

marzec 2022

Przegląd gazowniczy

nr 1 (73)

ISSN 1732-6575

MAGAZYN IZBY GOSPODARCZEJ GAZOWNICTWA



Temat wydania:

**TECHNOLOGIE CCS
DLA KLIMATU**

„Rynek gazu w nowych realiach”

Panel I

Nowy model europejskich dostaw gazu

- Nowe podejście do stosowania węglowodorów w polityce klimatycznej UE
- Model Zielonego Ładu w gospodarce krajowej
- Bezpieczeństwo gazowe drogą do suwerenności kraju
- Szanse dywersyfikacji źródeł dostaw gazu
- Kierunki rozwoju gazownictwa w zmieniających się warunkach geopolitycznych
- Wpływ systemu finansowego na rozwój gazownictwa

Panel II

Stabilność i bezpieczeństwo systemu gazowego

- Infrastruktura techniczna na krajowym i europejskim rynku gazu
- Bezpieczeństwo energetyczne a gospodarka wodorowa
- Cyberbezpieczeństwo systemu gazowego
- Bezpieczeństwo infrastruktury krytycznej – gazowej
- System europejskiego handlu emisjami (EU ETS) – konieczność czy szansa?
- Europejski rynek obrotu gazem
- Strategie finansowe na rynku gazu
- Polityka regulacyjna na rynku gazu

Panel III

Kierunki rozwoju gospodarki wodorowej a rozwój przemysłu gazowniczego

- Działania legislacyjne dla realizacji strategii wodorowej
- Technologie wodorowe na rynkach międzynarodowych na przykładzie Korei Południowej
- Tworzenie gospodarki wodorowej w gospodarce krajowej
- Układy technologii kogeneracyjnych z wykorzystaniem wodoru
- Technologie biometanowe
- Trendy w budowie światowej gospodarki wodorowej a rola przemysłu gazowniczego

Panel IV

Rozwiązania systemowe dla rynku gazu

- Nowe modele biznesowe a dywersyfikacja sektora gazowego
- Rozwiązania systemowe dla rynku energii
- Taksonomia a finansowanie projektów gazowych
- Przesyłowe projekty infrastrukturalne na przykładzie *Baltic Pipe*, interkonektorów itp.
- Magazyny energii i gazu – kierunek zmian
- Rozwój rynku LNG i CNG
- Kierunki zmian w systemie dystrybucyjnym w Polsce
- Modernizacja systemu ciepłowniczego poprzez gazownictwo

Panel V

Technologie CCS/CCUS dla klimatu

- Regulacje w prawie geologiczno-górnictwem
- Rola CCS w procesie dekarbonizacji unijnej gospodarki
- Technologie CCS w procesie dekarbonizacji
- CCS a działalność wydobywcza
- Emisja metanu w polskiej energetyce
- Emisja metanu w górnictwie

Panel VI

Otoczenie biznesowe gazownictwa

- Realizacja inwestycji na podstawie kodeksu dobrych praktyk
- Kierunek zielonej energii w standaryzacji technicznej w IGG
- Strategia ESG w zarządzaniu
- Kierunki zmian w prawie gospodarczym
- Cyfryzacja w branży energetycznej
- Sztuczna inteligencja i maszynowe uczenie się
- Zagrożenia i bezpieczeństwo nowych nośników energii

Mija miesiąc od wybuchu wojny za naszą wschodnią granicą. Na stronie internetowej IGG ukazał się wówczas nasz komentarz podkreślający stanowczy sprzeciw wobec bezprzykładnej inwazji Rosji na suwerenne państwo, budzące powszechne oburzenie i protest społeczeństw w całym cywilizowanym świecie. Po tej wojnie świat już będzie inny niż wcześniej, jeśli tylko politycy wyciągną wnioski i podejmą trud porządkowania go na nowo. Jako społeczeństwo musimy tego pilnować i kontrolować rządzących. Wspierać inicjatywy i projekty, które będą sprzyjać społeczeństwu obywatelskiemu, budować reguły gry rynkowej bardziej przyjazne ludziom i programy środowiskowe chroniące nas i przyszłe pokolenia. Jako samorząd gospodarczy sprostałismy wyzwaniu, jakim jest dramat milionów ludzi dotkniętych wojną. Wśród naszych firm członkowskich obserwujemy wielką aktywność w organizowaniu darów rzeczowych i pieniężnych, szeroką współpracę z takimi organizacjami jak PAH, Caritas, PCK czy Polska Misja Medyczna. Pracownicy z naszych firm nawiązują współpracę z instytucjami organizującymi transporty medyczne bezpośrednio na tereny najbardziej dotknięte walkami. Wynajmowane są domy i mieszkania, do których kierowane są rodziny z dziećmi. Wciąż organizowane są transporty humanitarne w rejony Ukrainy objęte działaniami wojennymi. Poruszający jest wysiłek setek ludzi, aby pomóc rosnącej fali uchodźców.

W bieżącym numerze „Przeglądu Gazowniczego” prezentujemy analizy wprost odnoszące się do sytuacji w Ukrainie, w kontekstach politycznych i gospodarczych. W rozmowie z dr. Jerzym Kropiwnickim, doradcą prezesa NBP ds. rynku ropy i gazu, czytamy wnikliwą analizę budowania przez Rosję dominacji na światowym rynku paliwowym, przy aktywnym wsparciu krajów zachodnich, a konkluzja jest bardzo smutna: „świat przegapił te sytuacje, w których mógł uniezależnić się od Rosji”. Ekonomista z sektora bankowego pokazuje, że dzięki skutecznej realizacji programu dywersyfikacji kierunków dostaw oraz rozbudowie infrastruktury przesyłowej i magazynowej Polska zwiększyła

elastyczność, a tym samym bezpieczeństwo naszego systemu gazowego.

Co dla naszej organizacji samorządowej oznacza, że musimy zadbać o to, aby krajowa strategia energetyczna respektowała programy rozwojowe krajowych firm, budowane w zgodzie z regułami Zielonego Ładu. Aby rządowe regulacje

pozwalają na efektywne inwestycje w zieloną energię, bo to bezpieczny kierunek dla ograniczenia importu nośników energii.

Musimy kreować rynek gazu w nowych realiach. To jest myśl przewodnia przygotowywanego właśnie VIII Kongresu Polskiego Przemysłu Gazowniczego, który odbędzie się w końcu czerwca bieżącego roku. Będziemy debatować nad europejskim i krajowym bezpieczeństwem rynku gazu, nad nowym modelem Zielonego Ładu i koniecznością reformy systemu ETS. Podejmiemy także kwestie nowych technologii w gazownictwie, technologii wodorowych i biometanowych, a także technologii CCS w procesie dekarbonizacji. Ważnym segmentem obrad będzie również legislacja, niezbędna aby stworzyć ramy prawne dla strategicznych programów rozwoju gazownictwa. Aktywność IGG w tym zakresie jest bardzo ceniona. Pragnę wyrazić nadzieję, że spotkamy się na naszym kongresie w bardzo licznym gronie.



Dr Robert Perkowski,
prezes Izby Gospodarczej Gazownictwa

Święta Wielkanocne niech wzmocnią
ducha solidarności ze wszystkimi
poszkodowanymi przez wojnę.

RADA PROGRAMOWA **„Przeglądu Gazowniczego”**

Teresa Laskowska
(Izba Gospodarcza Gazownictwa)
Rafał Pazura (PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o.)
Tomasz Pietrasieński (OGP GAZ–SYSTEM S.A.)
Anna Krupa-Cristescu (PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o.)
Piotr Seklecki (EuRoPol GAZ s.a.)
Magdalena Wiciak (PSG sp. z o.o.)
Ewa Kukulska-Zajac (INiG-PIB)
Arkadiusz Piłat (Transition Technologies S.A.)
Wojciech Dorobiński (PGNiG TERMIKA S.A.)
Grzegorz Cendrowski (PSG sp. z o.o.)
Marta Szygenda (PGNiG SA)
Bartosz Pijawski (PGNiG SA)
Alicja Walecka (Gas Storage Poland sp. z o.o.).



Wydawca: Izba Gospodarcza Gazownictwa
01-224 Warszawa, ul. Kasprzaka 25
tel. 22 631 08 37, 22 631 08 38
e-mail: office@igg.pl www.igg.pl

Redaktor naczelny: Adam Cymer
tel. kom. 602 625 474,
e-mail: adam.cymer@gmail.com

DTP i druk: BARTGRAF
04-120 Warszawa, ul. Gedymina 13/28
tel. 601 968 520, e-mail: ksiezopolska@bartgraf.com.pl

Projekt graficzny: Jolanta Krafft-Przeździecka

Redakcja nie ponosi odpowiedzialności za treść zamieszczanych ogłoszeń i reklam oraz może odmówić zamieszczenia reklamy, jeśli jej treść lub forma pozostają w sprzeczności z prawem, linią programową i charakterem pisma.

Spis treści

TEMAT WYDANIA

- 8 **Rośnie znaczenie branży CCS** – dr hab. inż. Sławomir Stelmach, IChPW
10 **Technologia CCS jako wsparcie procesów dekarbonizacyjnych w energetyce i przemyśle**
– prof. Stanisław Nagy, AGH
14 **Wiązanie i utylizacja CO₂ – wyzwania technologiczne** – Marcin Dębowski, UWM, Joanna Kazimierowicz,
Politechnika Białostocka, Marcin Zieliński, UWM

PUBLICYSTYKA

- 18 **Konstruktywny dialog drogą do kompromisów** – Aneta Wilmańska dyrektor Przedstawicielstwa PGNiG w Brukseli
20 **Jak zastąpić rosyjski gaz w Polsce: działania po stronie podaży i popytu** – Leszek Kąsek, ING

NASZ WYWIAD

- 23 **Świat przegapił sytuację, w której mógł uniezależnić się od Rosji**
Rozmowa z dr. Jerzym Kropiwnickim, doradcą prezesa NBP ds. światowego
rynku ropy i gazu

TECHNOLOGIE

- 26 **Transformacja przemysłu w kierunku wykorzystania technologii wodorowych**
– dr Jarosław Hercog, prof. Jakub Kupecki, dr Aleksandra Kiedrzyńska, dr Paweł Bocian,
dr Bartosz Świątkowski, mgr Patrycja Kowalik, Instytut Energetyki
29 **Paliwa gazowe niekonwencjonalne – nawanianie** – Grzegorz Rosłonek
32 **Mobilne rozwiązania technologiczne dla eksploatacji złóż gazu ziemnego**
– Krzysztof Knap

34 BALTIC PIPE FINISZUJE

PGNiG SA

- 36 **Gazu nam nie zabraknie** – Bartosz Pijawski
37 **Projekt Smart Field** – Jacek Dudek, Bartosz Pijawski

38 PGNiG OBRÓT DETALICZNY

POLSKA SPÓŁKA GAZOWNICTWA

- 40 **Dekarbonizacja sieci gazowej. Zmiana sposobu planowania rozwoju sieci
gazowej** – dr inż. Wojciech Grządziński
42 **Kampania informacyjna PSG przyniosła skutek** – Grzegorz Cendrowski
43 **Dostawy gazu nie są zagrożone** – Łukasz Zagulski
Dwa lata portalu przyłączeniowego – Grzegorz Cendrowski

GAZ-SYSTEM

- 44 **Publikacja informacji wewnętrznej zgodnie z Rozporządzeniem REMIT** – Paweł Wiszniewski

GAS STORAGE POLAND

- 46 **Prośrodowiskowe, innowacyjne rozwiązanie technologiczne w KPMG Mogilno**
– Janusz Brożbar, Mariusz Ozimek

PGNiG TERMIKA

- 48 **Żerań – element zielonej transformacji** – Monika Skołożyńska
49 **Kawęczyn – po błękitnej stronie mocy** – Wojciech Dorobiński

EuRoPol GAZ s.a.

- 50 **Odpowiedzialność członków zarządu spółek kapitałowych za zaległości podatkowe i składkowe**
– Jacek Budziszewski

TRANSITION TECHNOLOGIES SA

- 54 **Automatyzacja oraz digitalizacja procesów logistyki LNG małej skali, wspierająca rozwój gospodarki gazowej kraju**
Jakub Rak, Severyn Dranchuk, Piotr Błach

PRAWO

- 56 **KE przedstawiła dwa ważne pakiety zmian prawnych dotyczących gazownictwa**
– Adam Wawrzynowicz, Marcel Krzanowski
60 **Liderzy innowacji nagrodzeni przez NCBiR**

61 Z PRAC KST

SYMPOZJUM W ZAKOPANEM 2022

- 62 **„Polski Zielony Ład – program gazownictwa”**

PROMOCJA

- 66 **Konferencja Energas 2022 – VI edycja** – Krzysztof Górny

NA OKŁADCE: Układanie podmorskiego gazociągu *Baltic Pipe* zakończone



23



34

Fot. archiwum GAZ-SYSTEM

Z życia Izby Gospodarczej Gazownictwa

Ostatni okres zaskoczył nas dramatycznym wydarzeniem, jakim jest wojna w Ukrainie. Izba Gospodarcza Gazownictwa włączyła się do działań mających na celu zapewnienie pomocy i wsparcia uchodźcom z Ukrainy. Więcej informacji o tych działaniach znajduje się na str. 25 oraz na stronach internetowych IGG.

Niezależnie od trudnej sytuacji IGG konsekwentnie realizuje wiele zadań ważnych dla branży. Przygotowane zostało Zwyczajne Walne Zgromadzenie Członków IGG, które odbędzie się 21.04.2022 roku w Hotelu 500 w Zegrzu pod Warszawą. Serdecznie zapraszamy przedstawicieli wszystkich firm członkowskich na to spotkanie.

W nadchodzącym kwartale odbędą się również inne interesujące wydarzenia organizowane przez IGG, o których piszemy na wewnętrznych stronach okładek „Przeglądu Gazowniczego”.

Po rocznej przerwie w Zakopanem 14–16 stycznia 2022 roku odbyło się cykliczne sympozjum Izby Gospodarczej Gazownictwa. W tym roku tematem wiodącym był „Polski Zielony Ład – program gazownictwa”. Więcej na str. 62.

Izba patronatem honorowym objęła konferencję naukowo-techniczną Energas, która odbyła się 25–27 stycznia 2022 roku w Targanicach. Gościem na tym spotkaniu był Robert Perkowski, prezes IGG. Relacja na str. 66.

Dr Robert Perkowski 17 lutego br. uczestniczył też w „Dyplomatycznym otwarciu 2022 roku” Krajowej Izby Gospodarczej.

Izba przyznała patronat branżowy Kongresowi Budownictwa Związku Pracodawców Budownictwa i Międzynarodowych Targów Poznańskich, który odbędzie się 12–13 kwietnia 2022 roku w Poznań Congress Centre.

Patronatem branżowym IGG objęła Konferencję Gazterm 2022, która odbędzie się 15–18 maja. Prezes zarządu IGG zasiądzie w Komitecie Honorowym wydarzenia.

IGG, we współpracy z innymi podmiotami, zorganizowała dla firm członkowskich następujące webinaria:

z Kancelarią JDP Drapała:

- „Wzrost cen materiałów i usług na rynku budowlanym – podwyższenie wynagrodzenia wykonawcy inwestycji energetycznych”,
- „Zapis na sąd polubowny – co uwzględnić, a czego unikać?”,
- „Odstąpienie od umowy o roboty budowlane – jak skutecznie odstąpić od umowy i jak bronić się przed odstąpieniem? Jakie są szanse i ryzyka?”,
- „Arbitraż, czyli jak przyspieszyć i uprościć rozpoznawanie sporów, np. z podwykonawcami i konsorcjantami”

oraz

- „Zmiany w zakresie PIT, ZUS, NFZ, wprowadzanych przez tzw. Polski Ład” – we współpracy z firmą ALTO.
- „Jak zarządzać odpowiedzialnością cywilną i karnoskarbową w przypadku realizowania działań w obszarze księgowości, finansów czy zarządzania spółką” – we współpracy z Polskim Centrum Brokerskim sp. z o.o.

Anna Moskwa, minister klimatu i środowiska, powołała Teresę Laskowską, dyrektora IGG, na członka Rady Koordynacyjnej ds. Rozwoju Sektora Biogazu i Biometanu, a Grzegorza Tchorka, przewodniczącego Grupy Ekspertów ds. Wodoru przy IGG, na członka Rady Koordynacyjnej do spraw Gospodarki Wodorowej. Rady koordynacyjne zostały powołane zgodnie z zapisami porozumień dotyczących biogazu i wodoru.

Na ostatnim posiedzeniu Zarząd IGG powołał na stanowisko prezesa Sądu Arbitrażowego przy IGG mecenasa Adama Wawrzynowicza (radcę prawnego, współnika zarządzającego Kancelarii Wawrzynowicz i Wspólnicy sp. k.), eksperta rynku energii i gazu.

W związku z kończącym się 20.09.2022 roku terminem obowiązywania rozporządzenia ministra gospodarki z 26 kwietnia 2013 roku w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe i ich usytuowanie, IGG podjęła działania i rozpoczęła rozmowy mające na celu przyspieszenie prac nad rozporządzeniem ministra klimatu i środowiska, które zapewni ciągłość regulacyjną dla branży gazowniczej.

W związku z dynamicznymi zmianami cen nośników energii, w tym gazu ziemnego, oraz wzmożonym zainteresowaniem społecznym tą tematyką IGG na swojej stronie udostępniła publikację pt. „Dlaczego ceny gazu w Europie pobiły wszelkie rekordy?” oraz „Jak oszczędzać gaz?”.

31 grudnia 2021 roku została zakończona działalność Międzynarodowego Centrum Doskonałości w Zakresie Metanu z Kopalń Węgla w Polsce (ICE-CMM), działającego przy Izbie Gospodarczej Gazownictwa. Decyzja została podjęta w wyniku potrzeby zlokalizowania działań dotyczących metanu z kopalń węgla kamiennego na terenie Śląska.

W pierwszym kwartale 2022 roku IGG opiniowała 23 akty prawne krajowe i europejskie. Do najważniejszych dla branży można zaliczyć:

- projekt rozporządzenia w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi,
 - projekt rozporządzenia ministra klimatu i środowiska, zmieniającego rozporządzenie w sprawie szczegółowego zakresu i sposobu sporządzania audytu efektywności energetycznej oraz metod obliczania oszczędności energii,
 - projekt rozporządzenia ministra klimatu i środowiska w sprawie wymagań technicznych dla stacji wodoru,
 - projekt rozporządzenia ministra rozwoju i technologii w sprawie określenia wzoru formularza zawiadomienia o zakończeniu budowy oraz wniosku o pozwolenie na użytkowanie,
 - konsultacje inicjatywy KE – CO₂,
 - projekt ustawy o zmianie ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych oraz niektórych innych ustaw,
 - projekt ustawy o zmianie ustawy o OZE i innych ustaw,
 - projekt rozporządzenia ministra klimatu i środowiska w sprawie szczególnych wymagań technicznych dla punktów bunkrowania skroplonego gazu ziemnego (LNG),
 - projekt nowelizacji rozporządzeń UE 715/2009 oraz 2017/1938 w zakresie dotyczącym obowiązków związanych z magazynowaniem gazu.
- Przy IGG działa wiele zespołów tematycznych. Do najaktywniejszych na początku 2022 roku należą:

- Zespół ds. Kodeksu ds. Dobrych Praktyk IGG w Relacjach Inwestor–Wykonawca, zajmujący się tematem producentów, dostawców, nadzoru inwestycyjnego i biur projektowych, który składa się z 54 osób plus 3-osobowej grupy eksperckiej,
 - Zespół Konsultacyjny ds. Rynku Energii i Gazu, który przygotował i uzgodnił stanowisko IGG w sprawie programu Maker–Taker, które zostało przekazane do Rady Rynku przy TGE. Zgłoszono przedstawicieli branży do zespołów eksperckich przy TGE do prac dotyczących Rynku Instrumentów Finansowych,
 - Zespół ds. Rozwoju Rynku Biometanu, który zidentyfikował wiele zagadnień stanowiących barierę dla funkcjonowania rynku biometanu w Polsce. Obecnie kontynuowane są prace zespołu koncentrujące się na najistotniejszych dla branży gazowniczej tematach, wyszczególnionych w „Porozumieniu o współpracy na rzecz rozwoju sektora biogazu i biometanu”,
 - Zespół ds. Samoobsługowego Tankowania Pojazdów Sprężonym Gazem CNG, który przygotował propozycję zmian legislacyjnych wraz z uzasadnieniem oraz materiały zawierające analizy wskazujące na potrzebę zmiany rozporządzenia,
 - W ramach działań na rzecz rozwoju rynku wodoru w Polsce trwają prace przygotowawcze związane z organizacją spotkania firm członkowskich, mającego na celu omówienie potrzeb, możliwości współpracy firm zrzeszonych w IGG przy planowanych projektach wodorowych oraz możliwości pozyskania know-how z zagranicy w tym zakresie. Poza głównymi firmami zrzeszonymi w IGG, które planują realizację projektów wodorowych (PGNiG SA, GAZ–SYSTEM S.A., PSG sp. z o.o., PGNiG TERMIKA, Gas Storage Poland sp. z o.o.), zgłosiło się 25 firm zainteresowanych działaniami na rzecz polskiej gospodarki wodorowej,
 - Zespół Konsultacyjny ds. Pozyskiwania Środków UE czynnie współpracuje z MFIPR i MKiŚ nad uzgodnieniami dotyczącymi środków dla gazownictwa w ramach programu FEnIKS. Kolejnym etapem prac zespołu będzie przygotowanie, we współpracy z ministerstwem, kryteriów, na podstawie których branża będzie uzyskiwała dofinansowanie do projektów infrastrukturalnych.
- Życzymy, aby zbliżający się okres Wielkiej Nocy był czasem duchowej refleksji i odpoczynku



Wojciech Kietliński

Biurowo IGG

Nowe firmy członkowskie IGG:

- MGGP S.A.,
- ENDRESS+ HAUSER POLSKA sp. z o.o.
- PGNiG SPV 7 sp. z o.o.,
- Targi Kielce S.A.

Zwyczajne Walne Zgromadzenie Członków Izby Gospodarczej Gazownictwa

Na mocy § 17 ust. 1 i 5 statutu IGG i uchwały Zarządu IGG nr 20/2022 roku z 16 marca 2022 roku Zarząd Izby Gospodarczej Gazownictwa zwołuje Zwyczajne Walne Zgromadzenie Członków Izby Gospodarczej Gazownictwa **na 21 kwietnia 2022 roku na 13.00 – w pierwszym terminie, a w przypadku niedojścia do skutku w tym terminie, na 21 kwietnia 2022 roku na 13.30 – w drugim terminie.**

W porządku obrad rozpatrzenie i zatwierdzenie sprawozdań statutowych organów IGG z działalności IGG, podjęcie uchwał w sprawie udzielenia absolutorium i głosowania nad udzieleniem absolutorium, podjęcie uchwały w sprawie przyznania odznak honorowych IGG, przyjęcie przez ZWZC uchwały Komisji Uchwał i Wniosków.

**Miejsce obrad ZWZC IGG – Hotel 500,
ul. Warszawska 31 A, 05-130 Zegrze**

● **24 marca br.** W 2021 roku Grupa Kapitałowa Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa osiągnęła prawie 70 mld złotych przychodów, 15,6 mld zł zysku EBITDA i 6,0 mld zł zysku netto. W porównaniu z 2020 rokiem odnotowała poprawę większości głównych wskaźników finansowych i operacyjnych, do czego w znacznym stopniu przyczyniła się działalność wydobywcza. – Wyniki GK PGNiG za 2021 rok pokazują, że nawet w warunkach ekstremalnych zmian cen węglowodorów i ogólnoeuropejskiego kryzysu gazowego PGNiG jest w stanie nie tylko utrzymać stabilność działania, ale również poprawić wyniki i konsekwentnie realizować strategię, czego efektem jest wzrost wartości GK PGNiG i poprawa bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego – podkreślił Paweł Majewski, prezes zarządu PGNiG SA. Główną determinantą wyni-

ków finansowych spółki był bardzo dynamiczny wzrost cen węglowodorów, zwłaszcza gazu ziemnego, którego notowania osiągnęły w Europie historycznie wysoki poziom. Wysokie ceny gazu ziemnego sprzyjały bardzo dobremu wynikowi segmentu Poszukiwanie i Wydobywanie, który zanotował dynamiczny wzrost przychodów o ponad 240 proc. rok do roku. – *Segment ten w 2021 roku wypracował bardzo dobre wyniki. Nie jest to wyłącznie rezultat wysokich cen gazu. W ubiegłym roku Grupa PGNiG zwiększyła wydobycie gazu ziemnego o 19 proc., a ropy naftowej o prawie 4 procent. Największy wzrost produkcji odnotowaliśmy na Norweskim Szelfie Kontynentalnym, co było efektem zarówno rozwoju organicznego, jak i akwizycji, a zwłaszcza bardzo korzystnej transakcji nabycia udziałów w 21 koncesjach należących do INEOS E&P Norge. Norwegia to dla nas priorytetowy kierunek rozwoju ze względu na strategię dywersyfikacji dostaw i uniezależnienia od dostawcy ze wschodu, co nastąpi z końcem 2022 roku* – dodał Paweł Majewski.

● **23 marca br.** W obliczu kryzysu energetycznego w Europie czyste źródła energii mogą zastąpić dwie trzecie importu gazu z Rosji do 2025 roku – przekonują autorzy wspólnego raportu think tanków Ember, E3G, Bellona i Regulatory Assistance Project. Ekspert przekonują, że nowa infrastruktura do importu gazu w krajach UE nie jest potrzebna. Przypomnijmy, że obecnie kraje UE importują 152 mld m³. Oznacza to możliwość zastąpienia 2/3 importu, czyli 101 mld m³.

„Konieczne jest pilne wzmocnienie polityki w tym zakresie. To ograniczenie importu może dokonać się poprzez rozwój źródeł odnawialnych, wzrost efektywności energetycznej, elektryfikację i pełne wdrożenie pakietu *Fit for 55*” – napisano w komunikacie prasowym poświęconym raportowi.

Autorzy analizy przekonują, że bezpieczeństwo dostaw i zmniejszenie uzależnienia od rosyjskiego gazu nie wymagają budowy nowej infrastruktury do importu gazu z UE, takich jak terminale LNG. Wystarczy import 51 mld m³ gazu za pośrednictwem istniejącej infrastruktury z alternatywnych wobec Rosji źródeł.



XII Targi Techniki
Gazowniczej



EXPO-GAS

19-20 kwietnia 2023, Kielce

patronat medialny



organizatorzy



www.expo-gas.pl

„Inwestycje w czystą energię i obniżenie zapotrzebowania na energię to dla UE strategia niskiego ryzyka i wysokich korzyści. Z kolei nowa infrastruktura importu gazu nie jest ani potrzebna, ani zdolna do rozwiązania bieżących problemów. Zamiast tego tworzy ona zobowiązania i koszty na przyszłość. Posłuży branży, która będzie się szybko kurczyć” – podkreśla Raphael Hanoteaux z think tanku E3G.

Analicyści przekonują także, że nie ma potrzeby wydłużania funkcjonowania mocy węglowych planowanych do zamknięcia. Analiza nie zakłada też zmiany planu zamknięć w energetyce jądrowej ani wzrostu wykorzystania biomasy czy wodoru.

● **22 marca br.** – *Szybkie ograniczenie importu rosyjskich surowców energetycznych zarówno przez Polskę, jak i Europę będzie miało odzwierciedlenie w aktualizacji polityki energetycznej kraju* – zapowiedział Adam Guibourgé-Czetwertyński, wiceminister klimatu i środowiska, podczas wtorkowego posiedzenia sejmowej podkomisji stałej ds. sprawiedliwej transformacji. Podkreślił, że długoterminowy kierunek, nakreślony w „Polityce energetycznej Polski do 2040 roku” (PEP 2040), czyli budowa zeroemisyjnego systemu energetycznego w kraju, jest jak najbardziej słuszny. Zwrócił jednak uwagę, że w związku z inwazją Rosji na Ukrainę oraz zapowiadaniem odejściem od importu surowców energetycznych z Rosji, PEP 2040 będzie aktualizowany. – *Jesteśmy pod tym względem o krok do przodu przed wieloma naszymi sąsiadami. Natomiast w momencie, kiedy wszyscy w bardzo krótkim czasie chcą odejść od rosyjskich paliw kopalnych, to oczywiście będzie to miało wpływ na dostępność tradycyjnych nośników energii także w Polsce. To są nowe okoliczności, które będziemy chcieli uwzględnić, aktualizując założenia dla naszej polityki energetycznej* – powiedział przedstawiciel MKiŚ.

● **22 marca br.** W Ministerstwie Klimatu i Środowiska odbyło się pierwsze posiedzenie Rady Koordynacyjnej ds. Gospodarki Wodorowej. Wydarzenie zainicjowało realizację postanowień sektorowego porozumienia na rzecz rozwoju gospodarki wodorowej, zawartego 14 października 2021 roku. Spotkaniu przewodniczył wiceminister Ireneusz Zyska, pełnomocnik rządu ds. OZE. Na przewodniczącego Rady Koordynacyjnej ds. Gospodarki Wodorowej minister klimatu i środowiska powołała Ireneusza Zyskę, sekretarza stanu w Ministerstwie Klimatu i Środowiska, pełnomocnika rządu ds. OZE. Podczas posiedzenia podjęto uchwałę w sprawie przyjęcia regulaminu organizacyjnego.

● **21 marca br.** GAZ-SYSTEM wybrał wykonawcę budowy gazociągu przyłączeniowego do Elektrowni Dolna Odra. Spółka podpisała umowę na wybudowanie około 63 km gazociągu relacji Przywodzie–Dolna Odra oraz stacji gazowej. Rozpoczęcie prac budowlanych zaplanowano na przełom marca i kwietnia tego roku.

Trasa gazociągu przyłączeniowego o średnicy DN700 mm i ciśnieniu MOP 8,4 MPa będzie przebiegać przez województwo zachodniopomorskie na terenie gmin: Przelewice, Pyrzyce, Kozielice, Banie, Bielice, Gryfino, Widuchowa. Lokalizacja inwestycji została wyznaczona w taki sposób, aby nie kolidowała z zabudową mieszkaniową. Zakres prac obejmuje budowę około 63 km gazociągu, który połączy Elektrownię Dolna Odra w miejscowości Nowe Czarnowo z istniejącym gazociągiem relacji Szczecin–Lwówek. Dla potrzeb przyłączenia powstanie także stacja gazowa o przepustowości 250 000 m³/h. – *Elektrownia Dolna Odra będzie korzystać z gazu ziemnego dostarczanego do Polski za pośrednictwem rozbudowywane-*

go terminalu LNG w Świnoujściu oraz będącego na ukończeniu gazociągu Baltic Pipe. Dzięki tym strategicznym inwestycjom GAZ-SYSTEM zapewni bezpieczne i stabilne źródło energii dla produkcji prądu na potrzeby ponad 1,5 miliona mieszkańców oraz wielu zakładów przemysłowych z województwa zachodniopomorskiego i okolic. Zakończenie prac budowlanych zostało zaplanowane na przełom III i IV kwartału 2023 roku – powiedział Artur Zawartko, wiceprezes GAZ-SYSTEM.

