmą pod względem zatrudnionych pracowników. Jesteśmy na etapie kompletowania obsady wszystkich departamentów. Przede wszystkim szkolimy się intensywnie, tak aby instalacje móc bezpiecznie uruchomić. Grupa Azoty Polyolefins S.A. planuje w związku z tym zatrudnić 465 osób, na koniec grudnia 2022 roku zatrudnienie wyniosło ponad 81% poziomu docelowego.

Przełomową datą był 22 grudnia 2022 roku, kiedy to przyjeźliśmy pierwszy ładunek propanu do naszych

zbiorników w Morskim Terminalu Gazowym w Policach, wchodząc tym samym w kolejną fazę projektu związaną z rozpoczęciem rozruchu instalacji.

A jaki był to rok dla całej branży?

Konsekwencje agresji na Ukrainę, a co za tym idzie sankcje nałożone na Rosję, wpłynęły na gigantyczne zakłócenie w łańcuchach dostaw produktów oraz surowców, a tym samym na przepływ pieniędzy. To wszystko spowodowało, że rynek jest dość nerwowy i niestabilny. Dodatkowo wzrost inflacji, czyli ogólnego poziomu cen towarów i usług w gospodarce sprawił, że koszty realizacji planowanych w 2021 roku projektów, na koniec 2022 roku wzrosły nawet do 40%.

Co będzie największym wyzwaniem w bieżącym roku?

Przede wszystkim uruchomienie instalacji, ustabilizowanie, przeprowadzenie testów, rozpoczęcie produkcji i co najważniejsze – satysfakcjonująca sprzedaż, która zapewni płynność finansową w spółce.

JESTEŚMY PRZYGOTOWANI NA RÓŻNE SCENARIUSZE



Fot. PERN S.A.

Paweł Stańczyk

prezes zarządu, PERN S.A.

– Nasze inwestycje w obszar ropy naftowej i paliw umożliwiły skuteczną odpowiedź na zmiany, jakie narzuciła tocząca się w Ukrainie wojna – mówi **Paweł Stańczyk**, prezes zarządu PERN S.A.

Jakie były ostatnie miesiące dla firmy PERN?

Był to wymagający okres dla całej branży surowcowo-paliwowej. Właśnie rozpoczęliśmy wychodzenie z dwuletniej pandemii, która radykalnie zmieniła sposób naszego funkcjonowania, gdyż narzucała konieczność pracy z zachowaniem restrykcyjnych wymogów sanitarnych. Bardzo utrudniało to realizację procesów, ale pokazaliśmy, że potrafimy sobie z tym poradzić i skutecznie obsługiwać naszych klientów.

W 2022 roku rozpoczęła się z kolei wojna u wschodnich granic, która przemodelowała rynek energetyczny w Europie. Okazało się, że wiele doktryn gospodarczych w dziedzinie energii legło w gruzach, a Polska – m.in. za sprawą PERN – udowodniła, że jest dobrze przygotowana na różne scenariusze. Nasze inwestycje w obszar ropy naftowej i paliw umożliwiły skuteczną odpowiedź na zmiany, jakie narzuciła tocząca się wojna.

Na czym najbardziej się koncentrowaliście?

Na realizacji zadań na rzecz bezpieczeństwa energetycznego państwa. W minionym roku oddaliśmy do

eksploatacji siedem nowych zbiorników na paliwa, co w istotny sposób wzmocniło naszą niezależność w tym zakresie.

W tym samym roku ruszyła także budowa kolejnych ośmiu magazynów. Dzięki realizacji tej części projektu, PERN dostarczy swoim klientom aż 256 tys. m³ nowych pojemności do magazynowania produktów naftowych.

Obecnie spółka dysponuje 19 bazami paliwowymi na terenie całego kraju, których potencjał po rozbudowie wynosi ok. 2,4 mln m³ produktów naftowych, oraz czterema bazami ropy naftowej o łącznej pojemności ponad 4,1 mln m³. Firma ciągle rozwija swoją infrastrukturę magazynową, zwiększając możliwości przechowywania zapasów interwencyjnych, a tym samym wzmacniając bezpieczeństwo energetyczne Polski.

Najtrudniejsza w 2022 roku była...

...konieczność zapewnienia nieprzerwanych dostaw surowca do klientów i paliw na rynek w warunkach dużej niepewności geopolitycznej. To właśnie stanowiło wyzwanie. Chodzi zwłaszcza o zmieniającą

się architekturę dostaw ropy naftowej do Polski, co wymagało od nas dużej elastyczności i zwinności. W naszej opinii dobrze wywiązaliśmy się z tego zadania.

Dużą zmianą i wyzwaniem biznesowym dla polskich uczestników rynku naftowo-paliwowego była także zmiana kierunku dostaw paliw. Do wybuchu wojny w Ukrainie paliwa płynęły do Polski głównie ze Wschodu, a do Ukrainy – z Rosji i Białorusi. Od 24 lutego kierunek jest odwrotny – płyną z Polski na Ukrainę.

Co dla pana jest „sukcesem roku 2022”?

Jako sektor naftowo-paliwowy potwierdziliśmy odporność naszego kraju na nieprzewidziane zdarzenia i wstrząsy energetyczne, a takim przecież jest wojna w Ukrainie. Jesteśmy przygotowani na różne scenariusze w tym obszarze i wierzę, że mając na pokładzie tak doświadczonych i zaangażowanych pracowników, poradzimy sobie z każdym wyzwaniem.

Były sukcesy, a co z wyzwaniami na najbliższy czas?

Znajdujemy się obecnie w historycznym momencie, na który wpływa kilka czynników. Przede wszystkim to wojna w Ukrainie, o której już wspominałem, ale też niedawna fuzja kluczowych klientów, czyli przejęcie Grupy LOTOS przez PKN ORLEN, a także polityka energetyczna Unii Europejskiej. Właśnie te czynniki będą determinowały nasze kroki w 2023 roku.

Najważniejszym elementem w tym obszarze wydaje się zmiana architektury dostaw ropy naftowej do Polski, co jest konsekwencją trwającej wojny. Ta sytuacja powoduje, że dostawy morskie surowca mu-

szą być przez nas skutecznie odebrane i dostarczone do klientów.

W PERN w 2023 roku w dalszym ciągu będziemy koncentrowali się na umacnianiu bezpieczeństwa energetycznego Polski poprzez kolejne inwestycje. Musimy cały czas gwarantować pewność dostaw tak, aby klienci postrzegali nas jako niezawodnego partnera, który dostosowuje się do zmian i ich bieżących potrzeb.

”

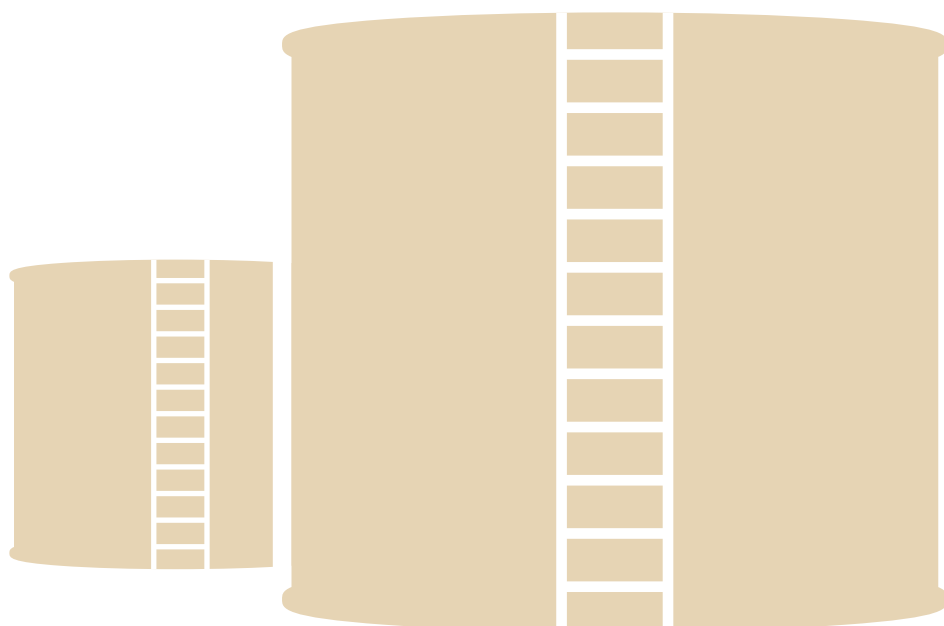
Nasze inwestycje w obszar ropy naftowej i paliw umożliwiły skuteczną odpowiedź na zmiany, jakie narzuciła tocząca się wojna

Patrząc na przyszłość, ważny jest cel. Jaki jest on w przypadku firmy?

Chcemy pozostać filarem niezależności energetycznej Polski w zakresie ropy naftowej oraz paliw i wszelkie nasze działania: zarówno operacyjne, jak i inwestycyjne, będą ku temu zmierzały. Mam tu na myśli nowe projekty, takie jak rozbudowa Naftoportu o kolejne stanowisko do obsługi tankowców, by jeszcze efektywniej odpowiadać na potrzeby rynku, jak również nowe zbiorniki w naszym hubie paliwowym w Dębogórzcu, gdzie przyprawiają ładunki z olejem napędowym. Tam są rozładowywane i sukcesywnie ekspediowane na rynek. Planujemy m.in. budowę w tym miejscu trzech dodatkowych zbiorników, większych niż dotychczas, tym razem o pojemności 50 tys. metrów sześć. każdy.

W 2023 roku trafi do eksploatacji 8 zbiorników na paliwa, co przełoży się na poziom bezpieczeństwa energetycznego naszego państwa.

Będziemy również starali się rozwijać w obszarze odnawialnych źródeł energii, ponieważ widzimy, że w takim kierunku zmierzają długofalowe trendy w energetyce.



DEFICYT OLEJU NAPĘDOWEGO NA RYNKU EUROPEJSKIM



Fot. POPYHN

Krzysztof Romaniuk

dyrektor ds. analiz rynku paliw, Polska Organizacja Przemysłu i Handlu Naftowego

– Jeśli popyt na benzynę nadal będzie dużo niższy niż popyt na olej napędowy, to ten ostatni pozostanie droższy od benzyny silnikowej 95 – zaznacza **Krzysztof Romaniuk**, dyrektor Polskiej Organizacji Przemysłu i Handlu Naftowego.

Jak – z punktu widzenia branży – zapamięta pan rok 2022?

Europa, a w tym też Polska, przechodziła w ubiegłym roku niezwykle istotną transformację polegającą na wyrwaniu się z rosyjskiego szantażu energetycznego. Przez lata kraje europejskie budowały swoje gospodarki na zależności od rosyjskich surowców energetycznych, w tym ropy i paliw gotowych. W tym roku Rosja próbowała wyrzucić nacisk na kraje Europy Zachodniej w sprawie Ukrainy, ale mimo wzrostu cen Europa nie uległa. Trudne zadanie znalezienia alternatywnych kierunków dostaw udało się zrealizować i sytuacja na koniec ubiegłego roku wygląda na opanowaną. Zgromadzono odpowiednie zapasy ropy i paliw, a logistyka nakierowana jest na obsługę nowych źródeł zaopatrzenia. W wielu państwach funkcjonuje system dopłat, mający chronić gospodarstwa domowe przed kryzysem energetycznym. Państwa europejskie podjęły działania mające długofalowo uniezależnić je od rosyjskich źródeł energii.

Były trudności w branży, były również sukcesy...

Pomimo znaczących wyzwań związanych z rosnącą dynamiką polskiej gospodarki, wojną w Ukrainie

i wysokimi cenami paliw czy koniecznością zmiany kierunków zaopatrzenia sektor naftowy w kraju sprostał wymaganiom rynku. Zwiększyła się mobilność Polaków, a działania wojenne za naszą wschodnią granicą wymagały znacznych ilości paliw dla służb obsługujących uchodźców i dla dostaw militarnych. Na granicy zachodniej i południowej, ze względu na znaczne różnice cenowe, rosło zjawisko turystyki paliwowej. Kierowcy z innych krajów Unii Europejskiej sąsiadujących z Polską masowo pojawiali się na stacjach po naszej stronie granicy, tankując paliwa po niższych cenach niż w ich państwach. Wyzwania były duże, ale mimo to ani na chwilę w kraju nie zabrakło paliwa na stacjach, a wszelkie sytuacje kryzysowe były szybko rozwiązywane.

Największym wyzwaniem w branży w 2023 roku będzie...?

Krótko mówiąc – zaspokojenie potrzeb rynkowych dla oleju napędowego. Sankcje wprowadzane od 5 lutego 2023 r. na dostawę rosyjskich paliw na rynek europejski (a więc i krajowy) w przypadku oleju napędowego, którego deficyt w skali europejskiej jest

już obecnie mocno odczuwalny, będą wymagały dodatkowych działań zaradczych. Utrzymanie ciągłego zaopatrzenia rynku w to paliwo przy możliwie najniższym poziomie już i tak wysokich cen będzie znaczącym wyzwaniem dla sektora. Jednocześnie problem musi być rozwiązany, gdyż olej napędowy jest podstawowym paliwem gospodarki. Nasza duża zależność od importu tego gatunku paliwa będzie wymuszała znalezienie źródeł zaopatrzenia innych od tych jeszcze do niedawna podstawowych dla Polski, czyli Rosji i Białorusi.

Krajowe moce produkcyjne oleju napędowego są znacznie mniejsze niż nasze potrzeby. Oznacza to konieczność sprowadzania gotowego oleju napędowego spoza granic Polski. Dotyczyć to będzie całej UE, a tym samym presja cenowa na towar importowany wzrośnie. Aby nie dopuścić do kryzysu zaopatrzeniowego, cena na rynkach hurtowych powinna być na tyle atrakcyjna, żeby importerom opłacało się przywieźć ten towar do Polski. Wyzwanie jest ogromne, ale należy mieć nadzieję, że tak jak w poprzednich przypadkach zaburzeń rynkowych udawało się sytuację opanować – chociażby z wykorzystaniem zapasów interwencyjnych, których odpowiednie ilości mamy dziś zapewnione – i tym razem sektor sobie poradzi, wykorzystując wiedzę i doświadczenie jego pracowników.

Gdyby miał pan prognozować ceny paliw w tym roku. Będą spadać, rosnać?

Wypowiedzi przedstawicieli strony rządowej przesądzą rezygnację z tarczy antyinflacyjnych w stosunku do paliw silnikowych od początku 2023 r. Jednocześnie pojawiają się głosy, że mają być wprowadzone inne mechanizmy osłonowe. Dopóki ich nie znamy, trudno precyzyjnie ustosunkowywać się do skali ewentualnych zmian cen.

Producenci w końcu roku utrzymywali ceny z dość wysoką marżą, aby mieć możliwość ewentualnego jej zmniejszenia w przypadku całkowitej rezygnacji z tarczy. Powinno to pozwolić na delikatne przejście na nowe poziomy cen, bez znacznych podwyżek i bez załamania rynku paliwowego. Najprawdopodobniej relacje między cenami benzyny i oleju napędowego pozostaną na poziomach zbliżonych do obecnych. Jeśli popyt na benzynę nadal będzie dużo niższy niż na olej napędowy, to ten ostatni pozostanie droższy od benzyny silnikowej 95. Wydaje się, że wprowadzenie sankcji na rosyjską ropę oraz paliwa gotowe to czynniki, które mogą jeszcze wzmoczyć presję na zwiększenie tej różnicy cenowej. Deficyt ON na rynku europejskim będzie na pewno czynnikiem wpływającym na wysoki poziom cen w kraju.

RZUCAŁO BRANŻĄ O ZIEMIĘ I O SUFIT

Andrzej Szczęśniak

niezależny ekspert rynku paliw i gazu

Rok 2022 dla branży paliw był koszmarem. Rzuciło branżą o ziemię i o sufit na przemian – pisze **Andrzej Szczęśniak**, niezależny ekspert rynku paliw i gazu. – Ale jednocześnie był bardzo dochodowy, szczególnie w Polsce, gdzie zarabialiśmy na wysokich marżach rafineryjnych i na dużo tańszej rosyjskiej ropie – dodaje.

Najtrudniejsze w 2022 roku dla branży były?

Nieprzewidywalność, gwałtowne zmiany, duże wahania cen, kosztów – mogą każdą firmę, nawet największą, jak ORLEN, doprowadzić do kryzysu. Na szczęście to nie miało miejsca.

Sukces ubiegłego roku to?

Konsolidacja. Choć na koszmarnej brukselskich warunkach, ale jednak... Duże podmioty mają nieporównywalnie większe możliwości w tych szalonych, turbulentnych czasach.

Największym wyzwaniem w 2023 roku jest?

Rezygnacja (???) z rosyjskiej ropy. Odpadną potężne zyski, a pojawią się ryzyka spowodowane naszą słabą pozycją na globalnym rynku. To wszystko będzie bardzo drogo kosztowało.

Cena paliwa będzie...?

Trudno powiedzieć, to jest nieprzewidywalne. Gdybym wiedział, jaka będzie cena paliw lub ropy za rok, nie wiedziałbym, co zrobić z tą furą kasy :)

Fot. zasoby własne autora



KOŃCZYMY ROK „Z TARCZĄ”

Fot. Krystian Szczęsny



dr inż. Paweł Bielski

dyrektor, Sieć Badawcza Łukasiewicz – Instytut Chemii Przemysłowej

– Pomimo trudności i zmieniających się dynamicznie warunków otoczenia, Instytut kończy 2022 rok „z tarczą”, w dobrej kondycji finansowej, utrzymując rentowność prowadzonej działalności i zachowując płynność finansową – mówi dr inż. **Paweł Bielski**, dyrektor Sieci Badawcza Łukasiewicz – Instytutu Chemii Przemysłowej imienia Profesora Ignacego Mościckiego.

Gdyby miał pan określić jednym słowem rok 2022 dla Instytutu. Jaki był?

Trudny. I pełen nowych, w znacznej mierze nieoczekiwanych wyzwań. W 2022 r. doszło do bardzo gwałtownych i w większości nieprzewidywalnych zmian w otoczeniu gospodarczym Instytutu. I chociaż nie miały one zazwyczaj bezpośredniego wpływu na realizację projektów, to wpłynęły istotnie na uzyskany wynik finansowy; co więcej – mogą przełożyć się na efektywność działalności podstawowej Instytutu w przyszłości.

Te zmiany, to: utrzymujący się bardzo wysoki poziom inflacji z tendencją wzrostową, w szczególności skokowo rosnące ceny energii, wzrost kursów walut, zmiany podatkowe, zwiększające się koszty materiałów, surowców i usług zewnętrznych, a także wzrost kosztów wynagrodzeń. Wpływ wszystkich tych elementów na sytuację ekonomiczną Łukasiewicz – IChP był zdecydowanie negatywny.

Wydatkami, które przedsiębiorstwa w pierwszej kolejności ograniczają, a nawet nierzadko z nich rezygnują w ramach oszczędności i redukcji kosztów, są te w zakresie B+R. Wynika to z tego, że mogą one, ale nie muszą, przynieść korzyści dopiero w przyszłości, natomiast wydatki bieżące sfinansowane być muszą.

W rezultacie wyraźnie widoczne jest wyhamowanie w zakresie zlecania przez przedsiębiorców prac badawczo-rozwojowych; w praktyce można już mówić wręcz o tendencji spadku liczby i wartości zleceń w zakresie działań B+R, zwłaszcza finansowanych z własnych środków przedsiębiorców.

W obszarze produkcji farmaceutycznej nastąpiło również wyraźne pogorszenie sytuacji rynkowej, jak spadek liczby i rezygnacja części odbiorców z planowanych zamówień API – w efekcie zaprzestania przez nich produkcji niektórych form gotowych leków, wydłużenie łańcuchów dostaw i w rezultacie bardzo znaczne wydłużenie terminów dostaw – nawet pół roku oczekiwania na zamówione surowce z Chin – oraz wzrost kosztów praktycznie wszystkich surowców.

A co było najtrudniejsze dla branży chemicznej?

Branża chemiczna jest przyzwyczajona do cykli koniunkturalnych i potrafi sobie z nimi radzić. To, co wydarzyło się w 2022 roku, nie było jednak wynikiem zmian rynkowych, ale efektem nałożenia się na siebie trzech, w praktyce ogólnoswiatowych, kryzysów: początkowo pandemii koronawirusa, narastającego kryzysu energetycznego oraz wojny w Ukrainie.

Wspólnym mianownikiem tych wszystkich zdarzeń była i jest niepewność, spotęgowana mniej czy bardziej udanymi próbami przeciwdziałania tym kryzysom ze strony rządów i organizacji międzynarodowych. W efekcie branża chemiczna, podobnie jak cała gospodarka, działała w warunkach medialnego oraz ekonomicznego chaosu, z którego wynikało, że „wszystko” będzie dużo droższe, jak surowce, energia, usługi, trzeba zatem podnosić ceny. Działanie w takich warunkach w krótkim czasie jest możliwe i chyba wszystkim istotnym graczom udało się przetrwać w nie najgorszej kondycji ekonomicznej, choć prawdy dowiemy się po ogłoszeniu wyników za rok 2022. Jednak rosnące obawy o to, co przyniesie przyszłość, pozostają...

Jakie wymieniliby pan sukcesy?

Pomimo wskazanego powyżej stanu niepewności trwającego praktycznie przez cały 2022 rok rynek branży chemicznej, w tym w szczególności rynek detaliczny, nie odnotował istotnych, długotrwałych ograniczeń w dostępie do surowców energetycznych: gazu, produktów ropopochodnych oraz produktów chemicznych i farmaceutycznych. Było drogo, ale zazwyczaj stabilnie, a branża, mimo krótkotrwałych przerw w niektórych segmentach, zachowała ciągłość produkcji. Jeszcze raz sprawdziło się stare powiedzenie, że „nie było takich czasów, w których małego kawałka złota nie dało się wymienić na większy kawałek chleba”.

Najgorsze więc za nami? Co może przynieść przyszłość?

Niewątpliwie we wszystkich spółkach sektora chemicznego trwają intensywne prace analityczne nad zredefiniowaniem dotychczasowych planów rozwojowych oraz inwestycyjnych. Istotne zmiany cen surowców, w tym zwłaszcza energetycznych, a także zmiany w logistyce wewnątrz kontynentu, ale też ogólnosiwiatowej w zakresie łańcuchów dostaw mogą sprawić, że postrzegane dotychczas jako atrakcyjne technologie i związane z nimi kierunki rozwoju okażą się w obecnej sytuacji daleko mniej efektywne ekonomicznie. W oczekiwaniu na pierwsze oznaki stabilizacji i wypracowanie nowych, bądź pozytywne wyniki weryfikacji starych projektów, wszystkie podmioty branży chemicznej – a zatem zarówno inwestorzy/produccenci, sektor B+R, jak również rynek/odbiorcy – znalazły się w fazie pewnego zawieszenia. Realizują rozpoczęte wcześniej projekty i inwestycje

z nadzieją, że uda się je zakończyć w terminie i bez istotnych strat, mimo iż były one planowane oraz budżetowane w zupełnie odmiennych warunkach.

Jedno, co wydaje się bezsporne, to konieczność kontynuowania, a wręcz intensyfikacji działań w zakresie transformacji klimatyczno-energetycznej, co wymaga poniesienia znacznych wydatków, a zatem zaangażowania istotnych środków finansowych – przy relatywnie długim okresie zwrotu – ze świadomością, że proces ten będzie dokonywał się w warunkach kryzysu, niepewności i być może długotrwałej recesji gospodarczej.



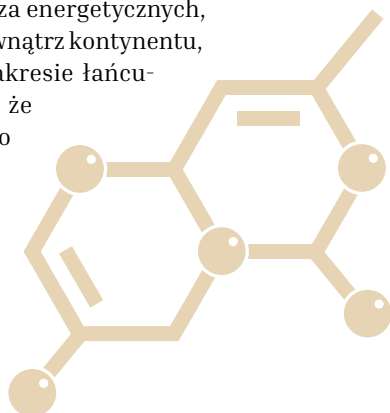
Branża chemiczna jest przyzwyczajona do cykli koniunkturalnych i potrafi sobie z nimi radzić

W rezultacie w roku 2023, a prawdopodobnie również w latach kolejnych, branża chemiczna stanie przed koniecznością „pogodzenia” ze sobą, a przede wszystkim sfinansowania co najmniej dwóch, po części przeciwstawnych – a z pewnością wymagających zaangażowania znaczących środków finansowych – potrzeb i wynikających z ich realizacji procesów.

Z jednej strony jest to konieczność realizacji zadań w istotnej części mających charakter formalnych zobowiązań – i to w wymiarze międzynarodowym, w ramach Unii Europejskiej w zakresie transformacji ekologicznej i energetycznej: Europejski Zielony Ład, Pakiet Fit for 55, GOZ – gospodarka obiegu zamkniętego, ROP – rozszerzona odpowiedzialność producenta, dekarbonizacja i szereg innych inicjatyw.

Z drugiej strony to konieczność zapewnienia i utrzymania finansowania stale rosnących kosztów prowadzenia bieżącej działalności przedsiębiorstw związanych z inflacją, kryzysem energetycznym czy również presją płacową.

Jednocześnie nie można przy tym zapominać o innych, nie mniej ważnych procesach, których realizacja, a zatem i finansowanie, stanowi warunek konieczny rozwoju zarówno poszczególnych przedsiębiorstw, jak i całej branży chemicznej – mowa tu o działalności innowacyjnej, obejmującej obszar B+R oraz związane z nim inwestycje modernizacyjne i rozwojowe.



STANY ZJEDNOCZONE

Absolutnie dominującym źródłem dostaw LNG są Stany Zjednoczone. Z końcem roku okazało się, że import amerykańskiego LNG do Europy był większy niż resztki dostaw rosyjskiego gazu rurociągami



Fot. 123rf

ROK WOJNY I KRYZYSÓW

Andrzej Szczęśniak

niezależny ekspert rynku paliw i gazu

Po kilku latach gwałtownych zwrotów i turbulencji, po „roku piekielnie drogiego gazu”, w 2022 mieliśmy jeszcze bardziej kosmiczne ceny, a na dodatek – wojnę. Na Ukrainie konflikt militarny, w Europie – potężny kryzys energetyczny. To decydowało o wszystkim.

Po dwóch latach, z których każdy rok można nazwać kryzysowym, europejski gaz wkroczył w czas wojny. Konflikt w Ukrainie zdominował sprawy energetyczne na naszym kontynencie. Z prostej przyczyny – na militarne wtargnięcie wojsk rosyjskich Europa odpowiedziała wojną gospodarczą.

I weszła na pole minowe, które wcześniej trudno było sobie wyobrazić jako pole bitwy: surowce energetyczne. Choć wcześniej zarzekała się, że to jest niemożliwe, jednak ciśnienie zrobiło swoje – Europa odcięła się od Rosji w dostawach węgla, ropy i została prawie od niej odcięta w gazie ziemnym. Niezwykły

rok, który całkowicie zmienił energetyczne *status quo* na naszym kontynencie, a szczególnie w Polsce. A jeszcze mocniej na Ukrainie, która zapłonęła i to dosłownie – tam giną ludzie, toczą się walki. Jednak w sprawach energii dzieje się tam bardzo różnie: wciąż płynie gaz i ropa tranzytem z Rosji do Europy, Ukraina ostrzeliwuje przejętą przez Rosjan elektrownię jądrową w Zaporozżu, a na infrastrukturę energetyczną spadają rosyjskie rakiety i drony, niszcząc ją doszczętnie. Dostawy prądu, ciepła, internetu są przerywane, całe miasta odłączane na wiele godzin, a często i dni. Cywilizacyjny i humanitarny regres o niewiarygodnej wręcz skali.

LNG podbija Europę

W 2020 r niemiecki Uniper zrezygnował z budowy pływającego terminalu LNG w Wilhelmshaven, gdyż nie było chętnych do odbiorów. Także Francja powiedziała „nie” nowemu kontraktowi Engie na stałe zakupy LNG z USA. Powód? Duże emisje przy wydobyciu gazu w Ameryce. Ale to przeszłość, zamierzchła. W 2022 r., jeszcze przed wybuchem wojny ukraińskiej, Stany Zjednoczone przestawiły europejski system gazowy na dostawy LNG.

Europa weszła na globalny rynek gazu skroplonego, który wzrósł o 6 procent – z 387 mln ton w 2021 do 409 mln ton (Refinitiv). Zaimportowała 115 mld m³ gazu wobec 67 mld m³ w 2021 i 87 mld m³ w 2020, a więc wzrost ogromny. Wywindowało to ceny tak wysoko, że biedniejsze azjatyckie gospodarki nie wytrzymały konkurencji i rezygnowały z zakupów.

Europa nie wprowadziła zakazu importu gazu ziemnego, tak jak w przypadku węgla, ropy czy paliw. Realnie została od niego odcięta, więc gaz z Rosji, który nie został dostarczony – 80 miliardów m³ – trzeba było czymś zastąpić. Mobilizowanie dostawców takich jak Norwegia czy Algieria, niewiele dało. Za to LNG z Ameryki wystrzeliło wysoko – dostawy wzrosły 2,5-krotnie. Inne źródła (Katar czy Rosja) odniosły niewielkie korzyści. Znacząco zwiększyły import kraje atlantyckiego wybrzeża Europy – Francja, Holandia, Hiszpania. Rosja odczuła to bardzo mocno: spadek wydobycia osiągnął rekordowe 20% i wyniósł 102 mld m³ (ponad 5-krotne zużycie gazu w Polsce). A eksport Gazpromu poza dawny ZSRR spadł ponad 45%, do 101 mld m³.

Jeśli popatrzeć na kontrakty zawarte w ostatnich 18 miesiącach, widać jasno, że absolutnie dominującym źródłem importu na długie lata będą Stany Zjednoczone. O ile w eksporcie do Azji muszą jeszcze konkurować z Katarą czy Rosją, o tyle nowe kontrakty europejskie są zawarte wyłącznie z Ameryką. A nawet jeśli gaz pochodzi z Kataru, to dostawcą jest amerykański koncern. Choć Europa nie za bardzo chce się wiązać długoterminowymi dostawami – ze 132 mld m³/r. nowych kontraktów, dokładnie 2/3 to dostawy do Azji.

Na koniec roku okazało się, że import amerykańskiego LNG do Europy był większy niż resztki dostaw

rosyjskiego gazu rurociągami. To pierwszy raz w historii, podobnie jak to, że terminale regazyfikacyjne EU pracowały w pewnych chwilach pełną parą – prawie na 100 procent mocy (w swinoujskim terminalu w grudniu 7 dostaw, zregazyfikowano 583 mln m³, czyli wykorzystano 97% mocy). Biorąc pod uwagę, że europejskie terminale mają 220 miliardów m³ rocznej mocy (600 milionów m³ dziennie) praktycznie mogą zastąpić cały rosyjski gaz w Europie. Wieloletnia amerykańska strategia, wytrwale wprowadzana w życie wbrew rachunkowi ekonomicznemu, odniosła ogromny sukces.

”

Biorąc pod uwagę, że europejskie terminale mają 220 miliardów m³ rocznej mocy (600 milionów m³ dziennie), praktycznie mogą zastąpić cały rosyjski gaz w Europie

Ceny

Rok 2021 nazwałem „rokiem szalonych cen”. Jednak to, co nastąpiło w kolejnym... O ile średnia roczna cena na TTF w 2021 roku wynosiła 46 €/MWh, to w 2022 było to o 270% więcej – aż 123 euro. O ile w 2021 r. w szczytowym momencie tego cenowego horrendum, w grudniu, notowania gazu (futures TTF) na ICE osiągnęły 179 euro, o tyle w 2022 r. maksymalne notowania wybiły do 316 euro/MWh.

Spekulacje cenowe były całkowicie niezgodne z klasyczną krzywą cenową, która szczyt osiągała w sezonie zimowym, podczas największego zapotrzebowania. Na tym wzorcu bazuje cała kalkulacja ekonomiczna magazynów gazu. Jednak w ubiegłym roku najwyższe ceny były w zupełnie innych okresach. Pierwszy raz wczesną wiosną (fala spekulacji wojennych), a drugi w sierpniu, gdy spekulowano na wypadnięcie dostaw przez Nord Stream z europejskiego bilansu gazowego. Co ciekawe, wysadzenie 26 października Nord Stream w ogóle nie wywołało reakcji w notowaniach.

Unia Europejska stanęła przed potężnym wyzwaniem: rynek jest globalny, ceny stanowiące przez graczy finansowych, którzy wykorzystują jego mechanizmy dla własnych zysków, nie patrząc na gospodarkę. Europa, jako największy światowy importer gazu, chce mieć własny indeks cenowy (benchmark), który ustalałby realne a nie spekulacyjne ceny importu.

Kłopot nie polegał jedynie na kosmicznych cenach na giełdach. Także na fakcie, że przy takich cenach rozwarcie między cenami futures (instrumentów finansowych na przyszły miesiąc) a spot (zakupami

fizycznego gazu) wynosiło nawet 100 procent. To oznaczało, że mechanizm cenowy rynku całkowicie się rozjechał – instrumenty finansowe, symulujące zakupy gazu w przyszłości, żyły swoim spekulacyjnym życiem, a rynek, czyli realni odbiorcy, nie chciał tyle płacić za gaz. 2022 r. pokazał dobitnie, że cena niewiele ma wspólnego z popytem i podażą, kosztami i klientami, że kieruje się własną logiką finansowych spekulacji. I spadek popytu nie wywołuje spadku cen, a wręcz przeciwnie: pomimo braku zmian w kosztach ceny wybijają pod sufit i niszczą popyt.

Jednak Bruksela obawia się wydania walki rynkom finansowym o tania energię. W obecnie obowiązującym systemie, gdy znajdujesz się w tak niezbilansowanej, wyeksponowanej pozycji, jak Europa, za bezpieczeństwo dostaw, za prosty fakt, że nie zabraknie ci gazu, płaci się koszmarną cenę. Można o tym przekonać się naocześnie na przykładzie niemieckiego koncernu Uniper.

”

Obecnie najważniejszą rolę pełni terminal regazyfikacyjny w Świnoujściu. Zaimportowano przezeń 5,8 mld m³

Jednak postarano się wyrwać władzę nad cenami z rąk instytucji finansowych – prywatnych, leżących poza terytorium jurysdykcji, nastawionych na własne zyski. I podjęto próbę przekazania jej instytucji rządowej, która ma szacować ceny LNG i używać ich jako benchmarku dla rynku europejskiego. Ciekawe czy wyzwanie rzucone globalnemu modelowi zakończy się sukcesem, czy podobną porażką, jak rzucenie wyzwania dolarowi i próba zastąpienia go przez euro.

Totalna demolka rynku

Po uderzeniu falą niewiarygodnie wręcz wysokich cen, Bruksela i rządy państw członkowskich rzuciły się ratować sytuację. Przede wszystkim koniecznie chciały osłonić odbiorców (czytaj: wyborców) przed cenami, które pojawić się mogły na rachunkach za gaz i energię. Dlatego ubiegły rok to czas demolowania konstrukcji, którą kiedyś dumnie nazywano „rynkiem”.

Praktycznie wszystkie państwa Unii, łącznie z nami, postanowiły osłaniać dotkniętych wysokimi rachunkami za energię i gaz. Zaczęły od indywidualnych odbiorców (wyborców), ale później, gdy ceny nie ustępowały – pomogły także przedsiębiorcom. Żeby wyborcy nie stali się bezrobotnymi.

Po miesiącach negocjacji, w grudniu wprowadzono ceny maksymalne gazu na poziomie 180 euro/MWh (850 zł), czyli poziomie nie do wyobrażenia

jeszcze 2 lata temu. Deklaracja, że ma to bronić przed podwyżkami gospodarstwa domowe, które obecnie płacą 4- czy 5-krotnie mniej, wygląda dość zabawnie. Ale już dla przedsiębiorstw, które dzisiaj płacą ceny za gaz niewiele niższe niż te maksymalne, wcale nie jest to abstrakcją.

Po środki sięgano do budżetu, ale tam coraz większa dziura. Więc państwa, takie jak Hiszpania czy Włochy odbierały „nadzwyczajne zyski” beneficjentom tych fal cenowych, którzy odnosili ogromne, nie wiadomo skąd – zyski. Władza jedną ręką dawała poszkodowanym, dosypywała tym, których obciążały koszty, a drugą odbierała. A poprzez budżet rozpraszano koszty tych operacji na całe społeczeństwo (poprzez inflację).

Polska zdywersyfikowana

Zdążyliśmy. Dokładnie dzień po wybuchach, które kompletnie zniszczyły Nord Stream, w Świnoujściu odbywała się uroczystość otwarcia Baltic Pipe. To największe przedsięwzięcie dywersyfikacyjne podjęte w obecnym stuleciu. Przekierowuje do Polski część gazu płynącego z Norwegii do Niemiec rurociągiem Europipe II. Część gazu pozostawiają u siebie też Duńczycy. Początkowo, gdy nie działało jeszcze wejście w Nybro, Niemcy zasilali duński system własnymi dostawami, choć już byli odcięci od rosyjskiego gazu.

Ale i tak najważniejszą rolę pełni terminal regazyfikacyjny w Świnoujściu. Zaimportowano przezeń 5,8 mld m³. Spośród 58 dostaw najwięcej dały Stany Zjednoczone. To one zajęły największą część rynku, z którego twardo usunięto Gazprom.

W ubiegłym roku ten wysiłek dywersyfikacji został uzupełniony i wydaje się – ostatecznie dopięty – jeszcze dwoma połączeniami. W maju 2022 r. (zaraz po oficjalnym zamknięciu Jamału) zaczęło działać połączenie z Litwą (GIPL, 508 km długości), wiele lat borykające się z trudnościami. Od otwarcia pracuje głównie w kierunku Polski, dostarczając gaz z terminalu regazyfikacyjnego w Kłajpedzie. W sierpniu uruchomiono interkonektor Polska-Słowacja (5,7 mld m³/r., 61 km w Polsce i 106 km na Słowacji), łączący system słowacki z węzłem gazowym Strachocina.

Dzięki nowym połączeniom z sąsiadami, pod koniec roku ukształtowała się całkowicie struktura dostaw gazu. Głównym źródłem stał się świnoujski gazoport, zaraz za nim Baltic Pipe, a uzupełniające niewielkie ilości płynęły przez Mallnow, Lasów (oba połączenia z Niemcami), Cieszyn (z Czechami), Vyrava (ze Słowacją), Drozdowicze (Ukraina), Snataka (GIPL, Litwa). Mallnow, dawny punkt wyjścia tranzytu gazu przez Polskę do Niemiec, został odwrócony i zdeklasowany do niewielkich, pomocniczych dostaw gazu z Niemiec. Dwa punkty wejścia ze wschodu – Kondratki (gazociąg Jamalski) i Wysokoje – przestały działać.

W ramach tej dywersyfikacji całkowicie „zdywersyfikowaliśmy się” od rurociągu „Jamał – Europa”,

BALTIC PIPE

Największym przedsięwzięciem dywersyfikacyjnym, podjętym w obecnym stuleciu, było otwarcie Baltic Pipe, które przekierowuje do Polski część gazu płynącego z Norwegii do Niemiec rurociągiem Europipe II



Fot. 123rf

który już z końcem 2021 roku przestał pełnić swoją funkcję. Rosyjski gaz ziemny od 21 grudnia (od szóstej rano, gdy zaczyna się doba gazowa) przestał płynąć na zachód przez węzeł gazowy Mallnow. Eksport zamarł. Rozpoczęły się fizyczne dostawy gazu z Niemiec. Jednak wciąż płynął przez dwa wschodnie wejścia rurociągów: z Ukrainy w Drozdowyczach i z Białorusi w Kondratkach (to wejście rurociągu Jamał – Europa do Polski).

26 kwietnia Polska ogłosiła sankcje wobec wielu rosyjskich osób i przedsiębiorstw, wśród nich także Gazpromu, współwłaściciela rurociągu jamalskiego. Rosyjskie kontrsankcje uniemożliwiły przesył gazu Jamałem. Nazajutrz, 27 kwietnia, dokonał się historyczny moment, kiedy przestał do Polski płynąć gaz bezpośrednio z Rosji. Odmówiliśmy płacenia w rublach i Gazprom poinformował, że wskutek zaległości w opłatach nie może dostarczać gazu. Naprawdę historyczny moment, koniec pewnej epoki.