● **9 marca br.** Sąd Apelacyjny w Sztokholmie oddalił skargę Gazpromu o uchylenie korzystnego dla PGNiG wyroku Trybunału Arbitrażowego dotyczącego cen gazu w kontrakcie jamalskim. – *Jesteśmy usatysfakcjonowani wyrokiem szwedzkiego sądu, który całkowicie odrzucił zarzuty Gazpromu. Po prawie siedmiu latach od rozpoczęcia przez PGNiG postępowania arbitrażowego przeciw Gazpromowi wykonano znaczący krok w kierunku ostatecznego zamknięcia tej sprawy* – podkreślił Paweł Majewski, prezes zarządu PGNiG SA. Efektem wyroku arbitrażowego była poprawa warunków prowadzenia działalności handlowej przez PGNiG SA, a także zwrot przez Gazprom 1,5 mld dol. z tytułu ponownego rozliczenia zrealizowanych już dostaw gazu według formuły cenowej ustalonej przez Trybunał Arbitrażowy. Odzyskane środki PGNiG przeznaczyło m.in. na rozwój własnego wydobycia gazu na Norweskim Szelfie Kontynentalnym, w tym zakup 21 koncesji należących do INOES E&P Norge, co jest zgodne z realizowaną przez spółkę strategią dywersyfikacji źródeł i kierunków dostaw gazu.

● **9 marca br.** PGNiG oraz Fundacja PGNiG im. Ignacego Łukasiewicza przeznaczyły 2 miliony złotych na pomoc obywatelom Ukrainy. Środki zostaną przekazane między innymi na rzecz Polskiego Czerwonego Krzyża, Caritas oraz Stowarzyszenia SOS Wioski Dziecięce.

● **4 marca br.** GAZ-SYSTEM zaoferuje przepustowość ciągłą w kierunku Ukrainy. Przepustowości niezakontraktowane w ramach wcześniej udostępnionych produktów dłuższych (rocznych, kwartalnych, miesięcznych) będą udostępniane na punkcie GCP GAZ-SYSTEM/UA TSO jako przepustowość ciągła w produktach dziennych i śróddziennych. Rozwiązanie to daje użytkownikom sieci korzystającym z połączenia gazowego Polska–Ukraina pewność realizacji dostaw gazu ziemnego do potrzebujących go odbiorców na Ukrainie.

● **4 marca br.** GAZ-SYSTEM poinformował, że usługa przesyłu gazu na gazociągu jamalskim obecnie jest realizowana zgodnie z zamówieniami klientów. Od godziny 20.00 został zwiększony przesył na tym gazociągu w kierunku zachodnim. Krajowy system przesyłowy, zapewniający dostawy gazu do klientów, pracuje cały czas bez zakłóceń i jest bilansowany z wykorzystaniem różnych kierunków i źródeł, tak aby zapewnić ciągłość dostaw. Gazociąg jamalski jest tylko jednym z kilku punktów wejścia do krajowego systemu przesyłowego. Klienci zamawiają na tym gazociągu m.in. produkty krótkoterminowe, których wartości są zmienne w ciągu danej doby. Brak nominacji danego dnia na gazociągu jamalskim nie oznacza braku dostaw gazu dla polskich odbiorców, ponieważ są one realizowane także z innych kierunków.

● **1 marca br.** Konsultacje rynkowe treści porozumienia międzyoperatorskiego między GAZ-SYSTEM S.A. i Energinet SOV. Operatorzy systemów przesyłowych Polski i Danii, Operator Ga-

dończenie na str. 65

Rośnie znaczenie branży CCS

Sławomir Stelmach

Bez względu na to, czy jesteśmy zwolennikami czy przeciwnikami tezy o wpływie ludzi na zachodzące na Ziemi zmiany klimatu, nie możemy nie zaakceptować faktu, że działania mające na celu ich ograniczenie są już zaawansowane. Powszechnie wiadomo, że za główny czynnik przyczyniający się do zintensyfikowania zmian klimatu w ostatnich dekadach uznano tzw. gazy cieplarniane, a w tej grupie ditlenek węgla (CO_2). Abstrahując od tego, który gaz ma najbardziej niekorzystny wpływ na transport ciepła w atmosferze Ziemi (niektórzy naukowcy za głównego „winowajcę” uznają parę wodną; coraz więcej uwagi poświęca się również niekorzystnemu wpływowi metanu), trzeba jednoznacznie stwierdzić, że obecnie najwięcej działań technicznych dedykowanych jest ograniczeniu emisji CO_2 i ten kierunek jest na świecie rozwijany najintensywniej.

Niedawno ukazał się kolejny raport The Global CCS Institute pt. „Global status of CCS 2021” (<https://www.globalccsinstitute.com/resources/global-status-report/>). Instytut ten to międzynarodowy *think tank*, którego misją jest promowanie wdrażania wychwytu i składowania dwutlenku węgla (CCS), kluczowej – według jego pracowników – technologii mającej przeciwdziałać zmianom klimatu. Opublikowany raport jest interesującą syntezą najważniejszych kwestii związanych z rozwojem technologii CCS na świecie. Prezentuje on podstawowe informacje dotyczące pracujących, budowanych i planowanych na różnym poziomie zaawansowania instalacji CCS w ujęciu globalnym.

Technologia CCS utożsamiana jest najczęściej z energetyką opartą na paliwach kopalnych. Jednak jej zastosowanie jest zdecydowanie szersze i obejmuje różne branże przemysłu, w tym m.in. produkcję cementu, hutnictwo, przemysł chemiczny i spożywczy, a ostatnio nawet bezpośrednie usuwanie CO_2 z powietrza (DAC – *direct air capture*). Usunięty z gazów procesowych CO_2 najczęściej transportowany jest rurociągami, ale również transportem morskim, a incydentalnie samochodowym. Zazwyczaj zatlacza się go w wyspecyfikowanych formacjach geologicznych i w wyczerpanych złożach gazu i ropy naftowej. Na całym świecie prowadzone są prace badawcze nad jego wykorzystaniem do różnych celów, przede wszystkim jako surowca w rozmaitych syntezach chemicznych. Obecnie zainteresowanie wykorzystaniem technologii CCS rośnie również ze względu na gwałtowny wzrost popularności wodoru jako czystego nośnika energii. Wodór, określany mianem niebieskiego, może być otrzymywany z paliw kopalnych, przy czym CO_2 emitowany w trakcie jego wytwarzania musi być usunięty i zagospodarowany (składowany).

Z przedstawionych we wspomnianym raporcie informacji wynika, że wydajność budowanych i projektowanych na świecie instalacji CCS systematycznie się zwiększa – na koniec 2020 roku wynosiła 75 mln Mg CO_2 rocznie, a we wrześniu 2021 roku już 111 mln Mg CO_2 . Łączna wydajność pracujących obecnie instalacji to prawie 40 mln Mg CO_2 /rok (27 instalacji), a w budowie są 4 instalacje o sumarycznej wydajności nieco ponad 3 mln Mg

CO_2 /rok. W odniesieniu do szacowanych przez IPCC 5–10 Pg CO_2 (gigaton), które musiałyby być usuwane z atmosfery co roku w drugiej połowie wieku w celu powstrzymania zmian klimatycznych, wydajność tych instalacji jest jednak wciąż niewystarczająca. Aby osiągnąć cele klimatyczne paryskiego porozumienia, światowy przemysł CCS musi do 2050 roku rozwinąć się ponadstukrotnie (!). Oznacza to konieczność budowania od 70 do 100 instalacji CCS rocznie, co pozwoli na zatrudnienie wielu wykwalifikowanych pracowników, ale związane jest też z koniecznością poniesienia ogromnych nakładów finansowych. Niezbędne nakłady inwestycyjne na tak ogromny rozwój branży CCS w tym okresie szacuje się wstępnie na około 0,66–1,28 biliona dolarów (!).

Niekwestionowanym liderem w rozwoju i wdrażaniu technologii CCS są Stany Zjednoczone, gdzie planuje się budowę 36 nowych instalacji. W USA i Kanadzie działa ponad połowa wszystkich komercyjnych obiektów CCS na świecie, przy czym większość z nich pracuje niezawodnie od wielu lat. Na przykład zakład w Shute Creek (Wyoming) wychwycił i skierował do składowania ponad 110 mln Mg CO_2 od momentu rozpoczęcia działalności w 1986 roku. W Europie prym w obszarze CSS wiodą Wielka Brytania (8 planowanych instalacji), Holandia (5) i Belgia (4). Na naszym kontynencie realizowanych jest obecnie 35 projektów CCS, w większości ukierunkowanych na składowanie CO_2 pod dnem Morza Północnego. Niestety, raport nie wymienia żadnych działań Polski związanych z tym zagadnieniem.

Region Pacyfiku pozostaje na razie nieco w tyle za Ameryką Północną i Europą, chociaż i tutaj planuje się budowę dużych instalacji CSS, m.in. w Indonezji, Malezji, Australii i Japonii. W Chinach trwa już budowa instalacji wychwytu CO_2 w elektrowni węglowej *Guodian Taizhou*. Instalacja ta ma zostać uruchomiona w przyszłym roku. Trzy działające instalacje CCS w krajach Zatoki Perskiej (ZEA, Arabia Saudyjska i Katar) usuwają rocznie 3,7 mln Mg CO_2 , co stanowi około 10% wydajności w skali globu. Plany inwestycyjne krajów tego regionu są niezwykle ambitne, ponieważ do 2035 roku zamierzają osiągnąć zdolność usuwania i składowania około 60 mln Mg CO_2 /rok.

Jednym z ciekawych przykładów inwestycyjnych jest zaprezentowany w raporcie projekt współdzielący infrastrukturę transportu i magazynowania CO₂ – rurociągi, żeglugę, obiekty portowe i studnie magazynowe. Takie infrastrukturalne sieci CCS sprawiają, że również budowa małoskalowych instalacji usuwania CO₂ staje się ekonomicznie uzasadniona. Sieć o nazwie *Porthos* w Rotterdamie weszła w fazę zaawansowanego rozwoju na początku 2021 roku. Wspólny rurociąg będzie transportował ciekły CO₂ z czterech nowo projektowanych instalacji produkcyjnych niebieskiego wodoru firm Air Products, Air Liquide, ExxonMobil i Shell. Usunięty CO₂ będzie składowany około 20 km od wybrzeża pod dnem Morza Północnego. Na rzecz wsparcia rozwoju tej sieci rząd Holandii przeznaczył dotację w wysokości 2,1 miliarda euro. Sieć *Porthos* staje się już globalnie bardzo ważnym hubem wodorowym.

Biorąc pod uwagę charakter naszego systemu energetycznego, a także fakt działania na terenie kraju wielu zakładów innych branż emitujących CO₂, wydaje się, że w Polsce rozwojowi technologii CCS nie poświęcono dotychczas wystarczająco dużo uwagi i środków. A przecież polska gospodarka emituje obecnie ponad 400 mln Mg CO₂ rocznie (!). Instytut Chemicznej Przeróbki Węgla od wielu lat prowadzi prace badawczo-rozwojowe i eksperckie związane z usuwaniem i wykorzystaniem CO₂ wychwyconego z gazów procesowych, przede wszystkim w energetyce i przemyśle chemicznym, a także w branży spożywczej i rolnictwie (biogazownie). Instytut jest m.in. autorem studiów wykonalności modernizacji instalacji pod kątem ich przystosowania do wychwytu CO₂ dla bloków, którym pozwolenie na budowę wydano po 25.06.2009 roku oraz nowych bloków węglowych o mocy co najmniej 300 MW_{el}, które w myśl stosownych dyrektyw zobowiązane są do uzyskania statusu CCS-Ready (m.in. El. Bełchatów, El. Opole, El. Jaworzno, El. Ostrołęka i El. Turów). Studia te wykonywane były na podstawie własnych modeli obliczeniowych IChPW. Instytut intensywnie pracuje nad rozwojem technologii aminowego usuwania CO₂ z gazów procesowych.

Ważnym osiągnięciem IChPW jest uruchomienie pierwszej w Polsce pilotażowej instalacji aminowego usuwania CO₂ ze spalin bloków węglowych Grupy Tauron, za którą instytut otrzymał wiele prestiżowych nagród (m.in. Laur Innowacyjności i Grand Prix EXPOCHEM). Badania realizowane z wykorzystaniem prototypowych instalacji wychwytu CO₂ pozwoliły na znaczne (około 20%) obniżenie procesowego zapotrzebowania energii w stosunku do standardowych rozwiązań oferowanych przez renomowanych światowych dostawców technologii energetycznych. Wypracowane metody, procedury i zaplecze badawcze pozwoliły instytutowi osiągnąć w kraju pozycję lidera w technologiach obniżania emisji CO₂ ze źródeł przemysłowych. Wspomniana instalacja pilotażowa usuwania CO₂ została wykorzystana w pierwszym w Polsce projekcie typu *Power to Gas* (akr. CO₂SNG). W zakończonym w 2019 roku projekcie opracowano i uruchomiono na terenie El. Łaziska (Tauron) pilotażowy ciąg technologiczny magazynowania energii poprzez syntezę CH₄ z CO₂ (ze spalin) i zielonego H₂ (z elektrolizy H₂O). Rozwijana przez IChPW technologia wychwytu CO₂ harmonizuje z zagadnieniami gospodarki wodorowej – pozyskiwaniem niebieskiego wodoru poprzez zastosowanie wychwytu CO₂ w istniejących wytwórniach H₂. Niebieski wodor – zgodnie ze strate-

gią UE – będzie miał szczególne znaczenie w rozwoju gospodarki wodorowej w okresie transformacji energetycznej.

Najbardziej emblematicznym efektem współpracy instytutu z przemysłem w obszarze CCS jest instalacja uruchomiona w 2019 roku w Ciech S.A., pozwalająca uniknąć emisji do atmosfery co najmniej 5000 Mg CO₂ rocznie. Trzeba jednak przyznać, że na tle informacji o aktualnym stanie rozwoju technologii CCS na świecie, przedstawionych w omawianym wyżej raporcie *The Global CCS Institute*, dotychczasowe krajowe działania w tym obszarze nie są imponujące i wymagają szybkiego zintensyfikowania. Pamiętać przy tym trzeba, że duże projekty infrastrukturalne związane z budową instalacji CCS lub sieci rurociągów transportujących CO₂ trwają bardzo długo – zwykle od siedmiu do dziesięciu lat, począwszy od opracowania koncepcji i oceny wykonalności po zaprojektowanie, budowę, uruchomienie i rozpoczęcie eksploatacji instalacji. Ze względu na ograniczone w kraju możliwości składowania CO₂ w strukturach geologicznych, powinniśmy jak najszybciej przystąpić do realizacji demonstracyjnych projektów CCS ukierunkowanych na wykorzystanie CO₂ jako surowca w syntezach chemicznych.

Przed dużym wyzwaniem związanym z usuwaniem CO₂ ze spalin staje również branża termicznego przekształcania odpadów. Europejskie spalarnie odpadów nie są wprawdzie jeszcze objęte systemem handlu emisjami, ale wiele wskazuje na to, że w nieodległej przyszłości tak się stanie. Obecnie realizowane są już zaawansowane projekty mające wykazać zasadność takiego rozwiązania. *The Amager Resource Center* (ARC) w supernowoczesnej spalarni odpadów *CopenHill* w Kopenhadze prowadzi badania pilotażowe w zakresie CCS. W 2025 roku ma zostać uruchomiona instalacja wychwytna 500 tys. Mg CO₂ rocznie, wnosząc istotny wkład w ambicje Kopenhagi, aby stać się pierwszą na świecie stolicą neutralną węglowo. Dytlenek węgla usunięty ze spalin ze spalania odpadów będzie składowany geologicznie. Jednym z zaawansowanych projektów jest także instalacja CCS firmy *Fortum Oslo Varde* w spalarni odpadów w Klemetsrud w Norwegii. Planuje się, że będzie ona wychwytywać 40 tys. Mg CO₂ rocznie, umożliwiając znaczące obniżenie emisji gazów cieplarnianych w Oslo. CO₂ będzie transportowany z wykorzystaniem sieci przesyłowej *Langskip* i składowany na zachód od Norwegii pod dnem Morza Północnego. Projekt ma zostać ukończony do końca 2024 roku. W Wielkiej Brytanii koncern SUEZ opracowuje modułowy system do wychwytywania CO₂ ze swojej spalarni odpadów w miejscowości Haverton Hill w Teesside. Projekt jest we wczesnej fazie rozwoju. Uruchomienie instalacji planuje się na koniec 2027 roku, przewidując geologiczne magazynowanie usuniętego CO₂. W innych miejscach w Europie również trwają badania nad aplikacją technologii CCS w spalarniach odpadów. Są one jeszcze na wczesnym etapie rozwoju. Na przykład w Szwajcarii, gdzie wiele z największych punktowych źródeł emisji to właśnie instalacje termicznego przekształcania odpadów, prowadzone są badania nad zastosowaniem CCS w spalarni KVA *Linth* (Niederurten). Zaprezentowane przykłady potwierdzają, że rozwój technologii usuwania CO₂ z gazów procesowych nabiera tempa nie tylko w energetyce, należy więc oczekiwać, że branża CCS będzie zyskiwała coraz większe znaczenie.

**Dr hab. inż. Sławomir Stelmach, sekretarz naukowy,
Instytut Chemicznej Przeróbki Węgla**

Technologia CCS jako wsparcie procesów dekarbonizacyjnych w energetyce i przemyśle

Stanisław Nagy

Technologia CCS (*Carbon Capture & Storage*), obejmująca zintegrowane procesy wychwytu, transportu i geologicznej sekwestracji CO₂, traktowana jest jako istotny element wspierający procesy dekarbonizacyjne gospodarki. W artykule przedstawiono niektóre aspekty związane z podziemnym składowaniem lub geologicznym magazynowaniem CO₂. Omówiono też niektóre działania realizowane w Polsce w ramach przygotowywania się do wdrożenia technologii w następnych latach.

Geologiczne magazynowanie CO₂ w głębokich strukturach geologicznych (tzw. geologiczna sekwestracja CO₂)*

„Geologiczne magazynowanie dwutlenku węgla” w ustawie „Prawo geologiczne i górnicze” nazywane jest „podziemnym składowaniem CO₂”. Termin ten wprowadziło Ministerstwo Środowiska podczas implementacji dyrektywy Unii Europejskiej dotyczącej CCS (dyrektywa CCS, 2009). Jest on formalnie zaakceptowany w nazewnictwie dotyczącym procesów CCS w polskim piśmiennictwie. Podziemne składowanie CO₂ nazywane jest też jedną z form negatywnej emisji CO₂ (takim procesem negatywnej emisji CO₂ jest też pochłanianie CO₂ przez zalesianie powierzchni). CCS, jako kompleksowy system usuwania emisji CO₂ z procesów energetycznych, w ostatnich dwudziestu latach jest szeroko opisywany w literaturze. Próby wdrożenia CCS rozpoczęto w 2005 roku, w ostatnich latach obserwujemy powrót do tej koncepcji usuwania CO₂ z procesów energetycznych, a także z procesów przemysłowych. Rozważane są koncepcje technologii usuwania (wychwytu) CO₂ m.in. w procesach metalurgicznych, chemicznych, rafineryjnych, ciepłowniczych czy cementowych. Nie bez znaczenia jest też koncepcja produkcji tzw. niebieskiego wodoru z paliw kopalnych (gazu ziemnego, węgla) wraz z separacją i transportem oraz podziemna sekwestracja CO₂. Założenia Europejskiego Zielonego Ładu (2019) i programu *Fit for 55* wskazują na powrót technologii CCS – częściowo odrzuconej w Europie po 2013 roku.

Oprócz procesu CCS definiuje się pochodny proces CCUS, w którym wychwycony CO₂ częściowo może zostać ponownie wykorzystany w procesach przemysłowych. Jednym z ciekawszych systemów CCUS jest wykorzystanie powstałego w wyniku spalania CO₂ do procesów metanizacyjnych przekształcających wodór powstały w wyniku elektrolizy w połączeniu z energetyką odnawialnych zasobów (OZE). Przyjmuje się jednak, że procesy CCUS nie będą w stanie zamienić (wyeliminować) z atmosfery CO₂, konieczny tu będzie proces geologicznej sekwestracji CO₂.

W Holandii, Wielkiej Brytanii, Niemczech i Norwegii przyjmuje się, że głównym obszarem procesów geologicznej sekwestracji

CO₂ będą struktury podmorskie – tzw. *offshore*, wykorzystujące struktury solankowe (*aquifery*) oraz wyeksploatowane złoża gazu i ropy. Proces geologicznego składowania CO₂ w strukturach podmorskich jest jednak znacznie droższy od geologicznego składowania w strukturach geologicznych lądowych. Struktury geologiczne do sekwestracji podziemnej wykorzystywane są m.in. w USA, Kanadzie, Australii i Chinach. W Polsce w ostatnich latach (od 2019 roku) odżyła koncepcja geologicznego magazynowania CO₂ w strukturach lądowych, skutecznie zablokowana dwoma regulacjami ustawowymi w 2013 roku. Obecnie trwają prace nad zmianą ustawy „Prawo geologiczne i górnicze”.

Dlaczego CCS/CCUS w UE jest konieczny w procesach dekarbonizacyjnych

Wychwytywanie i składowanie dwutlenku węgla będzie miało w Europie zasadnicze znaczenie dla osiągnięcia neutralności klimatycznej, ale pozostaje nieopłacalne ekonomicznie z uwagi na obniżenie efektywności wytwarzania energii o około 12–14% i zwiększenie kosztów wytwarzania energii o około 20%. Europa zamierza zostać pierwszym na świecie kontynentem neutralnym dla klimatu do 2050 roku. CCS powraca w kręgach politycznych UE z trzech powodów: jako sposób na dekarbonizację przemysłu ciężkiego, jako zapoczątkowanie gospodarki opartej na czystym wodorze (niebieski wodór jest wytwarzany z gazu ziemnego z CCS) oraz jako środek umożliwiający osiągnięcie zerowej emisji netto CO₂ w 2050 roku. Za istotne czynniki rozwoju technologii CCS/CCUS na świecie uważa się (Global CCS Status, 2021):

- wprowadzenie w 2018 roku legislacji podatkowej (**Federal 45Q Tax Credit**) w USA (wprowadzono zachęty podatkowe dla sekwestracji CO₂ w strukturach aquiferowych sięgające 50 USD za każdą tonę dwutlenku węgla. **Efekt: ponad 20 nowych projektów** poddano szczegółowej analizie (o łącznej wydajności 50 Mt CO₂ na rok),
- wprowadzenie prawa UE związanego z transformacją energetyczną (m.in. Europejski Zielony Ład).

W wyniku tych działań oraz polityki dekarbonizacyjnej realizowanej w poszczególnych państwach OECD planuje się budowę

Obszary i sektory gospodarki a eliminacja emisji CO₂

Obszar 1	Obszar 2	Obszar 3	Obszar 4
Sektory gospodarki, które posiadają technologie i mogą korzystać z OZE o niskich kosztach (29%)	Sektory gospodarki, które posiadają technologie niskoemisyjne, ale drogie w stosowaniu (31%)	Sektory gospodarki, które obecnie nie posiadają technologii wykorzystującej OZE (19%)	Sektory gospodarki, które nigdy nie będą mogły wykorzystywać energii odnawialnej (21%)
Energetyka	Transport morski	Transport lotniczy	Fermentacje ścieków i odpadów
	Transport kolejowy (cargo)	Przemysł cementowy	Rolnictwo
	Transport (sam)	Przemysł stalowy	Składowiska odpadów, oczyszczalnie ścieków
	Ogrzewnictwo i klimatyzacja	Przemysł chemiczny	Obszary wylesione

hubów i klastrów energetyczno-przemysłowych pozwalających zmniejszyć koszty transportu i składowania poprzez efekt skali oraz współdzielenie ryzyka, m.in. *CarbonSAFE* (Stany Zjednoczone), *Zero Carbon Humber* (Wielka Brytania), *Northern Lights* (Norwegia) czy *Porthos* (Holandia). Innym elementem napędowym jest **rozwój gospodarki wodorowej** z wykorzystaniem procesów zgazowania węgla oraz procesów reformingu parowego gazu ziemnego w połączeniu z procesem CCS. Takie projekty uznane zostały za **obecnie tanią opcję produkcji wodoru na skalę komercyjną** (vide *Pouakai Hydrogen Production* – Nowa Zelandia, *Hydrogen Energy Supply Chain* – Australia czy *Hydrogen to Humber Saltend* – Wielka Brytania). Uzasadnienie dla CCS jest silniejsze niż kiedykolwiek, ponieważ usuwanie dwutlenku węgla jest obecnie akceptowane jako nieunikniony element działań na rzecz klimatu, jeśli świat chce osiągnąć cele porozumienia paryskiego z 2015 roku. Dodatkowo, zakłada się wykorzystanie negatywnej emisji CO₂ w procesach dotyczących obszarów 2–4 przedstawionych w zamieszczonej powyżej tabeli.

Pełny proces technologiczny CCS (*Carbon Capture & Storage*)

Proces CCS obejmuje:

- wychwyt (ISO 27917-1, ISO27918, ISO27919-1, ISO 27919-2),
 - pre-combustion* (zdekarbonizowany gaz, np. po zgazowaniu węgla, biomasy, odpadów itd.),
 - post-combustion* (usuwanie CO₂ po procesie spalania),
 - oxyfuel-combustion* (stosowanie tlenu do spalania i usuwanie CO₂ ze spalin zawierających przede wszystkim CO₂ i H₂O),
- sprężanie i osuszanie CO₂, usuwanie tlenu i innych zanieczyszczeń koniecznych z uwagi na transport i magazynowanie geologiczne CO₂ (ISO 27920, 2020, ISO 27921, 2021),
- transport (rurociągowy i morski, z wykorzystaniem statków przystosowanych do przewozu ciekłego CO₂) (ISO 27913, 2016, DNV F104, 2017),
- geologiczne magazynowanie CO₂ w strukturach geologicznych,
 - lądowych (tzw. *onshore*),
 - podmorskich (tzw. *offshore*) poziomach wodonośnych,
 - wyekspluatowanych (całkowicie lub częściowo) złożach gazu ziemnego (pełne magazynowanie geologiczne lub magazynowanie geologiczne CO₂ ze wspomaganie wydobywania gazu – tzw. EGR,
 - wyekspluatowanych częściowo złożach ropy naftowej – w procesach magazynowania geologicznego CO₂, połączonego ze wspomaganie wydobywania ropy – tzw. EOR,
 - wyekspluatowanych częściowo złożach węglowych – w procesach magazynowania geologicznego CO₂, połączonego ze wspomaganie wydobywania metanu z pokładów węgla – tzw. ECBM).

Proces sprężania, osuszania i przygotowania CO₂ do transportu zwykle przypisany jest do procesu wychwytu. W ostatnich dwudziestu latach rozpoczęto realizację wielu projektów pilotażo-

wych i demonstracyjnych związanych z wychwytem, transportem i magazynowaniem geologicznym CCS.

Zasadniczą wadą procesów wychwytu CO₂ w wymienionych powyżej procesach energetycznych jest obniżenie sprawności procesu wytwarzania energii, a tym samym zwiększenie kosztów wytwarzania energii elektrycznej. Jednym z nowych rozwiązań energetycznych eliminujących wspomnianą utratę sprawności procesu oraz powiększenie kosztów wytwarzania energii jest tzw. półzamknięty proces **Allama–Fetvedta**, (The Allam-Fetvedt, 2020), wykorzystujący zmodyfikowany obieg Brytona z wykorzystaniem oxy-spalania gazu w obecności dwutlenku węgla pod wysokim ciśnieniem – około 1000 bar, a następnie rozprężanie w specjalnej turbinie oraz odzyskiwanie ciepła w regeneratorsze w połączeniu z (automatyczną) separacją powstałego w wyniku spalania dwutlenku węgla. Taki schemat posiada sprawność energetyczną powyżej 50–55% i nie potrzeba dotykowego procesu wychwytu CO₂. Demonstracyjny projekt o mocy 50 MW zrealizowany został w USA (2018, La Porta, Texas). Trwają prace nad możliwościami zwiększenia mocy instalacji do 300–450 MW.

Kryteria wyboru struktur do podziemnego magazynowania CO₂

Dyrektywa Unii Europejskiej odnośnie do CCS (2009) precyzuje warunki, jakie powinny spełniać systemy geologiczne do składowania CO₂, jednak nie jest to pełny przewodnik do realizacji projektu wykonawczego.

Kryteria selekcji i jakość struktury geologicznej przeznaczonej do składowania CO₂ (**Best Practice, 2020, CSA Z741-12, 2012**)

Jedną z podstawowych kwestii związanych z realizacją procesu CCS jest selekcja struktury do geologicznego magazynowania CO₂ – tzw. selekcja negatywna. W trakcie przeglądu potencjalnych struktur odrzuca się lokalizacje, które posiadają jedną lub więcej z wymienionych poniżej cech. Analiza dotyczy kryteriów techniczno-geologicznych i regulacyjnych (prawnych). Jako przeszkodę do selekcji podziemnego magazynu CO₂ przyjmuje się wymagania:

a) techniczne i geologiczne:

- brak koniecznej pojemności i iniekcyjności,
- braki w zakresie uszczelnienia składającego się z co najmniej dwóch warstw uszczelniających o zasięgu regionalnym,
- położenie w strefach, w których istnieje możliwość uszkodzenia uszczelnienia przez aktywność sejsmiczną i tektoniczną,
- lokalizację w strefach o rozległej i gęstej sieci uskoku i szczelin podlegających reaktywacji,
- lokalizację w systemach o anomalnie wysokim ciśnieniu,
- lokalizację w tzw. krótkich systemach hydrodynamicznych,

- brak odpowiednich możliwości monitoringu,
- brak możliwości potwierdzenia mechanicznej integralności odwiertów penetrujących podstawową skałę uszczelniającą,

b) **prawne:**

- lokalizację w głębokościach zalegania chronionych wód podziemnych (pitnych),
- lokalizację, w której istnieje konflikt z możliwością wykorzystania innych zasobów naturalnych,
- lokalizację w strefach chronionych, np. parki narodowe,
- lokalizację w strefach, w których nie ma możliwości nabycia praw do terenu.