Polska została całkowicie przeorientowana. Z pozycji państwa tranzytowego, które odnosiło korzyści z przesyłu, stało się odbiorcą z odległych centrów zaopatrzenia (LNG – USA i Katar) lub peryferyjnym

uczestnikiem systemu, oddzielnym od pierwotnych źródeł gazu innymi użytkownikami (jak Niemcy czy Dania). To wytwarza dość chwiejny system, gdy jesteśmy zależni od chwilowego bilansu gazowego wszystkich naszych sąsiadów. W odróżnieniu od systemu elektroenergetycznego, gdzie dysponujemy

”

Gaz z Rosji, który nie został dostarczony – 80 miliardów m³ – został w ogromnej części zastąpiony przez LNG – głównie z Ameryki

mocami wytwórczymi wystarczającymi na nasze potrzeby, o tyle w gazie nasze wydobycie własne starczy zaledwie na 20%-25% potrzeb. Na szczęście gaz, w odróżnieniu od energii elektrycznej, daje się łatwo magazynować. ■



„CZARNE ŁABĘDZIE” NA KRAJOWYM RYNKU PALIW

Krzysztof Romaniuk

dyrektor ds. analiz rynku paliw, Polska Organizacja Przemysłu i Handlu Naftowego

W chwili przygotowywania tego materiału nie są jeszcze znane ostateczne wyniki sektora naftowego za 2022 r., niemniej będą one zbliżone do ubiegłorocznych, a nawet – jeśli sytuacja na rynkach międzynarodowych nie ulegnie istotnemu zaburzeniu przez nieprzewidywalne zmienne – nieco je przewyższać.

Dodatnia dynamika polskiej gospodarki, wojna w Ukrainie i wysokie ceny paliw były głównymi elementami stymulującymi rynek paliw płynnych w Polsce. Mimo że na stacjach było znacznie drożej niż w roku poprzednim, zwiększyła się mobilność Polaków, a działania wojenne za naszą wschodnią granicą wymagały znacznych ilości paliw dla służb

obsługujących uchodźców i dla dostaw militarnych.

W kraju pojawiło się dodatkowe około 1,5 mln samochodów na ukraińskich tablicach rejestracyjnych, których baki były napełniane natychmiast po przekroczeniu polskiej granicy i tuż przed opuszczeniem naszego kraju, jeśli pojazdy wracały do Ukrainy. Na granicy zachodniej i południowej, ze względu na

znaczne różnice cenowe, rosło zjawisko turystyki paliwowej. Kierowcy z innych krajów Unii Europejskiej sąsiadujących z Polską masowo pojawiali się na stacjach po naszej stronie granicy, tankując paliwa po cenach niższych niż w ich państwach.

Konsumpcja paliw płynnych w 2022

Szacuje się, że wyliczenie konsumpcji paliw płynnych w 2022 r. przewyższy wyniki z ubiegłego roku o około 4-5% – jak wspomniano powyżej – pomimo cen paliw znacznie wyższych niż przed rokiem. Pierwsze 5 miesięcy 2022 r. to dynamika wzrostu rynku znacznie większa niż w tych samych miesiącach poprzedniego roku. Od początku drugiego półrocza sytuacja nieco się pogorszyła – głównie z powodu znacznego wzrostu cen paliw i tym samym ograniczenie ruchu krajowego i turystyki paliwowej. Oczekuje się jednak, że ostatnie miesiące roku powinny przynieść istotny wzrost popytu na paliwa. Kierowcy bowiem będą spodziewali się podwyższenia cen paliw po Nowym Roku w związku z likwidacją tarcz antyinflacyjnych i spodziewanymi trudnościami w zaopatrzeniu w paliwa z importu po wprowadzeniu sankcji na ropę i następnie paliwa z Rosji.

W tym wymagającym dla operatorów rynkowych czasie firmy paliwowe wspomagała skutecznie działająca kontrola nielegalnego handlu paliwami, co w okresach niepewności rynkowej zwykle w przeszłości skutkowało wzrostem szarej strefy. W 2022 r. popyt na paliwa w Polsce został zaspokojony większą od ubiegłorocznej produkcją krajową, mocno uzupełnioną jeszcze wyższym (od już i tak wysokiego) zeszłorocznego importu.

Dla całego rynku paliw dużym wzmocnieniem była rosnąca sprzedaż paliwa lotniczego dla odradzającego się po załamaniu w czasie pandemii transportu lotniczego. Operatorzy stacji paliw wspomagali wzrost konsumpcji poprzez ograniczanie swoich marż. Odbiło się to na ich wynikach ekonomicznych, ale pozwoliło utrzymać wysoki poziom zakupów dokonywanych przez kierowców również w sklepach na stacjach paliw.

W tym trudnym dla sektora okresie rynek polski był głównie zaopatrywany przez firmy członkowskie Polskiej Organizacji Przemysłu i Handlu Naftowego – największych operatorów rynkowych w zakresie produkcji, importu czy handlu paliwami płynnymi. Pozostali operatorzy tradycyjnie ulokowali na rynku mniej paliw od głównych dostawców, ale jednocześnie nieco więcej niż w tym samym okresie poprzedniego roku. Ich udział był nadal znaczący na rynku gazu płynnego LPG, ale też, co jest nowym trendem, wzrastał w rynku benzyn silnikowych. Nieco mniej niż przed rokiem ww. przedsiębiorcy sprowadzili oleju napędowego. Szacuje się, że w 2022 r. zapotrzebowanie na benzyny silnikowe wzrosło w podobnym procencie jak popyt

na autogaz i osiągnie poziom około 4-5% wyższy od ubiegłorocznego.

W ostatnich latach to autogaz notował większy wzrost popytu. Na taki kierunek zmian zapewne wpływ miał większy skok procentowy cen autogazu niż benzyny 95. Było to pokłosiem problemów zaopatrzeniowych w ten gatunek paliwa po wprowadzeniu sankcji na głównego dostawcę gazowego paliwa z Rosji. W nieco mniejszym stopniu niż dla benzyn silnikowych (o około 2%) powiększył się najprawdopodobniej popyt na olej napędowy.

Transport ciężarowy, jako główny odbiorca „diesla”, mimo wolniejszego tempa rozwoju gospodarki i czynników proinflacyjnych działał prężnie, zaspokajając zwiększone potrzeby rynku detalicznego, nowych inwestycji budowlanych i infrastrukturalnych.

Rynek paliwa lotniczego Jet szybko się odbudowywał w skali europejskiej i światowej, poprawiając również wynik łącznej konsumpcji krajowej paliw. Wzrostów zapotrzebowania nie notowano dla obu gatunków olejów opałowych, dla których rosnące koszty zakupów sprzyjały zastępowaniu ich przez inne media.

Obecnie dostępne dane określają zużycie paliw płynnych w Polsce w 2022 r. na około 36 mln m³. Oznacza to wynik lepszy od ubiegłorocznego o około 1 mln m³. Obserwacje rynku w wymiarze międzynarodowym i krajowym wskazują, że konsumpcja głównych gatunków paliw w kolejnym roku może już nie wykazać trendu wzrostowego.

Przyszłość rynku paliw w każdym kolejnym roku zależy od wielu czynników. Za najważniejsze obecnie elementy uważa się możliwą recesję w gospodarce i wysoką inflację, którą będą powodowały m.in. wysokie ceny nośników energetycznych – w tym paliw silnikowych – spowodowane możliwymi brakami w podaży na rynku europejskim gatunków najważniejszych dla gospodarki, a szczególnie oleju napędowego. Niepewnie rysuje się też sytuacja geopolityczna wpływająca na międzynarodowe rynki naftowe po wprowadzeniu sankcji na rosyjską ropę naftową i gotowe paliwa.

Tanio już było

Minęły już ponad dwa lata od momentu, gdy świat zaczął zmagać się z pandemią koronawirusa COVID-19. Wydarzenia te miały ogromny wpływ na światowe ceny paliw, a tym samym na ceny paliw w Polsce. Obostrzenia stosowane dla stłumienia epidemii wywołały w 2020 r. kryzys na rynku ropy. W 2022 r. szybko zapomniano o poziomach cen obserwowanych na stacjach paliw w roku wybuchu epidemii, a nawet tych notowanych w 2021 r. Drożyzna na stacjach paliw podążyła stałą ścieżką wzrostową, przyczyniając się do rozwoju wskaźników inflacyjnych. Wprawdzie wprowadzono tarcze antyinflacyjne, mające obniżyć poziomy cen dla kierowców,



Fot. 123rf

ZAZIELENIE TRANSPORTU

Zielona rewolucja w transporcie jest wyzwaniem dla producentów i dostawców węglowodorów. Ważne, aby regulacje powstały w myśl neutralności technologicznej, zapewniając wsparcie konkretnych rozwiązań technicznych i alternatyw dla paliw kopalnych

ale wybuch wojny w Ukrainie spowodował znaczące przyspieszenie podwyżek na giełdach międzynarodowych, a w konsekwencji – przy tankowaniu pojazdów.

W naszych warunkach kraju przyfrontowego, wartość polskiej waluty słabła, generując dodatkowe impulsy do podwyżek. Od końca lutego na stacjach paliw wyświetlano coraz wyższe ceny przekraczające kolejne psychologiczne granice. Najpierw było to 6 zł/l, potem 7 zł/l, a w okresie paniki (krótkotrwałej i szybko opanowanej, ale jednak zaistniałej) po wybuchu wojny w Ukrainie widywano nawet poziomy 8 zł/l. Od tego okresu ceny pozostały na wysokich poziomach w skali wyższej o około 20 procent dla benzyny 95 i 30 procent dla oleju napędowego niż obserwowano średnio w roku poprzednim.

Na początku roku wzrosty cen były następstwem odradzających się gospodarek światowych do stanu sprzed pandemii oraz pilnej potrzeby zaspokojenia nowych wymagań energetycznych. Ponadto pojawiły się problemy z bardzo drogim gazem ziemnym. Spowodowały one powrót do zainteresowania w większym stopniu paliwami z ropy naftowej do zadań energetycznych. Mały poziomy światowych zapasów ropy i paliw gotowych, a kraje produkcyjne nie zwiększały, a w końcu roku wręcz ograniczyły wydobycie, otrzymując za swoje produkty rekordowe dochody – odwrotnie niż wyglądała sytuacja dla portfeli kierowców tankujących swoje pojazdy na stacjach paliw.

Po wybuchu wojny w Ukrainie sytuacja na rynku ropy jeszcze bardziej się skomplikowała. Zaczęto wprowadzać sankcje na import rosyjskiej ropy i produkowanych w tamtejszych rafineriach paliw

gotowych. Różnica notowań pomiędzy Brent i REBCO, wynosząca zwyczajowo kilka dolarów, wzrosła do ponad 30 USD/bbl. Zaczęto poszukiwania alternatywnych do rosyjskiego kierunków dostaw surowca rafineryjnego. W warunkach chwiejnego zbilansowania rynku takie działania musiały podnieść notowania surowca i wprowadzić niepokój w kontekście dostępności paliw gotowych. I to właśnie wysoki popyt na paliwa gotowe (inne niż z rynku rosyjskiego) był elementem windującym ceny surowca. Trendy zmiany cen światowych tradycyjnie przekładały się na poziomy cen w kraju.

Jednocześnie rząd RP, próbując ulżyć kierowcom, wprowadził jeszcze w grudniu 2021 r. obniżki stawek podatków akcyzowych do minimalnych poziomów europejskich, a następnie od lutego 2022 r. obniżył stawkę podatku VAT z 23 do 8% dla paliw silnikowych. Zawieszono też podatek od sprzedaży detalicznej dla paliw samochodowych. Obawy o dostępność paliwa po wybuchu wojny wpłynęły na poziom ich sprzedaży w kraju wyraźnie go podnosząc, co też napędzało ceny. Równocześnie operatorom stacji paliw nie udało się utrzymać poziomów marż nawet w porównaniu ze średnimi za cały poprzedni rok. Jednym z powodów takiego stanu było podnoszenie cen zaopatrzeniowych w tempie, w którym detal nie nadążał ze sprzedażą zakupionego wcześniej towaru, a także konieczność podtrzymania popytu na paliwa w trudnej sytuacji cenowej. Na szczęście dobrze przebiegała sprzedaż w sklepach na stacjach paliw i rosła zyskowność oferowanych usług, głównie gastronomicznych, które wydatnie się zwiększyły w stosunku do okresu ograniczeń pandemicznych. Znaczne podniesienie cen netto i obniżenie stawek podatków bezpośrednich i pośrednich spowodowało, że udział tych obciążeń w każdym litrze paliw silnikowych zmalał. Ceny detaliczne paliwa do silników Diesla były wyższe od cen podstawowego gatunku paliwa do silników z zapłonem iskrowym. To relacja zbieżna z cenami zaopatrzeniowymi.

Praktycznie przez cały rok notowania paliw gotowych były głównym elementem, który kształtował poziom notowań ropy na rynkach międzynarodowych. Transakcje naftowe zawierane są na świecie w dolarach US, stąd duże znaczenie dla ostatecznej ceny paliw na naszym rynku krajowym ma kurs polskiej waluty do dolara US. Liczone jako średnia od początku roku osłabienie złotego wyniosło około 15% i podkreślało tempo podwyżek cen hurtowych paliw w kraju. Elementy wpływające na tzw. parytet importowy, na podstawie którego polskie rafinerie określały swoje ceny dzienne (głównie notowania giełdowe paliw gotowych i kurs złotego do dolara US), zmierzały w tych samych kierunkach, czego jedynym efektem mogły być tylko podwyżki. Dodatkowym elementem również wspierającym ceny był rosnący popyt, szczególnie zauważalny po rozpoczęciu działań wojennych w Ukrainie. Od dawna nie notowano sytu-



#mission water

Twoja ciągłość biznesowa jest bezcenna.

Chroń swoją produkcję uzdatnionej wody w wielu sytuacjach przemysłowych dzięki usługom tymczasowego uzdatniania wody Mobile Water Solutions, dostępnym 24 godziny na dobę, 7 dni w tygodniu, 365 dni w roku.



AWARIA



PLANOWANA



WIELOLETNIA



Wspieramy przemysł od ponad 25 lat. Skontaktuj się z nami, aby uzyskać więcej informacji:

Email: mws@nijhuisindustries.com

Web: www.nsimobilewatersolutions.com

Od 60 lat wspieramy rozwój polskiego przemysłu.

Pomagamy zapewnić sprawną i bezawaryjną pracę instalacji technologicznych. Budujemy, wykonujemy i modernizujemy obiekty i instalacje przemysłowe. Współpracujemy z zakładami z branży chemicznej, petrochemicznej, cementowej i energetycznej.

Odwiedź nas na remzap.pl



BUDOWNICTWO, INWESTYCJE I REMONTY PRZEMYSŁOWE



acji, kiedy ceny paliw zmieniały się nawet kilka razy dziennie. Wynikało to z dynamicznych przeobrażeń na rynkach międzynarodowych. Notowania oleju napędowego rosły w tempie większym niż notowania benzyny premium. Obserwując notowania paliw gotowych na giełdzie londyńskiej widać zmianę trendu cenowego od początku marca 2022 r., od którego to momentu notowania benzyny premium zaczęły być niższe od notowań oleju napędowego. Trend ten utrzymał do końca maja, po czym został odwrócony i znów ceny benzyny przewyższały notowania oleju napędowego aż do końca I półrocza 2022 r. Olej napędowy zaczął wówczas definitywnie przewyższać notowania benzyny premium, co przełożyło się też na znaczne zwiększenie różnicy ceny detalicznej na korzyść oleju napędowego. Od połowy roku w Polsce kierowcy płacili prawie złotówkę więcej za litr oleju napędowego niż za paliwa do silników pojazdów benzynowych.

Cena paliwa ustalana przez rafinerię jest efektem gry rynkowej uwzględniającej popyt i możliwość wypracowania zadowalających marż. Perspektywy wskazują – przy zapowiedzianej likwidacji tarcz antyinflacyjnych – dalsze wzmocnienie w 2023 r. cen benzyn i oleju napędowego, a także autogazu. Chyba, że nieprzewidziane zjawiska, jak na przykład nowa fala pandemii, znów zatrzymają nas w domach lub mocno ograniczą ruch pojazdów.

Co będzie decydować o przyszłych cenach paliw?

Na rosnące ceny paliw płynnych w Polsce wpływ bezpośredni ma przede wszystkim cena paliw gotowych na rynkach międzynarodowych i kurs złotego do dolara US. Wyznacznikiem pośrednim, choć najbardziej obserwowanym w warunkach równowagi na rynku paliw gotowych, jest wartość baryłki ropy naftowej. Na zmiany cen wpływają również takie elementy, jak koszty dodawania do paliwa składników biopaliwowych, presja płacowa, koszty energii elektrycznej, wody czy gazu ziemnego oraz rosnące ceny uprawnień do emisji CO₂. Dużą część cen paliw stanowią też podatki. Na wysokość krajowej stawki akcyzy w Unii Europejskiej wpływ ma ustalony przez Komisję Europejską poziom minimalny, jednak to poszczególne państwa członkowskie decydują o jej ostatecznej wysokości.

W 2022 r. rząd polski podjął decyzję o wprowadzeniu tarcz antyinflacyjnych, polegających na obniżeniu akcyzy na paliwa do minimalnego poziomu wymaganego przez Unię i zmniejszeniu wysokości stawki podatku VAT dla paliw z 23 na 8%. Zaniechano też pobierania podatku od sprzedaży detalicznej w przypadku paliw silnikowych. Dekarbonizacja gospodarki i plan odejścia od paliw kopalnych to duży wysiłek realizowany już obecnie przez firmy paliwowe i musi być uwzględniany przy ustalaniu cen dla ostatecznego odbiorcy. Ważnym elementem jest

popyt generowany przez rynek. W 2022 r. popyt ten był istotnie wzmocniony przez pojazdy uchodźców ukraińskich oraz przez zakupy kierowców z państw ościennych należących do UE, gdzie ceny detaliczne paliw były znacznie wyższe niż w Polsce. Sytuacja branży paliwowej nie była łatwa, jednak udało się uniknąć kryzysu paliwowego, mimo zaburzenia rynku spowodowanego wybuchem wojny w Ukrainie.

”

Rozwiązania techniczne, jeszcze niedostępne komercyjnie, będą odpowiadać za blisko połowę globalnej redukcji CO₂ w 2050 r.

Kierowcy oraz cała gospodarka mocno odczuli wzrosty cen paliw. Jednocześnie, bardzo wysoki poziom konkurencji i cenowa wrażliwość konsumentów sprawiły, że rentowność sprzedaży detalicznej paliw przez większą część roku znacznie się ograniczyła, a w niektórych miesiącach – szczególnie II i III kwartału – większość przedsiębiorstw w branży odnotowała straty w ich obrocie. Okresowo marże detaliczne znajdowały się nawet na ujemnym poziomie, co podawało w wątpliwość ekonomiczny sens prowadzenia działalności w sektorze paliwowym w Polsce. Zapowiedziana likwidacja tarcz antyinflacyjnych dla paliw silnikowych zapewne spowoduje wzrosty cen, choć rząd zapowiada wprowadzenie działań osłonowych dla kierowców, ale do tej chwili nie wiadomo jakich. Rządzący mają wiele instrumentów, by umożliwić obniżenie cen paliw. Muszą jednak odpowiednio wyważyć różne interesy. Proporcjonalność ustawowych ograniczeń działalności gospodarczej jest jednym z kluczowych wymogów, by tego typu mechanizmy były zgodne z porządkiem prawnym. Jednocześnie rynek paliwowy jest mocno przeregulowany, a także bardzo obciążony daninami publicznymi i różnymi kosztownymi obowiązkami. Relatywnie tanie paliwa były w ciągu ostatnich lat jednym z ważnych czynników prorozwojowych polskiej gospodarki. Ceny detaliczne paliw w Polsce były również w 2022 r. niższe (w przeliczeniu na euro) niż w innych państwach członkowskich UE, chociaż realny udział danin publicznych w cenie jest stosunkowo wysoki.

Przygotowując się do zniwelowania znaczących podwyżek cen od początku 2023 r. (po zniesieniu tarcz antyinflacyjnych), firmy paliwowe podniosły poziom marż w końcowych miesiącach 2022 r. zachowując możliwość ich redukcji celem spłaszczenia efektu podwyżkowego. Przy takim podejściu, razem z możliwą korzystną sytuacją na rynkach międzynarodowych – zejście cen giełdowych paliw znacznie

**PRZYSZŁOŚĆ
RYNKU PALIW**

Przyszłość rynku paliw w każdym kolejnym roku zależy od wielu czynników. Za najważniejsze uważa się możliwą recesję w gospodarce i wysoką inflację. Niepewnie rysuje się też sytuacja geopolityczna wpływająca na międzynarodowe rynki naftowe po wprowadzeniu sankcji na rosyjską ropę i gotowe paliwa



Fot. 123rf

poniżej rekordowych poziomów – efekt podwyżek po nowym roku może być znacznie złagodzony i nie doprowadzi do gwałtownego spadku popytu na paliwa i towary oferowane na stacjach paliw. Jednakże patrząc dalej w przyszłość należy oczekiwać raczej systematycznie rosnących cen paliw tradycyjnych, a jedyną drogą do spowolnienia tych wzrostów może być tylko zdrowa konkurencja legalnie działających podmiotów paliwowych. Nie zdołają tego dokonać żadne regulacje nakazowe, czego przykłady mieliśmy w przeszłości i również obecnie negatywne skutki takich działań w postaci braków rynkowych możemy obserwować w niektórych państwach europejskich. Lubimy i często musimy poruszać się samochodami, lecz wydaje się, że te podróże z wykorzystaniem paliw tradycyjnych będą w przyszłości już tylko droższe. To jednak jeszcze nie koniec ery paliw tradycyjnych.

Prognozy Polskiej Organizacji Przemysłu i Handlu Naftowego zakładają, że w Polsce powinniśmy mieć do czynienia z redukcją zapotrzebowania na klasyczne paliwa dopiero za parę lat. Można zatem oczekiwać, że sektor naftowy w kraju będzie nadal działał aktywnie. Będzie to następstwem tego, że pojazdów – szczególnie tych używanych – wciąż przybywa na polskich drogach, a rynek może być dodatkowo wzmacniany przez zakupy kierowców z sąsiednich krajów UE i pojazdy uchodźców poruszających się po Polsce. Nic nie wskazuje na szybkie zakończenie działań wojennych w Ukrainie i tym samym potrzeby militarne i cywilne będą zaspokajane przez nasz przemysł naftowy. Wprowadzone sankcje na import gotowych paliw z Rosji i trudność ich zastąpienia towarami z innych kierunków będą istotnymi czynnikami podnoszącymi ceny zaopatrzeniowe i detaliczne. Dziś możemy pewne rzeczy tylko zakładać, gdyż sytuacja pozostaje bardzo dynamiczna. Pewne, że świat bez energii rozwijać się nie może, a poza ropą innych źródeł jest wciąż w skali światowej zbyt mało,

by wyeliminować ten surowiec z gry. Niestety, wszystko też wskazuje, że produkty powstające z niego będą coraz droższe, a transformacja energetyczna staje się coraz bardziej niezbędna i to nie tylko z powodu aspektów klimatycznych.

Transformacja energetyczna – nie czy, tylko jak zazielenić transport?

Tym, co nas czeka w najbliższej przyszłości, a obecne warunki geopolityczne i gospodarcze jeszcze uwypukliły, jest transformacja energetyczna, która doprowadzi do głębokich zmian w transporcie, gospodarce i samym podejściu do mobilności. Celem jej ma być ochrona środowiska, ale też zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego dla społeczności międzynarodowej. Będzie oddziaływać na decyzje bieżące i perspektywiczne wielu sektorów oraz wywoła zmiany społeczne.

Podjęwane działania na rzecz ochrony klimatu będą mieć charakter globalny. Liderem zmian w tej walce jest Unia Europejska, która założyła osiągnięcie pełnej neutralności klimatycznej do 2050 r. Przygotowano wiele opracowań i dokumentów jak dojsć do tego celu. Jednak prognozy w nich zawarte mogą się nie sprawdzić. Głównie z powodu braku idealnego rozwiązania. Znane technologie pozwalające ograniczyć emisje CO₂ z transportu mają swoje słabości, jak na przykład wysokie koszty czy niższą użyteczność w porównaniu z paliwami ropopochodnymi stosowanymi obecnie. Napędy elektryczne sprawdzają się najlepiej w miastach i niekoniecznie dziś nadają się do wykorzystania w innych obszarach, takich jak transport ciężarowy, morski czy lotniczy.

Obecna perspektywa zazielenienia transportu w sposób zrównoważony powinna zakładać, że transport przyszłości opierać się będzie na połączeniu różnych technologii. Poza silnikami elektrycznymi, wykorzystującymi coraz bardziej efektywne aku-

mulatory trakcyjne, używane powinny być również ogniwa paliwowe zasilane wodorem, biopaliwa kolejnych generacji, paliwa syntetyczne, a także gaz z naciskiem na pozyskiwanie go z przetwórstwa biomasy. Założenia te są ambitne, jednak mają podstawową słabość. Bazują na dzisiejszej wiedzy i zdobytych dotąd doświadczeniach. Wprawdzie naukowcy i inżynierowie nieustannie pracują nad lepszymi rozwiązaniami, ale rezultaty tych prac są dopiero przed nami, a opracowywane technologie znajdują zastosowanie w praktyce za kilka czy kilkanaście lat. Prognozy zakładają, że to właśnie rozwiązania techniczne jeszcze niedostępne komercyjnie, będą odpowiadać za blisko połowę globalnej redukcji CO₂ w 2050 r.

Nie ulega wątpliwości, że należy umożliwić badania i rozwój oraz zapewnić komercyjną przestrzeń dla każdej technologii przybliżającej nas do osiągnięcia zakładanych celów klimatycznych przy jednoczesnym zachowaniu reguł bezpieczeństwa energetycznego. Przemysł motoryzacyjny wydaje obecnie setki miliardów dolarów na tworzenie nisko- i zeroemisyjnych pojazdów, a przemysł paliwowy na dostosowanie się do nowych wymagań rynkowych. Stawką są ogromne pieniądze i interesy. Technologia, która osiągnie komercyjny sukces, przemodeluje rynek dostawców podzespołów, części zamiennych i usług serwisowych, a także rodzaj i sposób dostarczania energii (w różnej postaci) dla tego nowego transportu. Możemy zatem być świadkami upadku oraz wzrostu całych gałęzi gospodarki. Nieprzewidywalność rozwoju technologii utrudnia opracowanie optymalnych scenariuszy zielonej transformacji transportu. W efekcie, trudno tworzyć racjonalne regulacje prawne wspierające te zmiany. Z reguły przepisy prawne dostosowują otoczenie do zmian technologicznych. W przypadku zazielenienia transportu jest na odwrót – to za pomocą regulacji próbuje się wymusić zmiany na rynku. Najbliższe lata pokażą, jakie będą tego efekty.

Jak pokazuje rzeczywistość, czekających nieprzewidywalnych zmiennych, tzw. „czarnych łabędzi”, jest więcej. Atak Rosji na Ukrainę doprowadził np. do gwałtownego wzrostu cen ropy i paliw. Jego efektem są działania Unii Europejskiej prowadzące do zmiany kierunków zaopatrzenia w surowce energetyczne i jednocześnie zapowiedź przyspieszenia prac nad dekarbonizacją transportu. Czy zapał ten pozostanie tak duży, jeśli do gospodarki wkradnie się recesja, a wysokie ceny energii i związana z nimi inflacja przemodelują wydatki społeczeństw europejskich? Co, jeżeli ceny ropy ponownie spadną? Nie wiadomo, jak długo potrwa wojna w Ukrainie. Wiadomo natomiast, iż udokumentowane zasoby ropy na świecie są tak duże, że paliw ropopochodnych starczy ludzkości co najmniej na dziesiątki lat. Z kolei pandemia COVID-19 pokazała, jak mogą wyglądać kolejne kryzysy związane ze zjawiskami, których dziś nie sposób przewidzieć.

Zielona rewolucja w transporcie jest wyzwaniem dla producentów i dostawców węglowodorów. Z pewnością zrobią wszystko, aby nie stracić rynku. Będą zmuszeni odnaleźć się w nowym porządku prawnym i fiskalnym, gdzie konsument jest usilnie zniechęcany do ich tradycyjnego produktu. Niezwykle ważne jest, aby regulacje mające na celu zazielenienie transportu powstały w myśl neutralności technologicznej, zapewniając wsparcie możliwie szerokiego wachlarza rozwiązań technicznych i alternatyw dla paliw kopalnych. Celem musi być redukcja CO₂ i innych szkodliwych substancji, a nie promocja konkretnego rozwiązania technologicznego. Takie podejście da przedsiębiorcom większe pole do manewru w ramach odejścia od ich dotychczasowej działalności opartej o węglowodory. Konsument przy takim podejściu uzyskuje zaś możliwość wyboru rozwiązań odpowiadających ich potrzebom.

Jako członek Unii Europejskiej, Polska musi się przygotować na nadchodzące zmiany. Na razie – w porównaniu z Europą Zachodnią – udział w naszym kraju aut niskoemisyjnych w całej flocie samochodowej jest niski. Nie uprawnia nas to jednak do twierdzenia, że zielony transport nie dotrze do Polski. Najprawdopodobniej już za parę lat przekonamy się, że oferta nowych samochodów dostępnych na rynku składać się będzie głównie z aut z napędami zero- i niskoemisyjnymi. Oczywiście, zakup pojazdu z silnikiem spalinowym będzie wciąż możliwy, ale jego koszt i eksploatacja będą dużo wyższe niż obecnie. Uwzględniając fakt, że z przyczyn ekonomicznych Polacy chętniej sięgają po auta używane, zazielenienie transportu prywatnego będzie w kraju stanowiło poważne wyzwanie. Zanim Polacy przekonają się do aut niskoemisyjnych oraz staną się one dla większości finansowo dostępne, sposobem na obniżenie emisji CO₂ mogą być paliwa syntetyczne i biopaliwa, a także gaz – w coraz większym stopniu pozyskiwany z biomasy. Tego typu paliwa można stosować w pojazdach z klasycznymi silnikami spalinowymi, a ich dystrybucja nie wymaga przeznaczenia znacznych środków finansowych na budowę nowej infrastruktury.

Wykorzystanie paliw niskoemisyjnych wydaje się być optymalnym rozwiązaniem na obniżenie emisji CO₂ w transporcie, do czasu osiągnięcia – jak to zakłada Unia Europejska – zaawansowanej elektryfikacji transportu w oparciu o zieloną energię. Sukces zielonego transportu zależeć będzie nie tylko od dostępności nowoczesnych technologii, ale też ich efektywności i kosztów wdrożenia. O ostatecznym efekcie zazielenienia transportu prawdopodobnie zdecyduje połączenie wymienionych czynników z codzienną użytecznością. Historia już nie raz pokazała, że społeczeństwa ostatecznie wybierają rozwiązania proste, łatwe w użyciu, a w dodatku tanie. Zapewne podobnie będzie z niskoemisyjnym transportem. ■



Fot. 123rf

POLSKI RYNEK FARB ODBIJE SIĘ OD DNA

Anna Maślanka

Polski Związek Producentów Farb i Klejów

Pandemia, niedobory surowców oraz wybuch wojny w Ukrainie i wszystkie jego konsekwencje sprawiły, że producenci farb i powłok w Polsce stanęli w ostatnim czasie przed wieloma wyzwaniami. Obecna sytuacja na rynku nadal nie napawa optymizmem. Pojawiają się jednak sygnały o zbliżającym się odbiciu od dna.

Pandemiczny rok 2020 okazał się sprzyjający dla wytwórców farb dekoracyjnych w Polsce. Polacy zaczęli wówczas masowo remontować swoje mieszkania, dzięki czemu sektor odnotował wyraźny skok sprzedaży. W drugim kwartale 2020, a więc

w trakcie pierwszego lockdownu, sprzedaż farb dekoracyjnych poszła w górę aż o 14%. Farby z sektora DYI sprzedawały się w tym czasie zdecydowanie najlepiej, zwłaszcza w porównaniu z farbami przemysłowymi, które znalazły się w dużo gorszej sytuacji.

Gdy jednak sytuacja pandemiczna unormowała się, a chińska gospodarka ruszyła znów z pełną mocą, pojawiły się nowe problemy. Pierwszy, do pewnego stopnia trapiący producentów do dziś, to niedobór surowców. Ich ceny zaczęły niepokojąco rosnąć, nawet o kilkaset procent. Trudno dostępne stały się tak podstawowe surowce do produkcji farb, jak żywice epoksydowe i poliestrowe czy biel tytanowa.

Drugim poważnym utrudnieniem było tymczasowe zerwanie, wskutek pandemii, łańcuchów dostaw. Gdy rynek zaczął się podnosić z kryzysu zabrakło kontenerów, które w związku z zerwaniem szlaków handlowych rozrzucone zostały po całym świecie. Transport surowców i produktów stał się więc znacznie utrudniony. Wszystko to ograniczyło i spowolniło także do pewnego stopnia nowe inwestycje budowlane zarówno w Polsce, jak i w całej Europie.

Rok 2022 – koszty wysokie, popyt słabnie

W tak niesprzyjających warunkach branża przywitała rok 2022. Ten, jak wiadomo, również nie przyniósł niczego dobrego. Wybuch wojny w Ukrainie miał wielorakie konsekwencje dla polskiego rynku. Po pierwsze – spadek zaufania inwestorów do całego regionu Europy Środkowo-Wschodniej, z czym wiązała się również słabnąca złotówka i wyższy koszt zakupu surowców. Po drugie – wzrost kosztów gazu i prądu oraz opakowań czy transportu. Galopująca inflacja sprawiła natomiast, że konsumenci zaczęli oszczędzać na artykuły pierwszej potrzeby (tym bardziej, że wielu z nich planowane remonty zdążyło już zrealizować w trakcie pandemii). Nic więc dziwnego, że w pierwszej połowie roku na rynku farb odnotowano znaczące spadki zarówno pod względem wartości, jak i wolumenu.

”

W pierwszej połowie 2022 roku na rynku farb odnotowano znaczące spadki zarówno pod względem wartości, jak i wolumenu

Koszty działalności wciąż pozostają wysokie (oprócz wysokich kosztów energii i gazu przyczyną jest także wzrost kosztów związanych z umowami cywilno-prawnymi, w tym przede wszystkim wzrost płacy minimalnej), a popyt na towary DIY w marketach budowlanych słabnie. W związku z tym producenci minimalizują wydatki i ograniczają inwestycje tylko do tych niezbędnych. Konieczne okazało się również podniesienie cen, które ogłosili niemal wszyscy największy wytwórcy farb i powłok. W ostatnich dniach pojawiają się jednak drobne pozytywne sygnały.

OBCENA SYTUACJA NIE NAPAWA OPTYMIZMEM

– Większość producentów w roku 2022 odnotowała mniejsze lub większe (w zależności od sektora) spadki zysku operacyjnego i umiarkowany wzrost przychodów – mówi **Bartłomiej Ślązak**, dyrektor zarządzający PZPFiK. – Obecna sytuacja na rynku farb nie napawa ich dużym optymizmem – zarówno jeśli chodzi o wyniki finansowe za rok 2022, jak i zapotrzebowanie na produkty farbiarskie w roku 2023. Pozytywne sygnały dostrzegane przez analityków pozwalają jednak mieć nadzieję, że wkrótce branża odbije się od dna, a sytuacja na rynku ulegnie choćby niewielkiej poprawie.



Fot. PZPFiK

Światło w tunelu?

Mimo wymienionych negatywnych czynników kształtujących w ostatnim czasie polski rynek farb, zgodnie z najnowszymi danymi zaprezentowanymi przez Ignacego Morawskiego, eksperta Pulsu Biznesu, w trakcie ostatniego webinarium zorganizowanego przez Polski Związek Producentów Farb i Klejów, widać pewne światło w tunelu.

Ogólna produkcja w Polsce – niewspółmiernie do nastrojów producentów, przeważnie negatywnych – pozostaje dużo wyższa niż w innych krajach regionu. Może to być związane z relokacją produkcji dużych koncernów do naszego kraju – czemu w ostatnim czasie towarzyszy też ponowny wzrost zaufania inwestorów do krajów Europy Środkowo-Wschodniej i umocnienie się złotówki – oraz z wojną w Ukrainie, gdyż wiele zamówień na rzecz walczącej Ukrainy realizowanych jest właśnie na terenie Polski. Korzystnym dla producentów trendem jest również spadek cen gazu w ostatnich tygodniach.

Jeśli zaś chodzi o samą produkcję farb i lakierów, sytuacja jest bardzo zróżnicowana w zależności od sektora. Zła koniunktura na rynku mieszkaniowym (zmniejszenie liczby nowych mieszkań aż o 40% rok do roku), a także wspomniany już spadek sprzedaży detalicznej farb sprawiają, że ze spadkami liczyć muszą się przede wszystkim wytwórcy produktów dekoracyjnych i powłok dla branży budowlanej; skutkiem głównie tych czynników jest odnotowany w listopadzie 2022 ogólny spadek produkcji chemikaliów i wyrobów chemicznych o 0,61%. Najkorzystniej



Fot. 123rf

RYNEK FARB I KLEJÓW W RECESJI

Produkcja farb w Polsce wypada dziś słabiej (spadek o 16-17% rok do roku) niż średnio w całej Unii Europejskiej (spadek o 5%), ale jest bardziej zmienna, a do tego zróżnicowana, jeśli chodzi o sektor

natomiast wygląda sytuacja w rosnących sektorach samochodowym (w listopadzie wzrost o 2,01%, głównie dzięki odblokowaniu łańcuchów dostaw), urządzeń elektrycznych i wyrobów z metali.

Z analiz zaprezentowanych przez Ignacego Morawskiego wynika, że znajdujący się obecnie w recesji rynek farb i klejów może być blisko dna cyklu. Produkcja farb w Polsce wypada dziś słabiej (spadek o 16-17% rok do roku) niż średnio w całej Unii Europejskiej (spadek o 5%), ale jest bardziej zmienna, a do tego zróżnicowana, jeśli chodzi o sektor. Jednoznacznie dobrą wiadomością jest natomiast fakt, że presja cenowa na rynku zaczyna ustępować.

Odwroćcie trendów

W ciągu kilku ostatnich lat w Polsce obserwowaliśmy zjawisko „premiumizacji” rynku. Polega ono na tym, że klienci coraz chętniej sięgają po produkty z wyższej półki – a co za tym idzie – droższe. Jednak w związku z obecną trudną sytuacją ekonomiczną

trend ten w Polsce może ulec w najbliższym czasie odwróceniu – spodziewany jest ponowny zwrot ku markom ekonomicznym. To zjawisko, które towarzyszy wspomnianemu już spadkowi nastrojów konsumenckich i sprzedaży detalicznej.

Drugi ważny trend – nie tylko w Polsce – który jednak w odróżnieniu od pierwszego z pewnością się utrzyma, to rosnące zapotrzebowanie na produkty wodorozcieńczalne oraz inne przyjazne środowisku rozwiązania. Mimo niekorzystnej sytuacji na rynku priorytetem, zwłaszcza w Europie, pozostaje zrównoważony rozwój i ekologia. Zgodnie z danymi firmy Ceresana już w tym momencie farby i powłoki na bazie wody stanowią 58,4% całego europejskiego rynku.

Co dalej?

Jakich wyników za rok 2022 spodziewa się więc branża? W związku z nadal jeszcze sporym zainteresowaniem produktami premium przewiduje się, że wolumen spadnie o kilkanaście procent, zaś pod względem wartości rynek pozostanie na podobnym poziomie co w roku 2021, lub odnotuje niewielkie spadki. Sytuacja geopolityczna oraz rosnące ceny i opłaty za media nie tylko utrudniają działalność biznesową, ale również sprawiają, że i konsumenci ostrożniej podejmują decyzje zakupowe.

Co będzie dalej? Bardzo wiele rzecz jasna zależy od tego, jak potoczy się wojna za naszą wschodnią granicą. Dopóki konflikt trwa, sytuacja pozostaje bardzo niepewna i trudno przewidzieć dalszy przebieg wydarzeń oraz jego wpływ na rynek farb: polski czy europejski. Jak wynika jednak z przytoczonych analiz, wojna za naszą wschodnią granicą do pewnego stopnia napędza również polski przemysł. Jeśli doczekamy się zaś jej zakończenia, polscy producenci farb będą mogli liczyć z kolei na nowe kontrakty związane z odbudową zniszczeń wojennych.