W obszarach, na których odpowiednie dane (bezpośrednie i/lub przez analogię) są dostępne, modele mogą być pozyskane i analizowane w trakcie wyboru lokalizacji. Podczas wyboru miejsc magazynowania, które przeszły pierwszy (negatywny) proces przeglądu, powinny być oceniane:

a) kryteria wglębne:

- pojemność – dalsze precyzowanie wartości pojemności struktury w miarę zdobywania nowych informacji i lepszego określenia potencjału zatłaczania,
- iniekcyjność – istotna cecha, która wpływa na liczbę aktywnych odwiertów, konstrukcję odwiertów (poziome/pionowe) i ciśnienie zatłaczania,
- bezpieczeństwo składowania, z uwzględnieniem możliwości migracji CO₂ przez:
 - słabe uszczelnienie uskoków i szczelin, którego ocena może zawierać:
 - interpretacje i *reprocessing* sejsmiki 2D i 3D,
 - przegląd pomiarów aeromagnetycznych, logów i analiz geochemicznych wody,
 - identyfikację uszczelnień podstawowych i wtórnych,
 - istniejące odwierty, których rozpoznanie powinno uwzględniać:
 - liczbę odwiertów penetrujących strukturę magazynową w obrębie obszaru zainteresowania,
 - wiek i konstrukcję odwiertów,
 - status odwiertu,
 - historię interwencji odwiertowych w strefie,
- prawa własności terenów (identyfikacja właścicieli),
- bliskość i potencjalny wpływ na cenne zasoby naturalne, energetyczne i mineralne, np. eksploatowane złoża węgłowodorów,
- zagospodarowanie solanki wydobytej w ramach operacji składowania,

b) kryteria powierzchniowe:

- istnienie i bliskość praw do drogi pomiędzy (potencjalnymi) źródłami CO₂ a geologicznym magazynem CO₂,
- istnienie infrastruktury powierzchniowej,
- rozmieszczenie ludności w obszarze położonym nad składowiskiem,
- prawa własności gruntów w rozpatrywanej strefie,
- bliskość innych obiektów przemysłowych,
- bliskość i ekspozycja na ruch kołowy, drogi, linie kolejowe,
- odległość do chronionych siedlisk przyrodniczych i obszarów wrażliwych ekologicznie,
- sąsiedztwo rzek i innych zbiorników słodkiej wody,
- bliskość parków narodowych,
- obecny i przewidywany rozwój sąsiednich nieruchomości,

- topografia miejsca i zmienność warunków pogodowych,
- zasoby kulturowe i historyczne,
- warunki społeczno-ekonomiczne.

Jednym z istotnych warunków pozytywnej lokalizacji jest tzw. akceptacja społeczna gmin, na terenie których ma być realizowana inwestycja. Jest ona warunkiem koniecznym dla uzyskania koncesji na składowanie/magazynowanie geologiczne CO₂. Nie da się obniżyć wartości tego kryterium, jest ono krytyczne. Nawet po spełnieniu wszystkich innych wymagań, w przypadku braku akceptacji społecznej niemożliwe jest wydanie koncesji na składowanie/magazynowanie geologiczne CO₂. W przypadku realizacji procesów EGR/EOR taka zgoda jest bardzo prawdopodobna.

Proces sekwestracji CO₂ podczas eksploatacji złoża gazu – EGR (*Enhanced Gas Recovery*)

Proces EGR lub CSEGR (*Carbon Sequestration Enhanced Gas Recovery*) polega na wtłaczaniu do złoża gazu ziemnego dwutlenku węgla w celu podtrzymania ciśnienia złożowego i magazynowania CO₂. Zatłaczanie prowadzi się do najbardziej skrajnych części złożowych lub na granicy gaz/woda. Wśród zalet procesu CSEGR należy wymienić przede wszystkim uprzednio zbadaną szczelność struktury geologicznej w kontekście monitorowania migracji CO₂, ujawniających się podczas jego długotrwałego deponowania. Dodatkowe efekty związane z zatłaczaniem CO₂ do złóż gazu można podsumować w następujących punktach:

- 1) większa gęstość molowa CO₂ w stosunku do CH₄ powoduje segregację grawitacyjną,
- 2) możliwość powstawania języków CO₂,
- 3) zatłoczone CO₂ będzie podtrzymywać ciśnienie w złożu gazu ziemnego,
- 4) konieczna jest analiza zmian naprężeń w złożu gazu ziemnego,
- 5) należy rozpoznać stan istniejących odwiertów – potencjalne drogi przepływu migracji gazu,
- 6) w przypadku wody podścielającej konieczne jest uwzględnienie rozpuszczania się CO₂ w solance.

Dodatkową zaletą procesu jest możliwość zwiększenia współczynnika szczypania złóż gazu o około 5–10%.

Polskie działania w zakresie CCS w kontekście międzynarodowym

Polska implementowała dyrektywę Unii Europejskiej (2009) w zakresie CCS i równocześnie wprowadziła blokadę zastosowania tej technologii w Polsce (2013), ponieważ powiązała ją z projektami demonstracyjnymi zdefiniowanymi po 2010 roku. Większość tych projektów demonstracyjnych została zaniechana w 2012 roku. W latach 2008–2102 w Polsce realizowany był krajowy program „Rozpoznanie formacji i struktur do bezpiecznego geologicznego składowania CO₂ wraz z ich planami monitorowania” (konsorcjum PIG-PIB, AGH, INIG-PIB, GIG-PIB, ISMiGE PAN, PBG). W latach 2011–2013 AGH uczestniczyła również, wraz z PGNiG SA, w projekcie 7FP *SiteChar*, w którym analizowano możliwość wykorzystania wyeksploatowanych złóż gazu ziemnego „Żuchłów” i „Załęcze” do celów sekwestracji i technologii EGR.

W związku z brakiem w Polsce energetyki jądrowej (istotnie poprawiającej bilans emisji CO₂ w procesach produkcji energii elektrycznej) i możliwymi opóźnieniami w budowie pierwszych reaktorów jądrowych do celów energetycznych, należy rozważyć implementację procesów CCS w nawiązaniu do celów polityki klimatycznej zwłaszcza

cza po 2030 roku. Obserwujemy aktywne działania rządu dotyczące zmiany prawa geologicznego i górniczego, a także prawa energetycznego (w celu umożliwienia budowy systemu transportu rurociągowego CO₂). Równolegle obserwujemy działania polegające na aktualizacji prac badawczych prowadzonych po przerwach po 2013 roku i przeprowadzenie nowej analizy możliwości magazynowania CO₂. Akademia Górniczo-Hutnicza realizuje wiele projektów badawczych związanych z procesami CCS/CCUS, m.in. ze wsparciem funduszy norweskich i krajowych (NCBiR). Wymienić tu należy przede wszystkim projekt badawczy AGASTOR (*Advanced Gas and Carbon Dioxide Storage in Aquifer*), realizowany przez AGH i Uniwersytet Stavanger, którego celem jest magazynowanie gazu ziemnego i dwutlenku węgla w *aquiferze*.

Projekt zakłada możliwość wykorzystania CO₂ w części podziemnej magazynowej w ramach budowy podziemnego magazynu gazu w strukturach *aquiferowych*. Założeniem projektu jest analiza możliwości budowy takiego magazynu gazu w bezpośrednim sąsiedztwie terminalu LNG, rurociągu *Balic Pipe* oraz elektrowni Dolna Odra, w której planuje się wykorzystanie gazu ziemnego do celów energetycznych. Projekt realizowany jest w ramach konkursu Polnor CCS 2019 przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju. Innym projektem badawczym bezpośrednio powiązanim z technologią CCS/CCUS jest Projekt CCUS („Strategia rozwoju technologii wychwytu, transportu, utylizacji i składowania CO₂ w Polsce oraz pilotaż polskiego klastra CCUS”) – w ramach programu Gospostrateg NCBiR. Projekt realizowany jest przez AGH, Fundację Wise Europa oraz ministerstwa Rozwoju i Technologii oraz Klimatu i Środowiska. Jeszcze innym projektem realizowanym przez AGH jest projekt „SaltPreCO₂”, realizowany wspólnie z Uniwersytetem w Oslo, odnoszący się bezpośrednio do badań kinetyki zmian chemizmu wód złożowych podczas zatłaczania CO₂ w strefie przyodwiertowej.

Bibliografia (wybór)

1. E. I. Aasen & P. Sandberg, 2020, Northern lights. A European CO₂ transport and storage network (Presentation} Equinor to the Zero Emissions Platform (ZEP) Conference, Euro.
2. ARG, 2005, *Australian Regulatory Guiding Principles: Carbon Dioxide Capture and Geological Storage*, The Ministerial Council on Mineral and Petroleum Resources, 2005.
3. *Best Practice*, 2020, *Best Practice: Site Screening, Selection, and Initial Characterization for Storage of CO₂ in Deep Geologic Formations* DOE/NETL-401/090808, Nov 2010.
4. CCE, 2020, *Circular Carbon Economy, Remove: Carbon Capture & Storage*, Global CCS Institute, 2020.
5. DNV, 2010, Det Norske Veritas, CO₂QUALSTORE – *Guideline for Selection and Qualification of Site and Projects for Geological Storage of CO₂*, 2010, 20–29).
6. ISO 27916, *Carbon dioxide capture, transportation and geological storage Carbon dioxide storage using enhanced oil recovery (CO₂-EOR)*, 2018.
7. ISO 27917-1, *Carbon dioxide capture, transportation and geological storage – Vocabulary – Part 1: Cross-cutting terms*.
8. ISO 27918, *CCS, Lifecycle risk management for integrated CCS projects CO₂ capture integrated with a power plant*, 2018.
9. ISO 27919-1, *Carbon dioxide capture –Part 1: Performance evaluation methods for post-combustion*.
10. ISO 27919-2, *Carbon dioxide capture – Part 2: Evaluation procedure to assure and maintain stable performance of post-combustion CO₂ capture plant integrated with a power plant*, 2020.
11. ISO 27920, *Carbon dioxide capture, transportation and geological storage (CCS) – Quantification and Verification*, 2019.
12. ISO 27921, *Carbon dioxide capture, transport and storage–CO₂ stream composition*, 2019.
13. E. D. Rubin, J. Davison, H. J. Herzog, 2015, *The cost of CO₂ capture and storage*, *International Journal of Greenhouse Gas Control*, vol. 40, p. 378–400, ISSN 1750-5836.
14. CSA Z741-12, R2017, *Geological storage of carbon dioxide (10/16/2012)*.

Obecnie z inicjatywy Ministerstwa Klimatu i Środowiska realizowane są różne badawcze prace studialne związane bezpośrednio z analizą możliwości składowania/geologicznego magazynowania/geologicznej sekwestracji w głębokich strukturach zawodniowych (*aquiferach*) oraz w wyeksploatowanych złożach gazu ziemnego i ropy naftowej na obszarach lądowych i morskich. Prace te realizowane są przez AGH, INIG-PIB oraz PIG-PIB.

Koszty technologii CCS

Szacunkowe koszty wychwytu zmieniają się znacznie w zakresie stosowanych technologii wychwytu oraz instalacji. Nie bez znaczenia jest też skala – moc instalacji energetycznych [Rubin et al., 2015]. Na przykład dla instalacji od 500 do 1000 MW dla technologii nadkrytycznego spalania (SCPC) (*oxy-combustion capture*) wynoszą od 35 do 60 USD/t CO₂ wychwyconą – przy założeniu sprawności co najmniej 90% wychwytu. Szacunkowe koszty jednostkowe transportu CO₂ w rurociągach lądowych wynoszą od 10 USD/t CO₂/250 km – dla 4 mln t CO₂/rok do 20 USD/t CO₂/250 km – dla 1 mln t CO₂/rok. Transport poniżej 1 mln CO₂/rok może kosztować od 25 do 40 USD/t CO₂ [Aasen Sandbera, 2020, Rubin et al., 2015]. Zakres szacunkowych kosztów elementów łańcucha podaje też *Global CCS Institute* (CCE, 2020).

Szacunkowe koszty geologicznego magazynowania CO₂ w strukturach geologicznych zmieniają się w zależności od typu stworzonych magazynów [Rubin et al., 2015]:

- 1) dla wyeksploatowanych złóż gazu i ropy – lądowych od 2 do 26 USD/t CO₂,
- 2) dla wyeksploatowanych złóż gazu i ropy – podmorskich od 5 do 22 (+) USD/t CO₂,
- 3) dla lądowych struktur solankowych – od 3 do 19 USD/t CO₂,
- 4) dla podmorskich struktur solankowych – od 9,4 do 31,4 (+) USD/t CO₂.

Prof. dr Stanisław Nagy, Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie

15. *The Allam-Fetvedt Cycle and NET Power*. *8rivers.com*. Retrieved 2020-10-01.
16. *Global Status*, 2021, Global CCS Institute, 13th Oct, 2021.
17. Dyrektywa CCS, 2009, dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/31/WE z 23 kwietnia 2009 w sprawie geologicznego składowania dwutlenku węgla.
18. ISO 27914, 2016, *Carbon Dioxide Capture, Transportation and Geological Storage – Geological Storage*.
19. ISO 27913, 2016, *Carbon dioxide capture, transportation and geological storage – Pipeline transportation systems*.
20. DNV-RP-F104, 2021, *Design and operation of carbon dioxide pipelines, Recommended practice*.

Praca realizowana w ramach programu POLNOR CCS 2019 Call, finansowanego ze środków Norweskiego Mechanizmu Finansowego na lata 2014–2021. *Work carried out under the POLNOR CCS 2019 Call, program financed by the Norwegian Financial Mechanisms 2014–2021*. Umowa nr/Agreement No.: NOR/POLNORCCS/AGaStor/0008/2019-00

* Podziemne składowanie CO₂ (prawo geologiczne i górnicze). W oryginalnej, czyli angielskiej wersji dyrektywy Unii Europejskiej odnośnie do CCS (2009) istnieje termin *geological storage of CO₂*, co odpowiada polskiemu terminowi „magazynowanie geologiczne CO₂”. Termin „składowanie podziemne CO₂” w polskim języku nawiązuje do składowania odpadów komunalnych, promieniotwórczych czy niebezpiecznych. Tymczasem dyrektywa UE odnośnie do CCS (2009) wyraźnie, w artykule 31, wyłącza dwutlenek węgla z dyrektywy UE o odpadach, co oznacza że magazynowany dwutlenek węgla w rozumieniu obu dyrektyw UE nie jest odpadem. Dwutlenek węgla nie mógłby być również odpadem z uwagi na własności termodynamiczne CO₂ zmagazynowanego. Dwutlenek węgla w strukturach geologicznych jest magazynowany powyżej krytycznej temperatury i powyżej krytycznego ciśnienia, a więc w fazie gazowej, a odpady mogą być składowane jedynie w fazie ciekłej bądź stałej. W dalszej części artykułu termin „magazynowanie geologiczne” CO₂ należy utożsamiać z terminem „podziemne składowanie CO₂”, istniejącym w polskim prawodawstwie.

Wiązanie i utylizacja CO₂ – wyzwania technologiczne

Marcin Dębowski, Joanna Kazimierowicz, Marcin Zieliński

Wysoka emisja dwutlenku węgla (CO₂) do atmosfery wywołuje kryzys środowiskowy, ponieważ jest on uważany za główną przyczynę efektu cieplarnianego. Szacuje się, że CO₂ stanowi prawie 65% całkowitej globalnej emisji gazów szklarniowych (GHG). Ograniczanie skutków związanych ze zmianami klimatu jest w ostatnich kilku dekadach poważnym problemem dla globalnej gospodarki, polityki energetycznej i środowiskowej. Zagrożenia dla ludzkości spowodowane katastrofami klimatycznymi i ekologicznymi zmuszają decydentów, polityków, a także przedsiębiorców do istotnego ograniczania antropogenicznego zanieczyszczenia atmosfery GHG, w tym głównie CO₂. Odważne i bezkompromisowe działania w tym zakresie prezentują kraje Unii Europejskiej, które sukcesywnie i systematycznie wdrażają ambitne plany uzyskania neutralności węglowej do 2050 roku.

powszechnie wiadomo, iż pozytywną funkcją GHG jest stabilizowanie temperatury w atmosferze na poziomie zapewniającym równowagę w ekosystemach naturalnych. Jednak zwiększenie bilansu CO₂ w powietrzu poprzez długotrwałe i intensywne spalanie paliw kopalnych powoduje niekontrolowany i zbyt szybki wzrost średnich temperatur w ujęciu globalnym. Zmiany klimatu to obecnie kluczowa kwestia do rozwiązania, ponieważ uważane są za ogólnoswiatowy problem cywilizacyjny. W wielu badaniach udowodniono negatywny wpływ podwyższonych stężeń CO₂ w atmosferze na postęp gospodarczy, rozwój rolnictwa, stosunki wodne, sektor turystyczny, branżę spożywczą i inne sektory gospodarki.

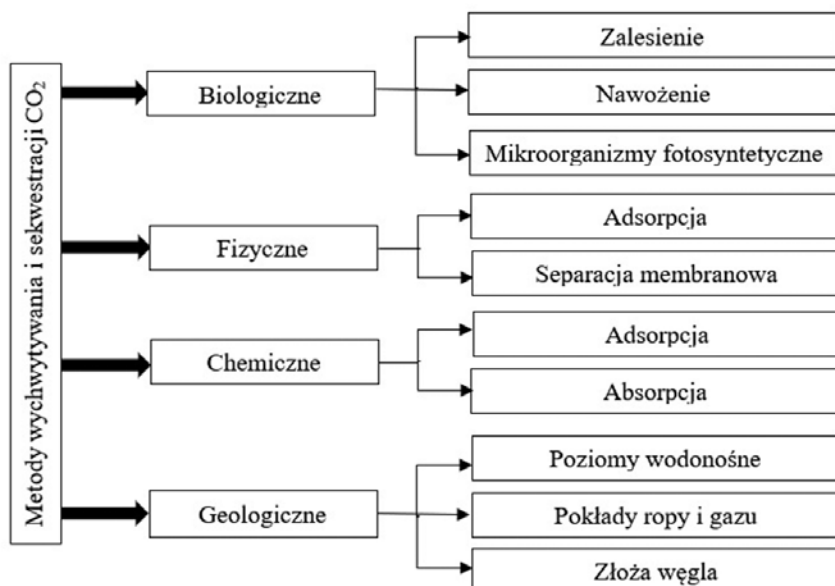
Dlatego należy poszukiwać rozwiązań ograniczających emisję CO₂ do atmosfery. Efekt ten można osiągnąć poprzez zastosowanie metod pierwotnych, bazujących na zastosowaniu niskoemisyjnych lub bezemisyjnych technologii produkcji oraz wykorzystania paliw i energii. Innym kierunkiem jest opracowanie i wdrożenie skutecznych metod sekwestracji CO₂. Termin ten obejmuje wszystkie działania prowadzące do wychwycenia, oddzielenia, transportu oraz długoterminowego magazynowania i składowania CO₂ w odpowiednim, bezpiecznym miejscu.

Metody sekwestracji CO₂

Biorąc pod uwagę etap prowadzenia sekwestracji, można wyróżnić sekwestrację bezpo-

średnią oraz pośrednią. Sekwestracja bezpośrednia dąży do wychwytywania CO₂ przed wprowadzeniem do atmosfery, a następnie jego transport do miejsca składowania lub wykorzystania. Sekwestracja pośrednia polega na zmniejszeniu emisji CO₂, czyli na wiązaniu gazów wcześniej wprowadzonych do atmosfery. Proces ten może zachodzić z wykorzystaniem roślin mających zdolność do asymilacji CO₂, w tym za pomocą technik fykoremediacyjnych. Obecny w atmosferze CO₂ może również zostać związany w glebie [1].

Podział metod wiązania i sekwestracji CO₂



Do najczęściej opisywanych metod bezpośrednich zalicza się sekwestrację mineralną, określaną jako mineralną karbonatyzację. Technologie tego rodzaju polegają na wytworzeniu trwałych związków węglanowych podczas reakcji CO₂ z substancjami sztucznie wytworzonymi, naturalnie występującymi w środowisku lub innymi związkami, w tym odpadami [2]. Poszukiwane są rozwiązania wpływające na poprawienie efektywności technologicznej i ekonomicznej tego typu rozwiązań. Mimo zalet mineralnej karbonatyzacji, takich jak bezpieczne, długoterminowe wiązanie CO₂ oraz znaczna pojemność sorpcyjna stosowanych materiałów, przeszkodą w jej powszechnym stosowaniu są wysokie koszty eksploatacyjne i inwestycyjne, koszty pozyskania i transportu minerałów, ograniczona dostępność efektywnych substancji adsorpcyjnych oraz złożoność technologiczna [3].

Spośród różnych metod składowania CO₂ dużo uwagi poświęca się sekwestracji w strukturach geologicznych, co ma związek z możliwością składowania dużych objętości gazu, a z czasem jego akumulacji. Koncepcja ta polega na magazynowaniu CO₂ w głęboko położonych, przepuszczalnych utworach, nad którymi znajdują się warstwy nieprzepuszczalne. Jako główne miejsca podziemnego magazynowania CO₂ wyróżnia się głęboko zalegające poziomy wodonośne, obecnie wykorzystywane lub wyeksploatowane pokłady ropy i gazu, a także nieeksploatowane dotąd złoża węgla [4]. Inne koncepcje wychwytywania i usuwania CO₂ z gazów odlotowych, których zastosowanie może być uzasadnione pod względem ekonomicznym i technologicznym to procesy fizyczne (adsorpcja, separacja membranowa), procesy chemiczne (adsorpcja i absorpcja chemiczna) oraz procesy biologiczne (zalesianie, nawożenie oceaniczne i mikroorganizmy fotosyntetyczne) [5]. Podstawowy podział metod znajdujących zastosowanie w technologii wiązania CO₂ przedstawiono na zamieszczonym rysunku.

Wśród wielu opcji biosekwestracja poprzez wykorzystanie mikroglonów postrzegana jest jako obiecujące rozwiązanie, mogące wspomagać ograniczenie emisji CO₂ do atmosfery [6]. Efektywność technologiczna systemów produkcji biomasy mikroglonów wynika z właściwości tych organizmów, charakteryzują się one bowiem bardzo wysoką efektywnością wykorzystywania energii promieniowania słonecznego oraz szybkim wzrostem biomasy. Bioreaktory mogą być eksploatowane z wykorzystaniem odpadów pochodzących z przemysłowej i bytowo-gospodarczej działalności człowieka. Umożliwia to zlokalizowanie komercyjnych systemów produkcji biomasy mikroglonów na terenach, które nie mogą zostać wykorzystane na cele rolnicze, w pobliżu ciepłowni i elektrociepłowni, oczyszczalni ścieków oraz innych obiektów przemysłowych stanowiących źródło CO₂ oraz związków biogenych [7].

Elementem koniecznym dla osiągnięcia sukcesu w implementacji rozwiązań wiązania i utylizacji CO₂ – oprócz opracowania skutecznych i ekonomicznie uzasadnionych rozwiązań technologicznych – są międzynarodowe porozumienia oraz opracowane na ich podstawie standardy emisyjne i regulacje prawne. Śmiało i perspektywiczne pomysły w tym zakresie powstają w UE, w tym założenia *Circular Economy*, *Fit for 55* oraz *Green Deal*. Komisja Europejska (KE) przedstawiła pakiet propozycji legislacyjnych, który ma dostosować prawodawstwo UE do nowego unijnego celu redukcji emisji gazów cieplarnianych o co najmniej 55 proc.

do 2030 roku (w stosunku do poziomu z 1990 roku). Pakiet jest jednym z elementów Europejskiego Zielonego Ładu, zgodnie z którym do 2050 roku Europa ma stać się pierwszym kontynentem neutralnym dla klimatu. Warto również pamiętać, że Parlament Europejski w kwietniu 2021 roku przyjął prawo klimatyczne, które wymaga wypracowania celu na 2040 rok. To znaczy, że pakiet *Fit for 55* to tylko jeden z kroków na ścieżce do neutralności, a następnego pakietu regulacyjnego możemy spodziewać się w drugiej połowie tej dekady [8].

Potencjał wykorzystania mikroglonów do zmniejszenia emisji CO₂

Mikroglony to jednokomórkowe organizmy, które w procesie fotosyntezy przeprowadzają konwersję energii promieniowania słonecznego do energii chemicznej. W wytwarzanej biomase mogą zawierać wiele substancji bioaktywnych o znacznym potencjale ich wykorzystania w celach komercyjnych i przemysłowych. Mogą one być stosowane do wytwarzania szerokiej gamy metabolitów komórkowych, w tym wysokiej jakości białek, lipidów, węglowodanów, barwników oraz witamin dla przemysłu spożywczego, paszowego, szeroko pojętej branży kosmetycznej oraz sektora alternatywnych źródeł energii [9]. Mikroalgi mają specjalny mechanizm asymilacji CO₂, znany jako mechanizm koncentracji węgla. W tym mechanizmie wyspecjalizowana organella, czyli pirenoid, zwiększa stężenie CO₂ wokół błon tylakoidów. Zwiększone stężenie CO₂ wokół błony tylakoidów zwiększa wydajność karboksylazy/oksygenazy rybulozo-1,5-bisfosforanu (RuBisCO), ważnego enzymu fotosyntezy w asymilacji lub sekwestracji węgla. RuBisCO ma niskie powinowactwo do CO₂, ponieważ ewoluował w środowiskach o wysokim CO₂ i niskim O₂, więc pirenoid stale zapewnia środowisko dla zwiększonego wiązania CO₂ [10]. Potencjał wykorzystania mikroglonów w technologiach środowiskowych oraz procesach wytwarzania cennych produktów, w tym przeznaczonych na cele energetyczne, spowodowany jest wyższą efektywnością fotosyntezy, szybszym tempem przyrostu biomasy oraz zdolnością do wykorzystania i utylizacji substancji odpadowych w stosunku do typowych lądowych roślin naczyniowych. Należy sądzić, iż mimo opisanych dotychczas wielu komercyjnych zastosowań biomasy mikroglonów ta grupa taksonomiczna charakteryzuje się wciąż bardzo wysokim potencjałem implementacji zarówno w biotechnologii, jak i inżynierii środowiska. Jest to bardzo zróżnicowana genetycznie grupa organizmów, co bezpośrednio wpływa na ich charakterystykę fizjologiczną i biochemiczną. Dlatego istnieje możliwość wyboru i adaptacji określonych szczepów do indywidualnych zastosowań, między innymi w technologiach związanych z ochroną i inżynierią środowiska [11].

Mocną stroną systemów produkcji mikroglonów jest możliwość stosowania odpadów, w tym ścieków o różnej charakterystyce, odcieków, odpadów pólplennych, a także emisji gazowych. Organizmy te asymilują związki azotu i fosforu, a w hodowlach mikrosotroficznych metabolizują również część substancji organicznych. Obecnie układy technologiczne neutralizacji zanieczyszczeń, bazujące na wykorzystaniu mikroglonów, często integrowane są z systemami produkcji biopaliw. Uważa się, iż tego rodzaju rozwiązania są bardziej uzasadnione z ekonomicznego i technologicznego punktu

widzenia, prowadzą też do zmniejszenia emisji CO₂ ze źródeł kopalnych [12]. Wykorzystanie odpadów wpływa bezpośrednio na ograniczenie kosztów ponoszonych na dostarczenie wody i substancji pokarmowych, niezbędnych do efektywnego przyrostu biomasy mikroglonów. W prowadzonych dotychczas pracach badawczych udowodniono, iż wysokie stężenia CO₂ intensyfikują szybkość wzrostu biomasy mikroglonów, co wpływa bezpośrednio na efektywność degradacji innych zanieczyszczeń [13].

Głównymi przeszkodami ograniczającymi dynamiczny rozwój technologii opartych na mikroglonach są koszty inwestycyjne i eksploatacyjne oraz komplikacje technologiczne związane z hodowlą, zagęszczaniem i separacją biomasy, a także nakłady ponoszone na transformację biomasy do cennych produktów końcowych. Szacuje się, iż koszty inwestycyjne i eksploatacyjne wymagane do hodowli mikroglonów są od kilku do kilkunastu razy wyższe od ponoszonych na pozyskiwanie biomasy lignocelulozowej. Biorąc powyższe pod uwagę, jednym z najważniejszych zagadnień, nad którym pracują zarówno przedsiębiorstwa komercyjne, jak i grupy badawcze są próby zwiększenia opłacalności tego rodzaju systemów. Powszechnemu wykorzystaniu technologii wykorzystujących biomasę mikroglonów w technologiach środowiskowych i energetycznych nie sprzyja brak norm, standardów instrumentów legislacyjnych, podstaw prawnych oraz zachęt, takich jak dotacje czy kredyty podatkowe [14]. Mimo tych ograniczeń obserwowany jest systematyczny rozwój technologii opartych na wykorzystaniu mikroglonów, a biorąc pod uwagę rozwój i optymalizację tych rozwiązań oraz wyzwania środowiskowe, globalne perspektywy są optymistyczne.

Mikroglony w koncepcji wychwytywania i utylizacji CO₂

Wykorzystanie wychwyconego CO₂ wyeliminowałoby konieczność jego magazynowania i składowania. Wychwytywanie i utylizację/wykorzystanie CO₂ definiuje się jako konwersję tego gazu w wartościowe produkty o niższej lub zerowej emisji, takie jak paliwa, chemikalia, włókna węglowe, biomasa i materiały budowlane. CCU (*carbon capture and utilization*) powinno przyczynić się do zerowych lub ujemnych emisji netto. CCU z wykorzystaniem mikroglonów to proces biologiczny, w którym CO₂ w pierwszym etapie przekształcany jest w biomasę w wyniku fotosyntezy. Wyprodukowaną biomasę można wykorzystać do zastąpienia nieodnawialnych zasobów kopalnych w produkcji chemikaliów, paliw, biotworzyw, suplementów diety, kosmetyków, farmaceutyków, pasz i nawozów [15].

Innym potencjalnym zastosowaniem mikroglonów jest produkcja i wykorzystanie biowęgla, który – wprowadzany do gleby – pozwala na długoterminowe magazynowanie CO₂ i sprzyja transformacji w kierunku rolnictwa zrównoważonego. Mikroglony mogą być również potencjalnie wykorzystywane jako biostymulatory w celu poprawy produkcji roślinnej, zmniejszając w ten sposób zapotrzebowanie na nawozy chemiczne. Innym kierunkiem wykorzystania biomasy mikroglonów po procesie biologicznej sekwestracji CO₂ jest produkcja biotworzyw. Tego rodzaju tworzywa są przyjazne dla środowiska, bowiem nie zwiększają puli CO₂ oraz łatwiej ulegają biodegradacji. Ze względu na to, iż mikroglony mogą charakteryzować się wyso-

kimi stężeniami polisacharydów, białek lub lipidów, mogą one być alternatywą dla innych bioplastików i zastąpić tradycyjne tworzywa sztuczne lub tworzywa biodegradowalne, takie jak kwas polimlekowy i polihydroksyalkaniany. Biotworzywa, które mogą ulegać biodegradacji, zmniejszają obciążenie oceanów ładunkiem zanieczyszczeń oraz redukują powierzchnie składowisk odpadów, które są obecnie obciążane przez nieulegające degradacji tworzywa sztuczne. Innym możliwym sposobem długoterminowego wiązania CO₂ jest zastosowanie mikroglonów w cemencie [16]. Proces ten polega na strącaniu CaCO₃, przeprowadzonym przez niektóre fotosyntetyczne mikroalgi lub cyjanobakterie, a także bakterie niefototroficzne.

* * *

UE przyjęła bardzo ambitną strategię rozwoju biogospodarki, w tym kontekście mikroglony i perspektywy ich wykorzystania w różnych dziedzinach stanowią zasób biologiczny o ogromnym znaczeniu. Zwłaszcza mikroalgi są obecnie promowane jako organizmy mogące znaleźć szerokie zastosowanie w technologiach ochrony środowiska, bioenergetyce oraz jako źródło cennych składników odżywczych dla ludzi i zwierząt. Sektor mikroglonów będzie wnosił coraz większy wkład w niebieską biogospodarkę UE i ma ogromny potencjał rozwoju zwłaszcza na obszarach przybrzeżnych. Według raportu UE na temat niebieskiej gospodarki z 2019 roku, sektor alg w UE ma roczny obrót w wysokości 1,5 mld euro z działalności bezpośredniej (przy czym działania pośrednie, takie jak badania, dodają dodatkowe 240 mln euro).

W przeważającej części w UE biomasę glonów, w tym głównie makroglonów, pozyskuje się ze zbiorników naturalnych. Obserwuje się zjawisko związane z ograniczaniem populacji i zanikaniem gatunków eksploatowanych dotychczas komercyjnie w UE. Do głównych przyczyn takiego stanu rzeczy zalicza się globalne ocieplenie, nadmierną eksploatację i zbiory biomasy, pogorszenie stanu środowiskowego ekosystemów wodnych czy wypieranie endemicznych gatunków przez szybko rozwijające się gatunki nierodzące. W związku z tym konieczna jest implementacja i eksploatowanie dedykowanych instalacji do produkcji biomasy glonów. Udowodniono, iż akwakultura mikroglonów pozwala na osiągnięcie korzyści środowiskowych związanych z fykoremediacją oraz celów dotyczących zaspokojenia rosnącego zapotrzebowania na biomasę alg, z jednoczesnym zmniejszeniem presji na dzikie populacje.

Zasadne jest poszukiwanie możliwości zwiększenia efektywności technologicznej, środowiskowej i ekonomicznej systemów bazujących na produkcji i zastosowaniu biomasy mikroglonów. Potrzebne są jednak dalsze badania, aby ocenić pełny wpływ tego rodzaju systemów na środowisko, wykorzystanie zasobów wody, energii i gruntów, ryzyko uwolnienia gatunków inwazyjnych do środowiska oraz odbiór i postrzeganie przez lokalne społeczności. W warunkach UE dodatkowym ograniczeniem są niesprzyjające prowadzeniu wydajnej i intensywnej produkcji biomasy mikroglonów warunki klimatyczne. Wpływa to bezpośrednio na konieczność implementacji w tego typu obiektach wielu rozwiązań pozwalających na zapewnienie odpowiednich warunków termicznych i świetlnych, czynników niezbędnych z punktu widzenia technologii namnażania biomasy mikroglonów. Działania te istotnie podwyższają koszty inwestycyjne i eksploatacyjne tego typu rozwiązań technologicznych.

Jednym z perspektywicznych kierunków jest opracowanie i wdrożenie rozwiązań technologicznych polegających na wykorzystaniu substratów odpadowych jako komponentów medium hodowlanego. Uzasadnioną z technologicznego i ekonomicznego punktu widzenia lokalizacją technologii produkcji biomasy mikroglonów jest obszar eksploatacji reaktorów beztlenowych, istnieje tam bowiem nieograniczona możliwość wykorzystania związków biogenych zawartych w odciekach pofermentacyjnych oraz CO₂ pochodzącego ze spalania biogazu. Dodatkowo, instalacje tego rodzaju pozwalają na zapewnienie ciepła w okresach niskich temperatur. Są to koncepcje w pełni uzasadnione, ponieważ dotychczas eksploatowane systemy produkcji biomasy mikroglonów w umiarkowanej strefie klimatycznej są mało efektywne pod względem technologicznym i ekonomicznym. Istnieje zatem konieczność poszukiwania nowych i alternatywnych rozwiązań, prowadzących do usprawnienia procesu namnażania biomasy mikroglonów.

Innym argumentem uzasadniającym konieczność podjęcia badań w tym zakresie są wymogi dotyczące udziału biokomponentów w puli paliw konwencjonalnych i ograniczenia emisji gazów cieplarnianych. Związane jest to z koniecznością wdrażania nowych, zaawansowanych technologii produkcji biopaliw, z optymalnym wykorzystaniem energii zawartej w biomasie, a także wdrażania efektywnych sposobów sekwestracji CO₂. Polityka UE dąży do zwiększenia udziału źródeł energii odnawialnej (OZE) w ogólnej produkcji energii, co bezpośrednio przekłada się na wyzwania dla krajów członkowskich.

Bibliografia

1. X. Chen & H. Y. Chen, 2018, *Global effects of plant litter alterations on soil CO₂ to the atmosphere*, *Global Change Biology*, 24(8), 3462–3471, <https://doi.org/10.1111/gcb.14147>.
2. V. L. M. Molahid, F. Mohd Kusin, S. N. M. Syed Hasan, N. A. A. Ramli, & A. M. Abdullah, 2022, *CO₂ Sequestration through Mineral Carbonation: Effect of Different Parameters on Carbonation of Fe-Rich Mine Waste Materials*, *Processes*, 10(2), 432, <https://doi.org/10.3390/pr10020432>.
3. B. J. Lee, J. I. Lee, S. Y. Yun, C. S. Lim & Y. K. Park, 2020, *Economic evaluation of carbon capture and utilization applying the technology of mineral carbonation at coal-fired power plant*, *Sustainability*, 12(15), 6175, <https://doi.org/10.3390/su12156175>.
4. K. Luboń, 2020, *CO₂ storage capacity of a deep aquifer depending on the injection well location and cap rock capillary pressure*, *Gospodarka surowcami Mineralnymi*, 36.
5. R. Shirmohammadi, A. Aslani, R. Ghasempour & L. M. Romeo, 2020, *CO₂ utilization via integration of an industrial post-combustion capture process with a urea plant: Process modelling and sensitivity analysis*, *Processes*, 8(9), 1144, <https://doi.org/10.3390/pr8091144>.
6. M. S. Mahajan, M. A. Rasheed, P. L. S. Rao, P. Bhutiya, S. Z. Hasan & S. Shah, 2021, *CO₂ Bio-sequestration Studies on Microalgae—An Approach Through Sustainable Biofuel Production. in Macromolecular Characterization of Hydrocarbons for Sustainable Future*, pp. 275–286, Springer, Singapore, https://doi.org/10.1007/978-981-33-6133-1_18.
7. M. Dębowski, M. Zieliński, J. Kazimierowicz, N. Kujawska & S. Talbierz, 2020, *Microalgae cultivation technologies as an opportunity for bioenergetic system development—advantages and limitations*, *Sustainability*, 12(23), 9980, <https://doi.org/10.3390/su12239980>.
8. A. Nouicer & L. Meeus, 2019, *The EU clean energy package*, Florence School of Regulation.
9. S. Mehariya, R. K. Goswami, O. P. Karthikeyan & P. Verma, 2021, *Microalgae for high-value products: A way towards green nutraceutical and pharmaceutical compounds*, *Chemosphere*, 280, 130553, <https://doi.org/10.1016/j.chemosphere.2021.130553>.
10. C. M. Cordas, J. J. Moura, A. Escapa & R. Mateos, 2021, *Carbon Dioxide Utilization—Bioelectrochemical Approaches, in Enzymes for Solving Humankind's Problems*, pp. 83–108, Springer, Cham, https://doi.org/10.1007/978-3-030-58315-6_3.
11. A. P. Peter, K. S. Khoo, K. W. Chew, T. C. Ling, S. H. Ho, J. S. Chang & P. L. Show, 2021, *Microalgae for biofuels, wastewater treatment and environmental monitoring*, *Environmental Chemistry Letters*, 19(4), 2891–2904, <https://doi.org/10.1007/s10311-021-01219-6>.
12. S. Mehariya, R. K. Goswami, P. Verma, R. Lavecchia & A. Zuo-ro, 2021, *Integrated approach for wastewater treatment and biofuel production in microalgae biorefineries*, *Energies*, 14(8), 2282, <https://doi.org/10.3390/en14082282>.
13. K. C. Morais, D. Conceição, J. V. Vargas, D. A. Mitchell, A. B. Mariano, J. C. Ordonez & V. M. Kava, 2021, *Enhanced microalgae biomass and lipid output for increased biodiesel productivity*, *Renewable energy*, 163, 138–145, <https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.08.082>.
14. H. Shokravi, Z. Shokravi, M. Heidarrezaei, H. C. Ong, S. S. R. Kooloor, M. Petrů & A. F. Ismail, 2021, *Fourth generation biofuel from genetically modified algal biomass: Challenges and future directions*, *Chemosphere*, 285, 131535, <https://doi.org/10.1016/j.chemosphere.2021.131535>.
15. M. Tsarpali, N. Arora, J. N. Kuhn & G. P. Philippidis, 2021, *Lipid-extracted algae as a source of biomaterials for algae biorefineries*, *Algal Research*, 57, 102354, <https://doi.org/10.1016/j.algal.2021.102354>.
16. I. Y. López-Pacheco, L. I. Rodas-Zuluaga, S. Fuentes-Tristan, C. Castillo-Zacarias, J. E. Sosa-Hernández, D. Barceló & R. Parra-Saldívar, 2021, *Phycocapture of CO₂ as an option to reduce greenhouse gases in cities: Carbon sinks in urban spaces*, *Journal of CO₂ Utilization*, 53, 101704, <https://doi.org/10.1016/j.jcou.2021.101704>.

Europejski Zielony Ład

Konstruktywny dialog drogą do kompromisów

Aneta Wilmańska

Europejski Zielony Ład nakreśla strategię transformacji unijnej gospodarki, której celem ma być osiągnięcie neutralności klimatycznej UE do 2050 roku. Aby ten cel osiągnąć, nie wystarczy zmienić wzorców produkcji – na przykład zmienić źródło wytwarzania energii elektrycznej czy ciepła na zero- czy niskoemisyjne, odejść od spalinowych silników na rzecz aut elektrycznych, emisyjnego paliwa używanego w środkach transportu na rzecz aut elektrycznych czy wodorowych, wdrożyć nisko- i zeroemisyjne technologie (w tym opracować i skomercjalizować nowe, które jeszcze nie istnieją!).

Jeśli cel neutralności klimatycznej ma zostać osiągnięty, będzie wymagał zmian w kierunku redukcji śladu węglowego w każdym sektorze – od energetycznego i rolnego po modowy czy turystyczny. **Konieczna jest również zmiana wzorców konsumpcji** pod kątem redukcji emisji gazów cieplarnianych i zanieczyszczeń. Na przykład w zakresie mobilności – jej optymalizacja, odpowiedni dobór środków transportu na krótkie i długie odcinki podróży. Inne przykłady to dobór żywności pod kątem miejsca i procesów produkcji, źródła ogrzewania domów oraz jakości urządzeń AGD pod względem zużycia energii elektrycznej.

Zarysowane przez Komisję Europejską ramy prawne realizacji Europejskiego Zielonego Ładu w ramach pakietu *Fit for 55* z lipca 2021 roku oraz pakietu gazowego z grudnia 2021 roku wskazują wyraźnie na dwa kierunki. **Pierwszy to dalsze rozwi-**

Obserwując przebieg prac nad pakietem *Fit for 55* w Radzie UE, mam wrażenie, że francuska prezydencja w Radzie UE skłania się do tego, aby kluczowe elementy poszczególnych regulacji, jak np. ETS, dyrektywy w sprawie odnawialnych źródeł energii czy efektywności energetycznej, zostały przyjęte jednocześnie, w końcowym etapie prac nad pakietem *Fit for 55*. Bez dobrej koordynacji w ramach danego państwa oraz wśród sojuszników trudno będzie wynegocjować dobre zapisy w kilku regulacjach jednocześnie.

anie odnawialnych źródeł energii i zielonego wodoru, w tym poprzez wyznaczanie celów ich osiągnięcia w wybranych sektorach, np. w ciepłownictwie, oraz różnego rodzaju instrumenty wsparcia publicznego, z jednoczesnym naciskiem na poprawę efektywności energetycznej. **Drugi kierunek to odchodzenie od paliw kopalnych przez ich dociążanie kosztowe**, w tym przez poszerzanie zakresu *carbon pricing* na nowe sektory, wzrost cen uprawnień do emisji CO₂ oraz obciążeń podatkowych, czemu towarzyszyć ma ograniczanie źródeł wsparcia paliw kopalnych

ze środków publicznych, np. Funduszu Modernizacyjnego. Jednocześnie mają zostać uruchomione nowe instrumenty wsparcia grup społecznych najbardziej dotkniętych skutkami transformacji m.in. w ramach Klimatycznego Funduszu Społecznego.

Holistyczne podejście do transformacji unijnej gospodarki wymaga zintegrowanego podejścia do planowania rozwoju poszczególnych sektorów. Takie podejście ułatwić ma optymalny rozwój infrastruktury, który będzie zapobiegał zjawiskom *stranded assets* i *lock-in effect*, ma także prowadzić do zagwarantowania elastyczności systemu oraz służyć poprawie efektywności energetycznej. Przy zwiększeniu udziału niestabilnych odnawialnych źródeł, w tym ze źródeł rozproszonych, w systemie energetycznym jego elastyczność i bilansowanie wymaga nowego, bardziej złożonego podejścia do planowania rozwoju infrastruktury.

Jak przy tak silnych ambicjach wyrażonych w już przyjętej legislacji, w tym prawie o klimacie oraz propozycjach Komisji Europejskiej we wspomnianych pakietach, ambitnych planach wielu państw członkowskich UE oraz wielu członków Parlamentu Europejskiego przekonać do swoich racji w zakresie planowanej ścieżki transformacji polskiej gospodarki?

Kilkuletnie doświadczenie i obserwacja funkcjonowania tzw. *Brussels bubble* wskazują, że konieczne są: **dobra eksperytyza i argumentacja, spójna narracja na różnych szczeblach w języku czytelnym wobec osób, z którymi rozmawiamy, dobra koordynacja działań oraz umiejętność zawierania kompromisów.**

Punktem wyjścia jest rzetelna diagnoza stanu w poszczególnych sektorach, uwarunkowania wyjściowe, **przygotowane scenariusze ich rozwoju, uwzględniające ramy prawne**, w tym cel redukcji emisji gazów cieplarnianych o co najmniej 55% do 2030 roku w stosunku do 1990 roku oraz neutralności klimatycznej UE do 2050 roku. Niezbędne są **szacunki koniecznych inwestycji** w poszczególnych sektorach oraz **wskazanie skutków społeczno-gospodarczych**. Z uwagi na zakres inwestycji warto prezentować potrzeby inwestycyjne również na poziomie zregulowanym dla danego państwa, aby pokazać całościowy koszt transformacji oraz zysk z jej przeprowadzenia w danym państwie.

Z uwagi na holistyczne podejście do transformacji w Europejskim Zielonym Ładzie ważne jest, aby działania na poziomie państwa były dobrze skoordynowane, ponieważ wówczas łatwiej uniknąć pułapek niespójności planów rozwojowych. Obserwując przebieg prac nad pakietem *Fit for 55* w Radzie UE, mam wrażenie, że francuska prezydencja w Radzie UE skłania się do tego, aby kluczowe elementy poszczególnych regulacji, jak np. ETS, dyrektywy w sprawie odnawialnych źródeł energii czy efektywności energetycznej, zostały przyjęte jednocześnie, w końcowym etapie prac nad pakietem *Fit for 55*. Bez dobrej koordynacji w ramach danego państwa oraz wśród sojuszników trudno będzie wynegocjować dobre zapisy w kilku regulacjach jednocześnie.

Bardzo ważny jest język, którym posługujemy się w dialogu z partnerami – *Brussels bubble* ma swój język i aby być dobrze zrozumianym, warto go używać przy prezentacji swoich racji. Aby dobrze znać ten język i umieć się nim posługiwać, trzeba być w miejscu, w którym się go powszechnie używa – w Brukseli. **Ważne jest to, aby prezentowanie swoich racji zaczynać od tego, co nas łączy z rozmówcami** – od zbieżnych elementów naszych stanowisk, a w drugim kroku przejść do kwestii rozbieżnych. Jednocześnie, aby zbudować skuteczną narrację do naszych argumentów, konieczne jest **rozpoznanie interesów poszczególnych grup innych interesariuszy**, co oznacza być z nimi w dialogu, znać i rozumieć ich argumenty, szczególnie naszych konkurentów, aby tworzyć kontrargumenty, które będą odpowiednio rezonować podczas debat z różnymi interesariuszami, w tym organizacjami branżowymi czy pozarządowymi. Bardzo ważne jest rozpoznanie grup interesariuszy, które mamy szansę pozyskać jako sojuszników, jak np. w przypadku Zielonych w PE – są niechętni gazowi, więc są też przeciwnikami gazociągu Nord-Stream 2. Wraz z innymi grupami, w tym ECR, działali przeciw temu projektowi w PE. **Gdy nasza narracja ma punkty styczne z interesami innych grup, wówczas zwiększamy szanse na sukces w budowaniu kompromisów.**

Oczywiście, dialog w Brukseli powinien odbywać się na wszystkich możliwych szczeblach – w tym na najwyższym – przedstawicieli państw i rządów, ministrów, pracowników administracji, stowarzyszeń branżowych, ośrodków analitycznych organizacji pozarządowych czy różnych grup eksperckich przy KE wobec kluczowych instytucji unijnych. Spójność przekazu jest bardzo ważna. Każda istotna rozbieżność w narracji może zadziałać na naszą niekorzyść. Trzeba pamiętać, że nasi konkurenci chętnie takie sytuacje wykorzystają na swoją korzyść.

W UE kierunki ram legislacyjnych określają szefowie rządów i państw w ramach Rady Europejskiej. Kolegium Komisarzy decyduje o finalnym brzmieniu wniosków legislacyjnych Komisji Europejskiej przygotowanych przez urzędników KE. W kolejnych krokach Rada UE – ministrowie państw członkowskich – decydują o stanowisku Rady UE wobec wniosków, nad którymi w grupach roboczych pracują przedstawiciele administracji państw członkowskich. Podobnie w Parlamencie Europejskim pracują europosłowie w komisjach, wspierani przez ekspertów nad stanowiskami, które są finalnie głosowane na posiedzeniach plenarnych PE. W kolejnym kroku Komisja UE, Rada UE oraz Parlament UE w ramach dialogu międzyinstytucjonalnego (tzw. trilogach) tworzą kompromisowe zapisy regulacji.

Za zapisami projektów wniosków legislacji stoi armia urzędników KE, za zapisami stanowisk Rady UE – urzędnicy administracji

państw członkowskich, a stanowisk PE – europosłowie i ich doradcy. Aby przekonać ich do swoich racji, konieczne jest prezentowanie diagnoz, argumentów łatwych do zrozumienia przez osoby nieznaące polskiej specyfiki i jednocześnie wpisujące się w narrację i cele Europejskiego Zielonego Ładu. Warto pamiętać o tym, że to nam, a niekoniecznie urzędnikom czy doradcom, zależy na uwzględnieniu specyfiki danego państwa w danej legislacji, szczególnie gdy identyfikacja punktów styčných nie jest łatwa i wymaga dodatkowej pracy analitycznej. Im lepiej przygotowane argumenty, spójne i kompletne z rzetelnymi danymi prezentującymi koszty wysiłków niezbędnych do osiągnięcia celów unijnych, tym większa szansa na to, że nasze argumenty zostaną zrozumiane i uwzględnione w pracach legislacyjnych. Z uwagi na to, że partnerów jest wielu, konieczne jest trafne uchwycenie punktów styčných z interesami naszych partnerów i zaadresowanie kwestii podnoszonych przez silnych przeciwników. Kluczowa

Wśród ostatnich przykładów trudnego procesu poszukiwania kompromisów wśród interesariuszy, w tym KE i państw członkowskich, przy silnym zaangażowaniu organizacji pozarządowych oraz stowarzyszeń branżowych, było włączenie inwestycji związanych z wykorzystaniem gazu ziemnego oraz energii nuklearnej do uzupełniającego aktu delegowanego do rozporządzenia w sprawie tzw. taksonomii definiującej kryteria, które pozwalają na uznanie aktywności za zrównoważone. Batalia ta po wielu miesiącach zakończyła się trudnym kompromisem, który z perspektywy naszego sektora oceniam umiarkowanie pozytywnie.

w tym złożonym, wielowymiarowym procesie jest umiejętność zawierania kompromisów z różnymi graczami w celu zapewnienia w legislacji pożądanego zapisu lub uniknięcia zapisu niepożądanego.

Wśród ostatnich przykładów trudnego procesu poszukiwania kompromisów wśród interesariuszy, w tym KE i państw członkowskich, przy silnym zaangażowaniu organizacji pozarządowych oraz stowarzyszeń branżowych, było włączenie inwestycji związanych z wykorzystaniem gazu ziemnego oraz energii nuklearnej do uzupełniającego aktu delegowanego do rozporządzenia w sprawie tzw. taksonomii definiującej kryteria, które pozwalają na uznanie aktywności za zrównoważone. Batalia ta po wielu miesiącach zakończyła się trudnym kompromisem, który z perspektywy naszego sektora oceniam umiarkowanie pozytywnie. Podobnych dyskusji na temat pożądanego sposobu osiągnięcia celów prawa klimatycznego jest przed nami wiele. Jesteśmy w procesie wypracowywania stanowisk oraz kompromisów wielu graczy. Przez kolejne miesiące z wieloma graczami będziemy zabiegać o poparcie dla naszych postulatów i szukać kompromisów mających szansę zdobyć szerokie poparcie u legislatorów w Radzie, PE oraz Komisji Europejskiej. Kształt pakietów *Fit for 55* oraz gazowego poznamy za około 1,5–2 lata, ale już dzisiaj wiemy, że będzie ambitny i kosztowny do wdrożenia. Zdecydowanie warto być aktywnym uczestnikiem debaty, która zaowocuje nowymi ramami funkcjonowania wszystkich kluczowych sektorów unijnej gospodarki oraz wpłynie na codzienne życie każdego z nas.

Aneta Wilmańska, dyrektor Przedstawicielstwa PGNiG w Brukseli

Jak zastąpić rosyjski gaz w Polsce: działania po stronie podaży i popytu

Leszek Kąsek

Zbrodnie wojenne Rosji w Ukrainie wymuszają jak najszybsze zastąpienie rosyjskich paliw kopalnych w miksie energetycznym krajów Unii Europejskiej. Szacujemy, że Polska ma możliwość ograniczenia zużycia gazu w tym roku łącznie o 12% – z wykorzystaniem różnych działań rynkowych po stronie podaży i popytu na energię. Ta redukcja będzie uzasadniona raczej rekordowo wysokimi cenami gazu, a nie ryzykiem fizycznego odcięcia dostępu do tego paliwa. Ze względu na skuteczną geograficzną dywersyfikację dostaw gazu od czasu uruchomienia w 2015 roku gazoportu LNG i bliskie zakończenie budowy *Baltic Pipe*, to ryzyko jest stosunkowo niskie. Taka ocena odnosi się bardziej do 2023 roku, jak zostanie oddany do użytku gazociąg z Norwegii i wzrosną możliwości importu gazu skroplonego LNG, a nie sytuacji nagłego zatrzymania dostaw gazu z Rosji w tym roku.

Uzależnienie UE od rosyjskiego gazu

UE jako całość i Polska są silnie uzależnione od rosyjskich paliw kopalnych, zwłaszcza ropy naftowej i gazu. Według danych Eurostatu za 2020 rok, rosyjska ropa naftowa i jej pochodne stanowiły około 1/5 podaży tego surowca w UE-27 i 2/3 w Polsce (obliczenia w jednostkach energii, np. w GWh). W przypadku gazu ziemnego uzależnienie wynosiło odpowiednio 29% dla UE-27, przy dużym zróżnicowaniu wśród krajów UE, i 37% dla Polski.

Rysunek 1. Udział importu z Rosji w podaży paliw kopalnych według źródła w UE-27 i w Polsce w 2020



Źródło: obliczenia ING na podstawie danych Eurostatu.

Jak zwiększyć podaż gazu lub zmniejszyć popyt na gaz w Polsce

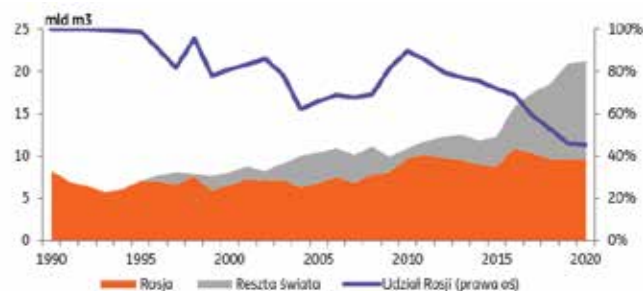
W artykule podejmuję próbę szacunku możliwości zwiększenia podaży gazu w Polsce z kierunków innych niż rosyjski oraz możliwości redukcji popytu na gaz w całej gospodarce i wybranych sektorach. Oparty jest na publicznych danych Eurostatu

za 2020 rok, raportach DISE oraz wypowiedziach publicznych władz PGNiG. Przedstawione liczby i szacunki mają charakter kierunkowy i mogą nie odzwierciedlać precyzyjnie bilansu gazu w Polsce w marcu 2022 roku.

Stosując różne działania po stronie podaży i popytu na gaz, szacujemy, że jego zużycie może zostać zredukowane metodami rynkowymi (z wyłączeniem reglamentacji administracyjnej) o około 12% w ciągu roku. W odniesieniu do zużycia gazu wynoszącego około 20 mld m³ w 2020 roku (i prawdopodobnie podobnego w 2021 roku) oznaczałoby to spadek o około 2,5 mld m³.

W mojej ocenie, obniżony poziom zużycia gazu mógłby zostać utrzymany do 2025 roku. Byłoby to jednak dużym wyzwaniem w związku z rosnącym popytem na gaz jako paliwo przejściowe w transformacji energetycznej i przy rosnącym zapotrzebowaniu na energię w szybko rosnącej gospodarce (choć wolniejszym niż oczekiwano przed rosyjską inwazją na Ukrainę).

Rysunek 2. Polska: import gazu ziemnego



Źródło: obliczenia ING na podstawie danych Eurostatu.

Podaż gazu ziemnego w Polsce

Produkcja krajowa gazu pokryła około 20% zużycia gazu w Polsce w 2020 roku (4 mld m³). Zakładamy jej kontynuację na takim samym poziomie w kolejnych latach.

Jeśli chodzi o gaz z importu, Polska nie zamierzała przedłużyć umowy długoterminowej z Gazpromem, wygasającej z końcem 2022 roku. W 2020 roku import rosyjskiego gazu wyniósł 9,6 mld m³, co stanowiło 45% importu gazu ogółem. Dla przypomnienia – w połowie lat 90. dostawy gazu ziemnego z Rosji stanowiły 100% polskiego importu gazu.

Od 2023 roku:

- Polska może przerzucić się na gaz norweski dostarczany gazociągami *Baltic Pipe* o przepustowości 10 mld m³; gazociąg jest w budowie, która ma się zakończyć przed końcem 2022 roku,

- gaz LNG, dotychczas pochodzący głównie z Kataru, USA i Norwegii, odbierany przez gazoport w Świnoujściu. Zdolności regazyfikacyjne tego terminalu wynoszą obecnie 4 mld m³, ale w 2023 roku mogą być powiększone do 8,3 mld m³,
- gaz z krajów sąsiedzkich dzięki interkonektorom pozwalającym na import/eksport gazu odpowiednio z Czech 6,5/5 mld m³, Słowacji 5,7/4,7 i Litwy 1,7/2,4). Jednakże gaz z dwóch pierwszych krajów mógłby pochodzić z Rosji.
- możliwa jest też budowa terminalu pływającego (do 2025 roku) o zdolnościach 4,5 mld m³.

Możliwości magazynowania gazu ziemnego w Polsce wynoszą około 3,2 mld m³, co dodatkowo zwiększa elastyczność zdywersyfikowanego naszego systemu gazowego. Pod koniec 2021 roku polskie magazyny gazu były wypełnione w 95%.

Szacunkowe zmiany zużycia gazu metodami rynkowymi w Polsce w 2022 roku, jako proc. rocznego zużycia gazu

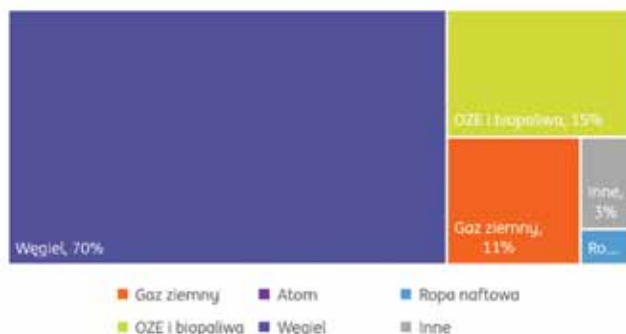
Podaż gazu	Szacunek	Popyt na gaz	Szacunek
Gospodarka jako całość			
Krajowa produkcja Brak odkryć nowych rezerw gazu ziemnego w Polsce. Utrzymanie na poziomie 4 mld m ³	0%	Wpływ wysokich cen gazu na poprawę efektywności gospodarowania tym paliwem. Ze względu na postęp technologiczny średnia roczna poprawa efektywności energetycznej w długim okresie wynosi około 1% rocznie. Dwukrotnie wyższy szacunek wynika z historycznie rekordowo wysokich cen gazu.	-2%
Elektroenergetyka i ciepłownictwo (popyt na gaz, podaż energii)			
<ul style="list-style-type: none"> ● Gaz stanowi około 10% w miksie elektroenergetycznym. Energia elektryczna jest produktem ubocznym w jednostkach wytwarzających ciepło sieciowe – silnie rozwinięte w Polsce w porównaniu z UE-27. ● Z powodu wysokich cen uprawnień do emisji CO₂ i norm jakości powietrza planowana jest rozbudowa jednostek gazowych z mocy około 3 GW w 2020 roku do około 6 GW w 2025 roku. W obliczu wojny w Ukrainie należy zrewidować plany inwestycyjne, szczególnie jeśli nie pojawią się istotne tzw. koszty zatopione. ● Szacuję, że inne paliwa (węgiel i OZE/biomasa mogą zastąpić 10% obecnej generacji w kogeneracji, co odpowiada 3% zużycia gazu w Polsce. 	3%		
Przemysł			
<ul style="list-style-type: none"> ● Ograniczony potencjał zamiany na węgiel czy biomasę w krótkim okresie, jako że większość procesów przemysłowych bazuje na jednym źródle energii. Gaz wykorzystywany do wytworzenia wysokich temperatur nie może być zastąpiony jednostkami OZE. ● Na transformację energii z gazu ziemnego w przemyśle poza elektroenergetyką przypada tylko 15-procentowy udział, co odpowiada około 5% zużycia gazu ogółem. Możliwości zmiany są ograniczone. 	0%	<ul style="list-style-type: none"> ● Zużycie w celach nieenergetycznych odpowiada 1/3 zużycia gazu w przemyśle. Możliwości substytucji są ograniczone, ponieważ gaz jest czynnikiem produkcji. ● Rozwiązania izolacyjne i efektywność energetyczna pozwoliłyby zaoszczędzić 5–10% gazu zużywanego na cele energetyczne, a to dostarczyłoby 2–4% oszczędności zużycia gazu. 	-3%
Gospodarstwa domowe (domy)			
<ul style="list-style-type: none"> ● Wzrost zużycia drewna w istniejących kominkach. Obecnie polskie gospodarstwa domowe zużywają więcej drewna niż średnio w UE-27. ● Zakładamy, że 3% wszystkich domów przejdzie z gazu na ogrzewanie elektryczne do końca 2022 roku, z wykorzystaniem pomp ciepła i bojlerów hybrydowych. 	1%	<ul style="list-style-type: none"> ● Zmiany behawioralne: obniżenie temperatury na termostacie. Zakładamy, że 5% gospodarstw domowych dobrowolnie ograniczy zużycie gazu w domach. ● Poprawa efektywności energetycznej – lepsza izolacja, oświetlenie typu LED itd. Stopa renowacji domów w Polsce należy do najniższych w Europie. 	-3%
Łączny wpływ na podaż gazu	4%	Łączny wpływ na popyt na gaz	-8%

Źródło: szacunki własne ING.