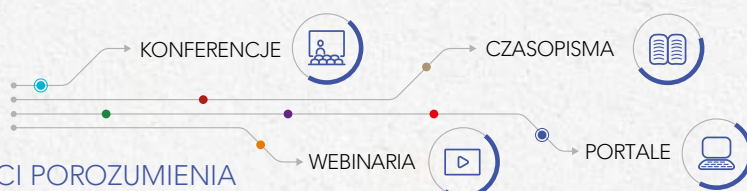
W związku z trudnymi warunkami, szczególnie niesprzyjającymi dla małych i średnich przedsiębiorstw, na światowym i europejskim rynku od dłuższego czasu obserwuje się silną konsolidację. Będzie ona postępować. Nawet dużym podmiotom nie jest jednak łatwo radzić sobie w obecnych warunkach. ■

REKLAMA



@kierunekbmp

BUDUJEMY MOŻLIWOŚCI POROZUMIENIA





FOCUS-1

**PIERWSZY INTELIGENTNY
ZAWÓR POMIAROWY**



Pomiar
- przepływu
- ciśnienia
- temperatury

oraz

- diagnostyka
- komunikacja

- Przemysł 4.0
- cyfrowy bliźniak
- IoT
- Ethernet/WiFi
- HART®/PROFINET®



SAMSON Sp. z o.o.

Automatyka i Technika Pomiarowa
02-180 Warszawa · al. Krakowska 197 · tel. (22) 57 39 777
www.samson.com.pl · e-mail: samson@samson.com.



FOCUS-ON VoF

A SAMSON & KROHNE COMPANY
The Netherlands

WODÓR

– ZAPEWNIENIE BEZPIECZNEJ PRACY URZĄDZEŃ

Agata Jażdżewska

Rafineria Gdańska Sp. z o.o.

Zapewnienie niezawodnej pracy urządzeń jest jednym z priorytetowych zadań utrzymania ruchu realizowanego przez Pion Techniki Rafinerii Gdańskiej i wymaga współpracy inżynierów z wielu branż. Szczególnym typem urządzeń są aparaty narażone na działanie wodoru w wysokich temperaturach. Prześledźmy studium przypadku degradacji plateru wysokociśnieniowego wymiennika instalacji hydrokrakingu.

Doświadczenie eksploatacyjne oraz indywidualne podejście jest kluczowe w planowaniu rewizji wewnętrznych realizowanych podczas postojów remontowych oraz w działaniach podejmowanych w przypadku zidentyfikowania degradacji materiału konstrukcyjnego. Na przykładzie degradacji plateru wysokociśnieniowego wymiennika instalacji hydrokrakingu zostanie omówiony proces analizy zdarzenia, realizacji badań, definiowania przyczyn degradacji oraz opracowania środków zaradczych.

Zapewnienie niezawodnej pracy urządzeń wysokociśnieniowych

Postój remontowy to czas wymagający najwyższej mobilizacji oraz doskonałej organizacji pracy. Z uwagi na jego ograniczony czas, trzeba szczegółowo zaplanować wszystkie prace wynikające zarówno z potrzeb technicznych, jak i technologicznych. Do podstawowych zadań przewidzianych do wykonania w czasie postojów remontowych należą: realizacja zaplanowanych



Fot. Rafineria Gdańska



FOT. 1
Demontaż wkładu
wysokociśnieniowego
wymennika instalacji
hydrokrakingu

wymian i napraw elementów infrastruktury instalacji technologicznych, czyszczenie aparatów, wymiana katalizatorów, realizacja prac inwestycyjnych oraz ocena stanu technicznego urządzeń. W ramach tego ostatniego zadania przewidziane jest wykonanie badań nieniszczących (NDT), pobranie próbek do badań niszczących oraz zrealizowanie rewizji wewnętrznych.

Rewizja wewnętrzna (RW) umożliwia ocenę stanu powierzchni wewnętrznej aparatu. Jest to niezwykle istotne szczególnie w przypadku mechanizmów degradacji o charakterze lokalnym, które są trudne do zidentyfikowania metodami badawczymi. Dodatkowym celem rewizji jest weryfikacja założeń teoretycznych poczynionych w ramach analizy ryzyka – Risk Based Inspection (RBI). RW daje również możliwość wykonania badań NDT od wewnątrz aparatu. W rewizjach wewnętrznych uczestniczą m.in. specjaliści z branży mechanicznej, dozorowej oraz antykorozyjnej, jak również eksperci z Urzędu Dozoru Technicznego (UDT). Biorąc pod uwagę całe spektrum możliwości diagnostycznych, jakie daje rewizja wewnętrzna, właściwym podejściem wydaje się przeprowadzanie jej przy każdej możliwej okazji. Czy jest to jednak właściwe podejście? Należy rozważyć, jakie ryzyka oraz koszty (i to nie tylko te natury finansowej) niesie ona za sobą.

Procedura regeneracji przyłgi diafragmy

Nawiązując do tytułowego wymiennika pętli wysokociśnieniowej instalacji hydrokrakingu, w celu dokonania rewizji stanu powierzchni wewnętrznej płaszczka konieczne było wysunięcie wkładu wymennika o wadze ok. 11,5 tony (rys. 1). W tym celu należy zdemontować pokrywę komory rozdzielczej o wadze 8 ton mocowanej za pomocą 22 szpilek o średnicy 5 1/8" (130 mm), każda o wadze ok. 100 kg. Demontaż

wkładu wymagał dodatkowo wycięcia doszczelnienia komory rozdzielczej w postaci diafragmy, co wiązało się z powstaniem dodatkowych uszkodzeń mechanicznych platerowanych elementów wymiennika. Każde uszkodzenie materiału konstrukcyjnego powoduje rozwinięcie powierzchni sprzyjające rozwojowi procesów korozyjnych. Po każdorazowym otwarciu wymiennika wykonywane jest odtworzenie powierzchni pozwalających na późniejszy montaż nowej diafragmy.

Procedura regeneracji przyłgi diafragmy i plateru trwa około 48 godzin i obejmuje usunięcie za pomocą obróbki skrawaniem uszkodzonej części materiału, a następnie odtworzenie jej pełnej geometrii przez napawanie. Wykonaną napoinę poddaje się badaniom z wykorzystaniem badań penetracyjnych (PT). W przypadku stwierdzenia wad konieczne jest ponowne usunięcie materiału i wykonanie nowej napoiny. Warto zwrócić uwagę, że lokalne usunięcie plateru oraz jego późniejsze odtworzenie generuje powstawanie obciążeń cieplnych, które również nie pozostają bez wpływu na stan materiałów konstrukcyjnych wymiennika. Zupełnie innym aspektem są warunki środowiskowe zachodzące podczas odstawienia, wychłodzenia oraz przygotowanie aparatu do rewizji. Dostęp powietrza oraz wilgoci w przypadku pewnej grupy aparatów pracujących w wysokich temperaturach ma istotny wpływ na zachodzące na ich powierzchni przemiany chemiczne. Ten temat zostanie rozwinięty w dalszej części opracowania.

Przeprowadzanie rewizji zewnętrznych i wewnętrznych

Wymóg przeprowadzania rewizji wewnętrznych zawarty jest w Dzienniku Ustaw 2022 poz. 68 w Rozporządzeniu Ministra Rozwoju i Technologii z dnia 17 grud-

nia 2021 r. w sprawie warunków technicznych dozoru technicznego dla niektórych urządzeń podlegających dozorowi technicznemu. Ustawodawca zobowiązuje użytkownika do przeprowadzania rewizji zewnętrznych co roku oraz rewizji wewnętrznych co trzy lata (w przypadku większości aparatów ciśnieniowych). Czas ten może zostać jednak wydłużony, jeżeli prowadzony jest program badań eksploatacyjnych, zawierający wymagania dla rodzajów, zakresów i terminów badań diagnostycznych z określeniem kryteriów akceptacji.

Program badań eksploatacyjnych jest opracowywany na podstawie analizy bezpieczeństwa eksploatacji urządzeń i w oparciu o standardy techniczne, odpowiednie normy, specyfikacje techniczne uzgodnione z organem właściwej jednostki dozoru technicznego oraz znajomość stanu technicznego urządzenia. Podstawowymi normami stosowanymi w przemyśle rafineryjnym są normy American Petroleum Institute (API), w których dopuszcza się rewizje wewnętrzne co 10 lat oraz zewnętrzne co 5 lat w przypadku implementacji programu Risk Based Inspection (RBI). RBI to w dużym uproszczeniu planowanie inspekcji na podstawie szczegółowej analizy ryzyka, które zdefiniowane jest jako iloczyn prawdopodobieństwa zajścia zdarzenia spowodowanego degradacją materiału, polegającego na rozszczelnieniu materiału konstrukcyjnego aparatu/rurociągu ciśnieniowego i konsekwencji, jakie ono może spowodować.

W zakresie analizy zasadności wykonania RW należy wspomnieć o znaczącym rozwoju w dziedzinie technik badań nieniszczących umożliwiających zobrazowanie stanu urządzenia bez konieczności jego otwierania. Obecnie jedynym istotnym ograniczeniem jest wysoka temperatura ścianki aparatu, która wymusza wykonywanie pomiarów w czasie postojów remontowych.

Nowe lub rozszerzone metody badań NDT już wielokrotnie udowodniły swoją wysoką skuteczność w ocenie stanu technicznego aparatów i rurociągów. W trakcie postoju remontowego w 2022 r. wykonano 1108 badań nieniszczących NDT. Efektywność wykry-

wania degradacji materiałów konstrukcyjnych jest ściśle uzależniona od trafności doboru miejsc wykonania badania oraz doboru właściwej techniki nastawionej na detekcję danego rodzaju degradacji (pocienienie, rozwarstwienie, pęknięcia, zmiany mikrostruktury itd.). Dobór metody badań oraz lokalizacji jest jedną z podstawowych funkcji programu RBI.

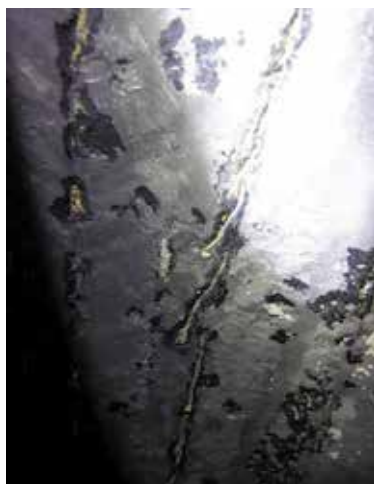
Analiza zdarzenia

Podczas rewizji wewnętrznej wymiennika pętli wysokociśnieniowej instalacji hydrokrakingu wykonanej w trakcie postoju remontowego w 2022 r. zidentyfikowano nieciągłości plateru w części płaszczowej wymiennika. Zdjęcia zaobserwowanych nieciągłości w formie pęknięć zostały pokazane na fot. 2. Pęknięcia plateru propagujące w głąb ściegu w przeważającej części znaleziono w miejscach łączeń poszczególnych ściegów.

Analizę zdarzenia należy rozpocząć od rozpoznania warunków pracy urządzenia. Instalacja hydrokrakingu, w ramach której pracuje wymiennik, odpowiedzialna jest za przekształcenie cięższych węglowodorów z frakcji próżniowych w bardziej wartościowe lżejsze produkty. Podstawowe reakcje procesu hydrokrakingu to odsiarczanie, odazotowanie, nasycanie olefin i aromatów oraz sam hydrokraking. Reakcje te zachodzą na selektywnych katalizatorach w reaktorach. Surowcem procesu hydrokrakingu są frakcje próżniowe, próżniowy olej napędowy z instalacji destylacji próżniowej, ciężki olej napędowy z instalacji destylacji atmosferycznej oraz ekstrakty furfurołowe. Podstawowymi produktami instalacji są gaz płynny, benzyna lekka, benzyna ciężka, nafta (paliwo lotnicze) i olej napędowy.

W rozpatrywanym przypadku połączony strumień wsadu i gazu wodorowego podawany jest do części rurkowej wymiennika, a następnie do pieca (gdzie podgrzewa się go do odpowiedniej temperatury) i dalej do reaktora. Tam zachodzą reakcje świeżego wsadu z wodorem: usuwanie siarki, azotu, metali i innych heteroatomów oraz przekształcenie cięższych frakcji węglowodorowych w lżejsze. Reakcje zacho-

FOT. 2
Zdjęcia
nieciągłości
plateru
wymiennika



Fot. Rafineria Gdańska

**SZYBKOZŁĄCZA**

Seria TTX – Sucho odcinające złącza w standardzie STANAG 3756, o wysokiej wydajności przepływu

Seria Stäubli TTX została zaprojektowana z myślą o optymalnym przepływie i łatwej obsłudze nawet pod ciśnieniem. Profil jest zgodny ze standardem STANAG 3756 i zapewnia bezpieczną i bez wyciekową pracę dzięki naszej technologii zaworów sucho odcinających.

Złącza Staubli dostosowane są do pracy w trudnych warunkach, co wynika z ich budowy oraz łatwości przeprowadzenia naprawy.

Seria TTX dostępna jest w średnicach od DN50 do DN100, a ich uzupełnieniem są złącza zrywne Staubli, zapobiegające uszkodzeniu węży oraz linii przeładunkowych.



www.staubli.com/pl/pl/home.html



POMPY I SYSTEMY

tapflo®

OSZCZĘDNE, NOWOCZESNE, BEZPIECZNE



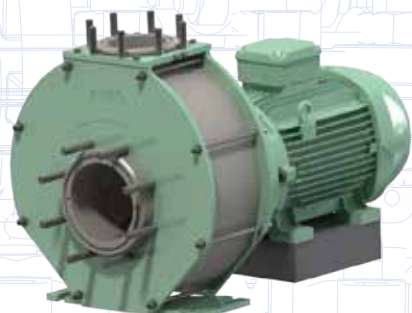
Pompy membranowe



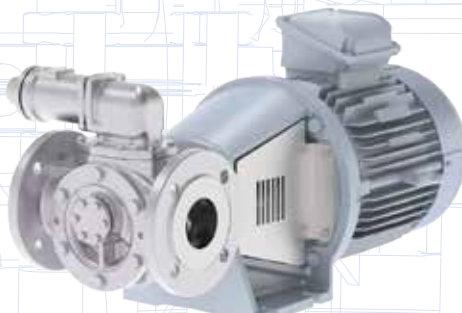
Pompy dozujące



Pompy Hydracell



Pompy tworzywowe



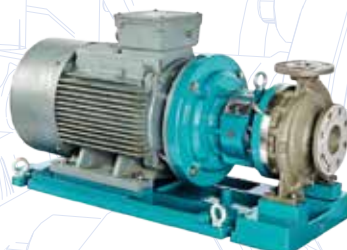
Pompy zębate



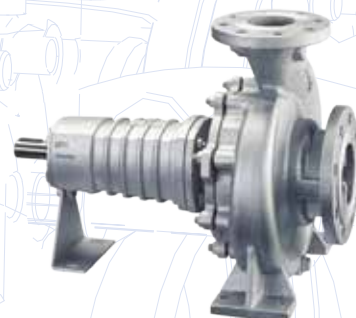
Pompy jelitowe



Pompy wykładane tworzywem



Pompy procesowe



Pompy specjalistyczne

O nas

Tapflo jest firmą rodzinną, założoną w 1980 w Kungälv, w Szwecji. Poprzez lata obecności na rynku organizacja rozwinęła się i przekształciła w globalną Grupę Tapflo. Obecnie Tapflo posiada własne oddziały oraz niezależnych dystrybutorów w niemal każdym zakątku Świata.

Porozmawiaj z naszym ekspertem

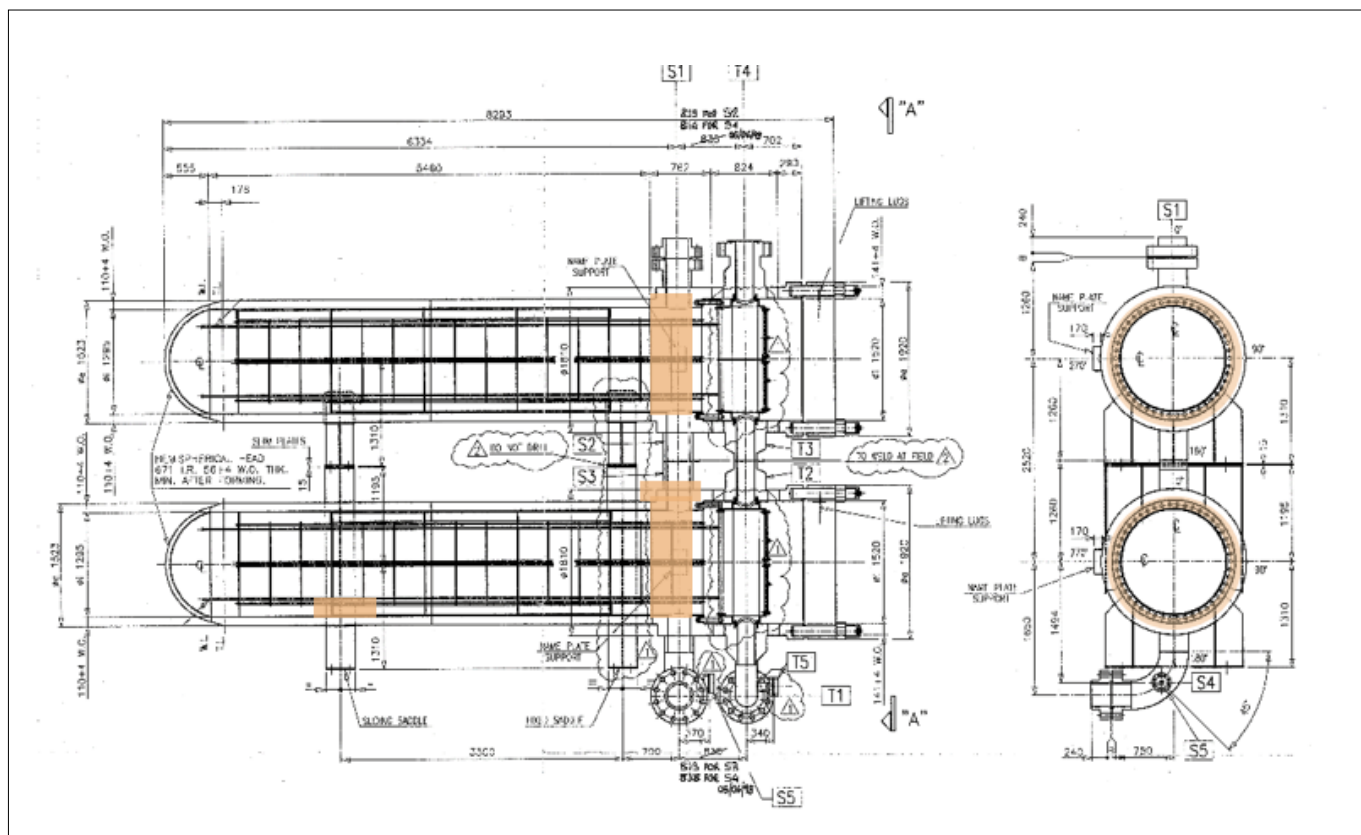
+48 601 889 968

info@tapflo.pl



Tapflo Sp z o.o | ul. Czatkowska 4 b | 83-110 Tczew | Tel: (58) 530 42 00 | www.tapflo.pl
Sąd Rejonowy Gdańsk-Północ w Gdańsku | VII Wydział Gospodarczy | KRS: 0000078480
Wysokość kapitału zakładowego: 141.500 | NIP: 584-020-34-17 | REGON: 002895389 | BDO 000041530

» All about your flow®



RYS. 1
Schemat budowy wymiennika pętli wysokociśnieniowej instalacji hydrokrawingu wraz ze wskazaniem miejsc kumulacji degradacji materiału plateru

dzące w reaktorze są reakcjami egzotermicznymi (przebiegają z wydzielaniem ciepła), więc temperatura mieszaniny poreakcyjnej wzrasta. Mieszanina poreakcyjna opuszczająca reaktor przepływa przez rurki kolejnego wymiennika, a następnie trafia do części płaszczowej tytułowego wymiennika.

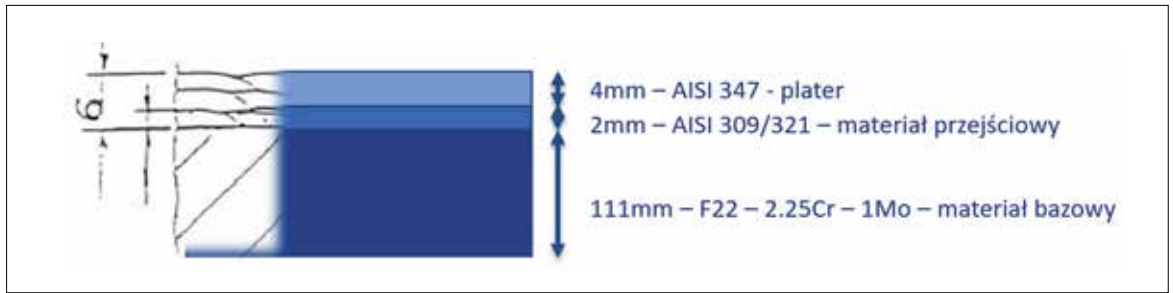
Opisywany wymiennik składa się z dwóch urządzeń A i B ulokowanych jedno nad drugim. W części płaszczowej medium przepływa najpierw przez wymiennik B, a następnie przez A. W części rurekowej wsad podawany jest w pierwszej kolejności do sekcji A, a następnie przepływa do sekcji B. Wymiana ciepła pomiędzy poszczególnymi strumieniami odbywa się w układzie przeciwpływowy. Wymiennik pracuje w temperaturach osiągających do 433°C w płaszczu oraz do 383°C w rurkach i ciśnieniach nieprzekraczających 18 MPa. Zgodnie z warunkami pracy oraz składem strumienia procesowego wymiennik jest narażony na czynniki korozyjne w postaci: wysokiej temperatury, wysokiego ciśnienia, siarki, siarkowodoru, wodoru oraz wysokich przepływów. Schemat budowy wymiennika oraz lokalizację największego zagęszczenia pęknięć plateru przedstawiono na rys. 1.

Wymiennik zbudowany jest z materiału konstrukcyjnego SA336 F22 Cl.3. Wewnętrzną część płaszczka pokryto platerem z A240 TP 347. Materiał rodzimy płaszczka SA336 F22 Cl.3 to stal niskostopowa z chromem i molibdenem o zawartościach ok. 2.25% Cr i 1% Mo. Przekrój ścianki płaszczka wymiennika został zobrazowany na rys. 2.

Plater to stal wysokostopowa austenityczna chromowo-niklowa stabilizowana niobem/tantalem, która cechuje się zwiększoną odpornością na korozję międzykrystaliczną. W wyniku dodatku niobu i tantalu ma również wyższą odporność na korozję w porównaniu z innymi stopami stali nierdzewnej w środowiskach silnie utleniających. Szczegółowa znajomość właściwości materiałów konstrukcyjnych wymiennika jest kluczem do identyfikacji mechanizmu degradacji, jak również pozwala poddać analizie dalszą, bezpieczną eksploatację urządzenia.

Identyfikacja nietypowej degradacji materiałów konstrukcyjnych aparatu wymaga wykonania studium przypadku. Takie studium bazuje na wielobranżowej analizie dokonanej przez zespół składający się przede wszystkim ze specjalistów z branży mechanicznej, dozоровej oraz korozyjnej z Pionu Techniki, Generalnego Wykonawcy Prac Mechanicznych oraz inspektorów z Urzędu Dozoru Technicznego. Celem współpracy było opracowanie podstawowych elementów studium, tj.: charakterystyki „zdarzenia”, wyznaczenia zakresu badań, określenie morfologii uszkodzeń, zidentyfikowanie mechanizmu degradacji, określenie przyczyn degradacji, określenie stanu materiałów konstrukcyjnych, opracowanie technologii naprawy oraz opracowanie środków zapobiegawczych. Pierwszy etap został omówiony powyżej. W celu określenia stopnia zaawansowania procesów korozyjnych podjęto następujące działania:

RYS. 2
Przekrój ścianki
płaszczki
wymennika



Badania NDT

Podstawowym badaniem wykonywanym przy identyfikacji pęknięć powierzchniowych jest defektoskopia przy użyciu badań penetracyjnych (PT). Zastosowanie tej metody potwierdziło występowanie pęknięć oraz wyraźnie zobrazowało ich ilości i zaawansowanie propagacji. W celu określenia głębokości defektu podjęto próbę zeszlifowania powierzchni plateru w miejscu pęknięcia w wybranym obszarze wymiennika. Brak wskazania pęknięcia nastąpił dopiero w warstwie przejściowej, przechodząc przez cały przekrój plateru.

Kolejnym badaniem było wykonanie repliki materiału bazowego wymiennika, w miejscu szlifowania plateru w celu określenia stopnia degradacji materiału. Wynik badania pozwolił na stwierdzenie braku degradacji materiału konstrukcyjnego (bazowego), nie stwierdzono degradacji struktury związanej z oddziaływaniem wodoru. Badana próbka przedstawiała standardowe dla danych warunków pracy zużycie materiału.

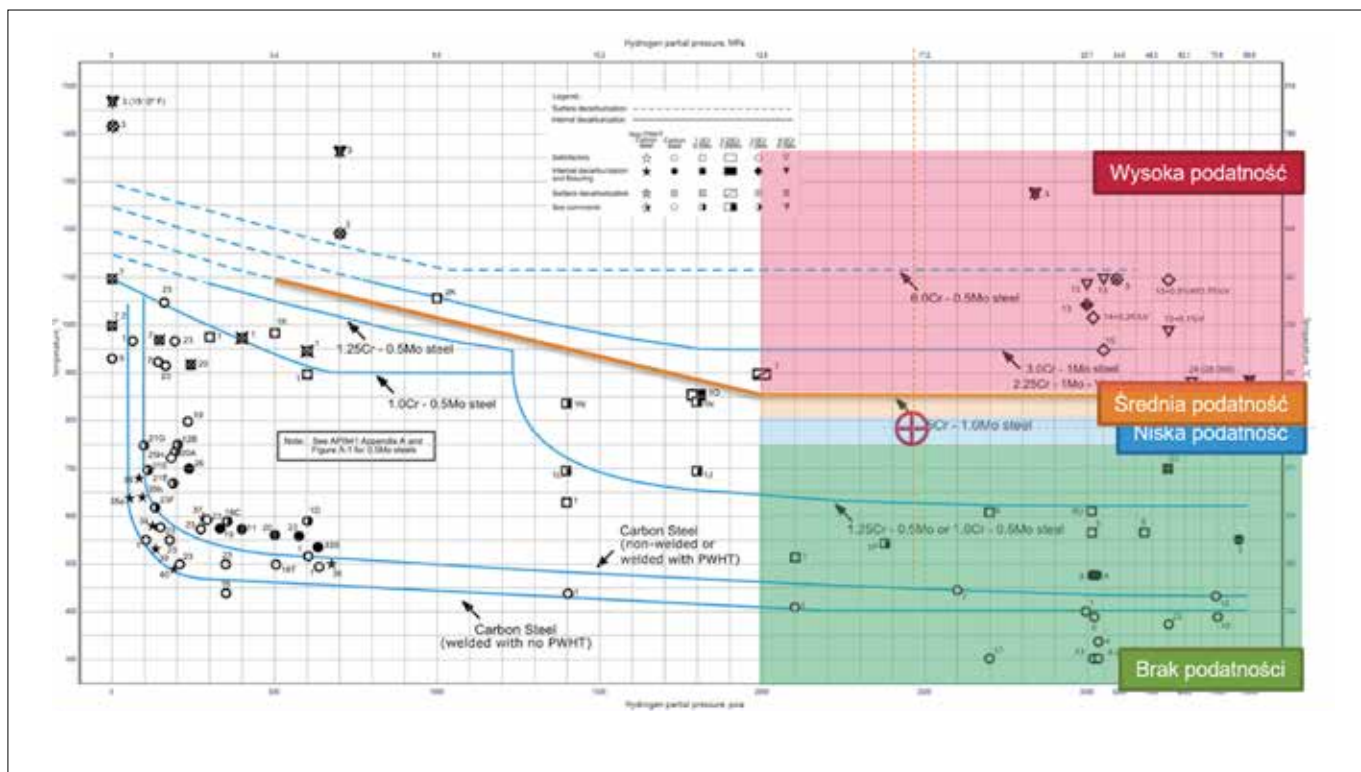
W kolejnym kroku wykonano na całej powierzchni płaszczki obu wymienników badania TOFD celem określenia występowania pęknięć materiału. Technika badań TOFD (Time of-flight diffraction) jest uzupełniającą techniką badań ultradźwiękowych, o wysokiej szybkości skanowania, z możliwością rejestracji uzyskanych wyników. Uzyskane wyniki wskazywały na brak występowania pęknięć materiału bazowego części płaszczki wymiennika. Kolejną zastosowaną metodą NDT było UTmapping-PAUT (Phased Array Ultrasonic Testing) wykonane również na całej powierzchni płaszczki obu wymienników. Celem badania było wykrycie ewentualnych odspojień plateru i propagacji korozji. Jest to zaawansowana technika NDT, która wykorzystuje zestaw sond do badań ultradźwiękowych (UT) składających się z wielu małych elementów, z których każdy jest indywidualnie wzbudzany przy użyciu różnych opóźnień czasowych. Wiązki mogą być kierowane pod różnymi kątami, skupiane na różnych głębokościach lub multipleksowane na całej długości. W tym przypadku stwierdzone zostały liczne odspojenia plateru na 30-40% powierzchni płaszczki bez widocznych ubytków korozyjnych. Wynik ten sugeruje częściową degradację plateru, ale również potwierdza dobry stan materiału konstrukcyjnego (bazowego).

Dodatkowym badaniem (już nie NDT) była analiza zawartości wodoru i metanu w materiale konstrukcyjnym (bazowym). Badanie takie wykonuje się w metodą chromatografii gazowej na niewielkich (kilkugramowych) próbkach materiału konstrukcyjnego (bazowego) pobranego z wymiennika. Wynik pozwolił wykluczyć występowanie nawodorowania, sugerując brak niszczącego oddziaływania wodoru na strukturę materiału bazowego, pomimo częściowego uszkodzenia plateru.

Analiza mechanizmu degradacji

Podstawowymi mechanizmami korozji, które dotyczą wymiennika pracującego w opisywanych powyżej warunkach, są:

- HTHA – ang. *High Temperature Hydrogen Attack*, inaczej zwany wysokotemperaturowym atakiem wodorowym lub korozją wodorową. Jest to mechanizm występujący w strumieniach zawierających wodór w podwyższonych temperaturach i ciśnieniach. Wodór reaguje z węglkami w stali, tworząc metan (CH_4), który nie może dyfundować przez stal. Mechanizm powoduje odwęglanie materiału oraz osłabienie właściwości mechanicznych, zachodzi najczęściej wewnątrz struktury w formie pęknięć lub/i rozwarstwień materiału. Podatność urządzenia jest ściśle uzależniona od zastosowanych materiałów konstrukcyjnych. Dotyka przede wszystkim stali niestopowych i niskostopowych. Stale wysokostopowe są zdecydowanie bardziej odporne.
- Sulfidation – korozja siarczkowa w wysokiej temperaturze jest jednym z najbardziej znanych mechanizmów degradacji w przemyśle rafinerijnym. Korozja siarczkowa to wynik naturalnie występujących związków siarki w ropie naftowej i może prowadzić do pocienienia ścianek urządzeń ciśnieniowych. Charakteryzuje się dość równomiernym ubytkiem materiału, zależnym przede wszystkim od szybkości przepływu, zawartości siarki w strumieniu, temperatury pracy. Dotyka przede wszystkim stali niestopowych i niskostopowych. Stale wysokostopowe są zdecydowanie bardziej odporne.
- High Temp $\text{H}_2/\text{H}_2\text{S}$ Corrosion – korozja siarkowodoru w wysokiej temperaturze, podobnie jak korozja siarczkowa, objawia się równomierną utratą



RYS. 3
Analiza podatności konstrukcyjnego na HTHA na podstawie krzywych Nelsona

grubości materiału z tą różnicą, że wywołana jest obecnością wodoru i siarkowodoru w strumieniach węglowodorów. Dotyka przede wszystkim stali niestopowych i niskostopowych. Stale wysokostopowe są zdecydowanie bardziej odporne.

- Reheat Cracking – pęknięcie metalu spowodowane relaksacją naprężeń podczas obróbki cieplnej po spawaniu (PWHT) lub podczas eksploatacji w podwyższonych temperaturach powyżej 399°C. Najczęściej obserwowane w aparatach o dużym przekroju ścianek.

Niemniej żaden z powyżej wymienionych mechanizmów korozji występujących podczas normalnej eksploatacji aparatu nie objawia się w postaci zaobserwowanych pęknięć plateru. Degradacja musiała wystąpić podczas wyłączania z eksploatacji wymiennika, najprawdopodobniej podczas któregoś z postojów remontowych. Zaobserwowane pęknięcia mają wygląd typowy dla korozji międzykrystalicznej stali wysokostopowych związanych z występowaniem kwasów politionowych. W związku z powyższym, za najbardziej prawdopodobne przyczyny zaobserwowanych uszkodzeń można uznać mechanizm PASC (ang. *Polythionic Acid Stress Corrosion Cracking*), który jest formą korozji naprężeniowej, zwykle zachodzącej podczas przestojów i rozruchów, w obecności powietrza i wilgoci. Pęknięcie jest spowodowane kwasami politionowymi (tworzącymi się z osadów siarczkowych), powietrzem i wilgocią działającymi na uczulone austenityczne stale wysokostopowe. Zwykle występują w sąsiedztwie spoin lub obszarów o dużym naprężeniu. W tym miejscu należy wspomnieć, że na przestrzeni lat zmieniło się w Rafinerii Gdańskiej po-

dejście w zakresie procedur wyłączania z eksploatacji rozpatrywanego wymiennika. Praktykowane niegdyś płukanie aparatu wodorotlenkiem przed otwarciem w celu neutralizacji osadów siarczkowych, obecnie zostało zastąpione azotowaniem – zgodnie z zaleceniami licencjonodawcy. Unika się płukania wodorotlenkami z uwagi na zagrożenie pęknięcia materiałów w przypadku niewystarczającego wychłodzenia aparatu i oddziaływania pozostałości wodorotlenku w czasie odstawienia urządzenia.

Słowa kluczowe w niniejszej analizie to: uczulone stale austenityczne. Jak wcześniej zostało wspomniane, plater wykonany jest z austenitycznej stali wysokostopowej typu 347 stabilizowanej niobem, która powinna charakteryzować się bardzo wysoką odpornością na uczulenie. Skąd więc taka forma degradacji?

W pewnym zakresie (przyczyn uczulenia) odpowiedzią na powyższe pytanie jest: KLA – Knife Line Attack. To bardzo rzadki przypadek korozji międzykrystalicznej dotyczącej właśnie stali stabilizowanych niobem. Jej przyczyna leży w błędach popełnionych podczas obróbki cieplnej materiału, najczęściej po stronie procesów spawania, kiedy to metal w wąskiej strefie nagrzewa się do bardzo wysokich temperatur. Po szybkim schłodzeniu niob pozostaje w roztworze stałym i nie tworzy węgliku niobu. Niob, jako dodatek w stalach wysokostopowych, w czasie ekspozycji w podwyższonych temperaturach powinien preferencyjnie łączyć się z węglem, tworząc węglik niobu, uodparniając tym samym stal na korozję międzykrystaliczną (powodowaną wydzieleniami węglików chromu). Jeśli spaw zostanie następnie uczulony, węglik

chromu wytrącają się i może wystąpić dobrze znana korozja międzykrystaliczna. Innymi słowy degradacja ma miejsce, gdy niob nie spełnia w stopie swojej roli. W przypadku plateru tego wymiennika obciążenia cieplne przyczyniające się do opisanej degradacji mogły wystąpić zarówno podczas montażu plateru (poprzez spawanie), jak i kilkukrotnego spawania diafragmy. Wyjaśniałoby to kumulację pęknięć w rejonie uszczelnienia.

Można więc stwierdzić, że zaobserwowana degradacja jest wynikiem połączenia dwóch powyższych mechanizmów.

Analiza ryzyka

W analizie ryzyka kluczowym było zdefiniowanie funkcji plateru. Plater wykonany ze stali bardziej odpornej korozyjnie miał zapewnić ochronę materiału konstrukcyjnego (bazowego) przed powierzchniowymi procesami korozyjnymi, czyli przed opisywanymi powyżej mechanizmami (sulfidation, High Temp. H_2/H_2S , HTHA). Plater, pomimo istniejących pęknięć, nadal oddzielał materiał bazowy od korozyjnych składników strumienia, tj. wodoru, siarki i siarkowodoru, tym samym blokując zachodzenie tych mechanizmów i utrzymując nominalną grubość materiału konstrukcyjnego (bazowego) odpowiedzialnego za szczelność urządzenia.

Przeprowadzona została również analiza podatności materiału konstrukcyjnego (bazowego) na mechanizm HTHA przy założeniu braku plateru. W wyniku analizy stwierdzono niską podatność na tę formę degradacji materiału, co pozwala na dalszą, bezpieczną eksploatację wymiennika (rys. 3).

Przeanalizowano możliwość naprawy powstałych uszkodzeń plateru. Ze względu na duży obszar pęk-

nięć, należałoby wytoczyć maszynowo oraz ponownie napawać kilkuwarstwowo znaczny obszar plateru. Pojedyncze pęknięcia należałoby oczyścić z zanieczyszczeń produkcyjnych oraz produktów korozji. Po spawaniu całość należałoby wyżarzyć. Proces ten nie tylko byłby bardzo trudny i czasochłonny, ale również nie gwarantowałby poprawy stanu plateru wymiennika, ponieważ każda kolejna obróbka cieplna wysokostopowych stali austenitycznych prowadzi do wytrącania się węglików chromu na granicach ziaren, czyli degradacji materiału.

W związku z powyższym, zdecydowano o dalszej eksploatacji wymiennika przez okres 2 lat. Po tym okresie wymienniki zostaną zastąpione nowymi aparatami. W ramach decyzji zezwalającej na okresową eksploatację aparatów, UDT zezwolił eksploatację z zastrzeżeniem konieczności wykonania badań weryfikacyjnych grubości na gorącym aparacie, w wyznaczonym na podstawie UTmapping oknie pomiarowym. Dodatkowo sam proces technologiczny będzie prowadzony w sposób umożliwiający pracę wymiennika w obszarze niskiej podatności materiału rodzimego na HTHA.

Szczegółowa analiza ryzyka bazuje na doświadczeniu eksploatacyjnym i jest kluczowa w planowaniu rewizji wewnętrznych realizowanych podczas postojów remontowych. Rozwój technologii w zakresie badań niszczących umożliwia efektywne zastąpienie rewizji wewnętrznych w przypadku urządzeń, których otwarcie może wiązać się z narażeniem na dodatkowe procesy korozyjne oraz inne zniszczenia materiałów konstrukcyjnych. ■

REKLAMA

The advertisement features a laptop on the left displaying a social media profile for 'Kierunek Chemia'. A hand on the right holds a smartphone showing the same profile. To the right of the laptop is a coffee cup and a pen holder. The background is a light-colored desk. On the right side, there is a logo for 'Kierunek Chemia' consisting of a stylized diamond shape with red and grey segments. Below the logo is the text 'Kierunek Chemia' in red and black. Further down is a blue banner with a white thumbs-up icon and the text 'POLUB NASZ PROFIL'. At the bottom right is the Facebook logo.

Esco Couplings – Solutions for industry

ESCO Couplings jest belgijską firmą z ponad 70-letnią tradycją w dostarczaniu rozwiązań z obszaru przeniesienia napędu. Wysoka specjalizacja w produkcji sprzęgieł dla przemysłu ciężkiego oraz petrochemicznego gwarantuje długi okres użytkowania oraz bezpieczeństwo pracy.



escogear – sprzęgła zębate

- Przenoszone momenty do 5 000 000 Nm
- Maksymalne średnice wałków do Ø1130mm
- Wysoki współczynnik bezpieczeństwa
- Zminimalizowane wibracje
- Duży wybór produktów katalogowych
- Projekty indywidualne wg wymagań klienta



escodisc – sprzęgła membranowe

- Przenoszone momenty do 260 000 Nm
- Maksymalne średnice wałków do Ø370mm
- Zgodne z API 610, API 671
- Wykonanie z izolacją elektryczną
- Rozwiązanie Anti-fly
- Bezobsługowe, bezluzowe z wydłużoną żywotnością



escofil – sprzęgła do chłodni kominowych

- Wał wykonany z włókna szklanego lub karbonu
- Piasty wykonane ze stali nierdzewnej
- Membrany wykonane z kompozytu
- Przenoszone momenty do 3 672 Nm
- Maksymalne średnice wałków do Ø106mm
- Długości sprzęgła (DBSE) do 6299mm



MITY I FAKTY O CYFROWYM BLIŹNIAKU

Adam Gąsiorek

CTO, Transition Technologies PSC

Jakub Kaczyński

IoT Competence Center Director, Transition Technologies PSC

Czy tak zwany cyfrowy bliźniak rzeczywiście zmieni nasze postrzeganie czwartej (r)ewolucji przemysłowej?

Koncepcja cyfrowego bliźniaka (ang. *Digital Twin*) nie jest nowa, choć bardzo często przywoływana w powiązaniu z pojęciem Przemysłu 4.0 czy też Przemysłowego Internetu Rzeczy. Zewsząd słychać głosy, jak zbawczy wpływ może mieć ona na efektywność produkcji, kondycję maszyn, linii produkcyjnych czy możliwości przewidywania awarii. Z drugiej strony rzadko można spotkać się z wielkoskalowymi efektami działania cyfrowych bliźniaków, a poza ambitnymi koncepcjami przełożenie tych idei na rzeczywistość może stanowić problem.

Jak więc jest naprawdę? Czy cyfrowy bliźniak rzeczywiście zmieni nasze postrzeganie czwartej (r)ewolucji przemysłowej? Wreszcie – jakie są typowe wyzwania projektów związanych z cyfrowym bliźniakiem oraz przykładowe, ale rzeczywiście wdrożone przypadki użycia? Czas przejść z poziomu teorii do praktyki.

Idea i rezultat

Czym jest cyfrowy bliźniak? W pewnym uproszczeniu to wirtualna reprezentacja przedstawiająca stan rzeczy, przy czym „rzecz” możemy rozumieć m.in. jako konkretną maszynę lub jej część, proces, koncepcję czy nawet osobę. Najprostszym przykładem w branży chemicznej jest reprezentacja maszyn – pojedynczych elementów, całych maszyn, linii, fabryki lub procesu, odwzorowując jego parametry, przepływ i stan.

Ta cyfrowa reprezentacja zasilana jest danymi pochodzącymi bezpośrednio ze źródła lub systemów wspierających, aby w określonym momencie być jak najlepszym odwzorowaniem rzeczywistości. W teo-

rii komunikacja ta powinna być dwukierunkowa i umożliwiać również wysłanie sygnałów kontrolnych z powrotem do urządzenia czy procesu. Jednakże wbrew idealistycznym wizjom to jeden z pierwszych obszarów, który rzeczywistość weryfikuje.

Zwrócenie kontroli do maszyny lub procesu często jest nie tyle niemożliwe technicznie, co obciążone ryzykiem na poziomie wstępnych etapów wdrożenia. Niektórzy mówią o tzw. cyfrowym cieniu (ang. *Digital Shadow*), który ma być reprezentacją z komunikacją jednokierunkową. Z biegiem czasu i przy potwierdzeniu użyteczności oraz niezawodności takiego „cyfrowego cienia”, dodanie komunikacji zwrotnej staje się dopiero wtedy realną i efektywną możliwością. Przykładem może być klient z branży spożywczej, z którym wspólnie stworzyliśmy reprezentację jednego z procesów. Dane o parametrach oraz efektach procesu były przekazywane do cyfrowego bliźniaka, który następnie przeprowadzał symulację optymalizacji tego procesu oraz zwracał rekomendowane naprawy. Po sukcesie tej fazy, gdy przez pewien czas poprawność rekomendacji została potwierdzona, rozpoczęta została faza mająca na celu zautomatyzowanie procesu i zamknięcie pętli zwrotnej. Po zakończeniu tego etapu powstał samoopimyzujący silnik poprawy jakości procesu. Osiągnięcie tego rezultatu – z wielu powodów – nie byłoby możliwe bez udowodnienia niezawodności, wartości i jakości analiz i rekomendacji dokonywanych przez wdrożone rozwiązanie.

Podany przykład pokazuje również, że już na etapie budowania pierwszej, jednokierunkowej

wersji bliźniaka możliwa do zrealizowania jest realna wartość biznesowa polegająca na monitorowaniu i analizowaniu zbieranych danych oraz przekazywaniu kontekstowych rekomendacji, czyli potrzebnych informacji potrzebującym użytkownikom. A są to jedne z podstawowych celów tworzenia takiego bliźniaka; aby umożliwić realizację konkretnych celów biznesowych, związanych z optymalizacją działania reprezentowanej „rzeczy”, symulacją procesu z identyfikacją wąskich gardeł czy dostarczaniem danych, pozwalających na uzyskanie szybkich odpowiedzi i podejmowanie kluczowych decyzji na bazie danych.

Wyzwania i ich adresowanie

Cyfrowy bliźniak potrafi doskonale wspierać firmy w realizowaniu wspomnianych wartości, jednak aby było to możliwe konieczne jest uzbrojenie się w cierpliwość oraz trzeźwa ocena potrzeb, oczekiwanych rezultatów oraz możliwości, a także doświadczenie w podobnych projektach. Pozwala to na rozpoznanie typowych wyzwań oraz ich, w miarę możliwości, uniknięcie lub chociaż zminimalizowanie.

Jednym z najczęstszych błędów we wdrażaniu cyfrowego bliźniaka jest podejście technologiczne – zezwolenie na to, by szum wokół cyfrowego bliźniaka i wdrożonej innowacji przysłonił realny cel biznesowy, do którego dążymy. Ta wartość powinna być rozumiana czysto pragmatycznie – jako aktywator, technologia umożliwiająca zwiększenie zysku, redukcję kosztów czy zarządzanie ryzykiem.

Kolejnym typowym wyzwaniem, wynikającym z braku jasnego celu (punkt poprzedni), jest gromadzenie wszystkich możliwych danych generowanych „wokół” cyfrowego bliźniaka, bez ich odpowiedniej selekcji. Jeden z klientów z branży farmaceutycznej zwrócił się do nas o wsparcie w tym zakresie. Klient ten samodzielnie opracował rozwiązanie cyfrowego bliźniaka, zebrał dane, stworzył silnik analityczny, ale ostatecznie okazało się, że jego działanie było podejrzanie niestabilne i powolne. Po analizie sytuacji doszliśmy do wniosku, że jednym z głównych problemów było zbieranie, przechowywanie oraz przekazywanie do silnika analitycznego wszystkich generowanych danych o bardzo wysokiej częstotliwości. Po pewnym czasie danych tych było tak dużo, że uniemożliwiały stabilną pracę systemu. Po dokładnej weryfikacji ponad połowa sygnałów została określona jako niemające wpływu na rezultat analiz, przez co zaniechano ich analizowania, a jednocześnie obniżono częstotliwość zapisu danych. Wszystko bez negatywnego wpływu na jakość rozwiązania i samego cyfrowego bliźniaka. Część analityczna, ze względu na efektywność, przeniesiona została do chmury publicznej, gdzie wykorzystany został pełen potencjał usług uczenia maszynowego, co stanowiło



RYS. 1

Przykład ilustrujący wykorzystanie skanu 3D fabryki do stworzenia cyfrowego bliźniaka fizycznej instalacji celem przestrzennej wizualizacji bieżących parametrów procesu i projektowanych nowych instalacji. Projekt realizowany przez TTPSC dla tajwańskiego klienta zajmującego się wytwarzaniem produktów do przetwórstwa tworzyw sztucznych, produktów petrochemicznych, materiałów elektronicznych i poliestru

idealne uzupełnienie i pozwoliło na osiągnięcie niewspółmiernych możliwości skalowania przy umiarkowanym koszcie.

Inna pułapka to brak odpowiedniego zarządzania oczekiwaniami sponsorów tego rodzaju projektów. Powszechnym przekonaniem jest, że innowacyjne projekty są bardzo skomplikowane, wymagają dużych nakładów czasu i ogromnych funduszy. Jest to prawda jedynie częściowa, gdyż, jak każde istotne przedsięwzięcie, inicjatywy tego pokroju wymagają odpowiedniego poziomu zaangażowania i wsparcia ze strony liderów. Jednocześnie przy właściwym podejściu metodologicznym i przygotowaniu się do takiej inicjatywy, podzieleniu jej na etapy, opracowaniu wskaźników zwrotu i sukcesu oraz stopniowym ulepszaniu rozwiązania – szansa na sukces jest znacznie wyższa.

Ostatnim popularnym wyzwaniem jest ograniczenie dostępu do rekomendacji i informacji pochodzących z cyfrowego bliźniaka do ściśle ograniczonej grupy odbiorców i użytkowników. Jako alternatywę polecić można szerszą adaptację oraz poszerzenie zaangażowanych grup użytkowników o kolejne role z każdą iteracją projektu, co pozwoli nie tylko na wykorzystanie danych szerzej, ale również na włączenie i zaktywizowanie personelu, co często otwiera nowe możliwości biznesowe.

Cyfrowy bliźniak w branży chemicznej

W ramach jednego ze zdefiniowanych procesów produkcyjnych dla klienta zajmującego się chemią specjalistyczną wymagana była regularna inspekcja parametrów w ramach potężnej instalacji. Całość wykonywana była manualnie oraz zajmowała około 45 minut, a efekty pracy dostarczano w formie papierowej. W celu poprawy niezawodności, szybkości oraz ze względu na wymagania raportowe, stworzony



RYS. 2

Rozwiązanie TTPSC SkillWorx dla skanowania i tagowania instalacji przemysłowych oraz wyświetlania instrukcji pracy, ostrzeżeń i odczytów w polu widzenia kamery przemysłowego urządzenia nasobnego w zależności od położenia operatora w świecie rzeczywistym

został cyfrowy bliźniak instalacji z odpowiednimi elementami procesu.

W celu wizualizacji, oprócz wersji na tablet przemysłowy, stworzona została również wersja rozwiązania wzbogaconej rzeczywistości na okulary AR, pozwalające na kontrolę za pomocą głosu. Dzięki temu pracownicy wykonujący inspekcje mogli do elektronicznych raportów dodawać zdjęcia, nagrania czy komentarze głosowe lub tekstowe, które przyczyniły się do znacznego przyspieszenia czasu takich inspekcji, przy jednoczesnym wzroście niezawodności, a także satysfakcji z wykonywanej pracy. Co istotne, inicjatywa rozpoczęła się od tzw. MVP (ang. *minimum viable product* – minimalnego wartościowego produktu), czyli zestawu funkcjonalności bazowych, które przynosiły realizację benefitów biznesowych. Dzięki takiemu ograniczeniu zakresu, od samego początku rozwiązanie było użyteczne i mogło być wykorzystywane biznesowo, przynosząc zwrot z inwestycji. Co więcej, wraz z kolejnymi iteracjami poszerzał się nie tylko zakres funkcjonalny, ale również krąg użytkowników i ról, które mogły z tych danych korzystać. W krótkim czasie rezultatem był napływ informacji zwrotnych, nie tylko pozwalających na usprawnienie aplikacji, ale również rekomendujących nowe, wartościowe funkcje, które jeszcze bardziej poszerzały zastosowanie i użyteczność rozwiązania w skali globalnej.

Celem TT PSC SkillWorx, czyli powyższego rozwiązania AR, jest utrzymanie uwagi operatora w świecie rzeczywistym i wzbogacenie jej w taki sposób, aby nie zasłaniać bezpośredniej linii wzroku, a jednocześnie podnieść poziom świadomości sytuacyjnej. Świadomość sytuacyjna dotycząca zagrożeń chemicznych czy elektrycznych poruszających się maszyn, zbliżających się wózków widłowych lub innych pojazdów, zaworów wylotowych pary, niebezpieczeństwa poślizgnięcia się i potknięcia, wybuchu ma kluczowe znaczenie dla naszych klientów. Są to te same środowiska pracy, które wymagają specjalnych środków ochrony osobistej, takich jak okulary i gogle ochronne, kaski, środki ochrony słuchu, ciężkie rękawice, a nawet maski oddechowe. Użytkownicy w takich sytuacjach najczęściej wymagają, aby obie ręce pracownika były dostępne w celu korzystania z narzędzi i sprzętu lub do trzymania się poręczy, lin itp. Z kolei, jeśli chodzi o oprogramowanie, interfejs użytkownika nie może opierać się na dostępności rąk do obsługi kontrolerów ręcznych czy wykonywaniu gestów w powietrzu.

TT PSC SkillWorx opiera się na rozpoznawaniu głosu, co sprawdziło się w środowiskach przemysłowych, nawet przy bardzo wysokim poziomie hałasu i zagrożeniu wybuchem. Platforma wykorzystuje pojedynczy przegubowy mikrowyświetlacz, który można łatwo ustawić pod dominującym okiem. Nie

FOT. 3
TTPSC SkillWorx – inteligencja przestrzenna w warunkach przemysłowych oraz obsługa głosowa bez angażowania rąk – widoki z perspektywy pierwszej i trzeciej osoby





FOT. 2

Oferowane przez TTPSC przemysłowe urządzenia nasobne z obsługą głosową w języku polskim i oprogramowaniem SkillWorx

utrudnia on bezpośredniego widzenia i zapewnia użytkownikowi widok podobny do 7-calowego ekranu tabletu na wyciągnięcie ręki.

Jak w tym wypadku realizowana jest idea cyfrowego bliźniaka? Najważniejszym elementem tego rozwiązania są autorskie algorytmy inteligencji przestrzennej, dzięki którym przemysłowe urządzenia nasobne (fot. 2) rozpoznają lokalizację pracownika oraz podpowiadają jakie zadania ma on w danym miejscu wykonać. Aby wyświetlić właściwą informację właściwej osobie, we właściwym miejscu i właściwym czasie, SkillWorx analizuje strumień wideo rejestrowany kamerą urządzenia nasobnego i konwertuje go do trójwymiarowej mapy otoczenia,

w której kotwiczone są cyfrowe informacje. W czasie rzeczywistym punkty ze strumienia wideo rozpoznawane są jako należące do rzeczywistego, fizycznego obiektu i śledzone w każdej klatce wideo, generując lokalny układ współrzędnych 3D ze zwykłego dwuwymiarowego wideo. Gdy system rozpocznie śledzenie, pozycje rzeczywistych obiektów są rozpoznawane i identyfikowane, mimo że pole widzenia i pozycja kamery zamontowanej na głowie zmieniają się wraz z ruchem użytkownika.

Taki system zwiększa dokładność i szybkość wykonywanych zadań (kontrolnych, konserwacyjnych, montażowych, remontowych itp.). Jednak teraz taka produktywność wiąże się również z maksymalną świadomością sytuacyjną i zwiększonym bezpieczeństwem oraz dobrze współpracuje z wyświetlaczem jednoocznym i nie blokuje bezpośredniego lub peryferyjnego widzenia, w przeciwieństwie do wielu innych rozwiązań AR. Ten system może obsłużyć całą zmianę na jednym akumulatorze.

Świadoma i przemyślana decyzja

W rzeczywistości wymagającej od każdego przedsiębiorstwa innowacyjności, zwiększonej efektywności i rozpoznawania nowych obszarów, mogących wesprzeć osiągnięcie celów biznesowych, trudno przejść obojętnie obok cyfrowego bliźniaka. Daje on liderom odpowiedzialnym za prowadzenie przedsiębiorstw doskonale narzędzie do poprawiania efektów pracy, optymalizacji procesów (a tym samym minimalizowania kosztów), podejmowania szybszych i bardziej świadomych decyzji. Jednak, jak każde narzędzie, może być wykorzystywane poprawnie lub nie; może odpowiadać celom przed nim postawionym lub nie, a w skrajnych przypadkach nawet je utrudniać. Dlatego warto do tego skomplikowanego konceptu podejść pragmatycznie i wykorzystać pełen jego potencjał. Skupić się na biznesowych wartościach wdrożenia oraz jego poprawnej implementacji.



FOT. 3

Pracownicy serwisowi wykorzystujący SkillWorx by TT PSC podczas naprawiania i kontrolowania maszyn firmowych

Fot. zasoby własne firmy ■

NIWA®



INSTALACJE TECHNOLOGICZNE:

- ▶ kompleksowe wykonawstwo instalacji procesowych ze stali austenitycznej lub węglowej
- ▶ instalacje przesyłu mediów
- ▶ montaż linii produkcyjnych
- ▶ montaż i orurowanie urządzeń
- ▶ modernizacje i remonty linii

PREFABRYKACJA WARSZTATOWA

- ▶ prefabrykacja spooli/ rurociągów
- ▶ prefabrykacja skidów
- ▶ prefabrykacja konstrukcji

APARATY I URZĄDZENIA

- ▶ zbiorniki ciśnieniowe
- ▶ reaktory
- ▶ wymienniki ciepła różnego typu
- ▶ kolumny
- ▶ kondensery
- ▶ mieszalniki
- ▶ zbiorniki magazynowe

Projektujemy zgodnie z:

EN 13445, ASME BPVC Section VIII Div 1, EN 14015, WUDT-UC, PD 5500

Wsparcie na wszystkich etapach:

projektowanie → zakup materiałów → prefabrykacja → kontrola jakości → dostawa → montaż → dokumentacja powykonawcza → rozruch → serwis gwarancyjny



PUPH NIWA Jan Niwa sp. k.
ul. Robotnicza 38, 39-100 Ropczyce
tel. +48 17 22 18 423
e-mail: sekretariat@niwa.pl



www.niwa.pl



MEDIA PLAN

2023

30
LAT



budujemy możliwości
porozumienia

8 branż

27 WEBINARIÓW rocznie

1,8 MLN odsłon portali rocznie

1 MLN unikalnych ODBIORCÓW PORTALI

9500 POLUBIEŃ na Facebooku

6000 UCZESTNIKÓW KONFERENCJI rocznie

21 KONFERENCJI stacjonarnych

7 TYTUŁÓW czasopism

100 000 czytelników

KONTAKT

MAGDA WIDRIŃSKA

dyrektor działu sprzedaży

tel. 32 415 97 74 wew. 29

tel. kom. 792 809 881

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

EWA DOMBEK

starszy specjalista ds. sprzedaży

tel. 32 415 97 74 wew. 17

tel. kom. 606 337 384

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

KRZYSZTOF SIELSKI

specjalista ds. sprzedaży

tel. 32 415 97 74 wew. 44

tel. kom. 511 066 599

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

MARTA MIKA

starszy specjalista ds. sprzedaży

tel. +48 32 415 97 74 wew. 38

tel. kom. 602 694 574

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

JOLANTA MIKOŁAJEC-PIELA

starszy koordynator ds. sprzedaży

tel. +48 32 415 97 74 wew. 22

tel. kom. 602 601 089

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

MONIKA MAJEWSKA

specjalista ds. sprzedaży

tel. 32 415 33 17 wew. 34

tel. kom. 602 603 416

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

SYMPOZJA I KONFERENCJE 2023



budujemy możliwości
porozumienia

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

CZERWIEC	<p>Kongres Użytkowników POMP Chemia, energetyka, przemysł, wod-kan</p> <p>XXIX Kongres 13-14 czerwca 2023 r., Legnica Honorowy Gospodarz: KGHM Polska Miedź S.A.</p> <p>Uczestnicy: kadra inżynieryjno-techniczna odpowiedzialna za zakup i użytkowanie pomp, napędów i armatury z zakładów przemysłowych, elektrowni, zakładów chemicznych, wod-kan, producenci i dystrybutorzy pomp, napędów, armatury oraz firmy remontowe i diagnostyczne oferujące nowoczesne rozwiązania dla branży</p>
	<p>II Forum Zielonego Przemysłu. Dekarbonizacja i własne źródła energii Przemysł</p> <p>5-6 czerwca 2023 r., Katowice Honorowy Gospodarz: Dalkia Polska</p> <p>Uczestnicy: prezesi, członkowie zarządu, dyrektorzy techniczni, inwestycyjni, energetycy z branży chemicznej, przemysłu ciężkiego (kopalnie, huty, koksownie, papiernie, cementownie), przedstawiciele zakładów spożywczych, fabryk i zakładów produkcyjnych</p>
WRZESIEŃ	<p>ENERGETYKA BEŁCHATÓW 2023 Energetyka, ciepłownictwo</p> <p>XXV Sympozjum Naukowo-Techniczne 4-6 września 2023 r., Bełchatów</p> <p>Uczestnicy: prezesi, członkowie zarządu, dyrektorzy techniczni i inwestycyjni z elektrowni, elektrociepłowni, ciepłowni, a także firmy współpracujące z branżą energetyczną oferujące nowoczesne technologie i urządzenia, systemy zarządzania, monitoringu i diagnostyki</p>
	<p>Oczyszczalnie Przyszłości Przedsiębiorstwa wod-kan</p> <p>II Konferencja Naukowo-Techniczna 13-14 września 2023, Białystok Honorowy Gospodarz: Wodociągi Białostockie Sp. z o.o.</p> <p>Uczestnicy: dyrektorzy, kierownicy, specjaliści z komunalnych oczyszczalni ścieków, osoby odpowiedzialne za inwestycje, kadra zarządzająca przedsiębiorstw wod-kan, firmy dostarczające rozwiązania, technologie, świadczące usługi związane z budową i eksploatacją oczyszczalni ścieków</p>
	<p>Jesienne Spotkanie Browarników Przemysł spożywczy</p> <p>XX Sympozjum Naukowo-Techniczne 18-20 września 2023 r., Wisła Honorowy Gospodarz: Browar Cieszyn, Arcyksiążęcy Browar w Żywcu</p> <p>Uczestnicy: kadra techniczno-technologiczna, menadżerska polskich zakładów piwarskich, firmy oferujące rozwiązania wykorzystywane w browarach</p>
	<p>Bezpieczeństwo Instalacji Przemysłowych Chemia, petrochemia, energetyka</p> <p>XXII Konferencja Naukowo-Techniczna 25-27 września 2023 r., Wrocław Honorowy Gospodarz: PCC Rokita</p> <p>Uczestnicy: przedstawiciele zakładów chemicznych odpowiedzialni za prewencję, bezpieczeństwo, a także specjaliści z zakresu automatyki i technologii oraz kadra zarządzająco-techniczna; firmy, które proponują urządzenia, technologie i nowoczesne systemy zarządzania bezpieczeństwem, niezbędne dla bezpiecznego funkcjonowania zakładu</p>
PAŹDZIERNIK	<p>KRUSZYWA CEMENT WAPNO 2023 Kruszywa, cement, wapno</p> <p>XXX Sympozjum Naukowo-Techniczne 4-5 października 2023 r., Kielce Honorowy Gospodarz: Truskawica S.A.</p> <p>Uczestnicy: przedstawiciele kopalni kruszyw, cementowni, zakładów wapienniczych i gipsowych, firmy proponujące nowoczesne urządzenia, technologie i rozwiązania systemowe, niezbędne do funkcjonowania nowoczesnych zakładów</p>
	<p>XVII Kongres Gospodarki Wodno-Ściekowej Przemysł spożywczy, chemia, energetyka, przemysł ciężki, farmacja</p> <p>Konferencja Naukowo-Techniczna WODA I ŚCIEKI W PRZEMYSŁE SPOŻYWCZYM Konferencja Naukowo-Techniczna WODA I ŚCIEKI W PRZEMYSŁE 17-18 października 2023 r., Gdynia Honorowy Gospodarz: Browar w Elblągu, Grupa Żywiec S.A., Rafineria Gdańska Sp. z o.o.</p> <p>Uczestnicy: przedstawiciele działów ochrony środowiska z: elektrowni, elektrociepłowni oraz ciepłowni komunalnych i przemysłowych, zakładów metalurgicznych, zakładów chemicznych, rafinerii, petrochemii, zakładów papierniczych, koksowni, zakładów spożywczych, farmacji; specjaliści z zakresu gospodarki wodno-ściekowej i gospodarki odpadami, specjaliści odpowiedzialni za jakość wody, specjaliści ds. ochrony środowiska, firmy proponujące nowoczesne urządzenia, technologie i rozwiązania systemowe w zakresie gospodarki wodno-ściekowej</p>
	<p>Jesienne Sympozjum Przemysłu Farmaceutycznego i Kosmetycznego 2023 Farmacja i branża kosmetyczna</p> <p>XIX Sympozjum Naukowo-Techniczne 25-26 października 2023 r., Łódź Honorowy Gospodarz: Oddział Produkcyjny POLPHARMA S.A. Duchnice, Elfa Pharm sp. z o.o</p> <p>Uczestnicy: przedstawiciele zakładów farmaceutycznych i kosmetycznych: dyrektorzy ds. technicznych i inwestycyjnych, główni specjaliści z zakresu produkcji i jakości oraz kadra zarządzająco-techniczna; firmy oferujące maszyny, urządzenia, technologie i rozwiązania systemowe dla obu branż</p>
LISTOPAD	<p>WOD-KAN-EKO 2023 Przedsiębiorstwa wod-kan</p> <p>XXVI Kongres Naukowo-Techniczny 14-16 listopada 2023 r., Łódź</p> <p>Uczestnicy: przedstawiciele przedsiębiorstw wodociągowych, oczyszczalni ścieków, biur projektowych, zainteresowani wdrażaniem w swoich zakładach nowych technologii i urządzeń, firmy proponujące nowoczesne urządzenia, technologie i rozwiązania systemowe, niezbędne do funkcjonowania nowoczesnych zakładów wod-kan</p>
	<p>Remonty i Utrzymanie Ruchu w Energetyce Energetyka, ciepłownictwo</p> <p>XVI Konferencja Naukowo-Techniczna 22-23 listopada 2023 r., Licheń Stary k. Konina Honorowy Gospodarz: ZE PAK SA</p> <p>Uczestnicy: dyrektorzy techniczni i zarządzający majątkiem produkcyjnym, szefowie utrzymania ruchu, główni mechanicy, energetycy, automatycy reprezentujący elektrownie, elektrociepłownie i duże zakłady przemysłowe posiadające własne źródła wytwarzające energię, a także przedstawiciele biur projektowych, uczelni i instytucji związani z tą gałęzią gospodarki, firmy proponujące nowoczesne urządzenia, technologie i rozwiązania systemowe, niezbędne do funkcjonowania nowoczesnego działu utrzymania ruchu</p>



fot. ORLEN Południe

BIO GLIKOL OD ORLEN POŁUDNIE

ORLEN Południe

ORLEN Południe jest jedynym w Polsce i największym w Europie producentem glikolu monopropylenowego pochodzenia „BIO” (Bio-MPG).

BIO Glikol propylenowy otrzymywany jest w procesie uwodornienia gliceryny pochodzącej z równoważonej produkcji biodiesla wytwarzanego z olejów roślinnych. Jest produktem ekologicznym, co może faworyzować produkcję substancji chemicznych ze źródeł odnawialnych.

Znajomość śladu węglowego produktu prowadzi do podejmowania trafniejszych decyzji w ramach

projektowania i rozwoju produktu finalnego oraz jego optymalizacji kosztowej. Normy odniesienia: ISO 14064 oraz GHG Protocol.

Kluczową korzyścią dla odbiorców BIO Glikolu propylenowego jest jego pochodzenie biologiczne, zaspokajające ich potrzeby w zakresie zwiększonej intensywności wykorzystania surowców ze źródeł odnawialnych i w efekcie zmniejszenia negatywnego

KORZYŚCI W ZASTOSOWANIU BIO GLIKOLU PROPYLENOWEGO W PRODUKCJI:



fot. ORLEN Południe

- sprostanie wymaganiom kontrahentów,
- optymalizacja procesów oraz zużycia materiałów i energii,
- element opracowania zrównoważonych strategii rozwoju,
- wdrażanie systemów zarządzania środowiskiem,
- ekoinnowacje,
- zielone strategie marketingowe,
- uzyskanie przewagi konkurencyjnej,
- wzmocnienie wizerunku organizacji i budowa kapitału społecznego.



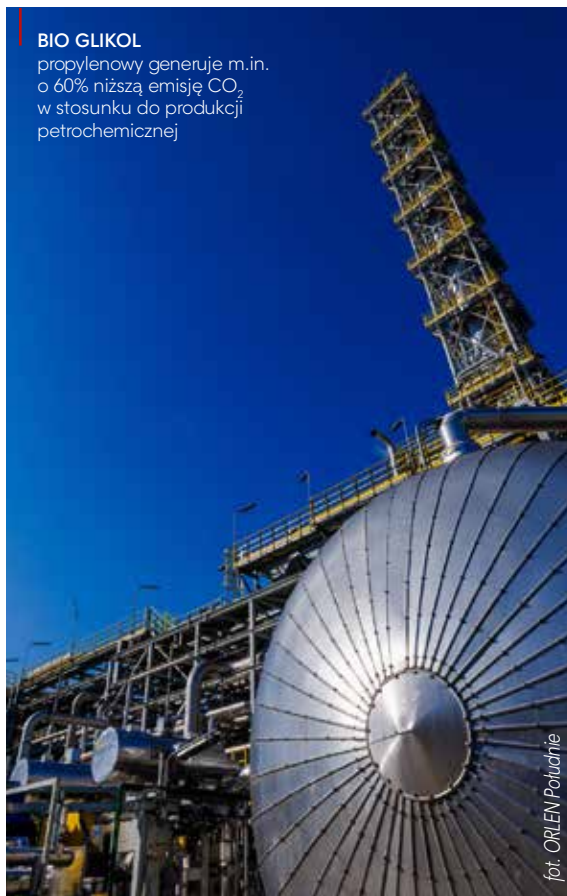
fot. ORLEN Południe

KLUCZOWĄ KORZYŚCIĄ

dla odbiorców BIO Glikolu propylenowego jest jego pochodzenie biologiczne

BIO GLIKOL

propylenowy generuje m.in. o 60% niższą emisję CO₂ w stosunku do produkcji petrochemicznej



fot. ORLEN Południe

oddziaływania na środowisko. Wśród konsumentów produktów ze źródeł odnawialnych rośnie świadomość ekologiczna. Jednocześnie BIO Glikol propylenowy zaspokoi potrzebę zachowania wysokich standardów jakościowych powszechnie wyrażanych wobec bioproduktów, będących substytutami produktów ropopochodnych.

Ograniczenie emisji gazów cieplarnianych

Niższy „ślad węglowy” – wykorzystanie głównego surowca pochodzenia odnawialnego oraz szereg usprawnień technologicznych we wdrożonej technologii produkcji glikolu propylenowego – pozwala na znaczne ograniczenie ogólnej emisji gazów cieplarnianych (CO₂) na jednostkę produkcji glikolu propylenowego w stosunku do konwencjonalnych technologii. Cecha ta ma znaczenie dla większości odbiorców, jakimi są duże przedsiębiorstwa dbające o swój proekologiczny wizerunek i realizujące w swojej działalności politykę zrównoważonego rozwoju.

Porównując sposób produkcji glikolu propylenowego metodą bazującą na surowcu odnawialnym z metodą petrochemiczną, BIO Glikol propylenowy generuje m.in. o 60% niższą emisję CO₂ w stosunku do produkcji petrochemicznej. ■



WODA ULTRACZYSTA DLA PRZEMYSŁU

Michał Korczak

Inżynier procesów produkcyjnych, Wydział Przygotowania Wody i Stokazu Amoniak, ANWIL S.A.

Jedna z prelekcji spółki ANWIL, wygłoszona podczas XVI Kongresu Gospodarki Wodno-Ściekowej (patrz ramka), dotyczyła instalacji demineralizacji wody wraz z instalacją wody ultraczystej.

Projekt budowy jest realizowany w Zakładzie Amoniak na Wydziale Przygotowania Wody i Stokazu Amoniak. Generalnym wykonawcą nowej Stacji Wody Zdemineralizowanej – Ultraczystej wraz z odtworzeniem ciągu jonitowego na istniejącej Stacji Demineralizacji i adaptacją zbiornika do obróbki chemicznej kondensatu turbinowego jest firma SEEN Technologie Sp. z o.o., natomiast dostawcą technologii, odpowiedzialnej za właściwą obróbkę wody jest firma Oriontec Sp. z o.o. Sp. k.

Warto w kilku zdaniach wspomnieć o istniejącej Stacji Demineralizacji, która została zbudowana na podstawie licencji firmy Degremont z Francji. Prowadzony proces demineralizacji służy do pełnego odsalania wody dla potrzeb starych jednostek instalacji produkcji amoniaku, kwasu azotowego, saletry amonowej oraz saletrzaku. Stacja Demineralizacji składa się z trzech ciągów jonitowych, na których zachodzi proces demineralizacji wody zdekarbonizowanej łącznie z odgazowaniem O_2 w procesie termiczno-próżnio-

wym. Ciągi pracują naprzemiennie, w przeciwprądzie zgodnie z technologią UPCORE. Dodatkowo, instalacja wyposażona jest w węzeł chemicznej obróbki kondensatu turbinowego oraz kondensatu procesowego.

Nowa Stacja Wody Zdemineralizowanej – Ultraczystej została wybudowana głównie na potrzeby projektu Rozbudowy Nawozów w ANWIL S.A. – instalacji kwasu azotowego i neutralizacji oraz granulacji. Tym samym ma zabezpieczyć podaż wody zasilającej nowe oraz istniejące układy wodno-parowe w Obszarze Produkcji Nawozów.

Proces demineralizacji prowadzony jest na trzech ciągach technologicznych, o wydajności jednostkowej $50 \text{ m}^3/\text{h}$ netto każdy, co łącznie daje $150 \text{ m}^3/\text{h}$ wody ultraczystej.

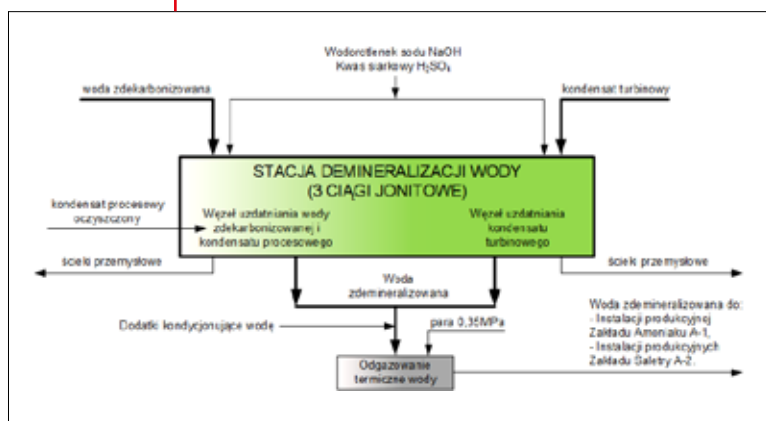
Technologia zakłada realizację procesów:

- wstępną obróbkę wody surowej, tj. układ podgrzewu, proces koagulacji oraz sedymentacji;
- ultrafiltrację (UF) oraz chemiczne uzdatnianie wody ultrafiltrowanej;
- właściwą demineralizację wody, tj. proces dwustopniowej odwróconej osmozy (RO-I oraz RO-II), proces elektrodjonizacji (EDI), a także chemiczne uzdatnianie wody ultraczystej;
- magazynowanie wody zdemineralizowanej – ultraczystej w zbiorniku o poj. $1\ 000 \text{ m}^3$;
- dystrybucję wody wraz z końcowym podgrzewem do temp. $40\text{-}50^\circ\text{C}$.

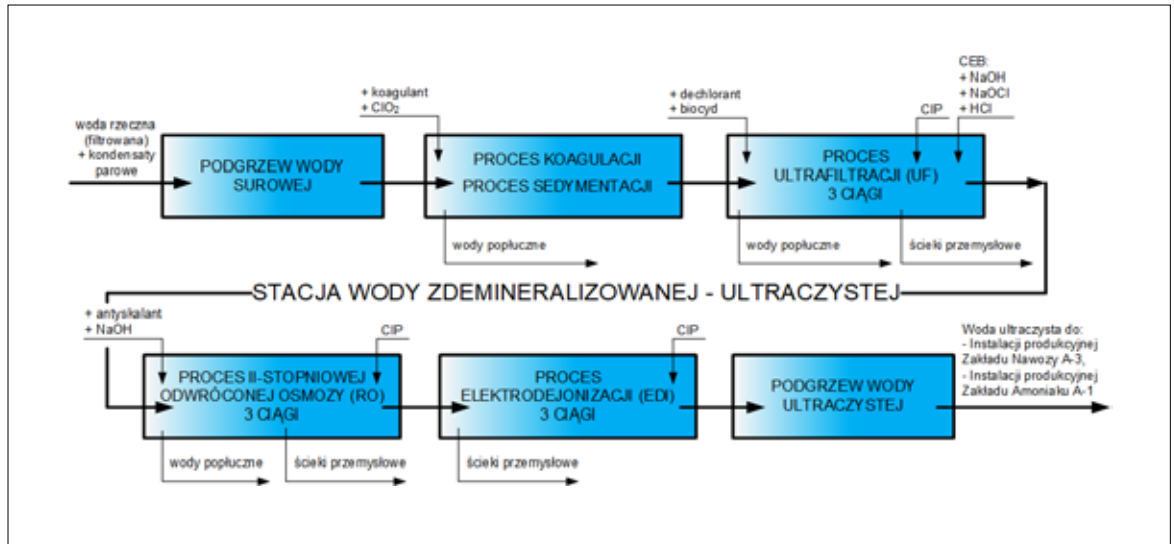
Wstępna obróbka wody surowej

Pierwszym etapem produkcyjnym jest WPWS – wstępny podgrzew wody surowej – jego celem jest przyspieszenie procesu koagulacji. Układ podgrzewu składa się z trzech wymienników płyto-szczelinowych, pracujących w trybie 2+1. Woda

RYS. 1
Schemat instalacji Stacji Demineralizacji Wody



RYS. 2
Schemat instalacji
Stacji Wody
Zdemineralizowanej
– Ultraczystej



PIERWSZYM ETAPEM
produkcyjnym jest WPWS
– wstępny podgrzew wody surowej



WĘZEŁ
ultrafiltracji

rieczna, w zależności od potrzeb, pobierana jest w ilość maks. 250 m³/h. W celu ograniczenia poboru wody rzecznej wykorzystywane są kondensaty parowe z nowych jednostek nawozowych oraz z węzła podgrzewu wody zdemineralizowanej – ultraczystej.

Medium grzewczym jest woda powrotna z obiegu chłodniczego odbierającego ciepło z instalacji amoniaku, o przepływie maks. 300 m³/h.

Podgrzana woda rzeczna kierowana jest na węzeł koagulacji i sedymentacji, w celu usunięcia z niej wszystkich substancji mających negatywny wpływ na efektywność działania węzłów UF oraz RO. Powyższy proces realizowany jest na dwóch separatorach lamelowych. W zależności od wartości pomiarów mętności NTU oraz pH, mierzonych on-line, dozowana jest odpowiednia ilość koagulantu oraz dwutlenku chloru. Rolą koagulantu jest destabilizacja koloidu, wytwo-

wienie tzw. kłaczków i zainicjowanie procesu ich aglomeracji o większej zdolności do sedymentacji. Z kolei rolą dwutlenku chloru jest wstępna dezynfekcja wody, zmniejszenie ilości żelaza, manganu oraz substancji organicznych. Wysedymentowany osad opada na dno separatorów i przy użyciu układu zgarniaczy oraz pomp ślimakowych kierowany jest do kanalizacji deszczowej.

Sklarowana woda kierowana jest bezpośrednio do dwóch zbiorników magazynowych o poj. roboczej 2 x 55m³. Jej dystrybucję do węzła UF umożliwia układ trzech pomp wyposażonych w falowniki – jedna pompa dedykowana jest jednemu ciągowi UF.

Węzeł ultrafiltracji

Węzeł UF składa się z trzech ciągów – każdy jest zbudowany z 16 modułów. UF ma za zadanie zmniejszyć ilość zawiesin i bakterii, zatrzymać wysokocząstecz-



kowe frakcje naturalnej materii organicznej, a także zmniejszyć mętność wody. Tryb pracy ciągów UF zależy od poziomu wyprodukowanej wody w zbiornikach UF. Parametry wody UF monitorowane są on-line poprzez pomiar mętności NTU oraz potencjału redox.

Do prawidłowego funkcjonowania membran UF niezbędne jest chemiczne płukanie wsteczne w trybie automatycznym (tzw. CEB Chemical Enhanced Backwash). Powyższy proces pozwala na usunięcie z powierzchni modułów substancji organicznych, związków koloidalnych, biofoulingu oraz soli nieorganicznych.

Wyprodukowana woda ultrafiltrowana magazynowana jest w dwóch zbiornikach o poj. roboczej 2 x 40 m³. Jej dystrybucję do węzła RO umożliwia układ trzech pomp – jedna pompa dedykowana jest jednemu ciągowi RO-I. Dodatkowo, dla zabezpieczenia membran RO, na kolektorze zasilającym oba zbiorniki został podłączony układ dozujący dechlorant i biocyd.