Popyt na gaz ziemny w Polsce

Polska zdecydowała się na zwrot w stronę gazu ziemnego w ostatnich latach, przy jednoczesnej dywersyfikacji geograficznej dostaw i odchodzeniu od gazu z Rosji. W ogólnym bilansie energetycznym nadal jednak w dużej mierze polegamy na wykorzystywaniu krajowych zasobów węgla. Zużycie gazu ziemnego w przeliczeniu na głowę mieszkańca odpowiada około 1/2 zużycia gazu w Niemczech i około 1/4 w Holandii.

Rysunek 3. Produkcja energii elektrycznej i ciepła w Polsce w 2020 roku



Źródło: obliczenia ING na podstawie danych Eurostatu.

Elektroenergetyka

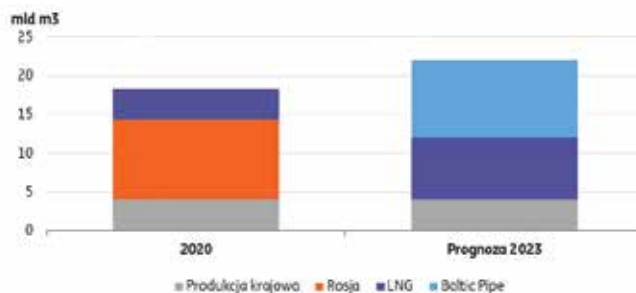
W mojej ocenie, wśród trzech sektorów gospodarczych – elektroenergetyka, przemysł, gospodarstwa domowe – które zużywają gaz mniej więcej w równych proporcjach, główne możliwości oszczędności gazu istnieją przy produkcji energii elektrycznej i ciepła. Sektor ten ma bowiem większe możliwości substytucji paliwa, zwłaszcza z wykorzystaniem węgla. W warunkach rekordowo wysokich cen gazu polski sektor elektroenergetyczny może zredukować planowane zwiększenie zużycia gazu jako paliwa przejściowego na ścieżce dochodzenia do systemu zeroemisyjnego do 2050 roku. Decyzja umożliwiająca uniknięcie budowy nowych bloków gazowych, przy wydłużeniu działania węglowych, wymagałaby jednak dostosowań w funkcjonowaniu systemu handlu emisjami EU ETS na poziomie całej UE i zmian regulacyjnych.

Popyt na gaz w przemyśle i gospodarstwach domowych

Możliwości zastąpienia gazu przez inne paliwa w przemyśle i gospodarstwach domowych są bardziej ograniczone niż w elektroenergetyce. W przemyśle istotna część zużycia trafia na potrzeby nieenergetyczne, zwłaszcza w przemyśle chemicznym i nawozów sztucznych.

W gospodarstwach domowych odejście od gazu często oznaczałoby odejście od stosunkowo nowych instalacji, uruchomionych w ostatnich latach, przy niskich cenach gazu i przy wsparciu polityki czystego powietrza. Dodatkowo, sygnały cenowe w przypadku gospodarstw domowych, choć wyraźne, będą istotnie słabsze niż dla innych sektorów ze względu na wprowadzenie rządowej tarczy antyinflacyjnej oraz decyzji regulatora o ograniczonym przełożeniu zmian hurtowych cen gazu na ceny dla gospodarstw domowych. W ramach tarczy antyinflacyjnej rząd

Rysunek 4. Główne źródła podaży gazu ziemnego w Polsce w 2020 roku i prognoza na 2023 rok



Źródło: obliczenia ING na podstawie danych Eurostatu, raportów DISE i wypowiedzi publicznych PGNiG.

zdecydował się na obniżenie akcyzy na energię do dopuszczalnego minimum w UE oraz na 0-procentową stawkę VAT do lipca 2022 roku, co prawdopodobnie zostanie wydłużone do końca tego roku, jeśli nie dłużej.

* * *

Wymienione możliwości oszczędności zużycia gazu do osiągnięcia metodami rynkowymi (bez reglamentacji) pozwoliłyby na zmniejszenie zużycia gazu w Polsce o około 12%. Wdrożenie tych rozwiązań mogłoby zająć nieco dłużej niż rok ze względu na stopniowe wdrożenie odpowiedniej polityki i instalacji efektywnych

W perspektywie do 2025 roku stabilizacja rocznego zużycia gazu w Polsce poniżej 20 mld m³ będzie trudna. Wynika to z wymogów transformacji energetycznej i prognoz stosunkowo szybkiego wzrostu PKB. Na szczęście, dzięki postępującej dywersyfikacji geograficznej, po wygaśnięciu obecnej umowy z Rosją, Polska nie jest narażona na istotne ryzyko zatrzymania dostaw rosyjskiego gazu wynikającego z możliwego embarga po stronie UE lub zakręcenia kurka z gazem po stronie rosyjskiej. Terminowe zakończenie budowy *Baltic Pipe* i wzrost importu LNG będą przy tym kluczowe.

energetycznie. Do końca 2022 roku możliwe wydają się oszczędności o 10%. Ocena skutków natychmiastowego zatrzymania napływu rosyjskiego gazu w 2022 roku wymaga odrębnej analizy i dostępu do dodatkowych danych.

W perspektywie do 2025 roku stabilizacja rocznego zużycia gazu w Polsce poniżej 20 mld m³ będzie trudna. Wynika to z wymogów transformacji energetycznej i prognoz stosunkowo szybkiego wzrostu PKB. Na szczęście, dzięki postępującej dywersyfikacji geograficznej, po wygaśnięciu obecnej umowy z Rosją, Polska nie jest narażona na istotne ryzyko zatrzymania dostaw rosyjskiego gazu wynikającego z możliwego embarga po stronie UE lub zakręcenia kurka z gazem po stronie rosyjskiej. Terminowe zakończenie budowy *Baltic Pipe* i wzrost importu LNG będą przy tym kluczowe.

Leszek Kąsek, ING Bank Śląski, starszy ekonomista, Zrównoważony Rozwój, Biuro Analiz Makroekonomicznych

Świat przegapił sytuacje, w których mógł uniezależnić się od Rosji

Rozmowa z **dr. Jerzym Kropiwnickim**,
doradcą prezesa NBP
ds. światowego rynku ropy i gazu



– Panie profesorze, będąc członkiem Rady Polityki Pieniężnej w latach 2016–2022, zajmował się pan obserwacją i analizą światowego rynku ropy naftowej i gazu. To bardzo obszerny zakres tematyczny, ważny dla gospodarki i finansów w państwie. Polityka klimatyczna UE dodatkowo wzmocniła rangę sektora energii i paliw. Jak może pan scharakteryzować zmiany na tych rynkach, dokonane w latach pana kadencji w RPP?

– Moje zainteresowanie ropą naftową i gazem, zwłaszcza z punktu widzenia interesów Polski, narodziło się wtedy, kiedy jeszcze byłem ministrem w Centralnym Urzędzie Planowania i w Rządowym Centrum Studiów Strategicznych. W tym okresie premier Jerzy Buzek powołał specjalny zespół międzyresortowy, który miał się zajmować problemem dywersyfikacji dostaw gazu dla Polski. Ponieważ chodziło o to, żeby w nim uczestniczyli co najmniej wiceministrowie, jako minister zostałem szefem tego zespołu, ale tak naprawdę jego siłą napędową był Piotr Naimski. W tym okresie moja współpraca z ministrem Naimskim dotyczyła uniezależnienia Polski od wyłącznych dostaw rosyjskich. Muszę przypomnieć, że mimo różnych przeszkód jakie napotkaliśmy, niestety, nie tylko poza rządem, ale także i w samym rządzie, i nie tylko w instytucjach obcych, ale także w polskim PGNiG, udało się doprowadzić do tego, że zostało podpisane porozumienie między rządami norweskim a polskim dotyczące tego, że Norwegia rozszerzy listę swoich odbiorców gazu o Polskę. Wymagało to podpisu odpowiedniej umowy między norweskim Statoilem a polskim PGNiG. Niestety, do tego nie doszło, ponieważ rząd Leszka Millera wycofał się z tej umowy, uważając, że wystarczy nam umowa rosyjska.

To tyle na temat mojego wcześniejszego zainteresowania tymi problemami. Nic też dziwnego, że kiedy stałem się członkiem Rady Polityki Pieniężnej pod przewodnictwem Adama Glapińskiego, to problemy ropy naftowej i gazu ziemnego także tu skoncentrowały moje zainteresowania zawodowe.

Ropa naftowa jest istotnym składnikiem cen światowych, praktycznie biorąc prawie wszystkich produktów. Do spółki z gazem ziemnym stanowi fundament gospodarki, i to zarówno przemysłowej, jak i żywnościowej, ze względu na to, że gaz ziemny wykorzystywany jest jako źródło energii, a także jako podstawowy składnik produkcji nawozów sztucznych. To są środki energetyczne i jednocześnie surowce, których gospodarka w żaden

sposób nie może ominąć. Każde drgnięcie cen ropy naftowej czy gazu ziemnego na rynku światowym, zresztą, jak się ostatnio okazało, są one ze sobą bardzo silnie powiązane, powoduje, że reagują na to ceny, praktycznie biorąc, wszystkich produktów. A więc nic dziwnego, że uznałem ten problem za wyjątkowo ważny dla obserwacji i analizy, a także dla formułowania wniosków co do tego, jak mogą zachowywać się ceny na rynkach światowych i polskim.

Dzisiaj, kiedy rozmawiamy, a więc po agresji Rosji na Ukrainę, widać także, jak starannie Rosja przygotowała się do tej agresji. Muszę przypomnieć, że za rządów Ronalda Reagana i Margaret Thatcher, a więc w czasach, kiedy w Polsce jeszcze trwał stan wojenny, została wdrożona polityka, która miała złamać Rosję ekonomicznie. I poza narzuceniem jej programu wojen kosmicznych, zastosowano także wariant nacisku naftowego. Nie było przecież żadną tajemnicą, że budżet Rosji w znacznym stopniu zależy od eksportu ropy naftowej, że to jest tak naprawdę jedyne źródło dewiz, jeżeli nie liczyć złota. I wtedy wielcy przywódcy dokonali tego, że Organizacja Państw Eksporterów Ropy Naftowej (OPEC) doprowadziła do drastycznego obniżenia cen ropy naftowej. I to Rosję, która wówczas była zaangażowana w wojnę w Afganistanie, Rosję stojącą wobec wyzwań wojen kosmicznych, zmusiło do podjęcia polityki odprężenia, pojednania. I w końcu Rosja się rozpadła.

– **Putin wyciągnął lekcję z tego wydarzenia i postanowił podjąć próby odbudowy imperium rosyjskiego.**

– Po pierwsze, Putin postanowił tak związać Europę z Rosją, żeby Europa była uzależniona od zakupu gazu rosyjskiego, a nie Rosja od jego sprzedaży. Temu miało służyć wykreowanie Niemiec jako takiej centralnej rozdzielnicy dostaw gazu z Rosji. Na terenie Niemiec i Austrii wybudowano wielkie zbiorniki gazu, ale pod administracją Gazpromu i rozpoczęto budowę gazociągów omijających tereny Ukrainy i Polski. Mówię o Nord Stream I i Nord Stream II. Taki był plan Putina i rzeczywiście okazało się, że – ze swojego punktu widzenia – miał on dobrą myśl strategiczną. Równocześnie dokonał tzw. rewersu, czyli wypompowania zbiorników na terenie Austrii i Niemiec do 1/3 ich pojemności i zmienił praktykę realizacji dostaw Rosji do Niemiec i innych krajów europejskich, w tym także ze Zjednoczonym Królestwem. Wcześniej umowy zawierane były w ten sposób, że podstawowa umowa była długofalowa i zawierała określoną wielkość tych dostaw, ale był też aneks, który

pozwał zwiększać umowy *ad hoc*. Rosja zablokowała możliwość zwiększenia tych dostaw i stworzyła sytuację, w której podjęcie akcji politycznej zimą dawało jej wielką przewagę nad odbiorcami. Już nie Zachód mógł dyktować warunki Rosji, ale Rosja Zachodowi. Tym bardziej że, jak się okazało, to uzależnienie od dostaw rosyjskich poszło tak daleko, że na terenie całej Unii Europejskiej, na zachód od Polski, w zasadzie niewiele jest terminali do odbioru gazu skroplonego. Taki duży odbiornik jest na terenie Holandii i obecnie pracuje pełną mocą, ale w okresie, kiedy dostawy niemieckie były w rozkwicie (mówię „niemieckie” jako pośrednika dostaw z Rosji), dostawy do tego odbiornika wynosiły około 10% jego mocy. Jeżeli chodzi o gaz, Rosja przygotowała się świetnie, korzystając także z klimatycznej polityki Unii Europejskiej i nacisku różnego rodzaju

Wygląda na to, że ekipa Putina zaczyna troszkę inaczej patrzeć na zachodzące obecnie procesy, uważniej patrzeć na to, jak toczy się gra na gospodarczej i politycznej mapie dzisiejszego świata, ale to jest proces długi i dziś zależy od tego, czy Ukraina otrzyma odpowiednią pomoc ze strony Zachodu, aby obronić niepodległość. Ponieważ wielokrotnie okazywało się – od Stalina i Chruszczowa począwszy – że gdy przywódca za bardzo szalał, a nie osiągał deklarowanych celów, przestawał być przywódcą.

ekologów i organizacji ekologicznych na producentów gazu, np. na Norwegię, która wydobycie gazu zaczęła ograniczać. Jej najpotężniejsza firma, tak dalece nie chce być już kojarzona ani z ropą, ani z gazem, że zmieniła nazwę ze Statoil na Equinor.

– Można zaobserwować, że środowiska ekologiczne naciskają na wielkie firmy wydobywcze i pchają je w kierunku zielonej energii, ograniczania inwestycji w zakresie poszukiwań ropy i gazu.

– Te same częściowo środowiska doprowadziły do tego, że na terenie Skandynawii i Niemiec zaczęto zamykać elektrownie jądrowe. Niemiecka pani minister od klimatu i środowiska powiedziała, że będzie blokować polskie inwestycje w elektrownie atomowe. Zaczęły być zamykane kopalnie i te elektrownie, których nie dało się przestawić z węgla na gaz. Tam, gdzie się to udało, zapotrzebowanie na gaz jeszcze wzrosło. Okazuje się jednak, że obecnie także alternatywne dostawy węgla są bardzo trudne, bo znaczna część europejskiego rynku węgla to rynek z Donbasu czy z głębi Rosji. Efekt jest taki, że teraz Putin zaczął rozdawać karty na rynku gazowym, jeżeli chodzi o dostarczenie gazu do Europy i o jego ceny, a także, w jakimś stopniu, na rynku węglowym. Pojawiają się przypuszczenia, że część środowisk ekologicznych jest też wspierana przez fundusze rosyjskie.

– Jest jeszcze jedno forum międzynarodowe, OPEC, gdzie światowy rynek ropy jest kształtowany i od niedawna OPEC Plus – krajów-producentów ropy nienależących do OPEC.

– Putin dokonał jeszcze jednej ważnej operacji, a mianowicie uzyskał dla siebie i jeszcze kilkunastu krajów status współuczestnika w decyzjach dotyczących podaży ropy naftowej i jej cen na światowych rynkach. Bardzo długo trwała pewnego rodzaju konkurencja, nawet walka między OPEC a Rosją, Kazachstanem

i kilkoma niezrzeszonymi krajami. Kilka lat temu Putin doprowadził do tego, że powstało coś, co w relacjach międzynarodowych zaczyna się nazywać OPEC Plus. To „Plus” to jest właśnie Rosja, Kazachstan i jeszcze kilkanaście krajów, które nie należą do OPEC. To jest już bardzo poważny współuczestnik i tak naprawdę dzisiejsze ceny ropy naftowej, wynikające z wielkości podaży światowej, są negocjowane między Arabią Saudyjską a Rosją jako dwoma najpotężniejszymi eksporterami ropy naftowej, a pozostali przyjmują do wiadomości ich ustalenia. Z inicjatywy władz USA trwają rokowania i prawdopodobnie zostaną podpisane umowy, w wyniku których nastąpią takie zmiany, że kraje Bliskiego Wschodu, zwłaszcza Katar, nie będą swojego LNG przesyłały do Japonii, tylko skierują na rynek europejski. Ich dostawy zakontraktowane w Azji byłyby realizowane „swapem australijskim”. No tak, ale dopięcie takich umów wymaga czasu i punktów odbioru. Na razie taki potężny punkt odbioru mają Polska i Hiszpania oraz wspomniana już Holandia. Pozostałe kraje, np. Niemcy, dopiero teraz podjęły decyzję, że będą w swoich portach budować odbiorniki LNG. Putin liczył, że uda się tam zmontować bardzo silny blok i jakimś sposobem doprowadzić do tego, że OPEC przestanie mieć współuczestnika w realizacji sankcji wobec niego. Nie osiągnął pełnego sukcesu. Wobec tego otworzył sobie nowy rynek. Dzisiaj największym importerskim świata, jeżeli chodzi o ropę naftową, są Chiny. I tam zapotrzebowanie rośnie. Oczywiście, do Chin dostarczają także Arabia Saudyjska i Zjednoczone Emiraty Arabskie. Zapotrzebowanie Chin jest tak wielkie, że chętnie weszły w propozycję rosyjską budowy wspólnych inwestycji na terenach subarktycznych Rosji. To będzie rynek stabilny i rozwojowy. Oczywiście, jego uruchomienie wymaga czasu, ale tutaj Rosja ma przed sobą perspektywę, w których może mniej obawiać się nacisku krajów trzecich, takich jak np. Stany Zjednoczone czy mocarstwa Europy Zachodniej. Zbudowany został bardzo staranny układ.

– Mapa świata w sferze paliw tak dalece się zmieniła i tak bardzo związała się w inny sposób z układami politycznymi, że to nie jest już ten świat, który mieliśmy nawet pięć lat temu.

– Teraz, jeżeli jest się w gronie decyzyjnym, które ma decydować o tym, jakie środki polityki monetarnej powinny być zastosowane, ponieważ rosną ceny, a mamy na karku pandemię i tę sytuację z rynkiem paliw na świecie, to jest tu nietrywny do rozstrzygnięcia problem, ponieważ ruch stóp procentowych, czyli cen kredytu, powinien powodować jakieś reakcje ograniczające inflację. Wiadomo, że źródła tego ruchu cen rynkowych przez długi czas były zdecydowanie poza sytuacją gospodarczą Polski w sposób pierwotny. Ceny rosły wskutek procesów dokonujących się pierwotnie poza obszarem naszej krajowej gospodarki ze względu na rynki ropy naftowej czy sytuację pandemiczną i postpandemiczne ożywienie koniunktury w warunkach zerwanych łańcuchów dostaw. Czyli, krótko mówiąc, powstała sytuacja, która wynikała – z jednej strony – z nowego układu decyzyjnego w obszarze cen, a z drugiej – z nowego układu wynikającego z zerwania łańcuchów dostaw. Okazuje się zatem, że cały przemysł wszędzie, gdzie wytwarzany jest troszkę bardziej przetworzony towar i wymaga jakichś elementów elektronicznych oraz cały przemysł farmaceutyczny, uzależnione są od dostaw różnych elementów z Chin czy z Tajwanu. O ile Tajwan nie stosuje różnego rodzaju rygorów politycznych, to co do Chin nie ma ta-

kiej pewności. Blokowanie największych portów chińskich przez okres, kiedy Chiny ogłosiły, że pandemię już u siebie zwalczyły, stawia pod znakiem zapytania, czy nie chodzi tutaj o jakieś dodatkowe podbicie cen na elementy, bez których nie da się w Europie wyprodukować niczego, co zawiera jakiegokolwiek podzespoły elektroniczne – od telefonu po samochód.

– I teraz, gdy zastanawiamy się nad właściwymi ruchami w polityce, mamy poważny problem dotyczący tego, co zrobić, aby nie „dołożyć się” do pogorszenia sytuacji.

– Za swoje obecne zadanie uważam obserwację tego, co dzieje się na rynkach światowych i przygotowywanie na ten temat notatek dla pana prezesa, przy czym swoją rolę doradcy widzę w ten sposób, w jaki widziałem rolę moich doradców. Nie będę uczestniczył w żadnych gronach doradców, ponieważ zawsze dąży ono do tego, aby zajmować stanowisko. Nie po to jest się doradcą. Doradcą jest się po to, żeby swoją największą, najgłębszą i najlepszą wiedzą dzielić się z tym, komu się doradza. I trzeba przyjąć do wiadomości, że nie jest się jedynym doradcą. I że te ważne okoliczności, o których mówię, nie są dla mnie jednymi i może niekoniecznie najważniejszymi z punktu widzenia tego, komu doradzam. Doradca zawsze musi mieć element pokory; wymagałem tego, kiedy byłem ministrem i kiedy byłem prezydentem miasta. Mam zamiar stosować to również dzisiaj do siebie.

– Panie profesorze, pojawia się problem. Znakomicie dokonał pan analizy sytuacji na światowych rynkach paliw. Opis historyczny był świetny. Ale dzisiaj jesteśmy w innym miejscu, więc musimy to skomentować. Co teraz dla nas oznacza to, co się dzieje na rynku, to, co jest

z Rosją, to, co jest z rynkiem gazowym i to, co jest z rynkiem energetycznym?

– Obecnie świat ma duże problemy z tym, żeby do tego się odnieść, dlatego że rozgrywającym, niestety, jest tu Putin, a świat przegapił sytuację, w których mógł się od niego uniezależnić. Oczywiście, ten proces uniezależniania się od dyktatu Putina już się rozpoczął. On będzie trwał i będzie musiał trwać. Czy Stany Zjednoczone będą w stanie odbudować swoją pozycję głównego decydenta na płaszczyźnie międzynarodowej? Mam nadzieję, że tak. Wygląda na to, że ekipa Putina zaczyna troszkę inaczej patrzeć na zachodzące obecnie procesy, uważniej patrzeć na to, jak toczy się gra na gospodarczej i politycznej mapie dzisiejszego świata, ale to jest proces długi i dziś zależy od tego, czy Ukraina otrzyma odpowiednią pomoc ze strony Zachodu, aby obronić niepodległość. Ponieważ wielokrotnie okazywało się – od Stalina i Chruszczowa począwszy – że gdy przywódca za bardzo szalał, a nie osiągał deklarowanych celów, przestawał być przywódcą. A niezależnie od tego, należy skonstruować taki system wzajemności gospodarczych, aby nie uzależniać się od jednego (nawet oferującego najniższe ceny) dostawcy czy to surowców energetycznych (jak np. Rosja czy OPEC), czy od dostawców podzespołów elektronicznych (jak np. Chiny). Procesy korzystnej ekonomicznej globalizacji powinny być starannie monitorowane, aby nie przeoczyć momentu, gdy niewidzialna ręka rynku zaczyna tworzyć warunki do powstawania dyktatury gospodarczej i politycznej. I do zbrojnej agresji.

Rozmawiał Adam Cymer

Gazowniczy wolontariat

Ogrom tragedii jaka rozgrywa się za naszą wschodnią granicą sprawia, że rośnie fala uchodźców poszukujących pomocy w krajach nieobjętych wojną w Ukrainie. Do Polski przybyły już ponad dwa miliony osób wymagających wsparcia, pomocy materialnej, mieszkaniowej i opieki medycznej. Nasze społeczeństwo wykazuje wielką solidarność z ofiarami wojny. Wolontariusze zapewniają doraźną pomoc w spontanicznie powstających ośrodkach pomocy, organizują zbiórki pieniędzy i rzeczy niezbędnych do przetrwania w prowizorycznych, trudnych warunkach. Z wielu źródeł otrzymujemy informacje, że także pracownicy wraz z rodzinami firm należących do Izby Gospodarczej Gazownictwa wykazują się olbrzymią ofiarnością, finansową i rzeczową. Aktywnie też osobiście włączają się w akcje pomocowe.

Biuro IGG zrobiło mały rekonesans i okazało się, że w firmach członkowskich – wykonawczych, serwisowych i produkcyjnych, a także w strukturach polskiego sektora gazowniczego – przesyłowych, dystrybucyjnych, magazynowych i poszukiwawczych spontanicznie powstał olbrzymi ruch pomocowy adresowany do uchodźców. Biuro IGG, współpracując w tym zakresie z wieloma organizacjami, pozyskało od swoich członków informacje o szerokim zakresie ich działań.

Pracownicy i ich rodziny zainicjowali akcje pomocy uchodźcom przybyłym do Polski, organizują też transporty skierowane do Ukrainy w rejony dotknięte działaniami wojennymi. Trwa zbiórka pieniędzy i darów rzeczowych – od żywności, leków i środków czystości po wyposażenie dla żołnierzy ukraiń-

skich broniących Lwowa (latarki, krótkofalówki, powerbanki), a także śpiwory i komplety ubrań wojskowych (spodnie, kurtki, bielizna termiczna, buty, skarpety, czapki).

Wiele firm włączających się w akcje pomocowe nawiązało współpracę z Caritas Polska, Polską Akcją Humanitarną czy PCK. Firmy gazownicze organizują pomoc we wszystkich oddziałach na terenie kraju, a duże spółki przekazały do dyspozycji wojewodów listę kilkunastu wybranych i zweryfikowanych nieruchomości, które mogą posłużyć jako tymczasowe schronienie dla uchodźców z Ukrainy. Kilka firm opłaca noclegi dla uchodźców. Jedna ze spółek gazowniczych codziennie przez prawie dwa tygodnie wysyłała kilka samochodów na granicę do Dorohuska. Przy okazji odbierania rodzin i znajomych swoich pracowników oferowała darmowe przejazdy dla innych osób, które nie miały własnego transportu. Na początku dowozili ich do Warszawy, a potem zaczęli rozwozić po całym kraju. Część osób zakwaterowali we własnych bazach, innym wynajęli kwatery, pośredniczyli też w szukaniu mieszkań dla osób, które transportowali z granicy. Później skupili się na organizowaniu transportów humanitarnych. Nawiązali stałą współpracę z dwoma miastami w powiecie wołyńskim w Ukrainie. Zbiórki organizowali we własnym zakresie oraz w porozumieniu z zaprzyjaźnionymi firmami i instytucjami. Wysłali już trzy tiry i kilka mniejszych samochodów.

W miarę napływu kolejnych uchodźców praca wolontariuszy wspierana jest przez samorządowców i administrację państwową w zakresie organizacji szkół i przedszkoli, opieki medycznej i zatrudnienia. Może to skutecznie motywować społeczeństwo do nieustawiania w niesieniu pomocy, bo musimy mieć świadomość, że ta dramatyczna sytuacja może trwać jeszcze długo.

AC

Transformacja przemysłu w kierunku wykorzystania technologii wodorowych

Jarosław Hercog, Jakub Kupecki, Aleksandra Kiedrzyńska, Paweł Bocian, Bartosz Świątkowski, Patrycja Kowalik

Odnosząc się do celów Polskiej Strategii Wodorowej, założeń Porozumienia Sektorowego na rzecz Rozwoju Gospodarki Wodorowej oraz zobowiązań dotyczących dekarbonizacji, wiele gałęzi przemysłu w najbliższym czasie dokona istotnej zmiany jakościowej w formie implementacji w procesach produkcyjnych technologii wodorowych.

Założenia Polskiej Strategii Wodorowej i działania w ramach Porozumienia Sektorowego na rzecz Rozwoju Gospodarki Wodorowej

Wizją Polskiej Strategii Wodorowej, opublikowanej 7 grudnia 2021 roku, jest stworzenie polskiej gałęzi gospodarki wodorowej oraz jej rozwój na rzecz osiągnięcia neutralności klimatycznej i utrzymania konkurencyjności polskiej gospodarki [1]. Priorytetowe cele strategii obejmują obszary produkcji, magazynowania, dystrybucji i wykorzystania wodoru. Strategia stawia ambitne cele w postaci użytkowania 1000 autobusów wodorowych i zainstalowania 2 GW mocy instalacji produkcji niskoemisyjnego wodoru do 2030 roku. Podstawowym działaniem zmierzającym do realizacji PSW było zawarcie porozumienia sektorowego, podpisanego 14 października 2021 roku [2]. Porozumienie sektorowe stanowi wyraz woli administracji publicznej – rządowej i samorządowej, środowiska przedsiębiorców i nauki oraz jednostek otoczenia biznesu w zakresie podjęcia współpracy na rzecz budowy i rozwoju gospodarki wodorowej w Polsce. Podstawowym i najważniejszym celem porozumienia jest maksymalizacja poziomu *local content* – polskiego wkładu – przez co rozumie się udział przedsiębiorców prowadzących działalność produkcyjną lub usługową na terenie Rzeczypospolitej Polskiej, rozwiązań polskiego sektora naukowego i badawczo-rozwojowego oraz polskich wdrożeń i patentów w łańcuchu dostaw w realizacji zamówień na potrzeby budowy gospodarki wodorowej. Rozważane jest zarówno tworzenie własnych produktów rynkowych, jak i włączanie krajowych podmiotów w łańcuchy wartości dostaw międzynarodowych koncernów.

W tym zakresie przewiduje się działania, w których Centrum Technologii Wodorowych Instytutu Energetyki bierze aktywny udział, są to między innymi:

- 1) projektowanie, konstrukcja oraz eksploatacja demonstratorów i instalacji pilotażowych uwzględniających polskie rozwiązania w łańcuchu wartości technologii wodorowych, w tym elektrolizerów, technologii *Power to X*; ogniw paliwowych, technologii współspalania i spalania wodoru, systemów ko- i trigeneracji, opartych na niskoemisyjnych paliwach,
- 2) budowa linii produkcyjnych i tworzenie produktów z łańcucha wartości technologii wodorowych przewidzianych do maso-

wej produkcji wykorzystującej krajowe wynalazki, rozwiązania, patenty i prace B+R,

- 3) uruchomienie krajowej produkcji nowych komponentów technologii wodorowych z wykorzystaniem krajowego potencjału naukowo-badawczego,
- 4) budowa i rozwój klastrów, hubów, dolin wodorowych, demonstratorów, modeli biznesowych i technologicznych uwzględniających rozwój pełnych łańcuchów wartości technologii wodorowych,
- 5) stworzenie programu rozwoju kluczowych komponentów dla elektrolizera polskiej produkcji,
- 6) działalność polegająca na świadczeniu usług i prac na rzecz komercjalizacji opracowanych rozwiązań.