Membranowy układ demineralizacji

Kolejnym węzłem produkcyjnym jest membranowy układ demineralizacji wykorzystujący proces dwustopniowej RO, składający się z trzech ciągów wyposażonych w pompy wysokiego ciśnienia odpowiednio dla I i II stopnia. Proces odwróconej osmozy powoduje usunięcie z wody większości jonów, krzemionki i substancji organicznych. Odzysk wody po I stopniu RO oscyluje w granicach 75%. W celu zapobiegania wytrącania się soli nieorganicznych na

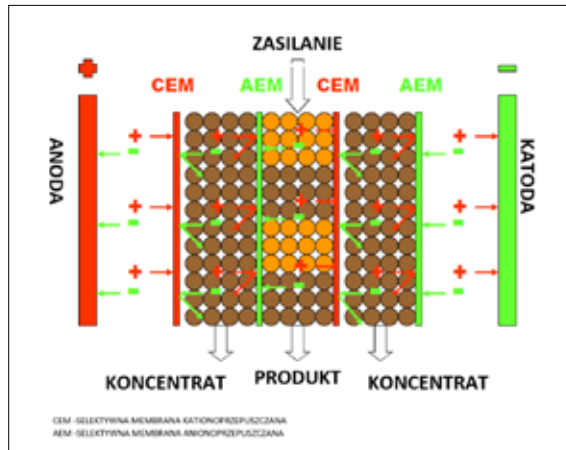
powierzchni membran przed I stopniem RO dozowany jest antyskalant.

Odzysk wody po II stopniu RO wynosi 90% – retentat kierowany jest do zbiorników wody ultrafiltrowanej. W celu usunięcia gazowego CO₂, powstałego na etapie koagulacji, konieczne jest dodanie do permeatu przed II stopniem RO NaOH – wzrost pH powoduje przejście gazowego CO₂ do postaci jonów HCO₃⁻ oraz CO₃²⁻, które są usuwane na II stopniu RO wraz z innymi jonami i związkami organicznymi. Parametry permeatu po I stopniu RO monitorowane są on-line poprzez pomiar przewodności i pH. Retentat po I stopniu RO jest zrzucany do kanalizacji przemysłowej. Parametry permeatu po II stopniu RO monitoruje się on-line poprzez pomiar przewodności.

Ostatnim etapem w procesie demineralizacji wody jest elektrodejonizacja, która łączy w sobie technologię membran półprzepuszczalnych z zastosowaniem wymiennicy jonowych, efektem czego jest produkcja wody o bardzo wysokiej jakości. W procesie elektrodejonizacji usuwane są z wody jony, krzemionka, dwutlenek węgla i zjonizowane substancje organiczne. Węzeł EDI składa się z trzech ciągów o wydajności 3 x 50 m³/h. Permeat po EDI kierowany jest do głównego zbiornika wody ultraczystej, natomiast retentat zawracany do zbiorników wody UF. Parametry wody monitorowane są on-line poprzez pomiar przewodności.

Wykorzystanie prądu elektrycznego oraz specjalnych półprzepuszczalnych membran pozwala

SCHEMAT
przedstawiający
zasadę działania
procesu
elektrodejonizacji



na segregację jonów w zależności od ich ładunku elektrycznego. Prąd elektryczny jest również używany do ciągłej regeneracji żywic jonowymiennych, eliminując w ten sposób potrzebę okresowej regeneracji chemicznej.

Węzeł podgrzewu

Woda zdeminielizowana – ultraczysta magazynowana jest w zbiorniku o poj. roboczej 1000 m³. Dla utrzymania wymaganych parametrów wody, zbiornik został wyposażony w instalację do wytwarzania poduszki azotowej nad lustrem cieczy. Parametry wody monitorowane są on-line poprzez pomiar przewodności, pH, zawartości krzemionki oraz OWO. Dystrybucja wody odbywa się za pomocą układu trzech pomp o wydajności 3 x 50 m³/h, wyposażonych w falowniki.

WĘZEŁ
podgrzewu wody
zdeminielizowanej



ANWIL NA KONGRESIE GOSPODARKI WODNO-ŚCIEKOWEJ

25-26.10.2022 r. w Toruniu odbył się XVI Kongres Gospodarki Wodno-Ściekowej, podczas którego ANWIL występował w roli Gospodarza Honorowego.



Przez dwa dni specjaliści branży dyskutowali o aspektach środowiskowych, gospodarce zrównoważonego rozwoju, optymalizacji i innowacjach. Zwieńczeniem eventu było zaproszenie uczestników na teren zakładu produkcyjnego we Włocławku.

ANWIL miał duży wkład ekspercki w przebieg kongresu.

Wśród otwierających wydarzenie był Marcin Lemański, dyrektor Obszaru Energetyki i Gospodarki Wodno-Ściekowej, z kolei z prezentacjami wystąpili: Piotr Kaniewski (kierownik Wydziału Sieci i Gospodarki Ściekowej) oraz Michał Korczak (inżynier procesów produkcyjnych na Wydziale Przygotowania Wody i Stokażu Amoniak). Pierwszy z prelegentów mówił o modernizacji Oczyszczalni Ścieków Przemysłowych w ANWILU, przedstawił m.in. poprzednio stosowaną technologię, opis technologii po jej modernizacji, jak również aktualny stopień zaawansowania prac nad dalszymi udoskonaleniami. Druga prelekcja dotyczyła instalacji deminielizacji wody wraz z instalacją wody ultraczystej.

Woda docelowo kierowana jest do węzła podgrzewu, gdzie zostaje podgrzana do temp. 40-50°C, a następnie przesyłana w kierunku nowych jednostek nawozowych. Istnieje także możliwość tłoczenia wody do istniejącej Stacji Deminielizacji.

Węzeł podgrzewu wody zdeminielizowanej składa się z wymiennika płaszczowo-rurowego zasilanego parą 0,35 MPa, o temperaturze 170-195°C. Temperatura podgrzewu wody regulowana jest zaworem automatycznym, którego praca zależy od poziomu wypełnienia wymiennika kondensatem pary oraz temperaturą wody ultraczystej.

Kondensat kierowany jest do strumienia wody rzecznej zasilającej węzeł koagulacji. Parametry wody monitorowane są on-line poprzez pomiar przewodności, temperatury i ciśnienia.

W celu potwierdzenia parametrów jakościowych wody po każdym węźle produkcyjnym wykonywane są cyklicznie analizy laboratoryjne. ■

Wyprzedzimy normatywy o kilka lat

– Finalizowana budowa nowej oczyszczalni ścieków to jedna z największych instalacji tego typu w Europie, z imponującą liczbą membran podciśnieniowych. Dzięki niej wyprzedzimy pewne normatywy o kilka lat – podkreśla **Jakub Karwaszewski**, kierownik Zakładu Gospodarki Energetycznej i Wodno-Ściekowej w ANWILU.

PRZEMYSŁAW PŁONKA: Jakie jest obecnie największe wyzwanie ANWILU w zakresie gospodarki wodno-ściekowej?

JAKUB KARWASZEWSKI: Ostatnie lata są okresami coraz dotkliwszych susz hydrologicznych. Każdy zbliżający się czas zimowy jest więc dla nas bardzo trudny. I choć co roku wykonujemy czynności serwisowe na ujęciu wody, to miesiące zimowe są dla nas szczególnie wymagające.

Martwi nas więc niski poziom wody w Wiśle i z tym też wiąże się nasze największe wyzwanie. Przystępujemy mianowicie do bardzo dużego projektu – odtworzenia ujęcia wody z rzeki. Przez ostatnie 30-40 lat poziom wody w Wiśle obniżył się, a nasze ujęcie wody wraz z pompownią pozostało bez zmian. Z tego powodu, przy niskich stanach wody, mogą występować problemy z jej poborem. Planujemy zatem budowę nowego ujęcia i nowej pompowni. To bardzo kosztowna inwestycja, jednak konieczna.

Mówi pan o planach na przyszłość, natomiast wiele inwestycji w obszarze wody i ścieków już wykonaliście.

Rzeczywiście. Kończymy obecnie modernizację oczyszczalni. Naszym celem jest redukcja związków azotów oraz zwiększenie stopnia redukcji ChZT. Omawiany projekt to jedna z największych instalacji tego typu w Europie, z imponującą liczbą membran podciśnieniowych. Dzięki niej wyprzedzimy standardowe normatywy o kilka lat.

Skoro mowa o przyszłości. Jaka powinna być oczyszczalnia dostosowana do wymogów, jakie pojawią się za kilka, kilkanaście lat?



foto: BMP

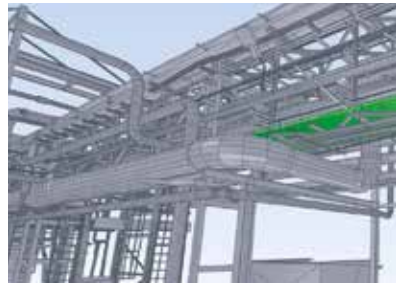
JAKUB KARWASZEWSKI
kierownik Zakładu
Gospodarki
Energetycznej
i Wodno-Ściekowej
w ANWILU

Z pewnością cała część wodno-ściekowa musi spełniać wymogi gospodarki obiegu zamkniętego. W tym celu rozważamy w ANWILU projekt ograniczający zużycie wody w zakresie bardzo podobnym do projektu „Blue Bridge”, jaki realizowany jest w ORLENIE.

Rozmawiał Przemysław Płonka,
redaktor naczelny BMP



Bezpieczeństwo wielowymiarowe



Specjalistyczne usługi dla przemysłu

- Czyszczenie wysokociśnieniowe
- Odkurzanie obiektów przemysłowych
- Dekontaminacja wielkogabarytowych zbiorników magazynowych i instalacji procesowych
- Degazyfikacja – neutralizacja niebezpiecznych gazów
- Podciśnieniowy załadunek i transport materiałów niebezpiecznych
- Prace w strefach EX

Nowe technologie jako element zwiększenia bezpieczeństwa infrastruktury przemysłowej

- Stacjonarne i mobilne skanowanie laserowe 3D
- Technologia AR jako wsparcie utrzymania infrastruktury podziemnej
- Modelowanie 3D i BIM
- Ewidencja majątku w procesach paszportyzacji
- Budowa repozytoriów danych i analizy przestrzenne instalacji
- Digitalizacja dokumentacji technicznej

RECYKLING PANELI FOTOWOLTAICZNYCH

dr Jakub Lach

Sieć Badawcza Łukasiewicz-Institut Chemii Przemysłowej
imienia Profesora Ignacego Mościckiego

Ogniwa fotowoltaiczne, obok siłowni wiatrowych czy źródeł geotermalnych, stanowią podstawę OZE. Jednocześnie zwiększone wykorzystanie energii fotowoltaicznej będzie generowało w przyszłości znaczne ilości odpadów fotowoltaicznych – w samej Unii Europejskiej prognozuje się ich w 2050 r. 12 mln ton.

W ostatnich latach zarówno w Europie, jak i na świecie, obserwuje się wiele inicjatyw ekologicznych, których celem jest transformacja energetyczna gospodarki i ostatecznie – osiągnięcie neutralności klimatycznej. Unia Europejska w Europejskim Zielonym Ładzie zakłada, że do 2050 r. jej gospodarka ma ograniczyć emisję gazów cieplarnianych do ilości, które jest w stanie wychwycić w innych procesach^{1,2}.

Istotnym elementem pakietu środków koniecznych do redukcji emisji gazów cieplarnianych i realizacji unijnych ram polityki klimatyczno-energetycznej jest zwiększone stosowanie odnawialnych źródeł energii (OZE). Jednym z głównych elementów OZE jest produkcja energii z promieniowania słonecznego (np. poprzez ogniwa fotowoltaiczne). Jednocześnie zwiększone wykorzystanie energii fotowoltaicznej będzie

związane z generacją w przyszłości znacznych ilości odpadów ze zużytych paneli fotowoltaicznych. Wytwarzane odpady muszą być odpowiednio zagospodarowane, zgodnie z obowiązującymi w Unii Europejskiej przepisami³. Właściwe prowadzenie procesu recyklingu odpadów jest ważnym zagadnieniem zarówno ze względów środowiskowych, jak i ekonomicznych.

Wzrost liczby paneli fotowoltaicznych to wzrost ilości odpadów

W Polsce w latach 2010-2015 udział energii pochodzącej z odnawialnych źródeł energii w krajowym zużyciu energii elektrycznej wzrósł z 8,3% do 11,9%, a w 2020 roku wynosił już 16,1%. Analizy przeprowadzone w oparciu o dane z lat 2015-2016 świadczą, że roczny wzrost produkcji energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii wynosił 15,5% w przypadku

energetyki wiatrowej i aż 118,5% dla źródeł fotowoltaicznych⁴. Aktualne prognozy wskazują, że do 2030 roku łączna moc instalacji fotowoltaicznych w Polsce osiągnie ok. 7,3 GW². Podobną tendencję gwałtownego rozwoju technologii fotowoltaicznych obserwuje się na całym świecie. W roku 2015 globalna sumaryczna moc instalacji fotowoltaicznych wyniosła 222 GW i wykazywała bardzo wyraźną tendencję rozwojową. Międzynarodowa Agencja Energii Odnawialnej IRENA szacuje, że moc takich instalacji wyniesie ok. 1630 GW w roku 2030, ok. 2900 GW w roku 2040, a w roku 2050 przekroczy 4500 GW⁵.

Z oczywistych względów ze wzrostem światowego rynku fotowoltaicznego skorelowany jest wzrost liczby wycofanych z eksploatacji (zużytych i uszkodzonych) paneli fotowoltaicznych, czyli odpadów fotowoltaicznych. Przyrost ilości odpadów jest przesunięty w stosunku do ich wprowadzania na rynek, co wynika z czasu pracy paneli wynoszącego ok. 25-30 lat. W roku 2016 globalny strumień odpadów fotowoltaicznych osiągnął blisko 0,25 mln ton, co stanowiło wtedy mniej niż 1% masy wszystkich zainstalowanych paneli. Strumienie odpadów fotowoltaicznych będą jednak w najbliższych latach wyraźnie rosły. Prognozy wskazują, że w roku 2030 ilość powstałych odpadów fotowoltaicznych osiągnie od 0,4 mln do 1,2 mln ton, natomiast dwie dekady później (w 2050 r.) wartość ta będzie znajdowała się w przedziale 5,5-6,0 mln ton⁵. Przy założeniu, że w latach 50. XXI wieku roczna produkcja nowych instalacji wyniesie ok. 6,7 mln ton, strumień generowanych odpadów przekroczy więc 80% masy nowych instalacji. W samej Unii Europejskiej w 2022 r. dostępne do recyklingu było 350 tys. ton odpadów fotowoltaicznych, a w roku 2050 kumulatywnie powinno być to już ok. 12 mln ton. Powstawanie odpadów tego typu jest zatem zagadnieniem koniecznym do uwzględnienia w trakcie zachodzącej transformacji energetycznej.

Wiele rodzajów ogniw fotowoltaicznych

Ogniwa fotowoltaiczne dziś już nie są monolitem o jednym składzie i jednym typie konstrukcji. Ze względu na rodzaj stosowanych materiałów oraz zasadę działania ogniwa te można podzielić na cztery podstawowe grupy: ogniwa I generacji (krystaliczne), II generacji (cienkowarstwowe), a także III i IV generacji.

Najstarsze, dobrze sprawdzone ogniwa I generacji opierają się na wykorzystaniu do konstrukcji krystalicznego krzemu lub arsenku galu. W ogniwach II generacji stosuje się materiały, takie jak: tellurek kadmu (CdTe), układy półprzewodnikowe na bazie mieszaniny miedzi, indu, galu i selenu (CIGS) lub krzem amorficzny. Ogniwa te charakteryzują się dużo mniejszą grubością (poniżej 0,1 mm) i jednocześnie większą elastycznością niż wcześniejsza generacja. Ogniwa III generacji obejmują szeroką grupę bazującą na nowszych materiałach nanostrukturalnych

lub organicznych, do której należy zaliczyć: ogniwa barwnikowe, ogniwa polimerowe, ogniwa z kropkami kwantowymi czy układy półprzewodnikowe wykorzystujące metale ciężkie (np. perowskity oparte na ołowiu). Obecnie prowadzone są badania nad rozwojem ogniw najnowszej, IV generacji, obejmujących hybrydowe materiały nieorganiczne i organiczne. Wiele z rozwijanych technologii fotowoltaicznych znajduje się na etapie badań lub prac wdrożeniowych i wymaga dopracowania przed pełną komercjalizacją.

Dzisiaj zdecydowanie największy udział w rynku paneli fotowoltaicznych mają wciąż systemy bazujące na ogniwach I generacji (ok. 73%), natomiast za pozostałą część rynku odpowiadają w większości ogniwa II i III generacji (odpowiednio ok. 10% i ok. 16%). Niemniej przewiduje się, że już w 2030 roku udział ogniw I generacji spadnie do ok. 45% i spadek ten w zdecydowanej większości wyniknie z zajmowania rynku przez ogniwa III generacji⁶. Ze względu na żywotność ogniw na poziomie 30 lat obecnie wciąż zdecydowana większość powstających odpadów fotowoltaicznych zawiera ogniwa I generacji, w przyszłości sytuacja ta będzie się jednak zdecydowanie zmieniać.

Dzisiejsze technologie recyklingu

Mając na uwadze prognozowany wzrost ilości odpadów fotowoltaicznych, konieczne jest wypracowanie wydajnych i ekonomicznych metod recyklingu, które pozwolą na minimalizację wpływu odpadów na środowisko naturalne, jak również odzysk cennych surowców. Ze względu na zróżnicowanie ogniw fotowoltaicznych skład uogólnionego strumienia ich odpadów jest dość zmienny. Obecnie głównym składnikiem odpadów fotowoltaicznych jest szkło (77-97%). Ponadto zawierają one takie składniki, jak: aluminium (do 10%), materiały polimerowe, głównie EVA (poli(etylen-co-octan winylu)) (3-11%), krzem (do 5%), miedź (do 2%), materiały półprzewodnikowe (do 1%) oraz w mniejszych ilościach metale, takie jak cynk, nikiel, ołów, cyna czy srebro^{5,7}.

Generalnie recykling odpadów fotowoltaicznych wykorzystuje różne kombinacje procesów mechanicznych, termicznych i chemicznych^{7,8}. W celu odzyskania bardziej wartościowych elementów konieczne jest usunięcie lepiszczy polimerowych i odseparowanie szkła od pozostałych warstw ogniw fotowoltaicznych (tzw. delaminacja). W trakcie procesów mechanicznych pierwszym etapem jest demontaż zewnętrznych elementów panelu i jego dalsza obróbka mechaniczna, mająca na celu rozdrobnienie i homogenizację materiału. Materiał taki jest sortowany i separowany na frakcje. Metody termiczne, np. piroliza, są stosowane w celu usunięcia plastików i łatwiejszą separację pozostałych frakcji, np. szkła i metali. Alternatywnie w tym celu stosuje się środki chemiczne w postaci np. kwasów mineralnych czy odczynników organicznych dobranych do używanych w panelach polimerów. Również ogniwa cienkowar-



Fot. Materiały własne autora

INSTALACJE FOTOWOLTAICZNE

stają się coraz częstszym elementem krajobrazu Polski i istotna jest kwestia ich odpowiedniego zagospodarowania po okresie użytkowania

stwowe mogą być obrabiane poprzez kombinację odpowiednio zmodyfikowanych metod mechanicznych, termicznych i chemicznych. Frakcje uzyskane po zakończeniu wymienionych etapów mogą być skierowane do dalszych procesów oczyszczania i odzysku, np. chemicznych, elektrochemicznych czy hutniczych. W dzisiejszej praktyce dalsza obróbka wydzielonych frakcji jest ograniczona do głównych komponentów, a procesy odzysku bardziej wartościowych elementów o mniejszych zawartościach w panelu są dopiero na etapie badań i rozwoju.

Kierunki dalszego rozwoju recyklingu

Większość stosowanych dziś komercyjnych technologii recyklingu odpadów fotowoltaicznych została dostosowana do głównej części ogniw wycofywanych z użytkowania, czyli ich I generacji. Odzysk materiały jest prowadzony względem głównych komponentów masowych paneli, czyli szkła oraz łatwych do rozdziału elementów miedzianych i aluminiowych. Z drugiej strony ponad 60% wartości materiałów w zużytych panelach fotowoltaicznych stanowi krzem oraz srebro, charakteryzujące się wysoką ceną w przeliczeniu na jednostkę masy. Obecnie ważnym kierunkiem rozwoju technologii recyklingu fotowoltaiki jest zatem prowadzenie badań w zakresie opracowania efektywnych i tanich metod odzysku dodatkowych składników ogniw. Ponadto przewidywane zmiany na rynku paneli fotowoltaicznych, wdrażanie nowoczesnych materiałów konstrukcyjnych będzie wymuszało wprowadzanie nowych technik recyklingu w dalszej perspektywie czasowej.

Ważnym aspektem przy rozpowszechnianiu się nowszych komponentów może być ich potencjalna wyższa toksyczność, np. dla materiałów bazujących na metalach ciężkich. Odpowiednia obróbka takich odpadów jest wówczas szczególnie istotna ze względów środowiskowych. Dodatkową kwestią jest również ograniczona dostępność części materiałów (np. telluru, indu). Prognozowane wzrosty produkcji sugerują, że obecnie dostępne źródła takich pierwiastków

są niewystarczające i niezbędne będzie zwiększenie ich zasobów, np. poprzez ich recykling i ponowne wykorzystanie w produkcji ogniw fotowoltaicznych.

Zakładany dynamiczny rozwój rynku fotowoltaicznego będzie skutkował generacją znacznych ilości odpadów i koniecznością ich zagospodarowania, jak również wymagał znacznych ilości surowców do ich produkcji. W celu rozwoju produkcji paneli w obrębie Unii Europejskiej, ograniczenia uzależnienia od łańcuchów dostaw i krajów spoza Europy, konieczny jest rozwój dodatkowych mocy produkcyjnych i zapewnienie im wystarczających dostaw surowców. Również w tym kontekście ważny staje się odzysk surowców z odpadów fotowoltaicznych. Dalszy postęp technologii recyklingu fotowoltaiki jest wymagany także do dostosowania się do zachodzących zmian na rynku i efektywne przetwarzanie paneli nowych generacji.

Uzupełniającym zagadnieniem umożliwiającym ograniczenia ilości powstających odpadów jest także zwiększenie możliwości naprawy paneli i ich ponownego zastosowania w ramach tzw. drugiego życia. Obserwując dzisiejszą sytuację na rynku fotowoltaicznym, ciągły rozwój technologii związanych z recyklingiem wydaje się niezbędny do ograniczenia ilości powstających odpadów, rozwoju gospodarki o obiegu zamkniętym, prowadzącej do efektywniejszego wykorzystywania dostępnych zasobów oraz racjonalnego rozwoju energetyki w Europie.

Przypisy

- ¹ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych, Dz. Urz. UE L 328 z 21.12.2018, str. 82.
- ² I. Kougias, N. Taylor, G. Kakoulaki, A. Jager-Waldau, The role of photovoltaics for the European Green Deal and the recovery plan. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 144 (2021) 111017.
- ³ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2008/98/WE z dnia 19 listopada 2008 r. w sprawie odpadów oraz uchylająca niektóre dyrektywy, Dz. Urz. UE L 312 z 22.11.2008, str. 3.
- ⁴ Raport: Stan energetyki wiatrowej w Polsce w 2016 roku, Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej, 2017.
- ⁵ Raport: End-of-life Management. Solar Photovoltaic Panels, IRENA International Renewable Energy Agency, 2016.
- ⁶ Md. S. Chowdhury, K. S. Rahman, T. Chowdhury, N. Nuthammachot, K. Techato, Md. Akhtaruzzaman, S. K. Tiong, Ka. Sopian, N. Amin, An overview of solar photovoltaic panels' end-of-life material recycling. *Energy Strategy Reviews* 27 (2020) 100431.
- ⁷ R. Deng, N. L. Chang, Z. Ouyang, C. M. Chong, A techno-economic review of silicon photovoltaic module recycling. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 109 (2019) 532-550.
- ⁸ J. Tao, S. Yu, Review on feasible recycling pathways and technologies of solar photovoltaic modules. *Solar Energy Materials & Solar Cells* 141 (2015) 108-124. ■

EXCELLENCE SOLUTIONS

Welcome to the World of Process Analytics

pH

ORP

Cond

CO₂

DO

TCD

Cell
Density

VCD

Hamilton Bonaduz AG
CH-7402 Bonaduz, Switzerland
contact.pa.ch@hamilton.ch
www.hamiltoncompany.com

HAMILTON 
THE MEASURE OF EXCELLENCE®



Fot. 123rf

ZARZĄDZANIE KOMPATYBILNOŚCIĄ ROP NAFTOWYCH

Dagmara Aptowicz

dyrektor ds. wsparcia technologicznego produkcji,
Rafineria Gdańska Sp. z o.o.

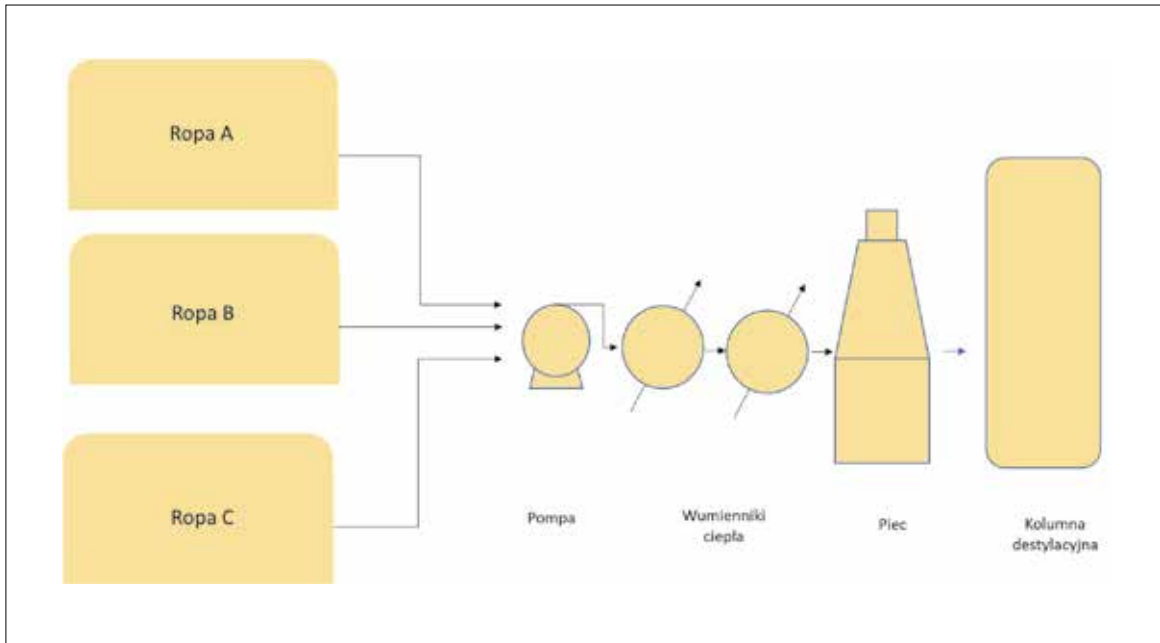
Krzysztof Bambinek

inżynier ds. technologii paliw,
Rafineria Gdańska Sp. z o.o.

Przerób ropy naftowej przy obecnych warunkach geopolitycznych wymaga od rafinerii dywersyfikacji źródeł dostaw surowca. Nieodzownym problemem jest w takiej sytuacji kontrola nad kompatybilnością dostaw ropy naftowych pochodzących z różnych kierunków.

Rafineria zaprojektowana w oparciu o charakterystyczną jakość przerabianego surowca i spektrum otrzymywanych produktów, w dzisiejszych czasach może nie być w pełni dostosowana do efektywnego przerobu ropy naftowej o odmiennym składzie węglowodorowym.

Ropa naftowa charakteryzuje się zmienną jakością, na którą istotny wpływ ma źródło pochodzenia, materia, z której powstała czy wiek geologiczny. Często, aby zastąpić optymalną ropę stanowiącą dominujący surowiec w zakładzie, wymagane jest mieszanie ze sobą kilku gatunków w celu uzyskania



RYS. 1
Schemat procesu magazynowania i zasilania instalacji w ropę

optymalnego wsadu. O ile rafinerie są w stanie dokładnie określić produktowy potencjał mieszanek rop naftowych, to natrafiają na trudności z procesowym aspektem ich przerobu. Mieszanie kilku do kilkunastu gatunków rop w celu optymalizacji uzysków powoduje destabilizację wewnętrznej równowagi każdej z nich, a częstym efektem ubocznym nieumiejętnego dobierania składowych mieszanki wsadowej jest wytrącanie się stałej frakcji asfaltenowej.

Ocena stabilności surowca

Współczesne rafinerie skupiają znaczną uwagę na ocenie stabilności surowca oraz kompatybilności mieszanin różnych gatunków rop. Przez stabilność rozumiemy zachowanie jednorodności bez wytrącania stałych cząstek lub rozwarstwiania. Kompatybilność natomiast to zdolność rop do tworzenia stabilnych mieszanin. Jak już wspomniano, mieszanie kilku do kilkunastu gatunków rop (w zbiorniku albo in-line – „w rurze”) może powodować destabilizację wsadu do instalacji destylacji atmosferycznej. W trakcie magazynowania, pompowania i podgrzewania ze wsadu może wytrącać się stała frakcja asfaltenowa, której cząstki przepływając przez układ wymienników ciepła (ang. *Preheat Train*, PHT), oblepiają ich wnętrze. Redukuje to efektywność wymiany ciepła do wsadu, które trzeba uzupełnić w piecu technologicznym i generuje dodatkowe koszty przy obecnych, rekordowo wysokich cenach energii.

Wytrącanie frakcji asfaltenowej

Obecnie dominują dwie teorie opisujące mechanizm wytrącania frakcji asfaltenowej z ropy naftowej pod wpływem czynników strącających [1]. Pierwsza zakłada występowanie asfaltenów jako miceli z adsorbowanymi na ich powierzchni żywicami. Micele

są stabilizowane w środowisku bogatym w związki aromatyczne [2]. Pojawienie się dużej ilości n-alkanów powoduje nieodwracalną destabilizację układu, rozpad otoczki żywicy i wypadnięcie asfaltenów z roztworu [1][3][4].

Druga teoria zakłada, że koagulacja asfaltenów zależy od warunków termodynamicznych i jest odwracalna. Asfalteny pozostają rozpuszczone w roztworze do momentu przekroczenia pewnych wartości krytycznych. Znajomość wpływu temperatury i ciśnienia na rozpuszczalność asfaltenów daje możliwość doboru składu mieszaniny rop pod kątem stabilności asfaltenów w ropie w warunkach prowadzenia procesu [1],[5]. Z założeń pierwszej teorii wynika jasno, że niebezpieczne pod kątem kompatybilności jest mieszanie rop zawierających znaczne ilości asfaltenów z ropami parafinowymi. Na przestrzeni lat podejmowano wiele prób opracowania skutecznego sposobu określania stabilności rop naftowych i kompatybilności ich mieszanin. Niestety, nie uzyskano w pełni skutecznej metody predykcji zachowania rop w trakcie przygotowania wsadu, jednak dokonano usystematyzowania wiedzy pozwalającej na dość dokładne modelowanie tego procesu.

Uzyskanie optymalnej mieszanki rop

W dzisiejszych realiach rynkowych normą stają się kilkuskładnikowe mieszaniny w pojedynczych zbiornikach, które są dalej mieszane ze sobą w kolektorze tłocznym pomp wsadowych (rys. 1). Niestety parki logistyczne większości rafinerii nie dają możliwości równoczesnego pompowania wielu gatunków rop z pojedynczych zbiorników. Uzyskanie optymalnej mieszanki rop do efektywnego przerobu stawia nie lada wyzwanie przed rafineriami. Z tego względu konieczne jest scharakteryzowanie rop naftowych



FOT. 1
Osad
skumulowany
w obrębie
płyty sitowej
wymiennika
ciepła

pod kątem kompatybilności już na etapie oceny potencjalnego zakupu. Proces prowadzony jest w taki sposób, aby w zbiornikach magazynowanych nie mieszać rop, które finalnie dadzą niekompatybilną mieszaninę.

Zasada mieszania „podobne z podobnym” kluczowa jest w przypadku rop „kłopotliwych”, gdzie gatunek idealnie pasujący pod kątem uzysków może mieć destabilizujący wpływ na inne przerabiane gatunki i w finalnym rozrachunku przynieść więcej szkody niż pożytku. Długookresowe przerabianie mieszanin niekompatybilnych rop może mieć katastrofalne skutki dla ekonomiki i bezpieczeństwa procesu. Niekontrolowana degradacja zdolności wymiany ciepła powoduje duże trudności w efektywnym planowaniu przerobu i uzyskaniu zadowalających wyników finansowych pracy instalacji. Szybki przyrost osadów na powierzchni wymiennika sprawia, że konieczne stają się częstsze postoje w celu wykonania mechanicznego czyszczenia. Rodzi to też dodatkowy problem obserwowany w rafineriach. Przy wprowadzeniu do przerobu ropy o teoretycznie wysokim potencjale stabilizującym (silny charakter aromatyczny) może dojść o wymycia osadów z wymiennika i przesunięcia w głąb ciągu technologicznego. Zaczyna się on kumulować m.in. na płytach sitowych wymienników (fot. 1), doprowadzając do znacznych oporów hydraulicznych i wymuszając natychmiastowe zatrzymanie instalacji. Jest to bardziej niebezpieczne niż powolna utrata efektywności wymiany ciepła, gdyż skutkuje

nieprzewidywalną i praktycznie natychmiastową utratą zdolności przerobowych.

Oznaczanie stabilności rop naftowych

W celu oznaczania stabilności rop naftowych i kompatybilności mieszanin, na przestrzeni lat opracowano różne metody badawcze. Ich przydatność i wiarygodność jest zróżnicowana w zależności od gatunków rop naftowych, parametrów procesowych oraz charakteru samej metody. Umiejętny ich dobór oraz interpretacja wyników są kluczowe do oceny stabilności rop naftowych i kompatybilności mieszanin.

Jednymi z wielu stosowanych są metody bazujące na analizie SARA (Saturates, Aromatics, Resins, Asphaltenes). Prace nad analizą składu grupowego ropy naftowej zapoczątkował zespół Jewella [6]. Określenie zawartości związków nasyconych, aromatycznych, żywic oraz asfaltenów (SARA) w ropie naftowej pozwala wyznaczyć jej teoretyczną stabilność. Poszczególne gatunki rop naftowych charakteryzują się odmienną zawartością wyżej wymienionych składników, co determinuje wpływ na ich stabilności oraz zdolność do tworzenia kompatybilnych lub niekompatybilnych mieszanin. Na bazie oznaczeń składu grupowego SARA bazują takie indeksy, jak CII (ang. *colloidal instability index*, CII), CSI, SI, SP, QQA, SCP [7].

Kolejną metodą opartą o metody analityczne jest Spot Test (ASTM D4740) [8]. Polega na badaniu porcji badanej substancji naniesionej na podkład z bibuły i kondycjonowanej przez 1 godzinę w piecu. Przez pojawienie się wytrąconych asfaltenów (w formie pierścienia o różnej intensywności) przypisuje się próbkę do jednej z pięciu grup stabilności. Rozwinięciem tej metody dla rop jest tzw. Shell Spot Test [9].

Największą popularność zyskała metoda zwana OCM (Oil Compatibility Model), zaproponowana przez zespół Irvina A. Whie. Bazuje ona na analizie dwóch parametrów: IN (Insolubility number) i SBN (solubility blending number). Stosunek SBN/IN opisuje stabilność ropy. Im jego wartość wyższa, tym wyższa jest stabilność ropy. Chociaż OCM dotyczy charakterystyki poszczególnych rop, Irvin A. Whie zaproponował kryterium wykorzystujące IN i SBN do wyznaczania granicznych udziałów rop w mieszaninie [10]. Mówi ono, że mieszanina rop jest stabilna, dopóki średni objętościowy współczynnik SBN dla mieszaniny rop pozostaje większy niż maksymalny IN rop z tej mieszaniny [11].

$$(S_{BN})_{blend} > I_{N_{MAX}}$$

Poza metodami analitycznymi powstało także wiele metod termodynamicznych opierających się na matematycznym opisie interakcji zachodzących na poziomie molekularnym. Celem twórców było i pozostaje stworzenie możliwie prostego równania opisującego zależności pomiędzy cząstkami w założonych granicach modelu. Przykładami są

tu Regular Solution Model (RSM), Perturbed Chain Statistical Associating Fluid Theory (PC SAFT), teoria Flory – Huggins (FH), model Yen-Mullins, Cubic Plus Association Equation of State (CPA EoS) [12][13][14][15]. Z uwagi na odmienne właściwości fizykochemiczne rop naftowych zaleca się prowadzenie badań kombinacją różnych metod badawczych, dobranych do gatunków rop i ich mieszanin. Przyjęto, że do oceny należy stosować co najmniej dwie zróżnicowane metody badawcze. Kluczowym jest dobór metod do właściwości fizykochemicznych rop, przykładowo w zależności od zawartości frakcji asfaltenowej.

Każda z powyższych metod ma swoje mocne i słabe strony. Ich pomoc w ocenie potencjału przerobu ropy jest nieoceniona, a ich ciągle powiększająca się pula świadczy o zapotrzebowaniu na wysoką jakość wyników uzyskiwanych z analiz. Jednak mając na uwadze ich niedoskonałości, koniecznością jest także dodatkowy monitoring pracy instalacji i ocena wpływu przerabianych mieszanek na efektywność przerobu.



O ile rafinerie są w stanie dokładnie określić produktowy potencjał mieszanek rop naftowych, to natrafiają na trudności z procesowym aspektem ich przerobu

Jak wspomniano, największym zagrożeniem związanym z kompatybilnością rop jest spadek efektywności wymiany ciepła w PHT. Parametrem pomocnym w analizie tego wskaźnika jest LMTD (ang. *Logarithmic Mean Temperature Difference*; średnia logarytmiczna różnica temperatur). Ze względu na swoją prostotę jest powszechnie stosowany do bieżącego monitoringu zmian wymiany ciepła w wymienniku. Kolejnym przydatnym wskaźnikiem jest nFIT (Normalized Furnace Inlet Temperature). To parametr porównawczy, którego celem jest obserwacja zmiany temperatury strumienia ropy na wejściu do pieca technologicznego (po opuszczeniu PHT). Wykorzystujemy do tego zestaw analiz spadku efektywności wymiany ciepła (foulingu). W celu przyspieszenia ww. analiz przydatne są symulatory procesowe, takie jak PertSIM, Hysys, UniSIM, które nie tylko pozwalają na automatyzację pomiarów, ale wspomagają analizę uzyskanych wyników.

Przy ciągłej niepewności rynków i zmianach marż produktowych ograniczenie przestojów i efektywność energetyczna stają się filarem opłacalności

przerobu ropy naftowej. Wzrost foulingu wymienników w trakcie przerobu atrakcyjnej cenowo ropy może całkowicie zniwelować opłacalność przerobu. Możliwość szybkiego określenia stabilności różnych gatunków rop naftowych oraz kompatybilności ich mieszanin może przynieść firmie znaczące korzyści i przewagę konkurencyjną na trudnym rynku rafineryjnym.

Literatura

- [1] Chruszczyk, D., & Boczkaj, G. (2016). Agregacja, koagulacja i wytrącanie się asfaltenów ze strumieni procesowych – przegląd literatury. (Aggregation, coagulation, and precipitation of asphaltenes from process streams – a literature review). *Nafta-Gaz*, 72(4), 294-299.
- [2] Sedghi, M., & Goual, L. (2010). Role of resins on asphaltene stability. *Energy and Fuels*, 24(4),
- [3] Mohammadi, A. H., Eslamimanesh, A., & Richon, D. (2012). Monodisperse thermodynamic model based on chemical + Flory-Huggins polymer solution theories for predicting asphaltene precipitation. *Industrial and Engineering Chemistry Research*, 51(10), 4041-4055.
- [4] Duran, J. A., Schoegg, F. F., & Yarranton, H. W. (2019). Kinetics of asphaltene precipitation/aggregation from diluted crude oil. *Fuel*, 255(July), 115859.
- [5] Rodríguez, S., Ancheyta, J., Guzmán, R., & Trejo, F. (2016). Experimental Setups for Studying the Compatibility of Crude Oil Blends under Dynamic Conditions. *Energy and Fuels*, 30(10), 8216-8225.
- [6] Jewell, D. M., Albaugh, E. W., Davis, B. E., & Ruberto, R. G. (n.d.). Integration of Chromatographic and Spectroscopic Techniques for the Characterization of Residual Oils.
- [7] Guzmán, R., Ancheyta, J., Trejo, F., & Rodríguez, S. (2017). Methods for determining asphaltene stability in crude oils. *Fuel*, 188, 530-543.
- [8] Bissada, K. K. A., Tan, J., Szymczyk, E., Darnell, M., Mei, M., & Zhou, J. (2016). Group-type characterization of crude oil and bitumen. Part I: Enhanced separation and quantification of saturates, aromatics, resins and asphaltenes (SARA). *Organic Geochemistry*, 95, 21-28.
- [9] Schermer, W. E. M., Melein, P. M. J., & Van Den Berg, F. G. A. (2004). Simple techniques for evaluation of crude oil compatibility. *Petroleum Science and Technology*, 22(7-8), 1045-1054.
- [10] Wiehe, Irwin A., & Kennedy, R. J. (2000a). Application of the oil compatibility model to refinery streams. *Energy and Fuels*, 14(1), 60-63.
- [11] Evdokimov, I. N. (2010). The importance of asphaltene content in petroleum III-New criteria for prediction of incompatibility in crude oil blends. *Petroleum Science and Technology*, 28(13), 1351-1357.
- [12] Tharanivasan, A. K., Svrcak, W. Y., Yarranton, H. W., Taylor, S. D., Merino-Garcia, D., & Rahimi, P. M. (2009). Measurement and modeling of asphaltene precipitation from crude oil blends. *Energy and Fuels*, 23(8), 3971-3980.
- [13] Daryasafar, A., Masoudi, M., Kord, S., & Madani, M. (2020). Evaluation of different thermodynamic models in predicting asphaltene precipitation: A comparative study. *Fluid Phase Equilibria*, 514, 112557.
- [14] Wang M, Hao Y, Islam M. R., Chen C. C. (2016). Aggregation Thermodynamics for Asphaltene Precipitation. *AIChE Journal*, 62(4), 1254-1264.
- [15] Arya, A., Liang, X., Von Solms, N., & Kontogeorgis, G. M. (2017). Modeling of Asphaltene Precipitation from Crude Oil with the Cubic Plus Association Equation of State. *Energy and Fuels*, 31(2), 2063-2075. ■

PERSPEKTYWY DLA PŁYWAJĄCYCH TERMINALI FSRU

dr inż. Andrzej Sikora

Instytut Studiów Energetycznych Sp. z o. o.

W ciągu ostatniej dekady pływający terminal LNG (ang. Floating Storage Regasification Unit FSRU), służący do regazyfikacji, magazynowania i transportu morskiego gazu ziemnego, dał się poznać jako bardzo obiecująca technologia morska¹.

FSRU – pływające jednostki magazynowania i regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego pod każdym względem działają podobnie jak lądowy terminal regazyfikacyjny. Najważniejszym argumentem do ich użycia jest cena, drugim szybkość, a właściwie elastyczność w sposobie ich używania. Wojna w Ukrainie, odcięcie dostaw rosyjskiego gazu spowodowały ich nagły brak na rynku, na którym zwyczajowo mieliśmy zawsze kilka takich jednostek wolnych, łatwo dostępnych. Dodatkowym, ważnym aspektem tego typu rozwiązania jest właśnie możliwość transportu LNG, a jednostki mogą na pokładzie odparowywać LNG (regazyfikacja) i dostarczać gaz ziemny za pośrednictwem specjalnie zaprojektowanych przybrzeżnych i nabrzeżnych urządzeń odbiorczych.

FSRU dostarczają regazyfikowany LNG pod wymaganym przez operatora ciśnieniem w rurociągu przy definiowanych przepływach technologicznych w zakresie od 1-1,5 mln m³ do nawet 25-27 mln m³ dziennie², zapewniając szybki i wygodny dostęp także do skokowych (szczytowych) dostaw gazu tak, że mogą być swobodnie integrowane z istniejącą infrastrukturą lądową. FSRU stanowi dobrą, elastycz-

ną opcją dostawy, nawet jeśli odległość od brzegu jest stosunkowo duża, a środowisko morskie zbyt nieprzyjazne. Wymagana jest tu natomiast dobra organizacja pracy, w tym dostępność i odpowiednie parametry gazociągu przesyłowego. Większość FSRU cumuje przy brzegu, ale znamy też lokalizacje niekorzystające z takiego rozwiązania (na rynku mamy także FLNG, czyli pływające terminale skraplające³, ale dziś nimi zajmować się nie będziemy).

Zalety

Opłacalność: w przeliczeniu na jednostkę energii, w większości przypadków pływające rozwiązanie do regazyfikacji jest bardziej opłacalne niż tradycyjne rozwiązanie lądowe (gazoport).

Oszczędność czasu: w okresie pokoju rozwiązanie pływające można było wdrożyć w ciągu jednego do trzech lat; przy terminalu lądowym to zwykle od czterech do sześciu lat. Obecnie mówimy o rekordowych 6-9 miesiącach, jak w przypadku Gasunie terminal w Eemshaven⁴ i Deutsche ReGas terminal Lubmin⁵.

Minimalny ślad środowiskowy i węglowy: obiekt do regazyfikacji na nabrzeżu lub na morzu wymaga mniejszego wykorzystania terenu niż terminal lądowy.

NAWET 27 MLN M³ LNG DZIENNIE

FSRU mogą dostarczać regazyfikowany LNG pod wymaganym przez operatora ciśnieniem w rurociągu przy definiowanych przepływach technologicznych w zakresie od 1-1,5 mln m³ do nawet 25-27 mln m³ dziennie²⁰



Fot. 123rf

wy, minimalizując w ten sposób wpływ na otaczające środowisko.

Pełna skalowalność: rozwiązania LNG dostępne są na małą skalę, jak i dla wielkoskalowych jednostek. LNG na małą skalę (tzw. ang. small scale LNG) stanowi skuteczne rozwiązanie w zakresie dostarczania gazu ziemnego konsumentom, którzy ze względu na warunki geograficzne lub niewielki popyt nie mają dostępu do sieci rurociągów.

- FSRU może działać jako centralny węzeł magazynowania LNG często z cumowaną równolegle jednostką FSU (pływający magazyn LNG).
- FSRU rozładowuje także LNG na niewielkie zbiornikowce LNG przy użyciu technologii transferu STS – Ship To Ship, które mogą dystrybuować LNG do mniejszych (pobliskich) punktów poboru gazu ziemnego – rozwiązania stosowane np. we fiordach norweskich – lub do bunkrowania innych jednostek pływających.

FSRU w Zatoce Gdańskiej

We wrześniu 2020 Gaz-System podpisał list intencyjny z zarządem Morskiego Portu Gdańsk i Urzędem Morskim w Gdyni w sprawie realizacji programu budowy pływającego terminalu LNG (FSRU) w Zatoce Gdańskiej. „Dokument określa rolę każdej ze stron przy budowie pływającego terminalu LNG typu FSRU. Dokument stanowi podstawę do zawarcia odrębnego porozumienia, które określi dokładne zasady współpracy i jej zakres pomiędzy wszystkimi stronami [...]. Aktualnie Gaz-System prowadzi proces badania zapotrzebowania na nowe zdolności przesyłowe w krajowym systemie przesyłowym, który pozwoli określić parametry biznesowe dla projektu FSRU. Na obecnym etapie Gaz-System założył postawienie w Zatoce Gdańskiej jednostki o przepustowości 4,5 mld m³ rocznie”²¹.

Budowa terminalu LNG (FSRU) została wpisana w 2020 r. na czwartą listę inwestycji, które uzyskały status projektów będących przedmiotem wspólnego zainteresowania (Projects of Common Interest – PCI) w sektorze energetycznym. Projekty PCI to kluczowe projekty infrastrukturalne mające na celu podniesienie poziomu bezpieczeństwa na europejskim rynku energii. Ich realizacja ma wspierać politykę energetyczną i wyzwania klimatyczne w UE.

Po ataku Rosji na Ukrainę pojawiły się informacje, że Polska planuje zwiększyć planowaną przepustowość pływającego terminalu gazu skroplonego w rejonie Gdańska do co najmniej 12 mld m³ z planowanych pierwotnie 6 mld m³. Pływający terminal LNG w Gdańsku i dodatkowe odcinki gazociągów, które wyprowadzą pochodzący z niego gaz do polskiego systemu, będą gotowe w 2025 r. Początkowo oddanie inwestycji do użytkowania było planowane w perspektywie 2027/2028 r. i jak podaje GAZ-SYSTEM jest ona w fazie przygotowawczej⁶. W politycznej przestrzeni publicznej pojawia się data końca 2024 roku⁷.

Pomysł na FSRU

Działalność, technologia i pomysł na FSRU rozpoczęły się stosunkowo niedawno, w 2001 r. Wtedy dla projektu Gulf Gateway firma El Paso podpisała kontrakt z Ex-celerate Energy na budowę pierwszej takiej jednostki, statku-magazynu „blisko spokrewnionego” ze standardowymi statkami LNG, mającego jednak dodatkowy sprzęt do regazyfikacji ładunku i zdolność wysłania go do klienta lub sieci gazowej. Przez pierwsze kilka lat FSRU pozostawały rozwiązaniem niszowym, jednak ostatnio na świecie nastąpił znaczący wzrost zainteresowania wdrażaniem tej technologii, szczególnie dlatego, że stosunkowo wysokie w porównaniu z terminalami lądowymi koszty operacyjne oraz wielkość *capex* są stale optymalizowane⁸, a jednostki FSRU zaczęły być masowo wykorzystywane do uzyskiwania przez producentów dostępu do nowych rynków zbytu dla gazu ziemnego (efekt rewolucji łupkowej nie tylko w USA).

”

Polska planuje zwiększyć planowaną przepustowość pływającego terminalu gazu skroplonego w rejonie Gdańska do co najmniej 12 mld m³, z planowanych pierwotnie 6 mld m³

Koncepcja rozwoju płynnego skraplania jest ściśle związana z pomyślnym wdrożeniem pływających jednostek magazynowania i regazyfikacji (FRSU), które zostały zaakceptowane przez branżę w imponującym tempie. Pierwszy w/w statek FSRU został zainstalowany w Zatoce Meksykańskiej w 2005 r.⁹, a do końca 2016 r. działało już 20 jednostek pływających.

Zainteresowanie jednostkami FSRU

Zgodnie z raportem Międzynarodowej Agencji Energetycznej (ang. International Energy Agency – IEA) pt. *Gas Market Report Q3-2022*¹⁰ na koniec 2021 r. na świecie znajdowało się 50 jednostek do magazynowania i regazyfikacji gazu FRSU. W budowie było pięć kolejnych. Z istniejących jednostek sześć (dwie dodatkowe czekają już w Niemczech) jest obecnie rozlokowanych w Europie.

Pierwsze klasyczne FSRU z 2013 r. pracuje jako pływający terminal OLT Offshore Toscana we Włoszech. Rok później rozpoczął swoją działalność FSRU Independence w Kłajpedzie. Najpierw w 2019 roku, a później drugi raz tuż przed wojną ukraińską Gazprom zainstalował pływający terminal w Kaliningradzie, a w ubiegłym roku zainaugurował swoją pracę FSRU na wyspie Krk w Chorwacji¹¹.

Mamy także najstarszy, z 2009 r., zakotwiczony grawitacyjnie (ang. Gravity Based Structure – GBS) terminal położony w okolicach włoskiego portu Levante na Adria-



RYS. 2

Lokalizacja terminali LNG; aktywne jednostki FSRU.

Źródło: GIE „REPowerEU Strengthening EU Security of Supply with gas infrastructure”

tyku. Konstrukcja zbudowana jest z dwóch zbiorników LNG i stacji regazyfikacyjnej, połączonej podmorskim rurociągiem. Istnieje i ulokowana na Malcie instalacja, na którą składa się gazowiec LNG pełniący funkcję magazynu oraz stacja regazyfikacyjna umiejscowiona na lądzie w pobliżu zasilanej gazem elektrowni Delimara, w której paliwo ciekłe zastąpiono LNG w 2017 r.

Napaść Rosji na Ukrainę i jej następstwa w postaci m.in. zaburzeń lub braku dostaw gazu i ropy do odbiorców w różnych częściach Europy doprowadziły do wzrostu zainteresowania pływającymi terminalami FSRU, które po podłączeniu do sieci gazowej danego kraju, w stosunkowo krótkim czasie (zazwyczaj od kilku do kilkunastu miesięcy od zatwierdzenia projektu) mogą przyjmować skroplony gaz ziemny importowany drogą morską.

Europejskie plany dotyczące pływających terminali obejmują zapotrzebowanie na ponad 20 statków FSRU, które mają zostać rozmieszczone w następujących krajach: Grecja (4), Niemcy (4), Holandia (2), Polska (2), Włochy (2), Estonia (2), Albania (1), Cypr (1), Finlandia (1), Francja (1), Wielka Brytania (1), Łotwa (1), Estonia (1).

Nowe pływające terminale

W maju 2022 r. rozpoczęto budowę nowego terminalu FSRU w greckim porcie Alexandroupo-

lis, który ma zostać uruchomiony w 2023 roku. Operatorem będzie tu Gastrade, udziałowcami są: grecki koncern gazowy Depa i bułgarski państwowy operator gazowy Bulgartransgaz. Zgodnie z planami FSRU ma docelowo dostarczać 5,5 mld m³ gazu ziemnego rocznie do odbiorców w Grecji, ale także w Bułgarii, Serbii i Macedonii Północnej. Gastrade wystąpił z wnioskiem o pozwolenie na drugi projekt FSRU, który ma być zlokalizowany, podobnie jak pierwszy, w okolicach Aleksandroupolis, ze zbliżonymi zdolnościami regazyfikacyjnymi, tj. 5,5 mld m³ gazu ziemnego rocznie.

Instalacja kolejnego terminalu planowana jest w Koryncie (nieдалeko Aten) – udziałowcy to rafineria Motor Oil i grecka rodzinna firma żegluga Vardionoyannisów. Planowana przepustowość terminalu nazwanego Dioryga LNG to 2,5 mld m³ gazu ziemnego rocznie; podobną przepustowość ma mieć czwarty terminal. O jego ustanowienie w Salonikach stara się Elpedison. Oprócz zasilania greckiego systemu gazowego terminal ten ma gwarantować dostawy LNG jako paliwa bunkrowego.

Ciekawym dla nas przypadkiem są Niemcy, muszące w szybkim tempie rozwijać pływające terminale LNG. RWE AG i Uniper SE wyczerpały po dwa FSRU, co zwiększy ilość gazu ziemnego pochodzącego

z regazyfikacji LNG od zera do ok. 30 mld metrów sześciennych rocznie.

RWE wyczarterowało dwa FSRU od norweskiego armatora Høegh LNG AS, będącego w posiadaniu siedmiu jednostek tego typu. Drugi z koncernów, Uniper, pracuje nad budową terminalu LNG w Wilhelmshaven. Jego rozruch ma nastąpić w sezonie 2022/2023.

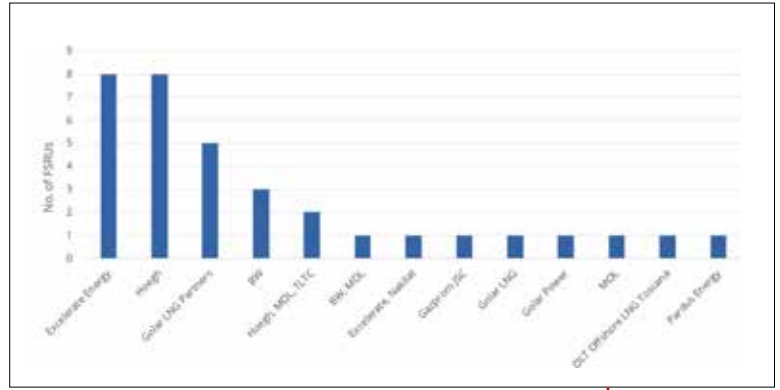
W Brunsbüttel ma zostać umiejscowiony kolejny terminal LNG, którego operatorem jest holenderska firma Gasunie, wspólnie z VOPAK operująca w terminalu Gate (tu od września 2022 r. mamy rozbudowę zdolności regazyfikacyjnych z 16 do 20 mld m³/r, poprzez m.in. stawianie czwartego zbiornika). Jako lokalizacje dla terminali wskazuje się również Stade oraz alternatywnie Hamburg albo Rostock. Ostatnie doniesienia mówią ponadto o wyborze miejscowości Lubmin jako lokalizacji dla FSRU. Co ciekawe, nieopodal niej wychodzą z morza na ląd gazociągi Nordstream 1 i 2. Zgodnie z zapowiedziami firmy ReGas, stojącej za pomysłem gazoportu w Lubminie, instalacja miała rozpocząć pracę już w grudniu 2022 r. Przepustowość gazoportu wyniesie 4,5 mld m³ gazu ziemnego rocznie.

Podsumujmy Niemcy: trzy terminale – w Wilhelmshaven, Brunsbüttel i Lubmin – miały być gotowe do rozpoczęcia działalności do końca 2022 roku, a pozostałe będą uruchomione do końca 2023 r. Do celowo pierwsze trzy FSRU zapewnią Niemcom prawie 20 mld m³ rocznie nowych mocy importowych LNG, co odpowiada około 43% rosyjskiego importu w 2021 r., wynoszącego około 46 mld m³. Początkowo jednak terminale będą działać z mniejszą wydajnością (uwzględniając ich rozbudowę). W roku kalendarzowym 2023 Niemcy będą importować około 9-11 mld m³

A wracając do Holandii. We wrześniu 2022 uruchomiono pływające terminale LNG. Gasunie, prócz terminala Gate. Wtedy też rozpoczęły się dostawy LNG z nowego hubu LNG w Eemshaven¹², o pojemności 6-8 mld m³. W obiekcie znajdują się dwa czarterowane FSRU, a mianowicie FSRU Eemshaven LNG Exmar S-188 – barka o pojemności 26 000 m³ i Energos Igloo (poprzednia nazwa Golar Igloo) o pojemności 170 000 m³, należące do Apollo, spółki joint venture zarządzającej aktywami amerykańskiej firmy LNG NFE (rząd holenderski chce jeszcze bardziej zwiększyć przepustowość o jeden lub więcej terminali).

Francja doda 45 TWh/r. (ok. 4,1 mld m³) zdolności regazyfikacyjnych przy użyciu FSRU „Cape Anne” w porcie Le Havre¹³, który ma zostać uruchomiony jesienią 2023 r. Włochy budują terminal FSRU w pobliżu Piombino – zwiększy przepustowość o 50 TWh (ok. 4,5 mld m³) i prawdopodobnie ruszy wiosną 2023 r. Grecja uruchomi FSRU w Aleksandroupolis do końca 2023 r., o podobnej jak Piombino zdolności regazyfikacji.

Zgodnie z przewidywaniami Międzynarodowej Agencji Energetycznej nowe projekty pływających terminali LNG doprowadzą do wzrostu importu tego surowca na Stary Kontynent o ok. 50% w 2025 r. w stosunku do poziomu z 2021 r.¹⁴



RYS. 2
Aktywni właściciele jednostek FSRU
Źródło: IGU World LNG Report 2020 za Rystad Energy.

Zdolności regazyfikacyjne

Jak podaje IGU w swoim ostatnim dorocznym raporcie¹⁵ światowa zdolność regazyfikacyjna wzrosła, osiągając łącznie 901,9 mln t/r. (dane na kwiecień 2022 r.) na 40 rynkach. 49,8 mln t/r. zdolności regazyfikacyjnych zostało dodane w 2021 roku, w związku z uruchomieniem pięciu nowych terminali importowych i ukończeniem pięciu projektów rozbudowy istniejących terminali (z największą rozbudową o 11 mln t/r. – zakład importu Al Zour LNG w Kuwejcie).

”

Na koniec 2021 r. na świecie znajdowało się 50 jednostek do magazynowania i regazyfikacji gazu FRSU. W budowie było kolejnych pięć

Najwięksi producenci FSRU dla LNG to: południowokoreańskie stocznie Hyundai Ulsan i Samho, Samsung Heavy Industries i Daewoo Shipbuilding. Także chiński producent, firma stoczniowa Hudong-Zhonghua, ma zamówionych siedem jednostek. W 2021 r. wskaźnik wykorzystania europejskich terminali wynosił tylko 45%, a ponad 70% wolumenów LNG importowanego w ciągu roku zostało dostarczone przez USA, Katar i Rosję. Po spowodowanej pandemią redukcją popytu w 2020 r., aktywność gospodarcza wzrosła w 2021 r. Niższe wydobycie krajowe (lokalne – Groningen!), także zmniejszony napływ LNG, a ponadto istotnie zmniejszone dostawy rurociągowo przez Rosję doprowadziły jeszcze przed wojną do rekordowo wysokich cen gazu, co otwarło dodatkowe okno na dostawy amerykańskie. Już w grudniu 2021 r. kilka statków przewożących z USA LNG przeznaczone do Azji zostało skierowanych do zmiany kursu w czasie rejsu, ponieważ popyt w Europie wzrósł.

Terminale importowe w Polsce, Portugalii, Belgii i Holandii doświadczyły najwyższych wskaźników wykorzystania, średnio około 75%. Jeszcze przed

wojną wykorzystanie zdolności w terminalach regazyfikacyjnych w Europie nie było wysoce jednolite, jak obecnie. Wahało się od 31% w Wielkiej Brytanii do 79% w Polsce. Terminale w Wielkiej Brytanii, Hiszpanii i Turcji doświadczyły niskich wskaźników wykorzystania, odpowiednio 31%, 35% i 39%, pomimo otrzymania jednych z najwyższych wolumenów LNG w regionie. Rok 2022 i dane za pierwsze półrocze pokazują prawie 90% wykorzystywanie zdolności regazyfikacyjnych. Szczegółowe dane o imporcie LNG przedstawiamy w ckwartalnych raportach publikowanych w internecie^{16, 17}.

Zwiększone wykorzystanie FSRU jako rozwiązania do przechowywania i regazyfikacji LNG pokazał potencjał zapewniający szereg korzyści, często niebagatelnych w stosunku do lądowych jednostek.

W czasie wojennym ważne jest, abyśmy rozważnie wzięli korzyści i wady każdej opcji (FSRU vs. terminale lądowe) wobec bardzo specyficznych wymagań rynkowych, warunków geograficznych i możliwych ograniczeń. Krótszy czas budowy i dostawy FSRU w połączeniu z łatwością relokacji w porównaniu z terminalem lądowym może sprostać potencjalnym krótkoterminowym wzrostom zapotrzebowania na gaz w efektywny czasowo sposób. FSRU mogą uzupełniać produkcję krajową lub pomagać przyspieszyć proces zmiany paliwa na rynku. Ze względu na powszechną praktykę czarterowania FSRU od stron trzecich, są one mniej kapitałochłonne niż terminale lądowe.

FSRU to szczególnie atrakcyjne rozwiązanie – opcja w lokalizacjach, które mają ograniczoną dostępność gruntów i portów, gdyż na etapie budowy zajmują minimalną powierzchnię. Z powodu Europy, która chce wdrożyć bardzo dużo FSRU w celu zmniejszenia importu rosyjskiego gazu, rynek FSRU stał się bardzo ciasny. Plan Unii Europejskiej REpowerEU przewiduje zastąpienie rosyjskiego gazu importem gazu rurociągowego spoza Rosji oraz znaczące zużycie LNG, przynajmniej w krótkim terminie.

Amerykańska EIA, podsumowując ostatni tydzień listopada, wskazała¹⁸, że „przepustowość terminali importowych skroplonego gazu ziemnego (LNG) w Unii Europejskiej i Wielkiej Brytanii wzrośnie o około 5,3 miliarda stóp sześciennych dziennie (Bcf/d)¹⁹ do końca 2023 roku. Do końca 2024 r. zdolność ta wzrośnie o kolejne 1,5 Bcf/d, co daje łącznie 6,8 Bcf/d nowych zdolności regazyfikacyjnych LNG dodanych w regionie (34% wzrostu) w porównaniu z 2021 r. [...]Eksport brutto amerykańskiego LNG wzrośnie w 2023 r. do 12,3 Bcf dziennie, z 10,8 Bcf w 2022 r. i 9,8 Bcf w 2021 r. [...]Spodziewamy się, że zapasy w grudniu i styczniu przewyższą pięcioletnią średnią, napędzaną sezonowym spadkiem produkcji gazu ziemnego, rosnącym zapotrzebowaniem na ogrzewanie pomieszczeń i wzrostem eksportu LNG, które w dużej mierze wy-

niąją z powrotu Freeport LNG” – czytamy w prognozie w odniesieniu do obiektu w Teksasie, który został zamknięty po pożarze w czerwcu. „[...] Chociaż jakiegokolwiek opóźnienie w powrocie Freeport LNG może przyczynić się do pewnej presji cenowej w najbliższym czasie, czynniki te prawdopodobnie ograniczą presję cenową tej zimy, a możliwość skoków cen i zmienności w przypadku ekstremalnie zimnej pogody jest wysoka” – wskazuje powyższy raport. „Skoki cen mogą wpłynąć zarówno na Henry Hub, jak i regionalne centra cenowe, szczególnie w Nowej Anglii. Skoki cen będą miały ograniczony wpływ na detaliczne ceny gazu ziemnego tej zimy, ponieważ zazwyczaj występuje opóźnienie między zmianami cen hurtowych i detalicznych gazu ziemnego”. Średnia cena Henry Hub

EUROPEJSKI I POLSKI RYNEK GAZU ZIEMNEGO – PERSPEKTYWA KILKULETANIA



Fot. 123rf

- Z uwagi na duże zapelnienie magazynów gazu ziemnego, spadek konsumpcji wymuszony wysokimi cenami oraz ograniczenia nakładane przez rządy krajów członkowskich UE, sezon grzewczy 2022/23 powinien minąć w Europie bez większych problemów (zakładając brak ekstremalnie niskich temperatur).
- W Polsce w roku 2022 spodziewane jest zmniejszenie konsumpcji gazu ziemnego: z 20 mld m³ w roku 2021 do ok. 17 mld m³.
- Jeśli w roku 2023 nie nastąpi powrót rosyjskich dostaw gazu ziemnego to rynek polski i europejski znajdzie się w bardzo trudnej sytuacji. Tylko znaczne zmniejszenie konsumpcji pozwoli na napełnienie magazynów przed sezonem zimowym.
- 2024 będzie rokiem przełomowym, w którym coraz większe znaczenie zyska ograniczenie zużycia paliw kopalnych w energetyce (pojawiają się już skumulowane efekty obserwowanej już dziś szybszej ekspansji OZE, odchodzenia od paliw kopalnych i wzrostu efektywności energetycznej). Może być trudny dla rynku gazu ziemnego, ale powinniśmy obserwować pozytywne zjawiska (należy się również spodziewać powrotu dostaw rosyjskich, a dla Polski dużą rolę może odgrywać gaz z Ukrainy – w sytuacji powrotu wydobycia i zmniejszonego popytu ze zniszczonego przemysłu ukraińskiego).
- Od roku 2025 należy spodziewać się stabilizacji na rynku gazu ziemnego, zrównoważenia popytu i podaży i powrotu do „rozsądnego” poziomu cen.

w 2022 r. ma wynieść 6,49 USD za MMBtu, spadając do 5,46 USD za MMBtu w 2023 r. „Ze względu na wyższe niż oczekiwano poziomy magazynowania w okresie zimowym, nasza prognozowana cena spotowa gazu ziemnego w Henry Hub wynosi średnio około 6 USD za MMBtu w czwartym kwartale i pierwszym kwartale 2023 r., czyli o ponad 1 USD/MMBtu mniej niż prognozowaliśmy w październiku” – czytamy w komunikacie EIA. Raport przewiduje, że ceny gazu ziemnego spadną po styczniu, ponieważ deficyt zapasów do pięcioletniej średniej maleje.

Szeroko zakrojone plany budowy europejskich terminali regazyfikacyjnych LNG, w tym FSRU, do pewnego stopnia pozwolą Europie (UE) na zmniejszenie problemu braku dostaw rosyjskiego gazu, jednak zastąpienie 60-100 mld m³ dostawami z innych kierunków jest w krótkim terminie niemożliwe.

W najbliższych latach należy spodziewać się kilku konsekwencji na europejskim i polskim rynku gazu ziemnego – patrz ramka.

Tekst przyjęty w redakcji do druku 15 grudnia 2022 r.

Przypisy

- Zaktualizowana i poszerzona wersja artykułu tego samego autora „Perspektywy dla pływających terminali regazyfikacyjnych LNG.” Energetyka Ciepła I Zawodowa 4/2022 str. 120-124.
- Projektowana maksymalna zdolność wysyłkowa paliwa gazowego, powstałego z odparowanego/regazyfikowanego LNG, w ściśle określonej temperaturze i ciśnieniu – tzw. warunkach normalnych (N) w terminalu w Świnoujściu wynosi 656 tys. Nm³/h, maksymalna zdolność wysyłkowa po jego rozbudowie ma wzrosnąć do 984 tys. Nm³/h. (ok. 24 mln m³/d). Maksymalna zdolność wysyłkowa (ograniczenia infrastruktury odbierającej na nabrzeżu terminalu w Kłajpedzie wynosi obecnie ok. 428 tys. Nm³/h. (ok. 10 mln m³/d). (Dane ze stron internetowych terminali Polskie LNG S.A. <http://www.polskielng.pl> i KLAIPEDOS NAFTA S.C. <http://www.sgd.lt/>; https://www.kn.lt/uploads/files/dir188/dir9/6_0.php oraz <http://www.gaz-system.pl/>)
- Sikora A., Sikora M., „Perspektywy dla pływających terminali skraplających LNG” <https://www.cire.pl/item,207027,13,0,0,0,0,perspektywy-dla-plywajacych-terminali-skraplajacych-lng.html>, także Biznes Alert: <https://biznesalert.pl/sikora-pgnig-lng-gaz-ziemny-polska-europa-dania-niemcy-baltic-pipe-unia-europejska-energetyka/>
- <https://www.eemsenergyterminal.nl/en>
- <https://deutsche-regas.de/>
- <https://www.gaz-system.pl/pl/system-przesylowy/inwestycje/terminal-fsru.html>
- Por. wypowiedź minister Anny Moskwy także dla PAP 6 czerwca 2022 r.
- Koszty operacyjne są zwykle wyższe w przypadku FSRU, ale całkowite wydatki kapitałowe mogą być nawet o połowę mniejsze niż w przypadku terminalu na lądzie. FSRU można zbudować od podstaw lub przerobić ze starego zbiornikowca LNG. Czas trwania budowy jest również znacznie krótszy niż w przypadku terminala na lądzie, nawet do 50% przy nowej inwestycji, a znacznie niższy, jeśli FSRU to konwersja zbiornikowca LNG.
- Budowa Gulf Gateway na morzu rozpoczęła się w sierpniu 2004 r., a została zakończona w lutym 2005 r., kosztem około 70 mln USD. Pierwsza dostawa LNG nastąpiła 17 marca 2005 r. z pierwszego na świecie FSRU Excelsior. Gulf Gateway działał w Zatoce Meksykańskiej nawet podczas huraganów Katrina i Ike. Terminal został zamknięty

- w 2011 r., ze względu na zmianę równowagi popytu i podaży w Stanach Zjednoczonych w wyniku rewolucji gazu łupkowego. Elementy terminala zostały dostosowane do użytku w innych podobnych terminalach. <https://www.federalregister.gov/documents/2013/08/14/2013-19687/gulf-gateway-deepwater-port-decommissioning-and-license-termination> oraz <http://abarrelfull.wikidot.com/gulf-gateway-deepwater-port-lng-terminal>
- <https://iea.blob.core.windows.net/assets/c7e74868-30fd-440c-a616-488215894356/GasMarketReport%2CQ3-2022.pdf>
 - Sikora A., Sikora M. „Polska importuje coraz więcej LNG (ANALIZA)” BIZNES ALERT: <http://biznesalert.pl/sikora-polska-importuje-coraz-wiecej-lng-analiza/> także pod innym tytułem w CIRE: „LNG w pierwszym kwartale 2019 r.” https://www.cire.pl/item,178478,13.html?utm_source=newsletter&utm_campaign=newsletter&utm_medium=link&apu=21600 Sikora A., Sikora M., „Rosyjskie LNG” CIRE <https://www.cire.pl/item,179032,2,0,0,0,0,rosyjskie-lng-.html> także na Biznes Alert <http://biznesalert.pl/ise-sikora-rosyjskie-lng-analiza/>
 - Według EemsEnergyTerminal, terminal LNG otrzymał w listopadzie 2022 już swój dziesiąty statek LNG, w przybliżeniu równy 1 mld m³ gazu ziemnego. Shell zarezerwował 4 mld m³, a ČEZ 3 mld m³ całkowitej przepustowości terminalu w Eemshaven. Francuski Engie zabezpieczył pozostałe 1 mld m³ mocy. Szkoda, że Czesi nie mogli zrobić tego w Polsce. Przep. własny
 - <https://www.grtgaz.com/en/medias/news/french-authorities-approve-project-floating-lng-terminal-havre>
 - Opracowano na podstawie: „The LNG industry GIGNL Annual Report May 2022”; „Retail LNG Handbook & The Role of LNG Import Terminals -2015”; „IGU World LNG Report 2022”; WWW.IEA.ORG
 - IGU World LNG Report 2020. <https://www.igu.org/app/uploads/wp/2020/04/2020-World-LNG-Report.pdf>
 - Por.: Sikora A., Sikora M., „Polskie LNG – w pierwszym kwartale 2022 roku”, CIRE, 4.04.2022 https://www.cire.pl/artykuly/opinie/polskie-lng-w-pierwszym-kwartale-2022-r?utm_source=newsletter Także Biznes Alert: <https://biznesalert.pl/ise-polskie-lng-w-pierwszym-kwartale-2022-roku-analiza/>; Sikora A. „Polskie LNG – w drugim kwartale 2022 roku”, CIRE, 4.07.2022 <https://www.cire.pl/artykuly/opinie/polskie-lng-w-drugim-kwartale-2022> Także Biznes Alert: pt.” Europa może nie być gotowa na tegoroczną zimą przez niedobory gazu (ANALIZA)” <https://biznesalert.pl/europa-gaz-niedobory-niemcy-francja-austra-wlochy-ukraina-energetyka/>
 - Sikora A., „Polskie LNG w trzecim kwartale 2022”; CIRE 03/10/2022 r. <https://www.cire.pl/artykuly/opinie/polskie-lng-w-trzecim-kwartale-2022-> ; także Biznes Alert: <https://biznesalert.pl/europa-sezon-grzewczy-lng-energetyka-gaz/>
 - https://www.eia.gov/naturalgas/weekly/archivenew_ngwu/2022/12_01/
 - Uwaga: 5,3 Bcf/d = 151 mln m³/d co daje ok. 55 mld m³/r; 6,8 Bcf/d = 194 mln m³/r co daje ok. 71 mld m³/r
 - Projektowana maksymalna zdolność wysyłkowa paliwa gazowego, powstałego z odparowanego/regazyfikowanego LNG, w ściśle określonej temperaturze i ciśnieniu – tzw. warunkach normalnych (N) w terminalu w Świnoujściu, wynosi 656 tys. Nm³/h. Maksymalna zdolność wysyłkowa po jego rozbudowie ma wzrosnąć do 984 tys. Nm³/h. (ok. 24 mln m³/d). Maksymalna zdolność wysyłkowa (ograniczenia infrastruktury odbierającej na nabrzeżu terminalu w Kłajpedzie wynosi obecnie ok. 428 tys. Nm³/h. (ok. 10 mln m³/d). (Dane ze stron internetowych terminali Polskie LNG S.A. <http://www.polskielng.pl> i KLAIPEDOS NAFTA S.C. <http://www.sgd.lt/>; https://www.kn.lt/uploads/files/dir188/dir9/6_0.php oraz <http://www.gaz-system.pl/>)
 - <https://www.gaz-system.pl/pl/dla-mediow/komunikaty-prasowe/archiwum/gaz-system-podpisal-list-intencyjny-w-sprawie-realizacji-programu-budowy-plywajacego-terminalu-lng-fsru-w-zatoce-gdanskiej.html> ■

TECHNOLOGIE WZBOGACANIA BIOGAZU *IN SITU*

Ewa Neczaj, Anna Grosser

Wydział Infrastruktury i Środowiska, Katedra Inżynierii Środowiska i Biotechnologii, Politechnika Częstochowska

W ubiegłym roku Komisja Europejska ogłosiła nowy plan energetyczno-klimatyczny REPowerEU, który zakłada do roku 2030 wzrost produkcji biometanu w Unii Europejskiej do poziomu 35 mld m³. Do uzyskania produktu o wysokiej zawartości metanu, biogaz musi zostać poddany procesom wzbogacania/uszlachetniania [1].

W ciągu najbliższych lat planowana jest budowa około 5 tys. nowych instalacji do wytwarzania biometanu oraz modernizacja istniejących biogazowni poprzez wprowadzanie modułów metanizujących. Biogaz produkowany w konwencjonalnych biogazowniach na drodze fermentacji metanowej stanowi mieszaninę gazów, w której największy udział ma CH₄ (40-60%) oraz CO₂ (40-60%). Ponadto zawiera śladowe ilości takich zanieczyszczeń jak H₂S (0,1-3%), H₂O, NH₃, N₂, CO, O₂, lotne związki organiczne węglowodory i siloksany. W celu uzyskania produktu, którego parametry będą zbliżone do wysokometanowego gazu ziemnego, biogaz musi zostać poddany procesom wzbogacania/uszlachetniania [1].

Metody uszlachetniania biogazu

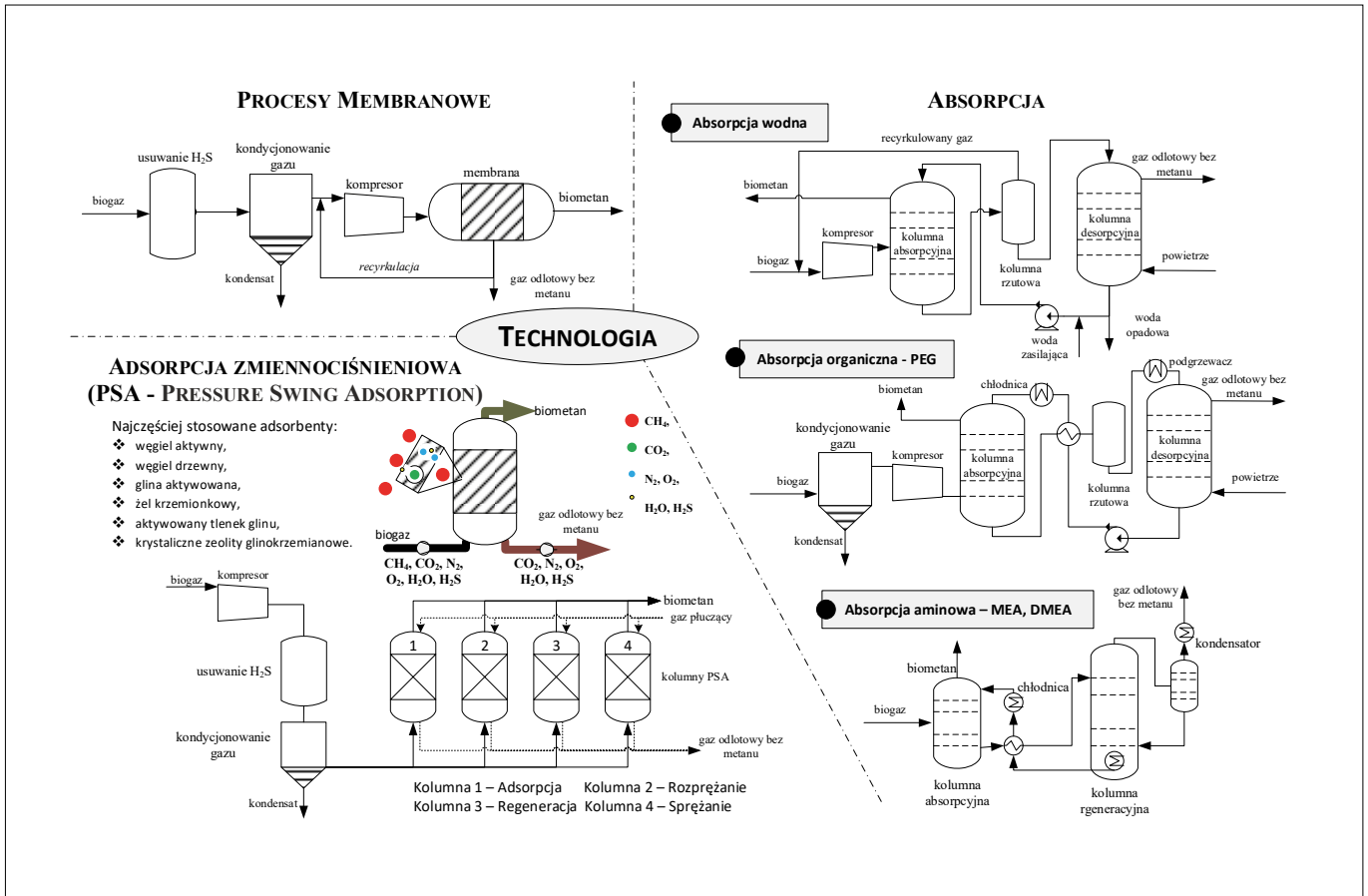
Technologie wzbogacania/uszlachetniania biogazu można podzielić na *in situ* i *ex situ*. Do technologii *ex situ*

zaliczamy m.in. absorpcję wodną (płuczka wodna), absorpcję fizyczną przy zastosowaniu rozpuszczalników organicznych, absorpcję chemiczną, adsorpcję, separację membranową (rys. 1). Ponadto wykorzystuje się metody biologiczne oraz separację kriogeniczną.