Możliwości wykorzystania wodoru w niektórych gałęziach przemysłu

W 1992 roku na Konferencji Narodów Zjednoczonych na temat Środowiska i Rozwoju w Rio de Janeiro przyjęto ramową konwencję Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu (UNFCCC), określającą założenia o współpracy dotyczącej ograniczenia emisji gazów cieplarnianych. Następnym tej konwencji był międzynarodowy traktat, wynegocjowany na konferencji w Kioto w 1997 roku [3], który wszedł w życie 16 lutego 2005 roku. Na mocy tych postanowień kraje ratyfikujące traktat zobowiązały się do redukcji własnych emisji gazów cieplarnianych o co najmniej 5% do 2012 roku w stosunku do emisji z 1990 roku. Polska zobowiązała się ograniczyć emisję o 6%. W związku z zaistniałymi przemianami gospodarczymi w Polsce, w latach 1988–2001 emisja ta zmniejszyła się aż o 33%, zyskując w ten sposób do 2005 roku możliwość handlu nadwyżkami uprawnień do emisji. Obecnie obowiązujące w Unii Europejskiej cele redukcji emisji gazów cieplarnianych zostały przyjęte do 2030 roku w ramach pakietów energetyczno-klimatycznych, których celem jest redukcja emisji gazów cieplarnianych w Unii Europejskiej do 2030 roku o 40% w porównaniu z 1990 rokiem. Głównym celem jest zaś osiągnięcie neutralności klimatycznej do 2050 roku [4], co docelowo wiąże się z całkowitą redukcją emisji gazów cieplarnianych, w tym dwutlenku węgla.

Celem transformacji w kierunku gospodarki neutralnej klimatycznie jest całkowite zaprzestanie wykorzystywania paliw kopalnych zawierających w swym składzie węgiel na rzecz zielonego lub niskoemisyjnego wodoru. Wodór bowiem może być wykorzystywany nie tylko w procesie spalania, w celu wytwarzania energii elektrycznej i ciepła, ale również w wielu procesach produkcyjnych, w tym również w metalurgii do redukcji rudy żelaza w procesie produkcji żelaza i stali.

W energetyce wykorzystanie wodoru w turbinach gazowych, współpalających gaz ziemny i metan, jest na wysokim poziomie zaawansowania technologicznego. Takie firmy jak *General Electric*, *Siemens*, *Solar Turbines* czy *Mitsubishi Hitachi Power Systems* już dziś oferują turbiny gazowe przystosowane do zasilania paliwem ze znacznym udziałem wodoru.

W ciepłownictwie wodór może być w przyszłości wykorzystywany w zastosowaniach indywidualnych, opartych na odwracalnym elektrolizerze stałotlenkowym zasilanym z instalacji OZE, lub centralnych, w których może być współpalany w kotłach ciepłowniczych z paliwami kopalnymi lub syntetycznymi, produkowanymi w instalacjach typu *Power to X*.

W wysokotemperaturowych procesach przemysłowych, takich jak produkcja cementu, szkła, ceramiki czy topienie aluminium, wykorzystanie wodoru może odbywać się drogą zastępowania paliw kopalnych, która mogłaby być możliwa poprzez wzbogacenie układów spalania wodorem.

Możliwość zastosowania wodoru zależy od konstrukcji pieca, sposobu wymiany ciepła i będzie również wymagać inwestycji w zmodyfikowane palniki. Współpalanie wodoru, zwłaszcza w atmosferach wzbogaconych w tlen, może powodować wzrost temperatury, co prowadzi do wzrostu emisji NO_x . Zastosowanie wodoru zwiększa jednak efektywność spalania przy zapewnieniu optymalnych proporcji mieszanki paliwa konwencjonalnego, wodoru i utleniacza [5]. Wpływ zmiany paliwa na proces spalania i jakość wytwarzanego produktu wymagają dalszych badań, zanim wodór będzie można uznać za w pełni możliwy do zastosowania jako substytut paliwa [6].

Zastosowanie wodoru w przemyśle nawozowym może wykorzystywać dwie metody produkcji zielonego amoniaku, które opierają się na wykorzystaniu zielonego wodoru wytwarzanego z biomasy (*Biomass to Ammonia* – BtA) lub odnawialnej energii elektrycznej (*Power to Ammonia* – PtA) [7].

Wykorzystanie biomasy opiera się na jej zgazowaniu, kondycjonowaniu gazu syntezowego i usuwaniu kwaśnych gazów, i uzyskaniu tym samym zielonego wodoru wysokiej czystości. Następnie gaz syntezowy łączony jest z azotem wydzielonym również w jednostce separacji powietrza. Dalsza synteza amoniaku przebiega analogicznie do konwencjonalnych instalacji.

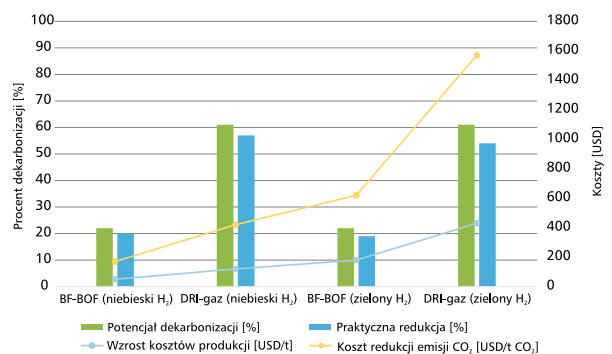
Z kolei technologia *Power to Ammonia* wykorzystuje wysokotemperaturowe, wysokowydajne elektrolizery stałotlenkowe do elektrochemicznego rozkładu wody na wodór i tlen. W tym przypadku wodór produkowany bez emisji dwutlenku węgla wytwarzany jest z wykorzystaniem energii pochodzącej ze źródeł odnawialnych. Połączenie takiego procesu wytwarzania wodoru i metody Habera-Boscha syntezy amoniaku pozwala na uniknięcie wykorzystania paliw kopalnych i na zwiększenie wykorzystania nadmiaru energii odnawialnej na dużą skalę [7].

Wytwarzanie wodoru z elektrolizy wody przy użyciu odnawialnej energii elektrycznej może potencjalnie zmniejszyć ślad węglowy

syntezy amoniaku ze średniej wartości 1,6 do 0,1 t $\text{CO}_2/\text{t NH}_3$, z perspektywą zmniejszenia go w przyszłości niemal do zera [8].

Innym przykładem aplikacji wodoru w przemyśle jest zastąpienie gazu ziemnego wodorem w procesie DRI (*direct reduction of iron*) produkcji stali, który umożliwi wysoką redukcję emisji CO_2 , lecz wiąże się ze znacznym wzrostem kosztów. Niebieski i zielony wodór różnią się kosztem produkcji o około 100 USD/t DRI, ale ostateczny koszt redukcji emisji CO_2 jest wyższy o około 900 USD/t w przypadku zastosowania wodoru zielonego niż niebieskiego [9]. Potencjał dekarbonizacji wynikający z zastosowania wodoru oraz analiza kosztów zostały przedstawione na rysunku 1.

Rysunek 1. Zastosowanie wodoru – potencjał dekarbonizacji i analiza kosztów [9].



Współpalanie wodoru i gazu ziemnego w palnikach przemysłowych

Spalanie wodoru pozbawione jest negatywnego wpływu na środowisko naturalne i procesy zachodzące w atmosferze ziemskiej. Produktem spalania wodoru jest woda, która stanowi około 71% powierzchni kuli ziemskiej. Wodór jest również najprostszym, a jednocześnie najczęściej występującym pierwiastkiem we wszechświecie. Ponadto, z uwagi na ograniczone zasoby naturalne paliw kopalnych, w tym również gazu ziemnego, energetyczne wykorzystanie wodoru jako paliwa wydaje się absolutnie zasadne. Ponieważ zasoby wody na Ziemi można uważać za niemal nieograniczone, produkcja zielonego wodoru może odbywać się bez ryzyka wyczerpania jej zasobów. Produkcja wodoru, w przeciwieństwie do paliw kopalnych, może odbywać się lokalnie, bez negatywnego wpływu na środowisko naturalne oraz niezależnie od sytuacji geopolitycznej. Ma to niebagatelny wpływ na strategiczną stabilność i niezależność energetyczną kraju.

Właściwości fizykochemiczne wodoru odbiegają jednak znacznie od właściwości gazowych węglowodorów. Granice palności dla wodoru są znacznie szersze niż dla metanu, a współczynnik dyfuzji wodoru w powietrzu jest około trzykrotnie wyższy niż metanu. Dlatego mieszanie wodoru z powietrzem zachodzi znacznie szybciej niż analogiczna mieszanina palna metanu z powietrzem. Ma to ogromny wpływ na wymogi bezpieczeństwa, ale zapewnia jednocześnie znacznie większą elastyczność i stabilność płomienia w palnikach gazowych przystosowanych do współpalania wodoru.

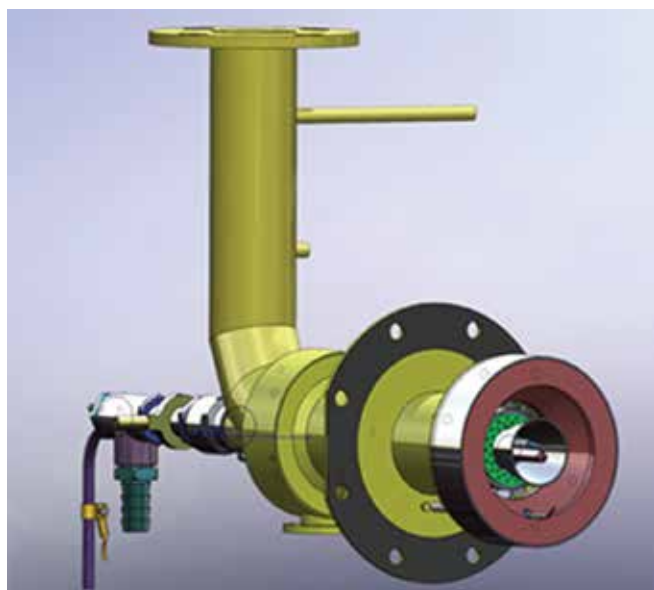
Komercjalizacja technologii wodorowych wymaga także prac związanych z magazynowaniem i przesyłaniem wodoru. Ma to związek z ograniczeniami materiałowymi wynikającymi z możliwości powstawania korozji wodorowej zwanej kruchością wodo-

rową, spowodowaną przenikaniem atomów wodoru przez metal. Zjawisku temu można przeciwdziałać poprzez stosowanie stali wysokostopowych oraz pokrywanie materiałów warstwą miedzi, kobaltu lub wanadu [10].

W związku z nakierowaną na całkowitą dekarbonizację przemysłu i energetyki polityką klimatyczną w Instytucie Energetyki podjęto prace mające na celu częściowe zastąpienie gazu ziemnego wodorem. W celu opracowania nowej konstrukcji palników umożliwiających współspalanie tego pierwiastka z gazem ziemnym wykorzystano opracowaną przez Instytut Energetyki zmodyfikowaną metodykę badawczą [11].

Na rysunku 2 przedstawiono prototyp palnika przemysłowego o mocy 100 kW, przystosowany do współspalania gazu ziemnego z wodorem (do 50% obj.). Koncepcja palnika została opracowana

Rysunek 2. Prototyp palnika do współspalania wodoru



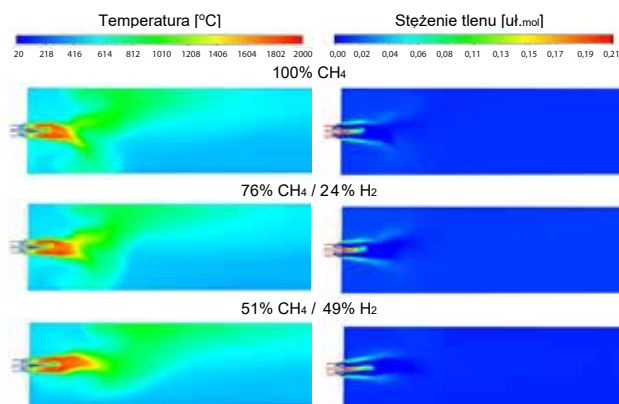
w Instytucie Energetyki przy wykorzystaniu metod modelowania numerycznego CFD. Obliczenia numeryczne przeprowadzono dla kilku koncepcji technicznych palnika w celu wytypowania najbardziej obiecującego rozwiązania. Prototyp palnika został następnie przetestowany na stanowisku badawczym zlokalizowanym w laboratorium Instytutu Energetyki. W wyniku tego procesu z sukcesem opracowano i zweryfikowano eksperymentalnie model palnika o mocy 100 kW. Palnik ten może być wykorzystywany w wysokotemperaturowych procesach technologicznych. Jest to rozwiązanie umożliwiające w przyszłości transformację w kierunku przemysłu neutralnego klimatycznie.

W celu właściwego odwzorowania zjawisk zachodzących podczas współspalania gazu ziemnego i wodoru w palniku przemysłowym wykorzystano oprogramowanie ANSYS Fluent.

Wyniki symulacji w formie profili temperatur przedstawiono na rysunku 3. Palnik we wszystkich warunkach pracował stabilnie dzięki silnemu zawirowaniu powietrza wtórnego, co zapewniało szybkie wymieszanie paliwa z powietrzem. Emisja NO_x wzrastała wraz ze zwiększaniem ilości wodoru w spalonym paliwie. Jest to spowodowane głównie wzrostem temperatury maksymalnej do wartości około 2000°C .

W kolejnym kroku przeprowadzono krótki test laboratoryjny współspalania metanu z wodorem dla ułamka objętościowego

Rysunek 3. Wyniki symulacji dla różnych składów mieszaniny CH_4/H_2



wodoru w mieszaninie w zakresie 0–50%. Zasilanie palnika gazami odbywało się z wiązek butli transportowych technicznego metanu i wodoru.

W badaniach zastosowano palnik w ostatecznej wersji wytypowanej w badaniach numerycznych. Eksperymenty przeprowadzono dla mocy palnika równej 100 kW. Wynika z nich, że dla udziału H_2 równego 0 lub 25% objętościowo emisja tlenków azotu (wyrażona jako NO_x w przeliczeniu na 3% O_2 w spalinach) wyniosła około $50 \text{ mg}/\text{m}^3\text{N}$, podczas gdy udział H_2 wyniósł 50%, emisja ta wyniosła $28 \text{ mg}/\text{m}^3\text{N}$. Można zatem stwierdzić, że w warunkach eksperymentu zwiększenie wodoru w mieszaninie gazowej ma pozytywny wpływ na emisję NO_x w spalinach.

Wyniki eksperymentów są więc zgodne z obliczeniami numerycznymi, co potwierdza przyjęte założenia konstrukcji palnika.

Na rysunku 4 przedstawiono widok palnika podczas pracy w trakcie badań. Można zauważyć charakterystyczny krótki płomień, wskazujący na wysoką stabilność spalania.

Rysunek 4. Badania eksploatacyjne palnika 100 kW do współspalania metanu i wodoru – widok od czoła płomienia



Zaprojektowany palnik, przebadany na stanowisku badawczym w laboratorium spalania Instytutu Energetyki, potwierdza zatem poprawność przyjętych założeń i osiąga zakładane parametry pracy oraz poziom emisji NO_x poniżej $100 \text{ mg}/\text{m}^3\text{N}$ w zakresie udziału objętościowego wodoru w mieszaninie z metanem 0–50%.

* * *

Założenia Polskiej Strategii Wodorowej, Porozumienia Sektorowego na rzecz Rozwoju Gospodarki Wodorowej oraz porozumienia paryskiego precyzyjnie definiują kierunki transformacji przemysłu w kierunku osiągnięcia neutralności klimatycznej z wykorzystaniem technologii wodorowych. Zatem już dziś w jednostkach badaw-

czych i przedsiębiorstwach podejmowane są działania mające na celu dostosowanie przemysłu do produkcji i wykorzystania wodoru.

Centrum Technologii Wodorowych Instytutu Energetyki swoimi działaniami wpisuje się w cele i działania PSW i operacjonalizującego ją porozumienia sektorowego w zakresie rozwoju łańcucha wartości gospodarki wodorowej.

Przedstawiony w tym artykule model palnika do współspalania wodoru z gazem ziemnym jest przykładem jednej z licznych prac Instytutu Energetyki nad zastosowaniem wodoru w procesach spalania, które realizowane są we współpracy z krajowymi jednostkami naukowymi, badawczymi i przedsiębiorcami. Spalanie wodoru w mieszaninie z gazem ziemnym stanowi obecnie realną alternatywę redukcji emisji dwutlenku węgla. Nadal kontynuowane będą badania, których celem będzie opracowanie konstrukcji palnika zasilanego czystym wodorem.

Dr inż. Jarosław Hercog, dr hab. inż. Jakub Kupecki, prof. IEn, dr inż. Aleksandra Kiedrzyńska, dr inż. Paweł Bocian, dr inż. Bartosz Świątkowski, mgr inż. Patrycja Kowalik, Centrum Technologii Wodorowych, Instytut Energetyki

Bibliografia

1. Polska Strategia Wodorowa do 2030 roku z perspektywą do 2040 roku, załącznik do uchwały nr 149 Rady Ministrów z 2 listopada 2021 roku (poz. 1138).

2. Porozumienie Sektorowe na rzecz Rozwoju Gospodarki Wodorowej, Warszawa, 14 października 2021.

3. Protokół z Kioto do Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie Zmian Klimatu, sporządzony w Kioto 11 grudnia 1997 roku.

4. Polska Net-Zero 2050, *Mapa drogowa osiągnięcia wspólnych celów polityki klimatycznej dla Polski do 2050 roku*, Warszawa, czerwiec 2021.

5. C. Kandilli, O. M. Ayna, M. Sahin, *Evaluation of the performance of a hydrogen enriched combustion system for ceramic sector*, International Journal of Hydrogen Energy, 40(34), 2015, s.11195–11206.

6. J. P. Besier, M. Marsidi, *Decarbonisation options for the Dutch ceramic industry*, Report of MIDDEN Project (Manufacturing Industry Decarbonisation Data Exchange Network), 2020.

7. H. Zhang, L. Wang, J. Van Herle, F. Maréchal, U. Desideria, *Techno-economic comparison of green ammonia production processes*, Applied Energy, 259, 114135, 2020.

8. J. A. Faria, *Renaissance of ammonia synthesis for sustainable production of energy and fertilizers*, Current Opinion in Green and Sustainable Chemistry, 2021, 29, 100466.

9. Z. Fan, J. Friedmann, *Low-carbon production of iron and steel: Technology options, economic assessment, and policy*, Joule, V. 5, 4, 2021, s. 829–862.

10. M. Elboujdaini, *Hydrogen-Induced Cracking and Sulfide Stress Cracking w Uhlig's Corrosion Handbook*. R. Winston Revie (red.). Wiley, 2011, s. 183–194.

11. T. Golec, K. Remiszewski, B. Świątkowski, M. Blesznowski, *Palniki pływowe na biomasę, „Energetyka”*, maj 2007, nr 5 (635)/Rocznik 60.

Paliwa gazowe niekonwencjonalne – nawanianie

Grzegorz Rosłonek

Postęp prac nad wykorzystaniem niekonwencjonalnych paliw gazowych jako alternatywy gazu ziemnego w sieci dystrybucyjnej wymusza pytanie o sposób ich nawaniania. Gaz ziemny w mieszaninach z wodorem, czyste paliwa wodorowe, biometan czy syntetyczny gaz ziemny wymagają nowych rozwiązań nie tylko w zakresie samych instalacji. Bardzo istotna jest zwłaszcza konieczność rozwoju prac badawczo-rozwojowych związanych z opracowaniem nawaniaczy beziarkowych, niezawierających chemicznych wiązań wielokrotnych, które w przyszłości będą mogły być wykorzystywane w ogniach paliwowych zasilanych bardzo czystym wodorem.

Wykorzystywanie czystych gazów palnych lub ich mieszanin jako paliw wiąże się z koniecznością zapewnienia łatwego wykrywania wszelkich wycieków na zewnątrz infrastruktury gazowej. Gazy ziemne są na ogół bezwonne i dlatego przed wpuszczeniem danej partii gazu do sieci dystrybucyjnej gaz musi być nawoniony. Nawonienie polega na celowym wprowadzeniu do paliwa gazowego niewielkiej ilości dedykowanej substancji nazywanej nawaniaczem, która nadaje gazom charakterystyczny zapach. Nawaniacz wprowadza się w ilości kilkunastu miligramów na każdy metr sześcienny paliwa. Nawanianie prowadzi się w celu zapewnienia bezpieczeństwa użytkownika paliw gazowych. Zapach gazu po nawonieniu nie musi być odbierany jako zapach przyjemny. Nawaniacz ma pobudzić komórki nerwo-

wie odpowiedzialne za węch w wyniku czego powstaje wyraźne wrażenie zapachowe – przyjemne lub nieprzyjemne.

Wprowadzanie nawaniacza do gazu na ogół odbywa się na styku sieci przesyłowej i dystrybucyjnej lub wewnątrz sieci dystrybucyjnej. W sieciach przesyłowych unika się nawaniania gazu, ponieważ z tych sieci zasila się odbiorców przemysłowych z obszaru tzw. wielkiej chemii, dla których gaz ziemny jest komponentem do dalszych syntez, a nie paliwem. Dodatek substancji nawaniających przeszkadzałby w dalszych procesach katalitycznych, niszcząc (trując) drogie katalizatory.

Od co najmniej dekady obserwuje się silny globalny trend popularyzacji niekonwencjonalnych paliw gazowych, takich jak: wodór, biometan, syntetyczny gaz ziemny SNG (*Synthetic Natu-*

ral Gas) [1]. Paliwa te, zwłaszcza wodór, początkowo mają być wykorzystywane jako mieszaniny z gazem ziemnym, a docelowo jako paliwa samodzielne. Dla bezpieczeństwa użytkowania tych paliw niekonwencjonalnych także konieczne będzie ich nawanianie. Pojawia się zatem pytanie: czy możliwe będzie stosowanie dotychczasowych nawaniaczy, czy należy poszukiwać nawaniaczy dedykowanych?

Rodzaje nawaniaczy

Najpopularniejszym nawaniaczem stosowanym w przemyśle gazu ziemnego jest tetrahydrotiofen (rysunek 1), oznaczany jako THT. Nawaniacz ten jest związkiem siarki, cyklicznym tioeterem. Pierścień cykliczny THT jest całkowicie wysycony – brak wiązań podwójnych – dlatego związek ten jest mało reaktywny i nie wchodzi w reakcje wtórne.

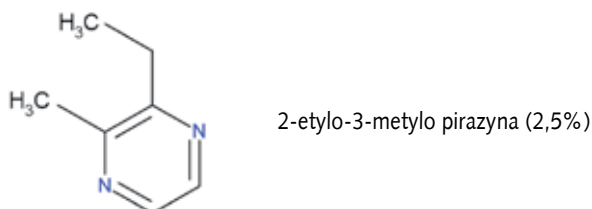
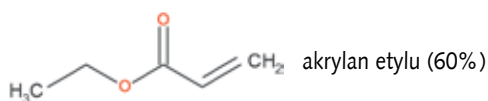
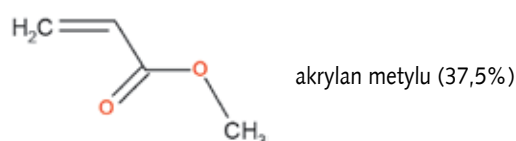
Rysunek 1. Wzór strukturalny tetrahydrotiofenu (THT).



W mniejszej skali jako nawaniacze stosuje się także inne związki siarki lub ich mieszaniny, głównie merkaptany i siarczki, takie jak: merkaptan etylowy (EM), merkaptan n-propylowy (n-PM), merkaptan izopropylowy (i-PM), merkaptan tert-butyłowy (t-BM), dimetylosiarczek (DMS), metyloetylosiarczek (MES) [2].

Innym rodzajem nawaniaczy są nawaniacze bezsiarkowe [3, 4], na bazie akrylanów, dla których typowym przykładem jest GASODOR™ S-Free, stanowiący mieszaninę akrylanu metylu, akrylanu etylu, oraz 2-etylo-3-metylo pirazyny (rysunek 2). Nawaniacze bezsiarkowe zostały opracowane w celu minimalizacji niekorzystnego wpływu na środowisko tlenków siarki SO_x , powstających w wyniku spalania paliwa nawonionego nawaniaczami siarkowymi. Z powodu dużych trudności analitycznych dla nawaniaczy na bazie akrylanów oraz z uwagi na to, że nawaniacze są dodawane do gazów jedynie w niewielkich ilościach, które

Rysunek 2. Skład nawaniacza GASODOR S-Free (stężenia podane w procentach wagowych)



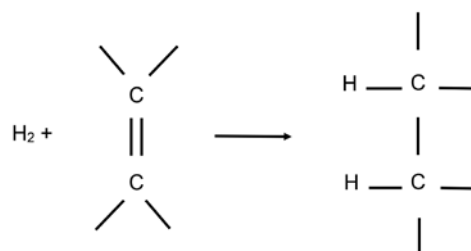
tylko nieznacznie oddziałują na środowisko, nawaniacze bezsiarkowe nie są popularne na świecie.

Paliwa wodorowe

Wodór jako dodatek do paliw gazowych znany jest od dawna. Był składnikiem gazu miejskiego, w którym występował w bardzo wysokim stężeniu, około 20–30%. Gaz miejski nie był nawaniany, ponieważ posiadał własne tło zapachowe, pochodzące głównie od cięższych składników węglowodorowych, przechodzących do produktu w procesie suchej destylacji węgla kamiennego.

Mieszaniny gazu ziemnego i wodoru dla celów bezpieczeństwa będą wymagały nawaniania, ponieważ zarówno gaz ziemny, jak i wodór są bezwonne. W ostatnich latach wiele badań i projektów z obszaru B+R poświęcono nawonieniu mieszanin gazu ziemnego z wodorem [2, 4–8]. Dotychczasowe wnioski płynące z raportów międzynarodowych wyraźnie wskazują, że dodatek wodoru do gazu ziemnego nie stanowi zagrożenia związanego z poziomem zapachu w przypadku nawaniaczy siarkowych. Jak wspomniano powyżej, THT i inne związki siarki, stosowane jako nawaniacze, pod względem chemicznym są związkami wysyconymi, nie zawierają wiązań podwójnych i tym samym nie są reaktywne w reakcjach addycji wodoru do wiązań podwójnych lub potrójnych. Wniosek ten dotyczy także wpływu czystego wodoru (100% H_2) na siarkowe substancje nawaniające [2]. Odrębnym problemem będzie wpływ nawaniaczy opartych na związkach siarki na przyszłe odbiorniki gazowe dla czystego wodoru, które najprawdopodobniej będą pracowały z wykorzystaniem technologii ogni w paliwowych. Reakcje zachodzące w ogniach paliwowych są reakcjami katalitycznymi, bardzo wrażliwymi na wszelkie związki siarki. Problem nawaniania sieci czystego wodoru obecnie należy traktować jak problem otwarty, wymagający dużej aktywności w obszarze B+R. Prace te już trwają, czego przykładem jest propozycja nawaniacza dla czystego wodoru, takiego jak GASODOR HYDROGEN [2].

Rysunek 3. Schemat reakcji uwodornienia jako reakcji addycji



Dla mieszanin wodoru z gazem ziemnym nie należy spodziewać się zarówno negatywnego wpływu wodoru na nawaniacze siarkowe, jak i analogicznego wpływu wodoru w ewentualnych reakcjach addycji z innymi składnikami węglowodorowymi. Gaz ziemny zawiera przede wszystkim węglowodory nasycone, a ewentualna zawartość składników nienasyconych jest jedynie śladowa.

Inaczej może być w przypadku zastosowania nawaniaczy bezsiarkowych na bazie akrylanów (rysunek 2). Wszystkie składniki w tego typu nawaniaczach mają wiązania podwójne, które mogą być uwodarniane w reakcjach addycji. Schemat reakcji uwodornienia wiązań wielokrotnych przedstawiono na rysunku 3.

Reakcje addycji wodorowej mogą być dodatkowo katalizowane, na przykład przez tlenki żelaza, których można spodziewać się w wielu elementach infrastruktury gazowniczej.

Biometan

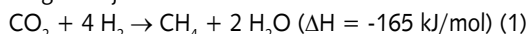
Pod względem fizykochemicznym biometan należy traktować jako paliwo będące substytutem gazu ziemnego. Po oczyszczeniu biogazu do parametrów jakościowych paliwa gazociągowego biometan musi spełniać identyczne wymagania jakościowe jak typowy gaz ziemny, w tym także pod względem konieczności nawaniania. W przeciwieństwie jednak do gazu ziemnego w biometanie nie można wykluczyć możliwości wystąpienia własnego tła zapachowego, uwarunkowanego rodzajem komponentu wsadowego, z którego wytwarzany jest biogaz, oczyszczany następnie do biometanu. W ten sposób w biometanie można spodziewać się występowania związków śladowych, na przykład śladu terpenów (limonen, kumen, alfapinen), siarkowodoru, tlenosiarczku węgla, które mogą dawać własne tło zapachowe, wywołujące efekty maskowania zapachów wytworzonych przez nawaniacze [9].

Innym źródłem dodatkowego „tła” zapachowego może być konieczność stabilizacji liczby Wobbego dla biometanu poprzez dodatki węglowodorów z grupy LPG, głównie propanu lub n-butanu.

Prace prowadzone przez Grupę GERG (projekt GERG nr 1.75, 2014) wskazywały jednoznacznie, że paliwa biometanowe zawierające ewentualne naturalne tło zapachowe mogą być nawaniwane w sposób tradycyjny, tak jak dla gazu ziemnego z użyciem THT. Poziom stężenia THT mieścił się w granicach od 15 do 40 mg/m³ środka nawaniającego, czyli ewentualnie był nieznacznie podwyższony w porównaniu z nawanianiem gazu ziemnego (do 30 mg/m³). Dla prawidłowego operowania dystrybucyjną siecią gazową, na której będą znajdowały się punkty wprowadzania biometanu, korzystna będzie znajomość krzywych zapachowych dla tego typu paliw (paliwa biometanowe) i ich mieszanin z gazem ziemnym.

Syntetyczny gaz ziemny (SNG)

Syntetyczny gaz ziemny to paliwo gazowe wytwarzane głównie według reakcji Sabatiera:



Proces Sabatiera pozwala na wykorzystanie dużej ilości nadmiarowego dwutlenku węgla, ale wymaga również dużej ilości wodoru. Celem tego procesu jest wytworzenie czystego metanu. Drugim produktem jest para wodna i dlatego wykorzystanie wytworzonego metanu jako paliwa musi przede wszystkim wiązać się z jego dokładnym osuszeniem. Zbyt duża zawartość pary wodnej w paliwie gazowym pogarsza jego parametry kaloryczne, źle wpływa na procesy transportu paliwa i na infrastrukturę gazowniczą oraz jest bardzo dużą przeszkodą w skutecznym nawanianiu.