Rozwiązania *ex situ* są szeroko wdrażane w dużych biogazowniach (5000 > Q ≥ 500 m³ biogazu/dzień) [2,3]. Wymagają one dodatkowego wyposażenia i uważane są za drogie. Uznaje się za ekonomicznie uzasadnione stosowanie technologii *ex situ* do wzbogacania biogazu w instalacjach, w których produkcja biogazu na dobę przekracza 2400 m³. Dla mniejszych biogazowni tego rodzaju rozwiązania są nieopłacalne [3,4]. Technologie *in situ* obejmują procesy bazujące na dozowaniu H₂ do bioreaktora [5], wysokociśnieniową fermentację beztlenową (ang. *high pressure anaerobic digestion – HPAD*), systemy bioelektrochemiczne (BES) oraz procesy, w których wykorzystuje się różnego rodzaju dodatki (np. popiół,



Fot. 123rf



RYS. 1 Wybrane technologie wzbogacania biogazu *ex situ* [9]

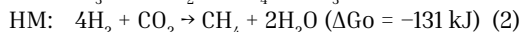
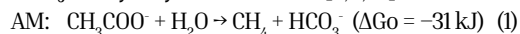
NAJWIĘKSZE WYZWANIA TECHNOLOGII *IN SITU*

- optymalizacja pH – w wyniku usunięcia wodorowęglanu, który jest kluczowym czynnikiem buforującym procesu, dochodzi do wzrostu pH, co może prowadzić do inhibicji metanogenezy;
- optymalizacja procesu wtłaczania H₂ do reaktora w sposób ograniczający spadek pH na skutek akumulacji lotnych kwasów tłuszczowych;
- kontrola transferu masy H₂ w układzie gaz-ciecz.

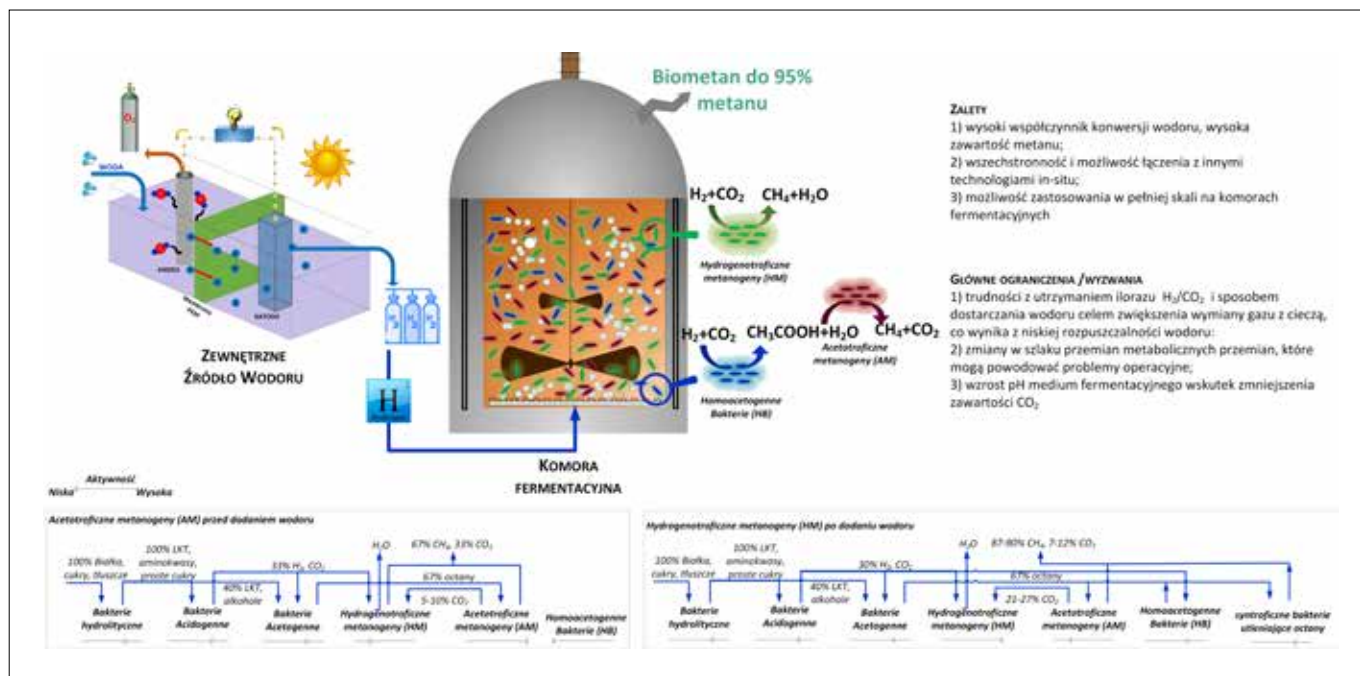
biowęgl, żelazo) [6,7]. Wzrost zainteresowania tymi technologiami w ostatnich latach wynika z faktu, że mamy w nich do czynienia z wychwytywaniem CO₂ i jego przekształcaniem w nowe produkty, co przekłada się na obniżenie śladu węglowego [8].

Przykłady technologii wzbogacania biogazu *in situ*

Idea wzbogacania *in situ* polega na integracji procesów generacji i oczyszczania biogazu w jednym reaktorze. Najczęściej stosowaną metodą jest technologia z zewnętrznym dozowaniem wodoru (rys. 2). Proces z użyciem wodoru opiera się na konwersji H₂ i CO₂ do CH₄ na drodze metanogenezy hydrogenotroficznej (HM). Ocenia się, że większość metanu (do 70%) powstaje na drodze metanogenezy acetoklastycznej (AM). Analizując te dwa główne szlaki metanogenezy (równania 1 i 2) należy podkreślić, że szlak HM jest termodynamicznie bardziej korzystny od szlaku AM [6,8,10].



Rozwiązanie to charakteryzuje się prostotą obsługi oraz niskimi kosztami eksploatacyjnymi, szczególnie w przypadku, kiedy wykorzystywane są bioodpady, a do elektrolizy wody i generowania wodoru stosuje się technologie bazujące na OZE (energia wiatru, fotowoltaika itp.) [2]. W optymalnych warunkach, na drodze konwersji chemosyntetycznej



RYS. 2
 Uszlachetnianie biogazu z dozowaniem wodoru [8,10]

z wykorzystaniem H_2 , możliwy jest odzysk metanu na poziomie nawet 99%.

W omawianym procesie *in situ* wódór nie tylko reguluje proces metanogeny, ale może również wpływać na procesy homoacetogenezy oraz utleniania lotnych kwasów tłuszczowych. Wynika to z faktu, że fermentacja metanowa wymaga niskiego ciśnienia parcjalego tego gazu. Bakterie acetogenne żyją w ścisłej symbiozie z innymi gatunkami bakterii, między którymi dochodzi do międzygatunkowego transferu wodoru. W przypadku niewystarczającej podaży wodoru ma miejsce niekompletna konwersja CO_2 do CH_4 , natomiast przy nadmiarze może wzrosnąć jego stężenie w biogazie. Aby proces mógł zająć poprawnie, zaleca się, aby iloraz H_2/CO_2 wynosił 4:1, co odpowiada stosunkowi stechiometrycznemu reakcji biokonwersji wodoru do metanu [6].

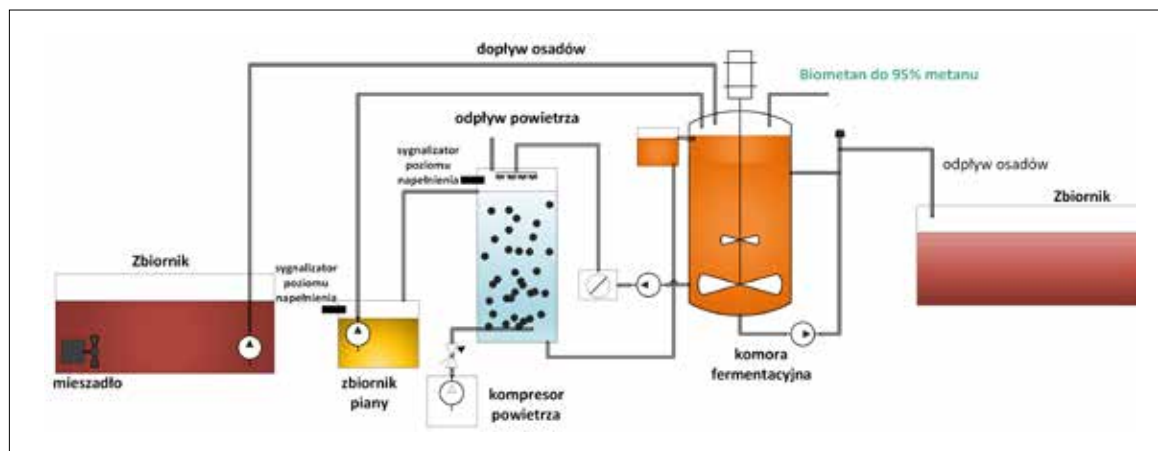
Zjawisko niekorzystnego wzrostu pH można ograniczyć stosując odpowiednie reagenty chemiczne lub poprzez prowadzenie procesu kofermentacji z substratami o niskim pH.

Przyjmuje się, że graniczny poziom pH dla fermentacji metanowej wynosi 8,5, natomiast za optymalny uważa się zakres zawarty w przedziale od 6,6 do 7,8 [11]. Przykładowo wspólna fermentacja obornika i serwatki pozwala na utrzymanie pH na optymalnym poziomie w procesie uszlachetnianiem biogazu *in situ*. Kolejnym problemem wzbogacania biogazu metodą *in situ* jest niska rozpuszczalność wodoru w fazie ciekłej. W celu jego minimalizacji stosuje się m.in. zwiększenie intensywności mieszania, recyrkulację cieczy, wprowadzenie urządzeń dyfuzyjnych zmniejszających wielkość pęcherzyków gazu. Używane rozwiązania umożliwiają wydłużenie kontaktu fazy gazowej z cieczą, co prowadzi do zwiększenia dostępności H_2 dla mikroorganizmów [1].

Problem związany z niską rozpuszczalnością wodoru w fazie ciekłej można przezwyciężyć poprzez wprowadzenie recyrkulacji cieczy, zwiększając intensywność mieszania, zastosowanie urządzeń dyfuzyjnych, minimalizując wielkość pęcherzyków gazu lub używając materiałów uszczelniających. Rozwiązania te umożliwiają wydłużenie kontaktu fazy gazowej z cieczą i tym samym zwiększają dostępność H_2 dla mikroorganizmów [8,12]. Natomiast zwiększenie transferu masy wodoru można uzyskać poprzez zastosowanie procesów membranowych, np. próżniową membranę odgazowującą czy też moduły „hollow fiber”. W celu ograniczenia niekorzystnego zjawiska wzrostu stężenia lotnych kwasów tłuszczowych wódór jest wprowadzany do reaktora w sposób umiarkowany i stosowane są różne źródła materiału zaszczipiającego (*inoculum*).

Proces wzbogacania biogazu z dodatkiem wodoru może być realizowany w klasycznych reaktorach z pełnym wymieszaniem (CSTR), reaktorach UASB czy też stosując technologię nanopęcherzykową (ang. *nano bubble* – NB). W metodzie NB generowane są pęcherzyki gazu o średnicy od 50 do 200 nm, które charakteryzują się lepszą rozpuszczalnością, niską wypornością oraz wysokim ujemnym potencjałem zeta i wysokim ładunkiem powierzchniowym. Większość badań dotyczących wzbogacania biogazu z dodatkiem H_2 realizowana jest przy niskim obciążeniu reaktora ładunkiem zanieczyszczeń organicznych, z zastosowaniem inoculum w postaci osadu zawieszzonego. Jednak, jak pokazują liczne doniesienia naukowe, reaktory, w których wykorzystuje się osad granulowany, charakteryzują się wyższą efektywnością w porównaniu do klasycznych układów z biomasą zawieszoną [6,8].

Aktualnie technologie wzbogacania *in situ* z dodatkiem H_2 wydają się mieć mniejszy potencjał



RYS. 3
Schemat technologiczny pierwszej komercyjnej instalacji wzbogacania biogazu metodą *in-situ*

rynkowy w porównaniu do metod *ex situ*, przede wszystkim z uwagi na istniejące problemy z utrzymaniem stabilności procesu realizowanego w jednym reaktorze. Niemniej cały czas zwiększa się liczba badań eksperymentalnych, nakierowanych na znalezienie optymalnej konfiguracji reaktora oraz dobór najkorzystniejszych parametrów operacyjnych [1].

Proces wysokociśnieniowej fermentacji beztlenowej

Proces wzbogacania biogazu może być również realizowany w procesie wysokociśnieniowej fermentacji beztlenowej (HPAD), w której udaje się uzyskać stężenie metanu w biogazie powyżej 88%. Z technologią HPAD mamy do czynienia przy integracji procesu wytwarzania biogazu oraz jego wzbogacania i sprężania w jednym reaktorze. Zasada jej działania opiera się na prawie Henry'ego, zgodnie z którym CO_2 rozpuszcza się lepiej niż CH_4 w fazie ciekłej przy wzroście ciśnienia. Stała Henry'ego dla CH_4 , CO_2 , H_2S i NH_3 wynosi odpowiednio 0,016, 0,318, 1,15 i 620 mol/L/MPa (STP, 0°C i 1 atm). Ponadto lepszy kontakt między CO_2 a metanogenami może również zwiększyć wchłanianie CO_2 przez metanogeny. W rezultacie zawartość CH_4 w gazie wylotowym wzrasta w warunkach podwyższonego ciśnienia. Rozwój technologii HPAD oferuje pewne wyraźne korzyści w zakresie uszlachetniania biogazu. Jednak niskie pH spowodowane rozpuszczonym CO_2 jest nadal znaczącym wąskim gardłem dla szerokiej dystrybucji tej techniki. Konwersja rozpuszczonego CO_2 w CH_4 może być idealną alternatywą dla rozwiązań technologicznych nakierowanych na zmniejszenie globalnej emisji CO_2 . Pomimo aktualnych ograniczeń szacuje się, że wdrożenie technologii HPAD zmniejszyłoby o około 20% nakłady inwestycyjne w porównaniu do klasycznej fermentacji metanowej ze wzbogacaniem biogazu metodą *ex situ* [6].

System bioelektorchemiczny

Kolejnym przykładem technologii *in situ* jest system bioelektorchemiczny BES. Do głównych zalet tej technologii możemy zaliczyć realizację proce-

su w niskich temperaturach, braku konieczności napowietrzania oraz generowanie mniejszej ilości osadów ściekowych. Na „bioanodzie” zachodzi reakcja utleniania, natomiast na „biokatodzie” ma miejsce redukcja CO_2 do CH_4 w procesie nazywanym elektrometanogenezą. Aktualnie ta technologia jest na etapie laboratoryjnych prac doświadczalnych. Do głównych wyzwań, przed którymi stoją naukowcy, należy przede wszystkim konieczność poprawy efektywności procesu (praca przy dużej gęstości prądu) [6,13].

Do wzbogacania biogazu metodami *in situ* mogą być stosowane dodatki, takie jak: popioły, biowęgiel oraz jony metali. Na przykład popiół ze spalania stałych odpadów komunalnych jest uważany za katalizator fermentacji metanowej i wpływa na zwiększenie produkcji biogazu. Wynika to z faktu, że zawiera duże ilości pierwiastków śladowych, takich jak Zn, Ni, Fe i in. Pierwiastki śladowe z popiołu są niezbędnymi składnikami enzymów i ko-faktorów w produkcji CH_4 . Ponadto wysokie stężenie tlenków metali (CaO, MgO itp.) zwiększa pojemność buforową, przez co skutecznie zapobiega gromadzeniu się lotnych kwasów tłuszczowych i zapewnia odpowiednie środowisko dla rozwoju metanogenów [6].

W porównaniu do technologii *ex situ* stosowanych od dawna na dużą skalę, technologie *in situ* są raczej na etapie prac badawczo-rozwojowych o różnym stopniu gotowości technologicznej (TRL). Doniesień na temat wdrażania tych rozwiązań w skali technicznej wciąż jest niewiele. Najstarszą udokumentowaną instalacją wzbogacania biogazu metodą *in situ* jest technologia uruchomiona w Szwecji (rys. 3). W metodzie tej CO_2 jest usuwany z fazy medium fermentacyjnego w kolumnie desorpcyjnej, do której włączane jest powietrze. Medium pozbawione CO_2 jest recyrkulowane do bioreaktora. Działanie to umożliwia uzyskanie stężenia metanu w biogazie do 95%, przy 2% stratach [14].

Pracę zrealizowano w ramach BS/PB-400-301/23

Literatura dostępna w redakcji ■

ZBUDUJMY NOWY RYNEK ENERGII

dr inż. Andrzej Sikora

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

Ponieważ dość naturalnie „chcemy, by wszystko pozostało tak, jak jest, [...] więc [...] wszystko się musi zmienić”. Popatrzmy filozoficznie na nową energetykę bez paliw kopalnych, których era odchodzi bezpowrotnie. Na nową technologię, na dostęp do... (ciągle nie wiemy czego)? Może będzie to jednak fuzja jądrowa? Dlatego nie wolno iść drogą „jakoś to będzie”.

Fuzja jądrowa zachodzi, gdy jądra dwóch atomów (najlepiej deuteru i trytu – izotopy wodoru) są poddawane działaniu ekstremalnego ciepła o temperaturze co najmniej 100 mln °C, co prowadzi do ich łączenia w nowy, większy atom (hel), wydzielający ogromne ilości energii. 13 grudnia 2022 r. oficjalnie potwierdzono, że pierwszy raz w historii

ludzkości w kalifornijskim Narodowym Laboratorium Lawrence’a w Livermore w sterowanym procesie kilka dni wcześniej udało się uzyskać 2,5 MJ energii, używając do zasilania laserów 2,1 MJ, co oznacza (w skali laboratoryjnej, podkreślam) zysk energetyczny na poziomie 20%. To przełom, gdyż fuzja jądrowa nie emituje dwutlenku węgla, nie wytwarza długotrwa-



łych odpadów radioaktywnych, a mała filiżanka paliwa wodorowego może teoretycznie zasilić w energię cały dom przez setki lat. To przełom, który kończy epokę węgla i węglowodorów. I ta zmiana nastąpi gwałtownie, tak jak smartfon wyparł telefon.

Czekamy na lepsze czasy

24 lutego byłby zwykłym dniem. Ale kiedy piszę ten tekst w połowie grudnia, końca tej wojny nie widać. Wojna z Rosją w Ukrainie ma globalne konsekwencje. Walczą tam ze sobą światowe mocarstwa chcąc na nowo (inaczej? czy lepiej?) ustanowić porządek. Pytanie zasadnicze brzmi: czy ludzkość chciała nowego porządku? A może się podporządkowuje, nawet o tym nie wiedząc? Czy ja tego chciałem?

„Jeśli chcemy, by wszystko pozostało tak, jak jest, wszystko się musi zmienić”¹. Bo wojna (może jeszcze podświadomie) powoduje, że pojawiają się nowe oczekiwania. Czekamy lepszych, „normalnych” czasów, czekamy na brak inflacji, czekamy na niskie ceny energii, ale czy mamy świadomość, że czekamy – spodziewamy się podświadomie – cywilizacji energetycznej Ziemi bazującej na energii, której już dziś doświadczamy? Której jeszcze nie rozumiemy, ale już mamy narzędzia, aby ją zmierzyć i powoli zaprząć w kierat naszego świata – tak, aby samemu, bez wysiłku większego niż zatankowanie samochodu lub skorzystanie z mikrofali, lodówki, być niezależnym i bezpiecznym energetycznie?

W moim rozumieniu związane jest to z nowym paradygmatem działania energetyki opartej o dane oraz aktywne działania wielu interesariuszy razem – każdego, najmniejszego nawet prosumenta, który musi mieć prawo być tak samo w tym kontekście postrzegany jak właściciel elektrowni jądrowej (małej czy dużej). Trudna do przecenienia jest w tym procesie wartość danych, jakość ich obróbki i przekazywania wartości. Dane to tak naprawdę pochodna pieniędzy generowanych w energetyce. Dlaczego więc tych strumieni danych (surowce/energia/magazyn/dystrybucja) nie traktować jak traktuje się właśnie finansowy instrument pochodny i dać do nich dostęp, tak jak każdy ma dostęp do giełdy, kupna akcji czy nawet spekulacji walutami, złotem? I nie dać dostępu do ich gwarantowanego rozliczania każdemu interesariuszowi? Tak jak dawaliśmy przyzwolenie budującym się Chinom, putinowskiej Rosji, oligarchicznej Ukrainie, pragmatycznym Niemcom, biurokratyzowanej Brukseli, NATO czy firmom amerykańskim wspieranym każdorazowo przez lobbyistów, Kapitol i rząd amerykański. Oni – obrazoburczo zapisani w jednym zdaniu – takie przyzwolenie mają. W energetyce musimy odwrócić ten porządek i każdy wytwórca czy „magazynier” energii musi mieć takie same prawa dostępu/dystrybucji/tworzenia jak ma użytkownik smartfona przypięty do internetu.

Słowa – wytrychy dla naszego świata, który jest mały i kruchy – podrzuca nam kolejna polska noblist-

ka Olga Tokarczuk²: świat „[...] bardzo się skurczył w ciągu poprzedniego wieku. [...] Człowiek chyba po raz pierwszy w swej historii przeżywa tę dominującą skończoność świata. [...] Kiedyś świat był wielki i nie do objęcia wyobraźnią – teraz wyobraźnia nie jest nam potrzebna, teraz mamy wszystko na wyciągnięcie ręki po smartfona. [...] Dla naszych pięciu zmysłów świat stał się – powtórzmy – mały. [...] Ale nieskończoność wdarła się to świata *homo consumens*, kiedy ów świat zaczął przypominać sezam. [...] Okazuje się, że jesteśmy bytem raczej zbiorowym niż indywidualnym, bardziej republiką wielu różnych organizmów niż monolitem, hierarchicznie ustrukturyzowaną monarchią [...]”.

Wystawmy głowę poza sferę dotychczasowego świata

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

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

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

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

Tak właśnie. Wystawmy głowę poza sferę uzgodnionego porządku i zbudujmy nasz rynek energii na nowo. Pewnie jeszcze chwilę będziemy mieć państwowe, znacjonalizowane „wielkie przedsiębiorstwa energetyczne”. Tak jak miał być jeden komputer, najwyżej kilka „dużych maszyn liczących”. Ten nowy paradygmat, który przychodzi – dzięki nowej, lokalnej technologii wytwarzania i magazynowania energii, odmienia nasze potrzeby wolności energetycznej, tak jak internet, telefonia komórkowa, laptop czy smartfon odmieniły Ziemię. Teraz już nie rząd, Unia, nie państwa, ale każdy musi być odpowiedzialny za

swoje bezpieczeństwo energetyczne, za magazyn energii (dziś to PEŁNY BAK, pelet w piwnicy), za dostawę energii sąsiadowi, kiedy mu brakuje (A NIE DO SIECI?!). To się da zrobić – weźmy przykład ze Steva Jobsa, kiedy też nie dało się zrobić wzmiankowanego wyżej smartfona! Czy z twórców telefonii komórkowej, których wyśmiewano, że telefony wielkości walizki, że brak zasięgu, że nikt nie wybuduje tyle masztów do transmisji sygnału, komputer w każdym domu to była mrzonka.

”

Wystawmy głowę poza sferę uzgodnionego porządku i zbudujmy nasz rynek energii na nowo

Działanie energetyki bazującej na danych

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

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

Podkreślam, że trudna do przecenienia jest w tym procesie wartość danych, jakość ich obróbki

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

Przyszłość już nadeszła

Do 15 grudnia nie pojawiła się żadna informacja o nowej strategii dla przemysłu chemicznego, w szczególności petrochemicznego, o współpracy technologicznej i naukowej z saudyjskim SABIC. Nie pojawiła się informacja o otwarciu w Policach nowej fabryki polipropylenu, która notuje już ponad roczne opóźnienie i znaczny wzrost kosztów inwestycyjnych.

Nie chcąc nikogo, tym bardziej siebie, zostawiać na Nowy Rok w minorowym nastroju, mam nadzieję, że moje niepokoje, filozoficzne i krytyczne przemyslenia obudziły w Tobie, Czytelniku, chęć na nowe otwarcie, na nowe rozumienie, nowe podejście do bezpieczeństwa energetycznego w tych niespokojnych, wojennych czasach.

„Przyszłość już nadeszła – po prostu nie jest równomiernie rozłożona” – to cytat przypisywany autorowi science fiction Williamowi Gibsonowi³.

W trzecim tygodniu grudnia ważne centrum tego nierównego rozkładu znajdowałoby się w National Ignition Facility w Lawrence Livermore National Laboratory w Livermore w Kalifornii, a 13 grudnia Departament Energii USA potwierdził, że naukowcy pracujący w laboratorium dokonali przełomu w syntezie jądrowej. Używając, podkreślmy, lasera do zasilania reakcji syntezy jądrowej, wytworzyli w reakcji więcej energii niż energia dostarczana przez tenże laser, osiągając w ten sposób zysk energii netto. Ale skromność tego twierdzenia przeczy faktycznemu postępowi. Poczyniono ogromny krok naprzód w poszukiwaniu taniej, wolnej energii.

Przypisy

- ¹ Giuseppe Tomasi di Lampedusa, cytat z powieści *Lampart*.
- ² Olga Tokarczuk „Czuły narrator” Wydawnictwo Literackie 2020.
- ³ „The future is already here – it’s just not evenly distributed”. *The Economist*, December 4, 2003 William Gibson. ■

ANALIZA CZĄSTEK STAŁYCH W APLIKACJACH WODOROWYCH

Particle Sampling Adapter PSA-H70

urządzenie do pobierania próbek wodoru do analizy pod kątem zanieczyszczeń stałych i pyłowych

- Łatwa obsługa i prosty montaż
- Szybkie pobieranie próbek do analizy wg. ASTM D7651
- Ciśnienie robocze do 700 bar
- Minimalny przepływ wodoru na poziomie 60 g/s
- Dokładność sącza 5 μm



MONITORING MEDIUM ROBOCZEGO W STREFIE ZAGROŻONEJ WYBUCHEM

Condition Monitoring Package CMP 1000 EX



Obudowa ognioszczelna
ATEX: II 2G Ex db IIC T5 Gb
IECEX: Ex db IIC T5 Gb



Rejestrator i moduł komunikacyjny CSI-C-11 z możliwością podłączenia dodatkowych 4 czujników analogowych



Czujnik stanu oleju HYDACLab HLB 1400 do określania zmiany kluczowych parametrów cieczy (temperatury, nasycenia wodą, przewodności elektrycznej i stałej dielektrycznej)



Optyczny czujnik zanieczyszczeń HYDAC **ContaminationSensor CS 1310** do określania klasy czystości mediów hydraulicznych



ZADBAĆ O ENERGOOSZCZĘDNOŚĆ

Rafał Rutkowski
Danfoss Drives

Obecna sytuacja na świecie, jak nigdy wcześniej, wskazuje firmom potrzebę zwiększania efektywności. Dla sektora przemysłowego celem jest w równym stopniu poprawianie skuteczności realizacji procesów co zadbanie o energooszczędność, która pozwala na znaczne ograniczanie kosztów.

Tylko w ciągu ostatnich miesięcy ceny gazu na rynku potrafiły osiągnąć poziom dziesięciokrotnie wyższy od normalnego w danym okresie, by później spaść o siedemdziesiąt procent w stosunku do rekordowych kwot. Niepewna sytuacja geopolityczna wyraźnie wpływa na ceny gazu i energii, co z kolei przekłada

się na funkcjonowanie przedsiębiorstw w sektorze przemysłowym.

Szczególnie mocno wszelkie wahania odczuwa przemysł chemiczny, który należy do najbardziej energochłonnych. Skalę potrzeb widać wyraźnie w danych – czterdzieści procent z trzynastu miliardów metrów sześciennych gazu zużywanego przez Polskę rocznie wykorzystuje przemysł, z czego połowę – największe



Fot. Zasoby własne / Tomy



Fot. Zasoby własne firmy

funkcjonujące w kraju zakłady chemiczne. Dla sektora o strategicznym znaczeniu gospodarczym, który zatrudnia ponad 320 000 pracowników i wyceniany jest na ponad 275 miliardów złotych, kwestia energooszczędności stanowi dzisiaj jedno z największych wyzwań i nadrzędnych celów do realizacji.

Przetwornice częstotliwości

Poprawa efektywności energetycznej często rozpoczyna się od wyboru wysoce efektywnych energetycznie przetwornic częstotliwości, które ograniczają zużycie energii przy jednoczesnym zwiększaniu rentowności i zmniejszaniu kosztów działania zakładu. Wpływ na to mają liczne cechy wspierające na co dzień służby utrzymania ruchu. Oferowane przez Danfoss przetwornice cechuje m.in. dodatkowe lakierowanie obwodów drukowanych, dzięki czemu mogą one być użyte w agresywnym środowisku. Wyróżnia je również szeroki zakres temperatury otoczenia, w jakim mogą pracować oraz duży wybór szczelności obudów, od IP00 aż do IP69, co umożliwi ich stosowanie w dowolnym miejscu w zakładzie.

Wykorzystać potencjał cyfryzacji

Nie bez znaczenia są również zaawansowane funkcje, które ułatwiają pracę służbom utrzymania ruchu. Cyfryzacja otwiera szerokie możliwości kontroli firmom, które mogą wykorzystywać potencjał takich

funkcji, jak Drive Pro Condition Based Monitoring. Przetwornica może na bieżąco przekazywać informacje o tym, co się dzieje z nią samą, z silnikiem czy też z daną maszyną. Po nałożeniu na to dodatkowej funkcji zdalnego przesyłu danych (Drive Pro Remote Monitoring), które są pobierane i pozyskiwane przez przetwornicę, organizacja zyskuje dostęp do nowych, wartościowych informacji. Na ich bazie może optymalizować pracę danej maszyny, a tym samym zwiększać efektywność energetyczną i obniżyć koszty.

Zespół Danfoss Drives w Polsce oferuje w tym zakresie dodatkowe usługi, które jeszcze bardziej ułatwiają życie służbom utrzymania ruchu. Drive Pro Site Assessment, czyli funkcja audytu wszystkich przetwornic, zapewnia dostęp do wskazań, na którą grupę urządzeń należałoby zwrócić szczególną uwagę w określonym przedziale czasu ze względu na ich wiek czy pracę w trudnych warunkach.

W sytuacji, kiedy koszty działania odgrywają coraz istotniejszą rolę, a każdy przestój oznacza duże straty, możliwość wdrażania rozwiązań wykorzystujących współczesne cyfrowe możliwości staje się pierwszym krokiem w budowaniu efektywności przedsiębiorstwa. Urządzenia zapewniające bezpieczeństwo, stabilność i niezawodność są dzisiaj fundamentem w rozwijającym się przemyśle chemicznym. ■

MASOWE MAGAZYNOWANIE ENERGII ELEKTRYCZNEJ W WODZIE

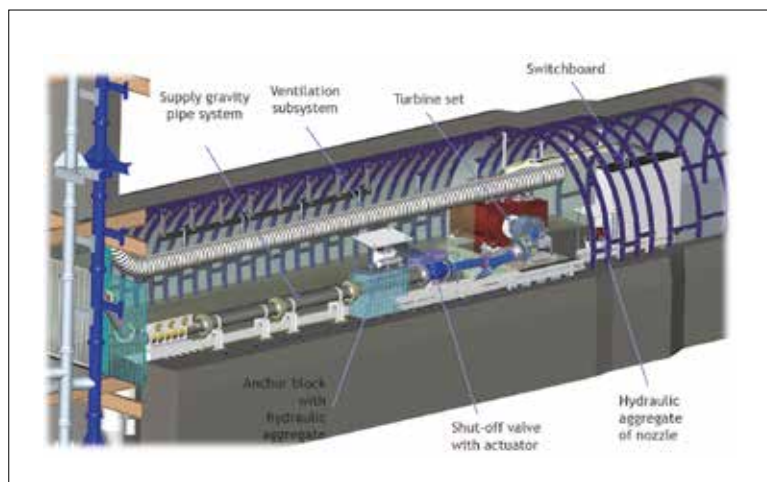
Elektrownie szczytowo-pompowe, cz. 2

dr inż. Grzegorz Peczkis
Politechnika Śląska

W części drugiej artykułu przedstawiono badania czeskie i analizy niemieckie, możliwości realizacji magazynowania energii w wodzie w kopalniach głębinowych. Określono warunki rzeczywistej możliwości budowy ESP w polskich kopalniach węgla kamiennego, w tym likwidowanych w Polsce.

W przypadku braku naturalnych warunków do budowy zbiorników wodnych położonych na różnych wysokościach, których umiejscowienie umożliwia wykorzystanie techniczne (wyłączając parki narodowe i rezerwy przyrody), możliwa jest eksploatacja zbiorników na sztucznie stworzonych dużych różnicach położenia. W związku z sukcesywnym odchodzeniem od wydobywania węgla kamiennego, w szczególności na Górnym Śląsku, poddana została pod konsultacje koncepcja wykorzystania likwidowanej infrastruktury podziemnej kopalń na potrzeby elektrowni szczytowo-pompowych. W zamyśle zbiornik górny byłby osadzony na gruncie w pobliżu obecnych szybów kopalnianych, w szybach znajdowałyby się rurociągi, a na dole zrealizowano by budowę zbiornika dolnego. Koncepcja taka nie jest nowa, lecz praktyczne jej zastosowanie w dużej skali nie zostało dotychczas zrealizowane.

Fot. 123rf



RYS. 5

Zabudowa turbiny wodnej w chodniku kopalni węgla kamiennego, Ostrawa. Publikacja: David Pawera „Experimental underground pump-storage hydroelectric installation in mine in the Czech Republic, Technical University of Ostrava

Poza nielicznymi, zrealizowanymi pracami badawczymi (zlikwidowana kopalnia żelaza, New Jersey 1975 r., kopalnia Jeremenko, Ostrawa 2015), które jednak nie wyszły poza fazę badań doświadczalnych, nie wykonywano elektrowni z wykorzystaniem infrastruktury zlikwidowanych kopalń głębinowych.

Czeski eksperyment ESP w kopalni węgla kamiennego

Republika Czeska jest jednym z liderów europejskich w konstruowaniu i budowaniu turbin wodnych oraz ich praktycznej aplikacji w pracujących obiektach: Kaskadzie Wełtawskiej, Lipno I i II, Hněvkovice, Kořensko, Orlík, Kamýk, Slapy, Štěchovice I i Vrané, Dlouhé Stráně, Dalešice. Pierwszy znany młyn wodny w Środkowej Europie działał w Czechach na rzece Ohře koło Žatca i jest datowany na rok 718. Projekt badawczy w etapie pracy elektrowni szczytowo-pompowej w likwidowanej kopalni węgla kamiennego Jeremenko (okolice Ostrawy) uruchomiono pilotażowo 17 lipca 2015 roku, po 4,5-letnim okresie prac przygotowawczych. Elektrownia została utworzona ze znacznym udziałem finansowym państwa czeskiego (52,4 z 79 mln koron czeskich) oraz firm FITE a.s. [główny wykonawca, Ing. Pavel Bartoš, Diamo, Reacon i Sigma (Ing. Jiří Šoukal)], przy wsparciu intelektualnym Uniwersytetu Górniczo-Technicznego Uniwersytetu w Ostrawie (prof. Ing. Vladimír Slivka, VŠB-TUO) oraz Zakładu Nadzoru Górniczego. Wykorzystano istniejący system odwadniania kopalni oraz nowo zainstalowaną turbinę wodną typu Peltona na poziomie ok. 580 metrów poniżej zrębu. Wydajność obliczeniowa wynosiła $Q=0,14 \text{ m}^3/\text{s}$, prędkość obrotowa turbiny $n=1500 \text{ obr./min}$. Układ z założenia miał pracować na mocy 732 kW, uzyskano ok. 680 kW mocy elektrycznej (napięcie 400V). W układzie krążyła woda kopalniana, zasolona o temperaturze ok. 26 stopni. Zbiornik powierzchniowy miał objętość ok.



RYS. 6

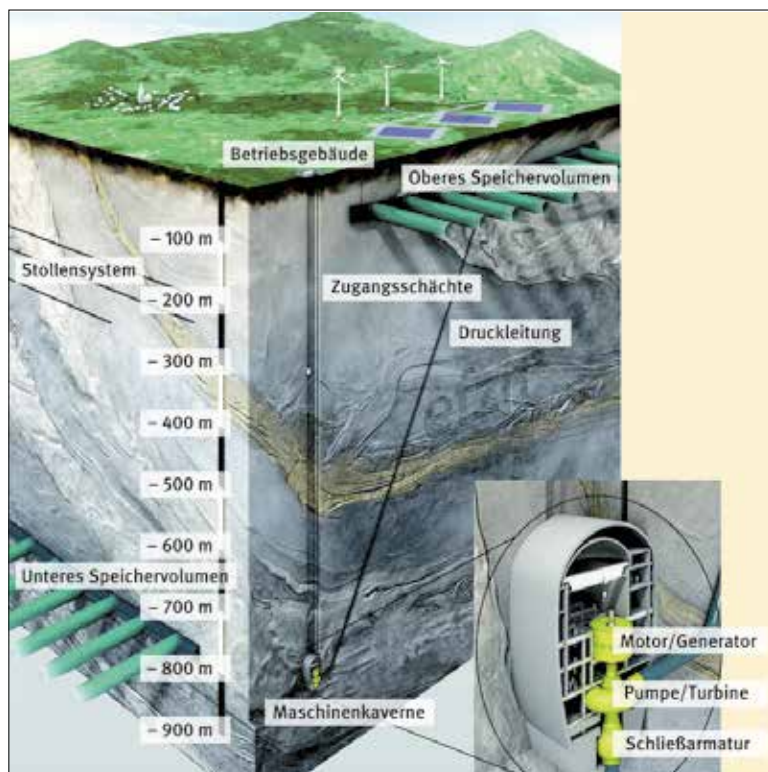
Turbina wodna Peltona zastosowana w ESP w kopalni Jeremenko, Ostrawa. Publikacja: David Pawera „Experimental underground pump-storage hydroelectric installation in mine in the Czech Republic, Technical University of Ostrava

4000 m³, z czego objętość robocza wynosiła 3000 m³ a rurociąg prowadzący wodę do turbiny średnicę DN, 300 (rys. 5).

Niemieckie analizy budowy elektrowni szczytowo-pompowych w likwidowanych kopalniach

Obecny potencjał niemieckich elektrowni szczytowo-pompowych o łącznej mocy ok. 5 GW pozwala na produkcję energii elektrycznej w ilości ok. 20 GWh rocznie. W związku z wygaszeniem energetyki jądrowej oraz rozwojem OZE, w szczególności PV, określono ten potencjał jako niewystarczający. W ramach projektu „Magazynowanie energii wiatrowej poprzez ponowne wykorzystanie zlikwidowanych kopalń”, finansowanego przez Federalne Ministerstwo Środowiska, grupa naukowców z Clausthal University of Technology (Clausthal-Zellerfeld, Dolna Saksonia, Niemcy) oraz przedstawicieli przemysłu, wyznaczyła 104 obiekty podziemne, które nadają się na elektrownie szczytowo-pompowe. Informacje o prowadzonych działaniach podawano od początku lat 2010, zakładając docelowe rozpoczęcie prac na wyznaczonych obiektach pokopalnianych na lata 2015-2018. Okres ten nie został dotrzymany. Powód był prozaiczny – zbyt wysokie koszty. Dla jednej lokalizacji budowy ESP w likwidowanych kopalniach oszacowane na ok. 700 mln euro.

Wykorzystanie nowych lokalizacji miało w szybkim czasie podwoić obecny potencjał akumulacji energii przez Niemcy. Na podstawie przeprowadzonych analiz ustalono, że najwłaściwszymi będą kopalnie rud metali. Określono ograniczenia dla zlikwidowanych kopalń węgla kamiennego oraz soli: wybuchowy metan, pył węglowy oraz kwarcowy zawarty w pompowanej wodzie, zasolenie wody, możliwość wypłukiwania surowców (soli) oraz substancji toksycznych z górotworów. Wykluczono obiekty, w których miękka skała wymagać będzie budowy



RYS. 7
Proponowane rozwiązanie elektrowni szczytowo-pompowej w zlikwidowanej kopalni rud metali. Energie-Forschungszentrum Niedersachsen. Autor dr Franz Meyer

kosztownych wzmocnień. Jako kopalnie pilotażowe wskazano dawną kopalnię rudy Pöhla w Erzgebirge oraz szyb Wiemann nieczynnej kopalni rudy Grund w górach Harz. W zunifikowanym systemie każda z elektrowni ma dysponować mocą 100 MW oraz zbiornikami wodnymi umożliwiającymi produkcję 400 MWh energii elektrycznej rocznie. Założono spad o wysokości 700 m oraz objętość możliwych do wykorzystania/wykonania podziemnych tuneli i kanałów $240 \div 260 \text{ tys. m}^3$. Na rysunku 8 przedstawiono propozycję agregatu firmy Voith. Średnica największego elementu, który trzeba transportować w całości wynosi 5,6 m. Kadłub turbiny oraz pompy mogą być wykonane segmentowo. Sprawność turbiny wodnej to 91%, sprawność pompy 90%, sprawność akumulacji energii 75%. Brak uruchomienia tych

inwestycji tłumaczony jest nieopłacalnością ekonomiczną, brakiem amortyzacji przy obecnej formule i cenach rynku energii w Niemczech. Sama sprzedaż energii jest niewystarczająca, obiekt musiałby zostać objęty stałym systemem dotacji.

20 i 21 listopada 2014 na II konferencji magazynów pompowych EFZN (Goslar) inżynier Stephan Hloucal zaprezentował prace pilotażowego projektu badawczego elektrowni szczytowo-pompowej kopalni węgla kamiennego Am Petersenschacht (Sondershausen, Niemcy). Układ turbiny Peltona współpracował z pompami odwadniania kopalni, która pozostawała w ruchu. Potencjał dolnych zbiorników wodnych w istniejącym systemie wynosił 10 tys. m³ wody. Różnica poziomów względem powierzchniowego zbiornika górnego przekraczała 700 m. Moc maszyn hydraulicznych, możliwych do zabudowy określono w zakresie 1,5-1,8 MW. Przepływ 250 l/s realizowano 4 rurociągami DN200.

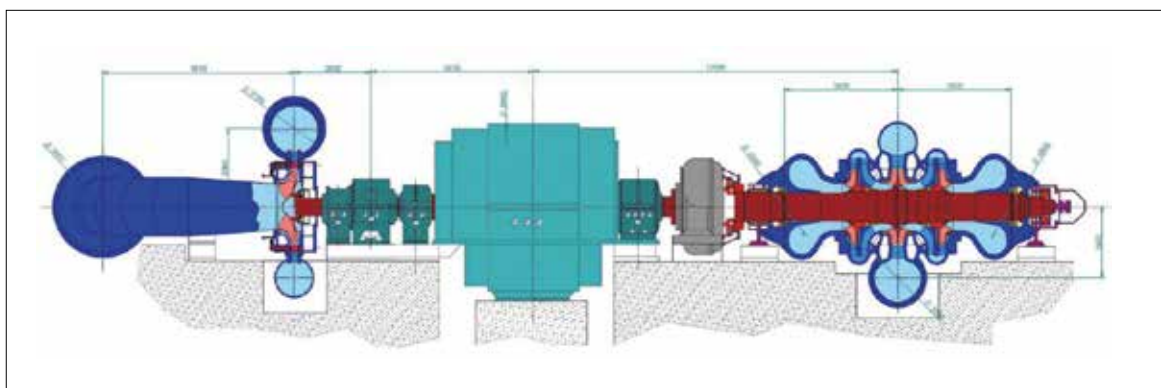
Koncepcje elektrowni szczytowo-pompowych w likwidowanych kopalniach głębinowych w Polsce

Obecnie w Polsce działa około 20 kopalni węgla kamiennego. W większości już zlikwidowanych zakładów górniczych infrastruktura podziemna została zdewastowana poprzez zalanie, co czyni możliwość powrotu na zamknięte wyrobiska nieopłacalnym ekonomicznie.

Szczegółowe wariantowe analizy wykorzystania do budowy ESP likwidowanej KWK „Krupiński” trwały blisko 2 lata. Prowadzone konsultacje, również międzynarodowe, wykazały możliwość systematycznego odpompowania i zalewania kopalni w ówczesnym jej stanie.

Założeniem była praca generacyjna turbin w czasie 4-4,5 godziny na dobę. Możliwą do uzyskania moc określano na podstawie istniejących objętości podziemnych zbiorników, chodników oraz możliwych do stworzenia niskim nakładem pracy. Wykluczono budowę podziemnych zbiorników z żelbetu. W układzie tej kopalni zaproponowano pracę kaskadową na dwóch poziomach po dwa zestawy turbopomp na każdym poziomie. Było to wynikiem ograniczeń

RYS. 8
Zespół turbiny wodnej, generatora/silnika i pompy dwustrumieniowej, dwustopniowej dedykowany do pracy w likwidowanej kopalni. Moc generacji 90 MW (źródło: Voith AG)



Digital Twin: Zastosowania biznesowe i zalety systemu



Digital Twin umożliwia operatorom zakładów dostęp do najnowszych danych i stanu ich zakładów i urządzeń - w dowolnym miejscu i czasie. Aby zapewnić to rozwiązanie, Digital Twin składa się z dwóch części: danych funkcjonalnych i informacji. Część funkcjonalna pokazuje interakcje pomiędzy różnymi komponentami instalacji i umożliwia symulację. Część informacyjna zawiera wszystkie informacje, które reprezentują dany komponent.

Operatorzy zakładów często korzystają z oprogramowania takiego jak systemy zarządzania aktywami, aby mieć przegląd wszystkich swoich zakładów i należących do nich komponentów. LESER wspiera operatorów w zarządzaniu całym sprzętem poprzez konfigurację danych o zaworach bezpieczeństwa w systemach opartych na chmurze. Usługa ta może być stosowana zarówno dla fabrycznie nowych, jak i zainstalowanych zaworów bezpieczeństwa. W przypadku fabrycznie nowych zaworów bezpieczeństwa (green field) przesłanie danych może być zamówione razem z zaworem. Dla zainstalowanych zaworów (brown field) LESER oferuje tę usługę dla zaworów bezpieczeństwa zbudowanych do 2005 roku.

Wraz z dużym niemieckim operatorem, LESER dostarczył rekordy danych dla 970 zaworów bezpieczeństwa do systemu zarządzania aktywami "SAP AIN" (Asset Intelligence Network). Kiedy rekordy danych zostały po raz pierwszy utworzone w chmurze SAP AIN, każdy zawór bezpieczeństwa został opisany jednoznacznie na podstawie 74 punktów danych. W przypadku zaworów bezpieczeństwa obejmują one ciśnienie zadane, rozmiar nominalny, klasę ciśnienia i wiele innych. W tym konkretnym przypadku kompletny zakres został zdefiniowany w specyfikacji ECLASS. Wszystkie dane należą do zaworu bezpieczeństwa, który oprócz numeru seryjnego otrzymuje własny numer wyposażenia.

Operator instalacji może zarządzać różnymi uprawnieniami dla wszystkich stron, które przyjmują dane o wyposażeniu podczas cyklu życia zaworu bezpieczeństwa. Na przykład warsztat naprawczy może rejestrować prace konserwacyjne, takie jak zmiana ustawionego ciśnienia. Daje to możliwość ciągłego utrzymywania i cyfrowego wyszukiwania danych o zaworze bezpieczeństwa. Zaletą dla operatora jest to, że w SAP AIN można zarządzać wszystkimi rodzajami urządzeń, w tym pompami, sprężarkami i wieloma innymi. Pozwala to uniknąć pracy w zbyt wielu systemach. Ponadto operator zakładu może również przy niewielkim wysiłku zsynchronizować te dane z własnym systemem i tam nimi zarządzać.

Obecnie LESER obsługuje interfejs do SAP AIN. Inne platformy będą podłączane indywidualnie na życzenie. System LESER zapewnia, że w przyszłości dostępne będą dodatkowe dane. Ponadto system otwiera interfejsy do różnych platform. Klienci otrzymają dokładnie te dane, których potrzebują, tam gdzie ich potrzebują. Operatorzy mogą korzystać z wybranej przez siebie platformy.



OD 30 LAT

budujemy możliwości porozumienia
polskiego przemysłu

30
LAT



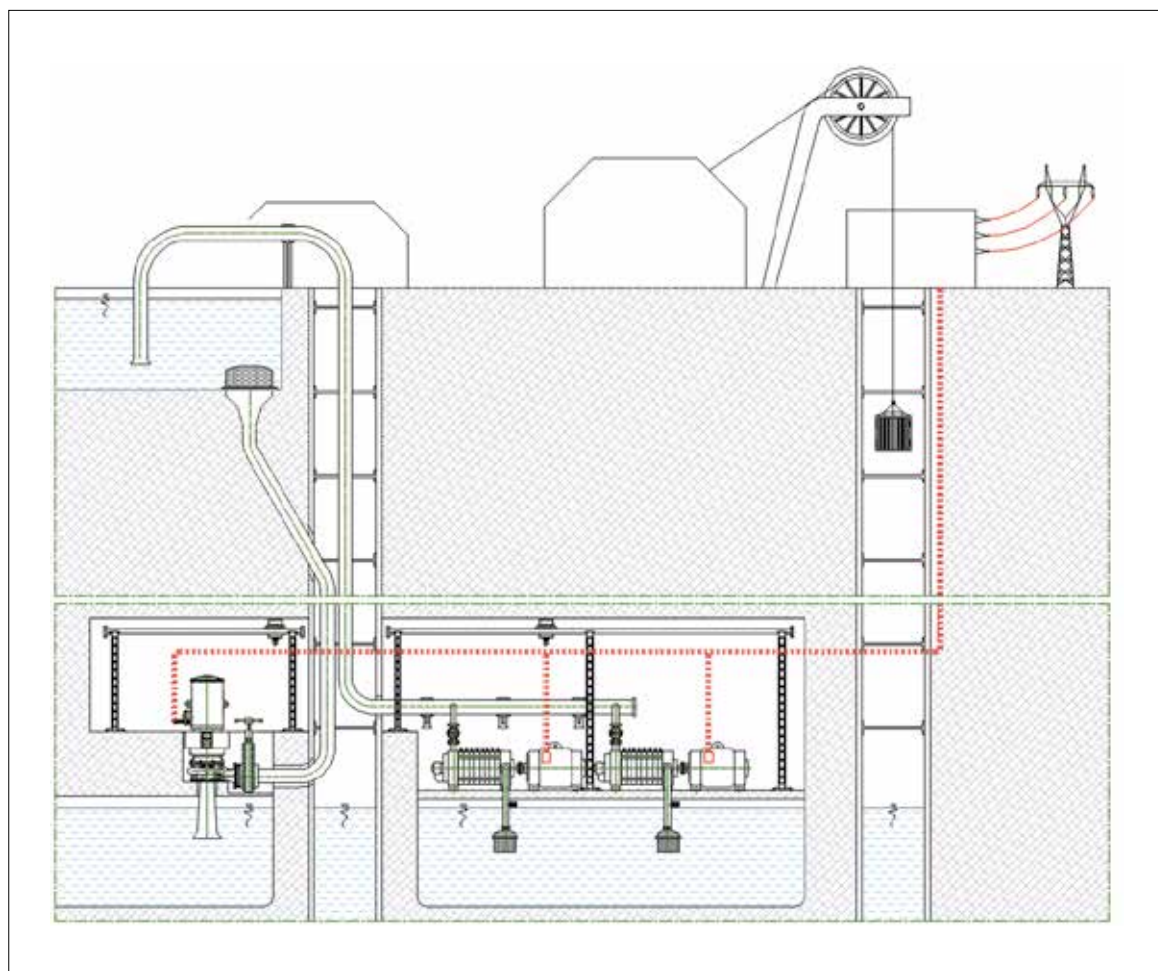
budujemy możliwości
porozumienia

☎ 32 415 97 74

✉ biuro@e-bmp.pl

🌐 www.kierunekBMP.pl





RYS. 9
Schemat propozycji elektrowni szczytowo-pompowej w infrastrukturze zlikwidowanej kopalni węgla kamiennego z układem pomp OW połączonych równoległe

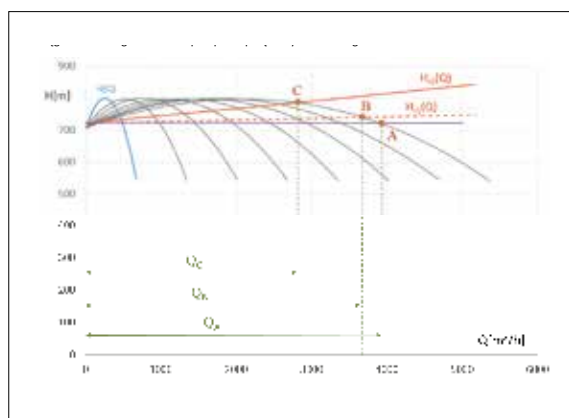
prześwitu szybu, w którym można transportować na dół pompy, turbiny i generatory/silniki. W realistycznym, możliwym do wykonania wariantcie, możliwa do uzyskania moc generacyjna wynosiła blisko 100 MW. Projekt prowadzony był przez Jastrzębską Spółkę Węglową. Innowacja nie została dopuszczona do realizacji ESP w KWK. Obecnie szyby w tej kopalni

są sukcesywnie zasypywane. Wstępne analizy technicznych możliwości prowadzono również dla kopalni zlokalizowanej na terenie Piekar Śląskich.

Wykonane dla innych kopalń Śląska analizy opłacalności finansowej budowy ESP padły ofiarą obowiązującej wówczas podwójnej dla jednego cyklu pracy ESP stawki opodatkowania energii: pobieranej i produkowanej. Obecnie sprawę tę uregulowano na korzyść ESP.

Ograniczenia mocy wynikały nie tylko z wielkości zbiorników dołowych, ale głównie z możliwości transportu maszyn hydraulicznych na miejsce ich docelowej pracy na dole. Proponowane przez partnerów niemieckich rozwiązania zakładały przebudowę szybów kopalnianych.

W Polsce działają obecnie dwa przedsiębiorstwa z powodzeniem technicznym, realizujące budowanie szybów kopalnianych. Pierwsza z nich to zależne od JSW S.A. Przedsiębiorstwo Budowy Szybów, budujące obecnie szyb „Grzegorz” w Zakładzie Górniczym „Sobieski”. Szyb ma średnicę przekraczającą 9 metrów i w założeniu miał być głębiniony na ponad 700 metrów. Druga spółka to Przedsiębiorstwo Budowy Kopalń, zależne od KGHM S.A., która ukończyła budowę najgłębszego szybu w Polsce: GG-1 (1351 m) w Kwilicach w gminie Grębocice. Szyb ma średnicę



RYS. 10
Charakterystyka współpracy równoległej pomp kopalnianych polskiego producenta

7,5 m. W obydwu przypadkach technika głębenia realizowana jest przy mrozeniu obszaru głębenia do temperatury bliskiej -28 stopni, co znacząco zmniejsza zagrożenia wodne w trakcie prowadzenia budowy. Na podstawie szacunkowych, publikowanych informacji, można oszacować koszt głębenia szybu na ok 700 tys. PLN/metr.

Pokazana charakterystyka zbiorcza współpracy równoległej dominujących w polskich KWK pomp odwadniania kopalń obrazuje możliwość wykorzystania istniejącej w KWK infrastruktury komór pompowych. Konieczne do wykonania nowe układy rurociągów oraz instalacja turbin wodnych dawała możliwość pracy turbinowej z mocami do 20 MW. Prowadzenie badań przedwdrożeńowych na KWK dałoby możliwość weryfikacji pracy układu ESP w praktyce współpracy z zalewanymi zbiornikami i chodnikami na dole kopalń. To pozwala na wypracowanie potrzebnego do prowadzenia wielkoskalowego ESP doświadczenia. Projekt taki nie został realizowany.

Ograniczenia techniczne budowania elektrowni szczytowo-pompowej w KWK

W przytoczonej już zależności określającej moc możliwą do uzyskania z przepływu wody są dwie, wzajemnie proporcjonalne wielkości: wydajność oraz wysokość, którymi można się posługiwać celem określenia mocy urządzeń hydraulicznych. Zwiększenie mocy uzyskuje się, zwiększając wydajność bądź różnicę wysokości poziomów cieczy w zbiorniku górnym i dolnym.

Poszukiwano technicznej możliwości odwadniania szybów bez konieczności utrzymywania infrastruktury dołowej z możliwością traktowania zlikwidowanej kopalni jako dużej studni. Wdrożona w jednym z zakładów górniczych w Czeladzi idea odpompowywania wody kopalnianej z szybu kopalni traktowanego jak studnia, do której nie wchodzi ludzie, wykazała szereg istotnych wad tego rozwiązania. Wielostopniowa, głębinowa pompa odwadniająca opuszczana była do wody w szybie na elementach rurociągu połączonych kołnierzowo. Kolejne elementy rurociągu są montowane w trakcie stopniowego opuszczania pompy. W przypadku wyciągania pompy do inspekcji czy remontu, następowało bujanie na boki układu ciężkiej pompy na długim rurociągu oraz dewastacja kadłubów pompy uderzających o zabudowę szybu (styczeń 2008 roku).

W tym przypadku doszło do zniszczenia pompy, którą udało się jednak wyciągnąć na powierzchnię i wyremontować. W podobnej próbie użycia pompy głębinowej wyprodukowanej w Polsce, wykonywanej w szybie kopalni w Dąbrowie Górniczej, pompa uległa urwaniu i poleciała w głąb szybu. Waga takiej pompy z silnikiem przekracza 3 tony. Z powodu znacznej głębokości szybu oraz ponad 100 metrów wody na jego dnie, nie podjęto prób odzyskania pompy. Dodatkowo pompowanie wody kopalnianej, naturalnie mocno



Fot. 123rf, za: ilustracyjne

KOPALNIE NA GÓRNYM ŚLĄSKU

były budowane według rozpoznanych pokładów węglowych zalegających na różnych głębokościach. W wielu przypadkach na poziomy znajdujące się blisko powierzchni można dotrzeć transportem ciężarowym korytarzami transportowymi z powierzchni

zmineralizowanej, powodowało osadzanie się minerałów na elementach przepływowych. Niekorzystne jest również korozyjne działania soli zawartych w wodzie kopalnianej. Układ, który z założenia miał być bezobsługowy, wymagał częstego demontażu i związanych z tym dużych kosztów.

Dodatkowym ograniczeniem w przypadku pompowania wody w kopalni jest konieczność zapewnienia drugiego rurociągu rezerwowego, który w normalnej eksploatacji pierwszego rurociągu może pełnić rolę ppoż. W dalszych rozważaniach układów głównego odwadniania kopalń, w których technikę pompową doprowadzono do wysokiego poziomu niezawodności oraz bezpieczeństwa pracy ludzi, pojawia się sporo ograniczeń i wymogów charakterystycznych dla pracy górniczej, które obarczają pracę ewentualnej elektrowni szczytowo-pompowej dodatkowymi obciążeniami finansowymi. Brak jest w polskim prawodawstwie wyłączeń i uproszczeń dla zastosowania byłej infrastruktury kopalnianej do celów energetycznych. Ewentualnemu rozwojowi tej branży musi towarzyszyć szereg upraszczających zmian ustawodawczych uwzględniających nową rolę szybów, zbiorników wodnych, komór maszyn, obsługi przez ludzi, itp.

Wraz z obniżaniem się poziomu chodników kopalnianych rośnie zagrożenie oraz stężenie metanu w obszarach rozpoznanych jako zagrożone. Częściowo problem ten można rozwiązać poprzez planowanie uszczelniania masami bitumicznymi zbiorników wodnych dolnych. W przypadku wspomnianej już analizy możliwości budowy w KWK Krupiński zbiornik dolny miał mieć postać uszczelnionego bitumicznie chodnika o długości 8 km. Stopniowe zalewanie kopalni spowodowało znaczny spadek wydzielania się metanu z górotworu po przekroczeniu krytycznej głębokości. Jakkolwiek jest to korzystne z powodu bezpieczeństwa, postawiło pod znakiem zapytania wykonaną już, działającą inwestycję układu sprężania odzyskiwanego metanu.

Wielkość zbiorników uzależniona jest od pożądanego czasu pracy turbiny wodnej. W związku z lokalizacją kopalń na terenie Górnego Śląska w pobliżu miast, często w ich centrum, poważnym problemem będzie budowa górnych zbiorników wodnych w bliskim sąsiedztwie szybu kopalni. W praktyce przyjęcie głębokości zbiornika na poziomie 25-30 metrów powoduje dużą powierzchnię zbiornika górnego. Jednocześnie do czasu wybudowania i uruchomienia elektrowni grunt pod zbiornikiem powierzchniowym musi być stabilny. W przypadku miasta Bytomia bądź terenów pod Sosnowcem jest to trudne, ponieważ nie są dokładnie rozpoznane obszary przedwojennych kopalń zalewanych w czasie wojny.

Kolejnym ograniczeniem jest możliwość transportu i zabudowy maszyn hydraulicznych: turbiny, pompy na miejscu ich pracy docelowej, w komorach maszyn. Obecnie eksploatowane maszyny (pompy głównego odwadniania kopalń) posiadają gabaryty umożliwiające ich transport na powierzchnię po odstawieniu od silników oraz demontażu ze stanowisk pracy. Jest to wymagane celem przeprowadzenia planowanych remontów oraz pomiarów charakterystyk przepływowych na stanowiskach pomiarowych producentów pomp. Szyby w polskich kopalniach budowano (głębiono) na średnice do 9 m. Z uwagi na zabudowę szybu umożliwiającą jego inspekcję oraz prace remontowe, faktyczne wymiary użytkowe okna (zazwyczaj prostokątne), w których można transportować elementy maszyn, nie przekraczają długości 4,6m. Szyby oraz szybiki nie zabudowywane miały mniejsze średnice.

Kopalnie na Górnym Śląsku były budowane według rozpoznanych pokładów węglowych zalegających na różnych głębokościach. W niekorzystnym przypadku wysokoenergetyczny, wartościowy węgiel zalegał w warstwach pod kątem dochodzącym do 30 stopni nachylenia (zlikwidowana KWK Kazimierz-Juliusz w Sosnowcu). Po wyeksploatowaniu złoża na jednej głębokości eksploatowano pokłady zalegające niżej. Powstawały kolejne poziomy, zależnie od rozpoznanych warstw węgla. Dążenie do eksploatacji bardzo wysokich pokładów węgla koksującego w tej

kopalni wymusiło konieczność systematycznego zrzućania wody z obszaru wyżej położonej zalanej, historycznej kopalni. W związku z prognozowaną różnicą wysokości około 150 metrów oraz wstępowaniem szacowanych zasobów wody ok. 2-3 mln m³ planowano instalację turbiny na wypływie rurociągu zrzutowego. Błąd złego dobrania zaworu na wypływie (na zbyt niskie ciśnienie) i w konsekwencji poważna awaria doprowadziły do intensywnego, ciągłego napływu wody rurociągiem DN 150 do niższych poziomów kopalni. Nastąpiła konieczność głównego odwadniania w czasie ciągłym. Zdarzenie to wykluczyło możliwość realizacji ciekawej koncepcji pracy turbiny w KWK.

”

Republika Czeska jest jednym z liderów europejskich w konstruowaniu i budowaniu turbin wodnych oraz ich praktycznej aplikacji

W wielu przypadkach polskich kopalń na poziomie znajdujące się blisko powierzchni ziemi można dotrzeć transportem ciężarowym korytarzami transportowymi z powierzchni. Do poziomów poniżej 600 m jest to praktycznie niemożliwe. Chcąc zabudować komorę maszynami hydraulicznymi na najgłębszych poziomach, będąc beneficjentem dużych różnic wysokości, należy je przetransportować w całości lub w częściach szybem, uwzględniając jego ograniczenia geometryczne.

Oddzielnym, ciekawym tematem jest wykorzystanie energii wody pompowanej z naturalnych zbiorników podziemnych celem jej filtracji i ponowne jej wylewanie poprzez turbinę wodną do tychże podziemnych zbiorników. Koncepcja ta była rozważana po wykryciu skażenia substancjami chemicznymi głębinowych zasobów wodny pitnej na terenie Śląska (Karchowice).

Energetyka wodna i technika pompowa, doskonale znane z technicznego punktu widzenia, nie mają obecnie konkurencji w światowym systemie magazynowania energii dużych mocy. Wraz z rozwojem OZE stanowią o bezemisyjnej przyszłości gospodarki energetycznej, której dalszy rozwój nieuchronnie będzie musiał w całkowitym bilansie ekonomicznym uwzględnić ten sposób bilansowania sieci elektroenergetycznych.

Literatura dostępna w redakcji ■



LOPA I GRAF RYZYKA

dla wymagań SIL w obiektach przemysłowych

Igor Hejke

Urząd Dozoru Technicznego, Oddział we Wrocławiu

W nowoczesnym przemyśle skomplikowane systemy zabezpieczeń chronią przed powstaniem zdarzeń niebezpiecznych, np. przekroczeniem parametrów dopuszczalnych urządzeń ciśnieniowych, uwolnieniem substancji niebezpiecznej lub wytworzeniem atmosfery wybuchowej.

W przemyśle procesowym rozwinęła się kultura projektowania instalacji w oparciu o koncepcję ryzyka, która zakłada jego oszacowanie dla danego zdarzenia i redukcję do poziomu minimalnego wg kryteriów akceptacji ryzyka:

- redukcja ryzyka odbywa się przez zaprojektowane warstwy zabezpieczeń, w tym przez system auto-

matyki zabezpieczeniowej (system SIS – Safety Instrumented System),

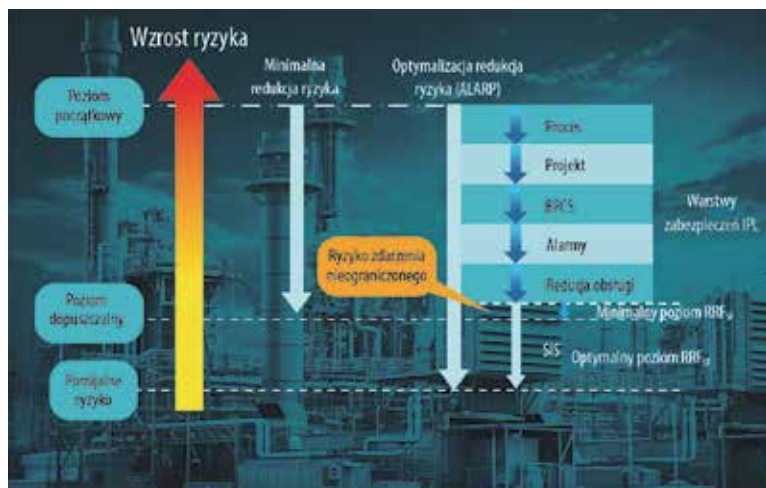
- miarą redukcji ryzyka jest niezawodność funkcji bezpieczeństwa SIF (Safety Instrumented Function),
- SIF wyrażona jest przez dyskretne poziomy nienaruszalności bezpieczeństwa SIL (Safety Integrity Level).

LOPA

Głównym celem jest sprawdzenie czy zastosowane urządzenia zabezpieczające proces pozwolą uzyskać akceptowalny poziom ryzyka w rozpatrywanych scenariuszach.

Zespół określa statystyczną częstość zdarzenia inicjującego, wartości PFD warstw zabezpieczeń IPL (*independent protection layers*), wartości modyfikatorów warunkowych CMP oraz czynników umożliwiających ECP. W efekcie otrzymywana jest częstość zdarzenia nieograniczonego UEF (unmitigated event frequency). Proces ten powtarza się dla wszystkich scenariuszy o tym samym skutku. Otrzymane częstości zdarzenia nieograniczonego UEF są sumowane do wartości UEF_{overall}.

UEF_{overall} należy porównać z częstością zdarzenia odpowiadającą akceptowalnej wartości ryzyka dla danej kategorii ostrości skutków TMEF (*target mitigated event frequency*), zgodnie z przyjętą matrycą ryzyka.



RYS. 1
Poglądowe przedstawienie działania analizy LOPA

poziom SIL	PFD _{AVG}	RRF	PFH
SIL 4	$\geq 10^{-5}$ and $< 10^{-4}$	100000 to 1000	$> 10^{-7}$ and $< 10^{-6}$
SIL 3	$\geq 10^{-4}$ and $< 10^{-3}$	10000 to 1000	$\geq 10^{-6}$ and $< 10^{-5}$
SIL 2	$\geq 10^{-3}$ and $< 10^{-2}$	1000 to 100	$\geq 10^{-5}$ and $< 10^{-4}$
SIL 1	$\geq 10^{-2}$ and $< 10^{-1}$	100 to 10	$\geq 10^{-4}$ and $< 10^{-3}$

TAB. 1
Miary redukcji ryzyka i poziomy SIL. Skróty: PFD_{AVG} – średnie prawdopodobieństwo uszkodzenia niebezpiecznej funkcji bezpieczeństwa (procesy wolnozmiennie), RRF – współczynnik redukcji ryzyka, PFH – godzinowa częstotliwość uszkodzenia funkcji bezpieczeństwa [1/h] (procesy szybkozmiennie, maszyny)

Metody przypisania poziomów SIL

analiza warstw zabezpieczeń AWZ lub LOPA*
(*layer of protection analysis*)

graf ryzyka RG (*risk graph*)

matryca ryzyka RM (*risk matrix*)

TAB. 2
Metody przypisywania poziomów SIL

3. Wytworzenie atmosfery wybuchowej, eksplozja w wyniku niekontrolowanego wprowadzenia paliwa do komory spalania (palniki główne)	Frequency [per year]	IPLs										Intermediate Frequency [per year]	Comments	
		Bezpieczeństwo inżynierii - bezpieczny projekt			Zawór wentylacyjny pomieści zaworem gazowymi			SIFB14						
Initiating Event		P	E	A	P	E	A	P	E	A	P	E	A	
4.15.1. Nieszczelność głównych zaworów gazowych	0.01	P	0,1	P	3,23E-3	P	0,1	P	NA	P	NA	P	3,23E-7	
		E	0,1	E	3,23E-3	E	0,1	E	NA	E	NA	E	3,23E-7	
		A	0,1	A	3,23E-3	A	NA	A	NA	A	NA	A	3,23E-7	
Niekontrolowane otwarcie zaworów gazowych - (błąd BMS, zacięcie zaworu w pozycji otwartej)	0.01	P	0,1	P	NA	P	NA	P	3,23E-3	P	NA	P	3,23E-6	
		E	0,1	E	NA	E	NA	E	3,23E-3	E	NA	E	3,23E-6	
		A	0,1	A	NA	A	NA	A	3,23E-3	A	NA	A	3,23E-6	
Brak zapłonu płomienia głównego podczas rozpalania	1,00E-3	P	NA	P	NA	P	NA	P	NA	P	3,23E-3	P	3,23E-6	
		E	NA	E	NA	E	NA	E	NA	E	3,23E-3	E	3,23E-6	
		A	NA	A	NA	A	NA	A	NA	A	3,23E-3	A	3,23E-6	
Zgaśnięcie płomienia głównego podczas pracy	1,00E-3	P	NA	P	NA	P	NA	P	NA	P	3,23E-3	P	3,23E-6	
		E	NA	E	NA	E	NA	E	NA	E	3,23E-3	E	3,23E-6	
		A	NA	A	NA	A	NA	A	NA	A	3,23E-3	A	3,23E-6	

Analizowane funkcje bezpieczeństwa

SIFB03 - Monitorowanie położenia zamkniętego zaworów gazowych (SIL2, RRF 310)

SIFB04 - Monitorowanie szczelności zaworów gazowych (SIL2, RRF 310)

SIFB14 - Monitorowanie płomienia palników głównych (SIL2, RRF310)

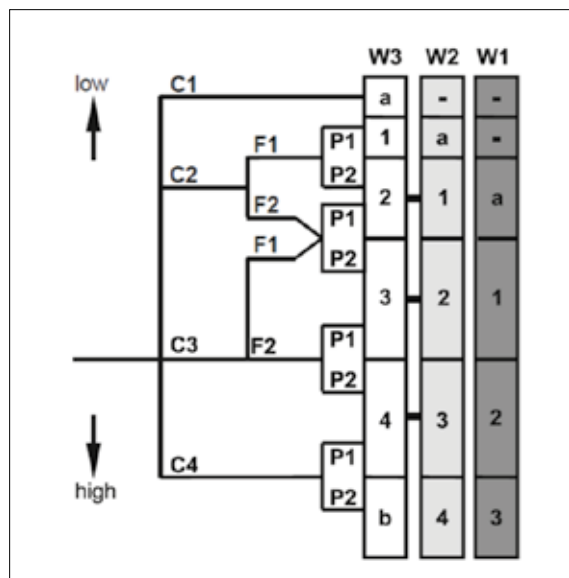
Konsekwencje: P - dla personelu, E - dla środowiska, A - dla majątku
 NA - nie dotyczy
 Intermediate frequency - częstość zdarzenia ograniczonego według danego scenariusza

RYS. 2 Przykładowy arkusz analizy LOPA dla funkcji kotła gazowego

Stosunek tych wartości daje wymaganą wartość RRF dla projektowanej funkcji SIF. Przykładowy arkusz analizy LOPA dla funkcji kotła gazowego pokazano na rys. 2.

Graf ryzyka

Metoda nie daje wyniku w postaci wymaganego współczynnika RRF funkcji bezpieczeństwa SIF, a jedynie docelowy poziom SIL. Ryzyko przedstawione jest jakościowo za pomocą czterech parametrów (rys. 3).



RYS. 3 Graf ryzyka dla strat w ludziach. Objaśnienia: 1, 2, 3, 4 - poziomy docelowe SIL, a - funkcja bez wymagań SIL (RRF<=10), - brak wymagań bezpieczeństwa, b - wymagane dodatkowe warstwy zabezpieczeń

Konsekwencje
 C1 - małe urazy
 C2 - duże urazy
 C3 - pojedyncze osoby zabite
 C4 - wiele osób zabitych

Częstość narażenia
 F1- rzadka (0,1 czasu pracy)
 F2 częsta (pow. 0,1 czasu pracy)

Możliwość uniknięcia zagrożenia
 P1- możliwa w pewnych warunkach
 P2 Prawie niemożliwa

Prawdopodobieństwo wystąpienia
 W1- bardzo małe (poniżej raz na 10 lat)
 W2 - małe (raz na 1-10 lat)
 W3 - duże (powyżej raz na rok)

C3 – śmierć pojedynczych osób
 akceptowalna częstość wg matrycy ryzyka wynosi $TMEF_{C3}=10^{-4}$ /rok
 założona redukcja ryzyka parametrów P1 i F1 $RRF_{F1}=RRF_{P1}=10$,
 częstość zdarzenia inicjującego po uwzględnieniu innych warstw zabezpieczeń $f_{W2}=0,1$ /rok

$$RRF_{SIF} = \frac{f_{W2}}{TMEF_{C3} \cdot RRF_{F1} \cdot RRF_{P1}} = \frac{0,1}{10^{-4} \cdot 10 \cdot 10} = 10 \text{ (SIL1)}$$

kalibracja poprawna, ponieważ dla ścieżki C3-F1-P1-W2 wynikiem jest SIL1

RYS. 4 Przykładowa kalibracja grafu ryzyka

Metoda grafu ryzyka jest dedykowana dla przypisania SIL zabezpieczeń w instalacjach kotłowych zgodnie z normą PN-EN50156-1.

Do przypisania poziomów SIL zastosować może obie przedstawione metody. Pierwsza – GRAF RYZYKA – sprawdza się lepiej w analizie SIL funkcji zabezpieczających układy paleniskowe i maszyny. Druga – LOPA – jest właściwsza dla funkcji zabezpieczających instalacje procesowe

Opracowanie powstało na podstawie rzeczywistych analiz UDT-CERT. ■

CBR II

Centrum Badawczo-Rozwojowe (tzw. CBR II) to kontynuacja Laboratorium Badań Aplikacyjnych i Rozwojowych (CBR I). Nowa jednostka pozwoli spółce na poszerzenie skali i zakresu dotychczasowych badań – szczególnie w Segmencie Oxoplast – oraz przyczyni się do wydłużenia łańcucha produktowego i przetwórstwa podstawowych chemikaliów w produkty specjalistyczne



Fot. BMP

NOWOCZESNA CHEMIA W KĘDZIERZYNIE

Aleksandra Grądzka-Walasz

redaktorka czasopisma „Chemia Przemysłowa” oraz portalu kierunekCHEMIA.pl

1922 m² powierzchni, 10 laboratoriów badawczych podzielonych na cztery rodzaje pracowni, 39 mln złotych – tak w liczbach można przedstawić nowe Centrum Badawczo-Rozwojowe w Grupie Azoty ZAK S.A., oficjalnie uruchomione w ostatnim kwartale ubiegłego roku.



Fot. BMP

REAKTORY CIŚNIENIOWE

Obiekt o powierzchni ponad 1900 m² mieści 10 laboratoriów badawczych podzielonych na pracownie: procesów kondensacyjnych, procesów ciśnieniowych, polimerów oraz badań fizykochemicznych. Na zdjęciu: cztery reaktory w pracowni procesów ciśnieniowych



Fot. BMP

W SKALI PILOTAŻOWEJ

Kompaktowa linia do wyłuskania granulatu tworzywowych – to jedno z kluczowych urządzeń wykorzystywanych w badaniach, które będą realizowane zgodnie z pięcioletnią agendą badawczą w kędzierzyńskim Centrum. Sześć z nich dotyczy produktów specjalistycznej chemii organicznej, czyli Segmentu Oxoplast – plastyfikatorów, tworzyw sztucznych itd. Pozostałe dwa to projekty nawozowe



Fot. BMP

WSPÓŁPRACA Z TARNOWEM

Centra badawcze w Tarnowie i Kędzierzynie po zrealizowaniu agencji badawczej będą świadczyć usługi m.in. dla całej Grupy Kapitalowej, opracowując nowe produkty i technologie. Przykładem współpracy mogą być badania nad nowym produktem Grupy Azoty – envifill®

WYPARKI PRÓŻNIOWE

w pracowni procesów kondensacyjnych



Fot. BMP



Fot. BMP

HALA,

a w niej dwa najważniejsze urządzenia:
linia do wytwarzania folii metodą
rozdmuchu i wylewania (na zdjęciu) oraz
linia do estryfikacji



Fot. BMP

ESTRYFIKACJA

Linia do estryfikacji z reaktorem
100-litrowym to największa instalacja na
terenie nowego centrum



Fot. BMP

PRACOWNIA CHROMATOGRAFII

Budowa CBR II to koszt 39 mln, z czego ok. 9,5 mln zł spółka pozyskała z Programu Operacyjnego Inteligentny Rozwój. Na zdjęciu: pracownia chromatografii z chromatografem gazowym, cieczowym, jonowym i żelowym



Fot. BMP



MIKROSKOP

z podczerwienią w pracowni spektrometrii UV-VIS

CHROMATOGRAF CIECZOWY

Grupa Azoty ZAK S.A., posiadając specjalistyczny sprzęt laboratoryjny, może w przyszłości świadczyć usługi zewnętrzne. Na zdjęciu: chromatograf cieczowy typu LC-QTOF, który służy do ilościowego i jakościowego oznaczania substancji w próbkach o bardzo trudnej matrycy, np. w próbkach biologicznych

URuchom myślenie o nowoczesnej fabryce!



XVI Konferencja Naukowo-Techniczna

REMONTY I UTRZYMANIE RUCHU W PRZEMYŚLE CHEMICZNYM

22-24 maja 2023 r. • Kazimierz Dolny

Zarezerwuj
termin



budujemy możliwości
porozumienia

ORGANIZATOR



PARTNER BRANŻOWY

Rafineria
Gdańska

PATRONAT MEDIALNY



kierunekchemia.pl



PRECYZJA, PROSTOTA,
KOMPATYBILNOŚĆ. INNYMI SŁOWY:
THE 6X®. JUŻ DOSTĘPNA!

Nowa sonda radarowa VEGAPULS 6X jest tak prosta w obsłudze, że jej używanie to czysta przyjemność. Wiemy, że nasi klienci cenią nie tylko perfekcyjną technologię, lecz także rozwiązania, które czynią codzienne życie lepszym i mniej skomplikowanym. Nie nazywalibyśmy się VEGA, gdyby technologia pomiarowa była naszym jedynym atutem.

VEGA. HOME OF VALUES.

www.vega.com/radar

VEGA