Jeżeli metan wytworzony w reakcji Sabatiera zostanie doprowadzony do tzw. jakości gazociągowej, to takie dostosowane paliwo gazowe może być nawaniwane dokładnie tak samo jak obecnie nawania się gaz ziemny – za pomocą THT. Często proces według równania (1) prowadzi się w nadmiarze stechiometrycznym wodoru dla poprawienia parametrów procesowych (np. równowaga i wydajność reakcji). W takiej sytuacji można spodziewać się obecności pewnej ilości wodoru w mieszaninie produktowej poreakcyjnej.

Zgodnie jednak z tym, co opisano powyżej odnośnie do paliw będących mieszaninami wodoru z gazem ziemnym, dodatki wodorowe nie wymagają zmian w procesie nawaniania z wykorzystaniem THT.

* * *

Trend globalny, mający na celu jak największe wykorzystywanie paliw niekonwencjonalnych, obecnie jest bardzo wyraźny – taki trend jest technicznym faktem. Zastosowanie tego typu paliw w gospodarce komunalnej, głównie jako paliw, wiąże się z koniecznością zapewnienia bezpieczeństwa użytkowania tych paliw, czyli zapewnienia możliwości wykrywania szybkich wycieków czy jakichkolwiek niekontrolowanych małych nieszczelności poprzez celowe nawanianie paliw. Nawanianie za pomocą powszechnie uznanego środka nawaniającego, jakim jest THT, jest tzw. tradycyjną metodą nawaniania. Z uwagi na to, że THT pod względem budowy cząsteczki jest substancją wysychającą, a węglowodory i czysty wodór są chemicznymi reduktorami albo w stanie maksymalnego zredukowania, nie istnieją przeszkody, aby paliwa gazowe oparte na węglowodorach nasyconych, mieszaninach tych węglowodorów z wodorem (tzw. mieszaniny hytanowe) czy nawet czysty wodór, mogły być nawaniwane przez THT. Wniosek ten dotyczy zarówno środka nawaniającego, jak i instalacji nawaniających.

Ze względu na możliwość wtórnych reakcji addycji wodoru do wiązań podwójnych w cząsteczkach składników paliw gazowych, wykorzystywanie niektórych nawaniaczy beziarkowych, zwłaszcza opartych na mieszaninach akrylanów, wydaje się ograniczone. Droga do wytwarzania i stosowania nawaniaczy beziarkowych, niezawierających wiązań wielokrotnych w cząsteczkach składników nawaniacza, jest otwarta. Dotyczy to zwłaszcza przyszłych zastosowań czystego wodoru jako paliwa w ogniach paliwowych, które będą odbiornikami końcowymi na sieciach gazowych. Prace nad takimi nawaniaczami są jeszcze na poziomie prac badawczo-rozwojowych, jednak są intensywnie rozwijane [2].

Grzegorz Rosłonek, główny specjalista ds. LNG, PGNiG SA, Oddział Obrotu Hurtowego

Bibliografia

1. G. Rosłonek, *Paliwa gazowe niekonwencjonalne*, „Gaz Woda i Technika Sanitarna”, 5/2021, r. 2–6.
2. MARCOGAZG Report. *Odorization of hydrogen-natural gas mixtures*, March 2021.
3. PN-EN ISO 13734:2014 *Gaz ziemny – Organiczne związki stosowane jako środki nawaniające – Wymagania i metody badań*.
4. A. Huszał, *Stabilność GASODOR™ S-FRree™ w instalacjach i urządzeniach nawaniających oraz jego oddziaływanie na materiały stosowane w gazownictwie*, „Nafta-Gaz”, 12/2010, 1162–1168.
5. A. Huszał, J. Jaworski, *Wpływ wodoru na stabilność mieszanin gazowych THT*, „Forgaz”, 2020.
6. PRCI (DRAFT) – *Emerging fuels – Hydrogen – SOTA, Gap Analysis, Future Project Roadmap. MEAS-15-02 Catalog No. PR-720-20603-R01*. Authors: K. Domptail, S. Hildebrandt, G. Hill, D. Maunder, F. Taylor, V. Win, October 1, 2020.
7. GERG *Admissible Hydrogen Concentrations in Natural Gas Systems*, 2013.
8. CEN/CENELEC Sector Forum *Energy Management, Working Group Hydrogen*, 2016.
9. A. Louvat, *Renewable Natural Gases: New challenge for gas odorization*, natural Gas Odorization Conference, Clarion Technical Conferences, Houston, August 2019.

Artykuł w wersji rozszerzonej opublikowano również w czasopiśmie „Gaz Woda i Technika Sanitarna”.

Mobilne rozwiązania technologiczne dla eksploatacji złóż gazu ziemnego

Krzysztof Knap

Gaz ziemny wykorzystywany w Polsce w przemyśle oraz przez odbiorców komunalnych pochodzi głównie z dwóch źródeł. Pierwsze to krajowe kopalnie, pokrywające około 20% krajowego zapotrzebowania. Drugim źródłem są dostawy z zagranicy. Polskie kopalnie gazu ziemnego są zarządzane przez oddziały Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa SA w Sanoku i Zielonej Górze. Na część napowierzchniową kopalń gazu ziemnego składają się instalacje i obiekty technologiczne oraz pomocnicze, służące do obróbki i uzdatniania gazu ziemnego do parametrów handlowych, co umożliwi jego oddanie do systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego.

W Polsce w okresie ponad stu lat technologia obróbki i uzdatniania gazu ziemnego dzięki osiągnięciom nauki podlegała ciąglemu rozwojowi i modyfikacjom; stosowano też nowe rozwiązania podwyższające sprawność i bezpieczeństwo eksploatacji złóż gazu ziemnego. Pod koniec XX wieku nastąpił dynamiczny rozwój w zakresie automatyki procesów technologicznych stosowanych w kopalniach gazu ziemnego.

Jednak wszystkie wdrażane nowe rozwiązania czy modyfikacje zawsze miały wspólny mianownik – budowanie tzw. infrastruktury kopalnianej stacjonarnej, opartej na dobranej do konkretnego złoża instalacji technologicznej dla ściśle określonych parametrów fizykochemicznych poszczególnych odwiertów eksploatacyjnych. Takie instalacje przeznaczone są do długoletnich okresów eksploatacji w jednym, przypisanym dla nich od początku miejscu, aż do szczerpania złoża. W przypadku wcześniejszego niż zakładano szczerpania złoża część instalacji technologicznej jest nie do wykorzystania i musi zostać zutylizowana. Zgodnie z prognozami, w Polsce zapotrzebowanie na gaz ziemny w kolejnych latach wzrośnie.

W związku z planami PGNiG SA zwiększenia wydobycia krajowego gazu pojawiają się nowe wyzwania w postaci konieczności wykorzystania trudniejszych pod względem zagospodarowania złóż gazu ziemnego.

W celu zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego krajowe wydobycie pełni bardzo ważną rolę w strategii dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego. Dzięki realizacji kolejnych zaplanowanych odwiertów eksploatacyjnych oraz zastosowaniu najnowocześniejszych narzędzi w procesie eksploatacji złóż, w najbliższym czasie zwiększy się poziom krajowego wydobycia gazu ziemnego.

W związku ze zwiększonym zapotrzebowaniem na paliwo gazowe znaczna część inwestycji realizowanych w branży gazowniczej wymaga wdrażania innowacyjnych rozwiązań. Mają one na celu przede wszystkim zwiększenie efektywności procesu technologicznego, zredukowanie i zminimalizowanie kosztów związanych z wydobyciem oraz usprawnienie i przyspieszenie zagospodarowania w celu jak najszybszego wprowadzenia błękitnego paliwa do krajowego systemu.

Dzięki nowoczesnym technologiom, stosowanym przez Oddział Geologii i Eksploatacji PGNiG i PGNiG SA Oddział w Sanoku, podejmowane są próby zagospodarowania złóż, dla których dopiero po wstępnej fazie eksploatacji można podjąć decyzję o zagospodarowaniu na szerszą skalę. PGNiG Technologie SA, wspólnie z Oddziałem Geologii i Eksploatacji PGNiG i PGNiG SA Oddział w Sanoku, podjęła

próbę zastosowania innowacyjnego rozwiązania technologicznego dla takich złóż.

Spółka PGNiG Technologie SA z siedzibą w Krośnie, mająca 100-letnie doświadczenie w budowie i produkcji infrastruktury górniczej, specjalizuje się w usługach projektowania, budowy, uruchamiania i eksploatacji kopalń ropy naftowej i gazu ziemnego, podziemnych magazynów gazu, tłoczni gazu oraz gazociągów przesyłowych i dystrybucyjnych.

Powyższe kompetencje PGNiG Technologie SA wynikają z historii działalności spółki w branży naftowo-gazowniczej. Spółka PGNiG



Fot. 1. Rozmieszczenie poszczególnych modułów MOW na padzie.

Technologie SA powstała w 2011 roku w wyniku fuzji czterech spółek Grupy Kapitałowej PGNiG: BUG Gazobudowa, ZUN Naftomet, BN Naftomontaż i ZRUG Pogórska Wola, które od dziesięcioleci działały na polskim rynku. Celem konsolidacji było stworzenie silnej, odnoszącej sukces, nowoczesnej organizacji, posiadającej znaczący udział w rynku budowy zaawansowanych technicznie i technologicznie obiektów przemysłu naftowego i gazowniczego. Podczas całego okresu działalności z sukcesem zrealizowano wiele inwestycji. Wybudowano ponad 70 procent krajowej sieci przesyłu gazu, kilkanaście tysięcy kilometrów gazociągów wysokiego ciśnienia oraz kilka tysięcy kilometrów sieci rozdzielczej, a także wiele instalacji odsiarczania, tłoczni gazu i stacji redukcyjno-pomiarowych. Od końca lat 60. XX wieku zagospodarowano ponad 30 złóż gazu ziemnego w całym kraju. Jedną z najważniejszych inwestycji była budowa 270 km polskiego odcinka gazociągu tranzytowego Jamał-Europa Zachodnia.

Dlatego PGNiG Technologie SA, mając tak duże doświadczenie w realizacji inwestycji związanych z branżą naftowo-gazowniczą,

podjęła się realizacji kontraktu z PGNiG SA Oddział Geologii i Eksploatacji na padzie Kramarzówka, gdzie w praktyce zastosowano mobilne instalacje technologiczne przy eksploatacji złóż gazu ziemnego.

W ramach realizacji instalacji PGNiG Technologie SA odpowiedzialna była za opracowanie kompletnej dokumentacji projektowej, w tym technologii uzdatniania gazu, następnie – na jej podstawie – za produkcję oraz dostawę i montaż dwóch kompletnych mobilnych zestawów o roboczej nazwie MOW 100. Zaplanowane rozwiązania pozwalają w nowatorski sposób podejść do zagadnienia kompleksowego zagospodarowania złoża gazu ziemnego. Urządzenia i instalacje służą przede wszystkim prowadzeniu długotrwałych testów produkcyjnych dla określenia i potwierdzenia możliwości oraz perspektyw wydobywczych nowych odwiertów gazowych, z równoczesnym opracowaniem koncepcji zagospodarowania złoża gazu ziemnego w dalszej eksploatacji.

Finalnie, prace projektowo-wykonawcze urządzeń dla pierwszej mobilnej instalacji eksploatującej gaz ziemny zostały zakończone w maju 2021 roku.

Obiekty przetransportowano na miejsce docelowe oraz, w rekordowo szybkim czasie kilku tygodni, zmontowano i przekazano do eksploatacji.

Mobilne ośrodki wydobywcze znajdują zastosowanie po zakończeniu prac wiertniczych i uzbrojeniu odwiertu w głowicę eksploatacyjną. Umożliwiają, praktycznie z marszu, przystąpienie do próbnej eksploatacji, do której niezbędne jest odpowiednie wyposażenie, gwarantujące przeprowadzenie bezpiecznego i pozytywnego testowania odwiertu. Wykonanie tych prac wymaga działania odpowiednich zespołów urządzeń, połączonych w jedną, funkcjonalną całość. Podstawowe urządzenia wchodzące w ich skład to manifold zwężkowy, separator, zbiorniki, emitor gazu, instalacja osuszania, agregat prądotwórczy, kompresor powietrza, system zbioru danych oraz niezbędne zaplecze techniczne i socjalne w celu zapewnienia ciągłej obsługi.

Zestawy te pozwalają w pełni zaspokoić potrzeby procesu technologicznego, niezależnie od rodzaju wykonywanych procesów testowania złoża, służą też do prowadzenia wydobywania w początkowej fazie.

Zaprojektowane i wykonane przez PGNiG Technologie SA mobilne instalacje swoją funkcjonalnością idealnie wpisują się w koncepcję zagospodarowania złoża, która pozwala wykorzystać je na każdym etapie wydobywania. Już podczas prowadzenia prób wydajności odwiertu MOW może zostać wykorzystany jako instalacje testowe, natomiast w późniejszym etapie jako docelowe instalacje wydobywcze.

Płyn złożowy wydobywany bezpośrednio z odwiertu to głównie mieszanina gazu ziemnego, kondensatu węglowodorowego i wody złożowej. Zadaniem instalacji MOW jest odbiór płynu złożowego z odwiertu, wstępna obróbka, polegająca na oddzieleniu wody złożowej i gazoliny, osuszenie oraz przygotowanie do oddania gazu o parametrach handlowych do gazociągu przesyłowego lub do sieci dystrybucyjnej. W przypadku wystąpienia odmiennego składu płynu złożowego możliwe są inne konfiguracje dla instalacji technologicznej.

Instalacje MOW przygotowane są do pracy w bardzo szerokim zakresie ciśnienia gazu występującego na głowicy eksploatacyjnej, obecnie do 35,0 MPa oraz wydajności do 100 nm³/min, z możliwością zmiany do wymaganych parametrów. Przy tak dużym zróżnicowaniu ciśnienia wlotowego i wydajności pozostałe parametry tech-

nologiczne w zakresie przygotowania jakościowego gazu ziemnego do wymagań normowych są również dostosowane do szerokiego zakresu występujących złóż gazu ziemnego w Polsce.

Procesy technologiczne realizowane przez MOW to przede wszystkim:

- eksploatacja i kontrola wydobywania gazu ziemnego w wielkościach ustalonych przez służby geologiczne,
- redukcja ciśnienia do wartości wymaganych w kolektorze zdawczym,
- separacja płynów złożowych, oddzielenie kondensatu węglowodorowego i wody złożowej z gazu,
- pomiar parametrów eksploatacyjnych odwiertów,
- dawkowanie inhibitora hydratów w kilka miejsc instalacji,
- osuszanie gazu ziemnego,
- skierowanie wydobywanego gazu do istniejącej infrastruktury gazociągowej i technologicznej w ośrodkach obecnie eksploatujących gaz,
- oddanie gazu do sieci PGNiG, krajowego systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego.

Wykorzystanie instalacji MOW od momentu rozpoczęcia testowania odwiertów aż do finalnej eksploatacji złoża pozwala znaczą-



Fot. 2. Moduły MOW.

co usprawnić proces przejścia z fazy określenia możliwości eksploatacyjnych do fazy wydobywania gazu, oszczędzając czas potrzebny na projektowanie i wykonanie infrastruktury docelowej. Wykorzystanie tego rozwiązania nie wymaga demontażu instalacji zabudowanej do testowania odwiertów i ponownego montażu instalacji w klasycznym, stacjonarnym wydaniu, tak jak odbywało się to dotychczas, dlatego znacznie skraca się okres od zakończenia testowania do rozpoczęcia eksploatacji.

Cechą charakterystyczną MOW jest zabudowa poszczególnych elementów instalacji w postaci modułów – skidów – wykonanych jako samonośne ramy. Taka konstrukcja w świetle wymagań prawa budowlanego pozwala na posadowienie skidów na płytach betonowych. Nie wymaga to uzyskania pozwolenia na budowę, co skraca procedurę formalnoprawną. Realizację inwestycji w zakresie przygotowania do eksploatacji złóż gazu ziemnego poprzedzają czynności przygotowawcze, takie jak określenie warunków technicznych zabudowy, opracowanie projektów czy uzyskanie stosownych decyzji administracyjnych. Te czynności warunkują całość działań zmierzających do realizacji tego typu inwestycji, zaczynając od ustalenia lokalizacji inwestycji celu publicznego, a kończąc na oddaniu obiektu do użytko-

dokonanie na str. 53



Baltic Pipe finiszuje

18 listopada 2021 roku został wykonany ostatni spaw na gazociągu łączącym wybrzeża Danii i Polski. Moment ten oznacza zakończenie najważniejszego etapu prac w projekcie *Baltic Pipe*.

Podczas budowy około 275-kilometrowego gazociągu na obszarach morskich Danii, Szwecji i Polski GAZ-SYSTEM wykorzystał ponad 22 000 rur o średnicy nominalnej 900 milimetrów. Wszystkie zostały zespawane i ułożone na dnie Morza Bałtyckiego przez wyspecjalizowane jednostki pływające.

Castorone był największym z trzech statków wykorzystanych do budowy gazociągu. W 35 dni ułożył on około 150 km gazociągu na wodach głębokich. Drugi ze statków – Castoro Sei – zbudował około 104 km na wodach Polski i Danii, natomiast Castoro 10 – około 20 km na płytszych wodach u wybrzeża duńskiego. W trakcie prac statki były aktywne na morzu przez 24 godziny na dobę. W prace zaangażowano około 1100 osób, a wymiana załóg odbywała się między innymi z użyciem śmigłowca.

Podczas układania gazociągu wykonano też wszystkie niezbędne skrzyżowania z infrastrukturą podmorską stron trzecich, a każde z nich zostało odpowiednio zabezpieczone.

W ramach prac morskich wydrążono też dwa tunele w miejscach wyjścia gazociągu podmorskiego na ląd. W Polsce tunel ma długość około 600 metrów, a w Danii około 1000 metrów.

Zgodnie z harmonogramem realizowane są również prace na odcinku lądowym *Baltic Pipe*. Zdjęcia pochodzą z budowy gazociągu Goleniów–Lwówek. Łącznie na tej trasie zaplanowano 98 przejść bezwykopowych, w tym 93 przeciski i mikrotunele, 1 HDD oraz 4 przekroczenia *Direct Pipe*.

Inwestycja *Baltic Pipe* została uznana przez Komisję Europejską za „Projekt o znaczeniu wspólnotowym” (PCI) i posiada ten status nieprzerwanie od 2013 roku. Projekt otrzymał wsparcie finansowe Unii Europejskiej w ramach instrumentu Łącząc Europę (CEF). Wysokość przyznanego dotychczas dofinansowania wynosi 266,8 mln euro.

Tomasz Pietrasieński, ekspert GAZ-SYSTEM





Gazu nam nie zabraknie

Bartosz Pijawski

Escalacja konfliktu w Ukrainie i związana z nią fala dezinformacji spowodowały wzrost zaniepokojenia o stabilność krajowego rynku gazowego.

O ile nie ma już praktycznie w Polsce osób, które kwestionowałyby konieczność zakończenia kontraktowania błękitnego paliwa z Rosji, o tyle obawy o pokrycie krajowego zapotrzebowania bez udziału rosyjskiego importu są dość powszechne, choć całkowicie nieuzasadnione. Dzięki konsekwentnej realizacji strategii dywersyfikacji źródeł i kierunków zaopatrzenia w paliwo gazowe spółka jest dobrze przygotowana do pozyskania gazu z kierunków innych niż wschodni. Dzięki zarezerwowanym mocom przesyłowym w gazociągach krajowych i transgranicznych PGNiG może realizować dostawy gazu ziemnego z różnych kierunków, w tym do terminalu LNG w Świnoujściu, z kierunku zachodniego oraz południowego. W zależności od potrzeb bilansowych, spółka dokonuje rezerwacji dodatkowych mocy przesyłowych i zakupów gazu. Dodatkowo, potencjał dywersyfikacyjny istotnie wzrośnie do końca tego roku w związku z oddaniem połączeń z Norwegią i Danią (*Baltic Pipe*) oraz Litwą i Słowacją.

PGNiG konsekwentnie realizuje politykę dywersyfikacji i już w 2019 roku podjęło decyzję o nieprzedłużaniu kontraktu jamalskiego poza 2022 rok. Obecnie udział rosyjskiego gazu w imporcie tego paliwa stanowi około 60%, ale – biorąc pod uwagę wydobycie własne – na polskim rynku jest to już jedynie 40%. Warto nadmienić, że niecałe dziesięć lat temu udział rosyjskiego gazu w imporcie wynosił około 90%. Szeroko rozumiana dywersyfikacja dotyczy nie tylko źródeł, ale także kierunków dostaw. Związane z nią inwestycje są już gotowe lub mają się zakończyć w tym roku. Najważniejszą z nich jest gazociąg *Baltic Pipe*, który ruszy od października bieżącego roku, a którym do Polski dotrze gaz ze złóż norweskich. Jego pełna przepustowość odpowiada wolumenom odbieranym obecnie w ramach kontraktu jamalskiego. PGNiG zarezerwowało zdecydowaną większość tej przepustowości, a pełną moc przesyłu, zgodnie z deklaracją właściciela tej infrastruktury – spółki GAZ-SYSTEM, gazociąg osiągnie w styczniu 2023 roku.

W tym roku będzie także uruchomiony gazociąg Polska-Litwa i połączenie ze Słowacją. Gazociąg Polska-Litwa pozwoli na dostęp do terminalu LNG w Kłajpedzie,

gdzie PGNiG dzierżawi stację przeładunkową. Obecnie transport skroplonego gazu odbywa się cysternami, ale do końca roku rozpocznie funkcjonowanie gazowy interkonektor Polska-Litwa (GIPL), którym do polskiej sieci mogą trafić prawie 2 mld m sześć. gazu w ciągu roku. Z kolei od południa, poprzez gazowe połączenie międzysystemowe Polska-Słowacja, będzie istniała możliwość importu do Polski 5,7 mld m sześć. gazu ziemnego rocznie.

Ponadto, od tego roku terminal w Świnoujściu dysponuje powiększonymi do 6,2 mld m sześć. zdolnościami regazyfikacyjnymi – o ponad miliard metrów sześciennych więcej niż dotychczas. Dzięki temu dostawy LNG z takich kierunków jak USA czy Katar mogą zostać zintensyfikowane. W wyniku jego dalszej rozbudowy od 2024 roku będziemy mogli sprowadzać tą drogą 8,3 mld m sześć. błękitnego paliwa rocznie. Poza gazoportem w Świnoujściu stale działają interkonektory gazowe od strony Niemiec i Czech. Istnieją też rezerwy, jeśli chodzi o możliwość sprowadzania gazu do Polski z innych kierunków niż wschodni.

Mimo niektórych inwestycji znajdujących się dopiero na ukończeniu, bez względu na sytuację geopolityczną gazu Polakom nie zabraknie. Dzięki rozwiniętemu systemowi magazynowania Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo dysponuje rezerwami pozwalającymi funkcjonować co najmniej kilka tygodni przy szczytowym zużyciu gazu. Obecnie mamy dość wysokie temperatury, jak na tę porę roku, więc zużycie nie jest szczytowe, a magazyny nie są opróżniane w zakładanym tempie. Dzięki prowadzonej strategii w marcu bieżącego roku wypełnienie magazynów gazu utrzymywało się na poziomie średnio o 20 punktów procentowych wyższym niż w analogicznym okresie 2021 roku. Należy też pamiętać o wydobyciu krajowym wynoszącym prawie 4 mld metrów sześć. gazu ziemnego rocznie, a więc pokrywającym 20% zapotrzebowania. Choć Polska nie jest krajem zasobnym w gaz, jednak jest go wystarczająco, aby w perspektywie kilku dekad utrzymać w miarę stabilny poziom wydobycia. Poza tym po uruchomieniu gazociągu *Baltic Pipe* wydobywany przez PGNiG na Norweskim Szelfie Kontynentalnym gaz, który do tej pory trafiał na rynek Europy Zachodniej, zasili polską sieć, dzięki czemu, przy rosnącym zapotrzebowaniu, udział własnego wydobycia pokryje nawet 25% rocznego zużycia w kraju.

Bartosz Pijawski, starszy specjalista ds. public relations, Biuro Public Relations PGNiG

Projekt *Smart Field*

Jacek Dudek, Bartosz Pijawski

W drugim numerze „Przeglądu Gazowniczego” z 2021 roku informowaliśmy o rozpoczęciu prac w projekcie *Smart Field*, podając między innymi, że efektem wdrożenia tego projektu w latach 2021 i 2022 będzie wzrost krajowych zasobów wydobywalnych gazu o 7,3 mld metrów sześciennych.

Dzisiaj możemy potwierdzić, że wspierane sztuczną inteligencją symulacje różnych wariantów zagospodarowania złoża umożliwiają m.in. ograniczenie liczby odwiertów oraz infrastruktury przesyłowej, gdzie wybór odpowiedniej strategii zarządzania złożem węglowodorów zależy od wielu zmiennych, często od siebie współzależnych. To z kolei oznaczało, że stosując standardowe modele, rozwiązując jedną ze zmiennych, mogliśmy pogarszać inną. Zastosowanie narzędzi programu *Smart Field* przekłada się także na mniejszy ślad węglowy związany z działalnością poszukiwawczo-wydobywczą.

Opracowane w ubiegłym roku unikalne narzędzie do wielokryterialnej optymalizacji zarządzania złożem węglowodorów wykorzystuje zjawiska występujące naturalnie w przyrodzie, mianowicie sztuczną inteligencję opartą na algorytmach genetycznych, imitującą proces ewolucji. Zaprogramowane w języku programowania *Python* algorytmy z rodziny ewolucyjnych (m.in. NSGA-II, NSGA-III, UNSGA) pozwalają krok po kroku rozwijać się, dzięki czemu sztuczna inteligencja zdobywa wiedzę i stopniowo realizuje zadany problem optymalizacyjny. Kluczowym elementem w każdym realizowanym procesie jest odpowiednie zdefiniowanie minimalizowanych (maksymalizowanych) funkcji celu oraz zmiennych decyzyjnych, których ewolucja prowadzi do osiągnięcia rozwiązania docelowego.

Z uwagi na plany inwestycyjne i wewnętrzne zapotrzebowanie pierwsza wersja narzędzia do wielokryterialnej optymalizacji została wykonana w celu zaprojektowania kolejnego etapu zagospodarowania złoża związanego z intensyfikacją wydobycia ropy naftowej i gazu ziemnego. Gotowe narzędzie zostało sprzężone z wykorzystywanym na co dzień w PGNiG oprogramowaniem, tzn. najnowszym symulatorem złożowym *Intersect* firmy Schlumberger, umożliwiającym prognozowanie parametrów produkcyjnych złóż węglowodorów. Schemat działania narzędzia podzielony jest na etapy. W pierwszym specjaliści PGNiG wykonują strategię eksploatacji, definiując funkcje celu oraz zmienne decyzyjne. Następnie narzędzie programuje się do zadanych założeń technicznych i zakładanych celów, po czym cały proces zostaje zainicjalizowany. W czasie pracy narzędzia specjaliści analizują uzyskiwane wyniki. W przypadku poprawności działania łatwo można dostrzec stopniową poprawę uzyskanych wyników. Charakterystyczne dla optymalizacji wielokryterialnej (optymalizacja wielu funkcji celu naraz) jest tworzenie przez wyniki tzw. frontu *Pareto* takiego zbioru wartości funkcji, przy której nie można zwiększyć wartości żadnej z nich bez zmniejszenia wartości innej.

Pierwszym realnym zadaniem projektu *Smart Field* było wdrożenie narzędzia w pełnej skali na rzeczywistym złożu

ropy naftowej i gazu ziemnego – w celu wsparcia realizowanego w PGNiG zadania inwestycyjnego – projektu intensyfikacji wydobycia węglowodorów z wykorzystaniem nawadniania złoża. Jako funkcje celu poddane optymalizacji wybrano minimalizację całkowitej objętości zatłoczonej wody, minimalizację objętości wyprodukowanej wody i maksymalizację objętości wyprodukowanej ropy. Zmiennymi decyzyjnymi były objętości wody możliwe do zatłoczenia odwiertami. Wykonana w ten sposób strategia intensyfikacji wydobycia ze złoża Barnówko–Mostno–Buszewo, dzięki wykorzystaniu elementów sztucznej inteligencji, pozwoli zwiększyć wydobycie o kilka miliardów metrów sześciennych gazu i kilka milionów metrów sześciennych ropy naftowej w okresie dwudziestu lat pracy złoża.

Ważnym aspektem wykonanych podczas budowy narzędzia prac jest kwestia przyspieszenia wykonywanych obliczeń. W ramach współpracy specjalistów PGNiG z Operatorem Chmury Krajowej testowane były różne konfiguracje obliczeń, realizowanych na lokalnych stacjach obliczeniowych, klastrach obliczeniowych opartych na GPU, klastrach obliczeniowych opartych na serwerach GPU oraz na technologii chmury obliczeniowej. W ramach testów z początkowych kilkudziesięciu minut czas jednej symulacji został zmniejszony do dziewięciu minut. Jest to niezwykle ważne, ponieważ proces optymalizacyjny wymaga setek wykonanych iteracji i każda zaoszczędzona minuta robi znaczną różnicę w sumarycznym czasie realizowanego procesu. Uzyskany wzrost efektywności symulacji umożliwia akcelerację działań w sektorze poszukiwań i wydobycia. Na przykład w 2019 roku przyrost objętości możliwego do wydobycia gazu ziemnego, wynikający z wykonanych modeli, wyniósł 1,85 mld m³, a w 2021 roku przyrost ten osiągnął już 5,56 mld m³. Mocną stroną narzędzia jest również jego uniwersalność. Po udanym wdrożeniu na obecnym złożu, przy nie-dużym wkładzie pracy, można jego funkcjonalności przenieść na inne aktywa PGNiG.

Jednym z pierwszych zakładów PGNiG objętych projektem *Smart Field* jest Kopalnia Gazu Ziemnego Kościan–Brońsko. Przeprowadzone analizy i symulacje pozwoliły wybrać optymalny wariant zagospodarowania złoża, w tym lokalizację dwóch nowych odwiertów – Brońsko-31H i Brońsko-32 położonych na terenie gminy Śmigiel. Dzięki nim wydobycie gazu ze złoża Brońsko (pow. kościański, woj. wielkopolskie) zwiększy się o 13 proc., czyli o 120 mln m³ rocznie.

Jacek Dudek, starszy inżynier złożowy, Dział Inżynierii Złożowej, Oddział Geologii i Eksploatacji PGNiG SA
Bartosz Pijawski, Biuro Public Relations PGNiG SA

AKCJA ŚWIADOMY KLIENT, czyli jak nie dać się oszukać

Często słyszymy w mediach o coraz to nowych nieuczciwych praktykach i sposobach oszustw. Naciągacze mogą do nas docierać już nie tylko bezpośrednio – odwiedzając nas w naszych domach, ale także działając poprzez pośrednie formy kontaktu, tj. SMS-y, e-maile, telefony czy media społecznościowe. Niestety, incydenty zagrażające naszemu bezpieczeństwu zdarzają się coraz częściej.

W 2018 roku ogólna liczba zgłoszeń tylko do Punktu Informacyjnego Odbiorców Energii i Paliw Gazowych wyniosła około pięciu tysięcy, w tym spraw dotyczących nieuczciwych praktyk rynkowych było prawie sześćset – co stanowi 12 proc. wszystkich zgłoszeń. Procentowy udział spraw zgłaszanych w związku z nieuczciwymi praktykami sprzedawców utrzymuje się na zbliżonym poziomie również w kolejnych latach. Warto podkreślić, że dane te dotyczą tylko i wyłącznie zarejestrowanych zgłoszeń. A jak wiemy, nie odzwierciedlają one liczby rzeczywiście zaistniałych sytuacji, ponieważ wielu poszkodowanych nie wie, gdzie należy dokonać zgłoszenia tego typu incydentów i w konsekwencji po prostu tego nie robi.



Aby przeciwdziałać nieuczciwym praktykom i wprowadzaniu w błąd odbiorców paliw i energii w gospodarstwach domowych podczas sprzedaży bezpośredniej w tzw. formule *door-to-door*, wprowadzono zmiany w ustawie „Prawo energetyczne”. Na ich mocy, już od 3 lipca 2021 roku umowy na gaz ziemny lub prąd zawierane poza miejscem sprzedaży, np. w domach klientów, uznaje się za nieważne. Wprowadzanie zakazu zawierania umów sprzedaży paliw gazowych i energii elektrycznej poza lokalem przedsiębiorstwa nie ogranicza przy tym możliwości zawarcia takiej umowy na odległość (np. telefonicznie) czy w punkcie sprzedawcy, np. w galerii handlowej.

Nie najlepiej wyglądają także statystyki dotyczące incydentów bezpieczeństwa w sieci. Według danych CERT Polska, tylko w 2020 roku w Polsce odnotowano 7642 ataki phishingo-

we. To prawie o 117 proc. więcej niż w 2019 roku, kiedy wykryto ponad 3,5 tys. takich incydentów. Tak dynamiczny wzrost jest oczywiście związany z coraz większą popularnością rozwiązań online w sektorze usługowo-obslugowym – co jest efektem pandemii COVID-19. Coraz więcej z nas sprawnie porusza się w internecie, niestety, często przy tym zapominamy o zasadach bezpieczeństwa.



- Rzeczywistość pokazuje, że cyfrowi przestępcy wykazują się coraz większą pomysłowością, dlatego wiedza o tym, jak rozpoznać sytuacje, w których ktoś w internecie podszywa się na przykład pod naszego sprzedawcę energii jest kluczowa. W ramach naszej akcji chcemy zmotywować Klientów do refleksji i zadania sobie pozornie prostych pytań, które mogą ich uchronić przed takimi niebezpieczeństwami jak wyludzenie danych, utrata oszczędności czy zawarcie niekorzystnych umów. To szczególnie istotne w dobie rosnącej popularności rozwiązań cyfrowych.

Henryk Mucha,
Prezes PGNiG Obrót Detaliczny

OGÓLNOPOLSKA KAMPANIA SPOŁECZNA

PGNiG Obrót Detaliczny w odpowiedzi na intensyfikację zjawiska nieuczciwych praktyk sprzedaży, zarówno tych w świecie realnym, jak i wirtualnym, na początku września wystartował z ogólnopolską kampanią społeczną Akcja Świadomy Klient. Jej celem jest ostrzeżenie klientów PGNiG przed nieuczciwymi sprzedawcami firm konkurencyjnych, często podszywającymi się pod pracowników PGNiG, oraz przed zagrożeniami w internecie, a także poinformowanie o zmianach prawnych, na mocy których umowy na gaz i prąd podpisywane od 3 lipca 2021 roku w domu są nieważne. Więcej o Akcji Świadomy Klient na www.pgnig.pl/akcja-swiadomy-klient.



DUŻE ZAINTERESOWANIE OCHRONĄ TARYFOWĄ



Do 15 marca 2022 r. już ponad 50 tys. podmiotów złożyło do PGNiG Obrót Detaliczny specjalne oświadczenia, które pozwolą im skorzystać z niższych cen gazu ziemnego. Jest to możliwe dzięki zapisom ustawy o szczególnych rozwiązaniach służących ochronie odbiorców paliw gazowych. Dzięki niej z **niższych cen gazu ziemnego**

będą mogli korzystać nie tylko spółdzielnie i wspólnoty mieszkaniowe, ale także szpitale, domy dziecka, szkoły, przedszkola, żłobki oraz szereg innych społecznie wrażliwych odbiorców.



Henryk Mucha
Prezes Zarządu PGNiG Obrót Detaliczny

► *Cieszy nas tak duże zainteresowanie tych, spośród naszych Klientów, którzy kwalifikują się do objęcia ich niższymi cenami za gaz. Choć większość z nich właśnie do 15 marca br. złożyła już stosowne oświadczenia, to wcale nie koniec całego procesu. Tylko drogą elektroniczną wpłynęło do nas 50 tys. oświadczeń. Trwa jeszcze zliczanie oświadczeń, które trafiły do nas za pośrednictwem poczty. A warto przypomnieć, że data 15 marca była terminem granicznym, by objęcie niższymi cenami gazu odbyło się z datą wsteczną, czyli od 1 stycznia 2022 r. Nadal jednak można składać oświadczenia, z tą różnicą, że ochrona taryfowa nastąpi dopiero od dnia następującego po złożeniu oświadczenia.*

Do czego serdecznie zachęcam wszystkich naszych Klientów kwalifikujących się według zapisów tej ważnej Ustawy.



**Ochrona taryfowa to
niższe ceny gazu dla m.in.:**

- ✓ Spółdzielni i wspólnot mieszkaniowych
- ✓ Szkół, przedszkoli i żłobków
- ✓ Domów Pomocy Społecznej
- ✓ Domów Dziecka
- ✓ Szpitali
- ✓ Instytucji kultury
- ✓ Organizacji pozarządowych
- ✓ Ochotniczych Straży Pożarnych

i wielu innych podmiotów przewidzianych w ustawie

Dekarbonizacja sieci gazowej

Zmiana sposobu planowania rozwoju sieci gazowej

Wojciech Grządzielski

Sieć gazowa, przesyłowa i dystrybucyjna jeszcze bardziej niż obecnie będzie odgrywać szczególną rolę w gospodarce energetycznej i środowiskowej. Dotychczas utożsamiana była z zaspokajaniem zapotrzebowania na gaz ziemny na lokalnym rynku gazu. Obecnie względem sieci gazowej – w głównej mierze dystrybucyjnej – na pierwsze miejsce wysuwają się oczekiwania, tj. zwiększenie dyspozycyjności i elastyczności pracy sieci, pełna możliwość odbioru odnawialnych paliw gazowych wprowadzanych do sieci z rozproszonych, licznych instalacji wytwórczych oraz integracji sektorów. Dlaczego w głównej mierze dotyczy to sieci dystrybucyjnej?

Przylączenia zarówno instalacji odnawialnych źródeł energii (OZE), jak i instalacji wytwarzania odnawialnych paliw gazowych realizowane są w większej skali do sieci dystrybucyjnych. Wobec tego ten segment rynku energii i gazu staje się kluczowy dla dekarbonizacji rynku. Analizując dane opisujące rozwój rynku biometanu w Europie, znaleźć można przykłady potwierdzające ten trend. **Lokalizacja instalacji w stosunku do dostępności sieci gazowej, a także poziom wydajności instalacji wytwórczych to główne czynniki determinujące ścieżkę „zazielenienia” sieci dystrybucyjnych.** W 2020 roku w Europie działało 729 instalacji biometanu [1]. Przylączonych do sieci dystrybucyjnej było niemal dwa razy więcej instalacji wytwórczych niż do sieci przesyłowej. Biorąc pod uwagę wydajność produkcyjną, 59 proc. z nich stanowią instalacje do 400 m³/h. Natomiast z punktu widzenia substratu dla instalacji wytwórczych odnawialnego paliwa gazowego największy udział stanowią instalacje bazujące na uprawach energetycznych (33 proc.), pozostałościach rolnych i roślinnych (29 proc.), osady i odpady ściekowe (13 proc.), odpady biologiczne i komunalne (13 proc.), odpady przemysłu spożywczego i napojów (7 proc.), wysypiska (2 proc.). Z raportu [2] odczytać można dynamiczny rozwój sektora biometanu. W 2021 roku zidentyfikowano 1023 instalacje biometanu – to 40-procentowy wzrost w stosunku do liczby instalacji z 2020 roku.

Funkcjonowanie rynków, w tym również rynku gazu, charakteryzuje równowaga strony podaży i popytu. **Skuteczną transformację energetyczną rynku gazu, w tym jego dekarbonizację, determinuje konieczność zmiany sposobu planowania rozwoju sieci gazowej.** Po stronie podaży rynku gazu jest to na przykład **infrastruktura gazowa wraz z jej dostępnością i przepustowością w punktach wejścia i wyjścia.** Punkty wejścia stanowią stacje gazowe sieci współpracujących i źródeł gazu, wprowadzające paliwo gazowe do sieci gazowej. **Na profil produkcji biometanu nie wpływa sezonowa zmiana temperatur zewnętrznych, w przeciwieństwie do profilu odbioru paliwa gazowego**

w punktach wyjścia z sieci gazowej. Ten czynnik wpływa na zróżnicowanie możliwości wprowadzenia do sieci gazowej pełnych ilości wytwarzanego w instalacjach odnawialnego paliwa gazowego i tym samym jej „zazielenienie”. Maksymalizacja odbioru „zielonego” paliwa gazowego osiągnięta jest poprzez **rozbudowę sieci gazowych łączących strefy dystrybucyjne**, aby – z jednej strony – zwiększyć pojemność magazynową systemu oraz umożliwić dostawy paliwa gazowego w różnych kierunkach, do obszarów i odbiorców generujących zapotrzebowanie na gaz. Ponadto, rozbudowa sieci gazowej w duchu łączenia stref dystrybucyjnych pozwala na **zwiększenie stopnia dostępu do sieci oraz bezpieczeństwa dostarczania paliw gazowych.** Drugim czynnikiem zwiększającym możliwości odbioru „zielonego” strumienia paliwa gazowego, z jednoczesnym dochowaniem parametrów jakościowych i realizacji zawartych umów dystrybucji, **jest zarządzanie przepływami gazu w sieci, w tym automatyzacja parametrów przepływu (ciśnienie, ciepło spalania).** Trzecim czynnikiem jest **skierowanie nadmiaru ilości „zielonego” paliwa gazowego względem możliwości jego odbioru do dystrybucyjnej sieci gazowej wysokiego ciśnienia lub sieci przesyłowej.** Działanie to w znaczący sposób zwiększa możliwości wprowadzania odnawialnych i niskoemisyjnych paliw gazowych do sieci gazowej, jednakże nie należy zapominać o wysokich kosztach eksploatacji dla tego sposobu funkcjonowania sieci gazowej (koszty energii elektrycznej sprężania paliwa gazowego).

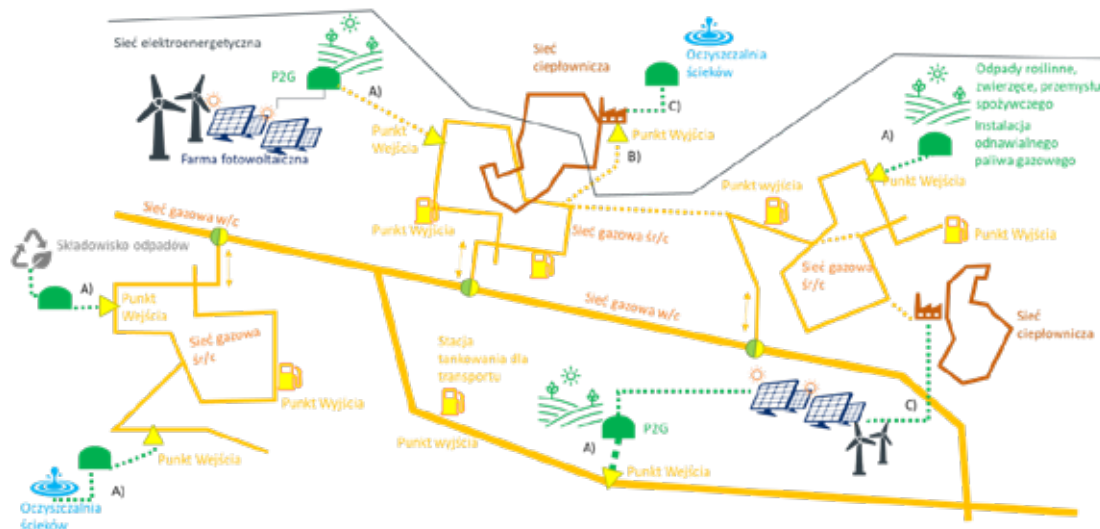
Rekordzistą w zakresie stopnia „zazielenienia” sieci gazowej w Europie jest duńska sieć dystrybucyjna zarządzana przez spółkę Evida. Rozpatrując zużycie gazu w ujęciu rocznym, ilość wprowadzonego biometanu do sieci gazowej wynosiła 24,5 proc. dla 2021 roku. Dla 2020 roku było to 21,2 proc., a dla 2019 roku około 11 proc. [5]. Natomiast w ujęciu sezonowym dla okresu letniego (lipiec 2021 roku) poziom „zazielenienia” osiągnął 47 proc. Maksymalizacja odbioru biometanu z instalacji wytwórczych realizowana jest według opisanych

powyżej sposobów. Jednocześnie obrany kierunek obniżania poziomu wolumenu dystrybucji, wraz ze stabilnym wsparciem regulacyjnym i finansowym, od 2012 roku stworzyły warunki dla skutecznego „zazielenienia” duńskiej sieci gazowej.

Transformacja sieci gazowej w kierunku jej zazielenienia implikuje, żeby sektor gazowy – zwłaszcza OSD – **odmienienie od dzisiejszego podejścia analizował bieżące funkcjonowanie i dalszy rozwój sieci gazowej, uwzględniając możliwość zwiększenia udziału OZE oraz działania w zakresie efektywności energetycznej i gospodarki o układzie zamkniętym.** Dekarbonizacja sieci gazowej wymaga podjęcia działań z zakresu integracji sektorów. Osiągnięcie zakładanych celów z zakresu wprowadzenia nowych rodzajów paliw gazowych i poprawy efektywności energetycznej stawia **wymóg łącznego analizowania korzyści wynikających ze współpracy systemów energetycznych czy sektorów** zamiast osobnego ich rozpatrywania. Na przykład instalacje OZE w sieci elektroenergetycznej czy instalacje odnawialnych paliw

Innymi słowy, **dekarbonizacja sieci gazowej wymaga zmiany sposobu planowania rozwoju sieci gazowej.** W artykule [6] przedstawiono obszary, w których głębsza analiza techniczna, ekonomiczna i formalnoprawna jest konieczna i może dać szansę na skuteczne wdrożenie transformacji energetycznej w sektorze gazowym. **Określenie nowych celów strategicznych i kierunków planowania, wraz ze sprecyzowaniem metody i narzędzi oceny dla zadań inwestycyjnych, staje się kluczowym działaniem.** Wymaga to przede wszystkim zdefiniowania zasad, założeń i parametrów oceny zadań inwestycyjnych. Kluczowe jest tutaj **zwartościowanie finansowe parametrów, zwłaszcza tych, które dotychczas bezpośrednio i finansowo nie dotyczyły działalności OSD.** Na przykład czynniki społeczne czy środowiskowe powinny mieć odzwierciedlenie w rachunku ekonomicznym OSD dla uzasadnienia biznesowego budowy/przebudowy sieci gazowej w ramach transformacji energetycznej. Tym samym czynniki te będą

Koncepcja łączenia sektorów: A) przyłączanie do sieci gazowej instalacji wytwórczych odnawialnego i niskoemisyjnego paliwa gazowego, B) przyłączanie do sieci gazowej efektywnych sieci ciepła i chłodu, C) przyłączanie do efektywnych sieci ciepła i chłodu instalacji OZE



gazowych w sieci gazowej to punkty wejścia do systemu. Od strony podaży rynku gazu stanowią one siłą napędową dla „zazieleniania” sieci. Natomiast od strony popytu siłą napędową jest tutaj potencjał zapotrzebowania na „zielone” paliwo gazowe u odbiorców końcowych w budownictwie lub transporcie czy w obiektach skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej, ciepła i chłodu, preferujących taki rodzaj paliwa bądź regulacyjnie do tego zmuszanych. W tym ostatnim segmencie gospodarki energetycznej przyłączanie instalacji OZE i ciepła odpadowego to również kolejne ogniwo dla koncepcji integracji sektorów. Podobnie w sektorze gazowym, poprzez odbiór „zielonego” paliwa gazowego – z biogazowni czy instalacji *Power to Gas* – następuje synergia rolnictwa, przemysłu i budownictwa. **Aby móc osiągnąć korzyści występujące w tych sektorach i gałęziach gospodarki, konieczne jest ujęcie zrównoważonego planowania energetycznego, które bazuje właśnie na koncepcji łączenia sektorów** (patrz zamieszczony powyżej rysunek).

istotnym elementem analizy kosztów i korzyści (AKK) dla opracowania i wdrożenia metody oraz narzędzia oceny zadań inwestycyjnych. Czytając zalecenia Komisji Europejskiej w sprawie zasady „**efektywność energetyczna przede wszystkim**” [3], odnaleźć można wskazania dotyczące wdrożenia AKK przy podejmowaniu decyzji w sektorach energetycznych. W kontekście działalności OSD można ją rozumieć jako inwestycje wpisujące się w bardziej wydajne przekształcenie, przesyłanie i dystrybucję energii, z jednoczesnym osiągnięciem celów dla podjętych decyzji. Zasada ma na celu ocenę rozwiązań w ramach AKK oraz ocenę skutków wdrożenia tych inwestycji. To wymaga określenia metod AKK właściwych dla danego sektora. Na przykład dla OSD w sektorze dystrybucji paliw gazowych AKK szerzej oceni i uwzględni korzyści płynące w zakresie efektywności energetycznej z perspektywy społecznej. **Transformacja energetyczna, w tym dekarbonizacja sieci gazowych, implikuje również wejście w tematykę „aktywów osieroconych”.**

W tym zakresie znajduje uzasadnienie metoda AKK. Kluczowe jest, aby Urząd Regulacji Energetyki jak najpędzej sprecyzował metodę i zasady dla AKK, aby OSD mogły określić i wdrożyć je w ramach swojej działalności. Więcej o „aktywach osieroconych” można przeczytać w dokumencie [4].

Reasumując, kierunek dekarbonizacji sieci gazowej wymaga zmiany sposobu planowania rozwoju sieci gazowej, tak aby w sposób efektywny kosztowo mógł spełnić oczekiwania uczestników rynku gazu. Takie podejście, wraz ze stabilnym wsparciem regulacyjnym i finansowym, stwarza szansę dla wdrożenia transformacji energetycznej i odnalezienia się OSD w przyszłym kształcie funkcjonowania rynku gazu.

Dr inż. Wojciech Grządzielski, ekspert ds. wsparcia rozwoju infrastruktury, Biuro Rozwoju Infrastruktury, Departament Rozwoju, Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o.,

Bibliografia

- [1] <https://www.europeanbiogas.eu/eba-gje-biomethane-map/>
- [2] https://www.gie.eu/wpcontent/uploads/filr/5809/Press_Release_Biomethane_Map_2021.pdf
- [3] <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:32021H1749>
- [4] <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/cbe00257-ab09-c1b2-91bf-b6081032f322>
- [5] <https://evida.dk/nyheder/rekord-biogas/>
- [6] W. Grządzielski, P. Filanowski, Europejski Zielony Ład, czyli nowe podejście do dystrybucji paliw gazowych, „Przegląd Gazowniczy”, marzec 2021, s. 24–28.

Kampania informacyjna PSG przyniosła skutek

Grzegorz Cendrowski

Już od kilku lat Polska Spółka Gazownictwa (PSG) – Narodowy Operator Systemu Dystrybucyjnego Gazu w Polsce przestrzega przed oszustami, którzy – podszywając się pod pracowników gazowni – wyłudniają pieniądze. Ostatni raz informowaliśmy o tym na początku grudnia ubiegłego roku. Szeroka akcja informacyjna przyniosła pierwsze rezultaty. Policja zatrzymała wyłudzacza grasującego po warszawskich osiedlach.

Pod koniec 2021 roku do Polskiej Spółki Gazownictwa zaczęły dochodzić informacje, że fałszywi gazownicy wzięli sobie za cel również mieszkańców Warszawy. Spółka w komunikacie poprosiła Polaków o większą czujność i przypomniała, że jej pracownicy nie mają prawa pobierać żadnych opłat bezpośrednio od klientów.

PSG zachęcała również, aby wszystkie podejrzone wizyty weryfikować w najbliższej jednostce gazowniczej lub pod ogólnopolskim numerem *Contact Center* +48 22 444 33 33.

Kampania informacyjna przyniosła skutek i dzięki czujności mieszkanki warszawskiego Mokotowa został zatrzymany mężczyzna podający się za pracownika gazowni. Oszust pod pretekstem dokonania badania szczelności przewodów gazowych wchodził do mieszkań, a następnie w pobliżu piecyka gazowego umieszczał urządzenie, które wydawało dźwięki i w którym świeciła się kontrolka na czerwono. Później wmaśniał pokrzywdzonym, że czujnik zareagował na wyciek gazu. Następnie zakręcał dopływ gazu, informując, że musi to zrobić ze względów bezpieczeństwa, a za kilka dni przyjadą fachowcy z gazowni w celu usunięcia usterki. Dodawał, że do tego czasu nie będzie w mieszkaniu ciepłej wody. Kiedy właściciele mieszkania wyrażali dezaprobatę, pytając o inne rozwiązanie, wówczas mężczyzna mówił, że rozszczelnienie instalacji jest niewielkie i można je kontrolować za pomocą czujnika, który ma przy sobie. Jeśli osoba, z którą rozmawiał, zdecydowała się na jego kupno, wtedy on zostawiał odkręco-

ny gaz i w mieszkaniu była ciepła woda. Koszt czujnika wynosił 599 zł.

31-latką, będącą jedną z oszukiwanych kobiet, nie była przekonana co do uczciwości pana podającego się za pracownika gazowni. Wyprosiła go z mieszkania pod pretekstem wybrania pieniędzy z bankomatu. W tym czasie wykonała połączenie do jednej z warszawskich gazowni, w której rzekomo miał być zatrudniony kontroler. Szybko uzyskała informację, że nikt taki nie jest zatrudniony w Polskiej Spółce Gazownictwa. Wobec powyższego, mając uzasadnione podejrzenie, że to oszust, wezwała mokatowskich policjantów i wspólnie z nimi zapukała do drzwi sąsiadki, do której zawędrował 43-latek, fałszywy pracownik gazowni z tą samą wymyśloną historią i piszczącym czujnikiem.

Na widok mundurowych mężczyzna pośpiesznie zaczął pakować swoje przedmioty. W rozmowie z policjantami przyznał się, że nie jest pracownikiem gazowni. 64-latek kobieta, stojąca z fakturą w ręku wystawioną przez oszusta, powiedziała, że właśnie wręczyła mu 250 zł i wspólnie z nim była u sąsiadki, która miała jej pożyczyć jeszcze 350 zł, ponieważ rzekomy gazownik zażądał 600 zł za czujnik.

Polska Spółka Gazownictwa jeszcze raz zaleca wzmocną ostrożność i przypomina, że jej pracownicy, a także firmy zewnętrzne działające na zlecenie PSG, nie mają prawa pobierać żadnych opłat bezpośrednio od klientów.

Dostawy gazu **nie są zagrożone**

Łukasz Zagulski

Wnawiązaniu do pojawiających się w przestrzeni publicznej sprzecznych doniesień dotyczących planu wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego, informujemy, że Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o., przekazując komunikat dotyczący zakwalifikowania do planu ograniczeń, wykonuje obowiązek informacyjny wynikający z rozporządzenia Rady Ministrów z 17 lutego 2021 roku w sprawie sposobu i trybu wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego (Dz.U. z 2021 roku, poz. 549).

Powyższa informacja ma charakter prewencyjny i nie jest równoznaczna z wprowadzeniem ograniczeń w poborze gazu ziemnego. Informuje ona jedynie o odpowiedniej kwalifikacji odbiorców, którzy – na wypadek wystąpienia sytuacji kryzysowej – mogą podlegać ewentualnym ograniczeniom w poszczególnych stopniach zasilania.

Przesyłanie pism z informacją o zatwierdzeniu planu ograniczeń jest czynnością rutynową, wykonywaną przez operatorów systemów dystrybucyjnych gazu, corocznie po zatwierdzeniu

planu ograniczeń przez Urząd Regulacji Energetyki i nie wynika z bieżącej sytuacji na rynku gazu.

W 2021 roku nastąpiła istotna zmiana przepisów, wprowadzająca kolejne stopnie zasilania (11. i 12.), czego efektem jest konieczność ujęcia w planie ograniczeń większej liczby odbiorców. Celem tych działań jest zapewnienie dostaw gazu dla odbiorców chronionych, szczególnie gospodarstw domowych.

Szczegółowe informacje na temat planu wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego i podstawy prawnej tego działania znajdują się na stronie <https://www.psgaz.pl/plan-ograniczen>.

Ewentualną decyzję o wprowadzeniu ograniczeń podejmuje Rada Ministrów na wniosek ministra właściwego do spraw energii. Dopiero w przypadku podjęcia takiej decyzji GAZ-SYSTEM, jako Operator Gazociągów Przesyłowych, opublikuje na swojej stronie internetowej <https://www.gaz-system.pl/> komunikat, w którym poda, jaki stopień zasilania obowiązuje. Komunikat ten będzie również podawany na antenie Programu I Polskiego Radia.

Dwa lata **portalu przyłączeniowego**

Grzegorz Cendrowski

Polska Spółka Gazownictwa uruchomiła Portal Przyłączeniowy 19 marca 2020 roku w godzinach wieczornych i już następnego dnia rano wpłynęły pierwsze wnioski o wydanie warunków przyłączenia do sieci gazowej. Do dziś wpłynęło ich już ponad 150 tysięcy. Oznacza to, że średnio co piąty wniosek jest składany za pośrednictwem portalu.

Portal przyłączeniowy to system, który w przyjazny i atrakcyjny sposób i, co najważniejsze, bez wychodzenia z domu pozwala m.in. na złożenie wniosku czy podpisanie umowy o przyłączenie do sieci gazowej. Aplikacja dostępna jest na komputerach, tabletach i smartfonach, a klienci mogą z niej korzystać 24 godziny na dobę, 7 dni w tygodniu. W dwa lata indywidualne konto na portalu przyłączeniowym założyło już około 140 tys. użytkowników.

– *Z satysfakcją obserwujemy, jak coraz większa liczba klientów w celu przyłączenia do sieci gazowej wybiera złożenie wniosku przez portal przyłączeniowy. Przez pierwszy rok z tego narzędzia skorzystało około 73 tysięcy klientów, w drugim już ponad 75 tysięcy. Aspiracją Polskiej Spółki Gazownictwa jest bycie innowacyjnym przedsiębiorstwem, dlatego portal przyłączeniowy będzie rozwijany i dostosowywany do oczekiwań naszych klientów także w kolejnych latach* – powiedział Robert Więckowski, prezes Polskiej Spółki Gazownictwa.

Innowacyjność portalu została doceniona podczas zeszłorocznych targów EXPO-GAS w Kielcach. Jury przyznało mu najwyższą nagrodę za produkt w kategorii „Usługi”.

Narodowy Operator Systemu Dystrybucyjnego Gazu w Polsce zachęca do korzystania z portalu, ponieważ jest to wygodna i oszczędność czasu. Osoby składające dokumenty w formie elektronicznej mogą to uczynić w dogodnym dla siebie czasie, bez konieczności udawania się do miejsca obsługi klienta.

Funkcjonalności portalu przyłączeniowego

Już teraz za pośrednictwem portalu przyłączeniowego możliwe jest:

- złożenie wniosku o określenie warunków lub możliwości przyłączenia do sieci gazowej,
- złożenie wniosku o zawarcie umowy o przyłączenie,
- uzyskanie dostępu do informacji online o postępie w swojej sprawie,
- włączenie darmowego powiadomienia za pomocą SMS-a oraz wiadomości e-mail zawierających informację o kolejnych działaniach,
- uzyskanie dostępu do dokumentów powstających w trakcie procesu przyłączeniowego: warunków, umów, faktur itp.
- pobranie dokumentów powstałych w trakcie procesu przyłączenia,
- uzyskanie szybkiej informacji zwrotnej o zakończeniu realizacji inwestycji,
- dokonanie zmian danych kontaktowych.

Publikacja informacji wewnętrznej zgodnie z **Rozporządzeniem REMIT**

Paweł Wiszniewski

Czym jest Rozporządzenie REMIT?

W październiku 2011 r. Parlament Europejski i Rada Unii Europejskiej przyjęły Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 1227/2011 w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii – tzw. Rozporządzenie REMIT. Rozporządzenie zostało wprowadzone w celu przeciwdziałania nadużyciom i manipulacjom na hurtowym rynku energii, zarówno energii elektrycznej jak i gazu ziemnego.

Wraz z powiązаныmi z nim innymi przepisami prawa unijnego, m.in.:

- Rozporządzeniem wykonawczym Komisji (UE) nr 1348/2014, tzw. Rozporządzenie Wykonawcze REMIT;
- Rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/942 z dnia 5 czerwca 2019 r. ustanawiającym Agencję Unii Europejskiej ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki

zapewnia wszystkim uczestnikom hurtowego rynku energii sprawiedliwy i przejrzysty dostęp do informacji mogących mieć wpływ na ceny energii i gazu.

Informacja wewnętrzna według Rozporządzenia REMIT

Jednym ze wskazanych w Rozporządzeniu REMIT nadużyć na hurtowym rynku energii jest wykorzystanie tzw. informacji wewnętrznej:

„Należy wyraźnie zakazać wykorzystywania informacji wewnętrznych lub usiłowania wykorzystania takich informacji w celu prowadzenia obrotu na swój własny rachunek lub na rachunek strony trzeciej.”

Czym zatem jest informacja wewnętrzna według Rozporządzenia REMIT? Art. 2 ust. 1 Rozporządzenia mówi: „informacja wewnętrzna” oznacza informację o szczegółowym charakterze, która nie została podana do publicznej wiadomości, która dotyczy – bezpośrednio lub pośrednio – jednego lub większej liczby produktów energetycznych sprzedawanych w obrocie hurtowym i która, jeżeli zostałaby podana do wiadomości publicznej, mogłaby znacząco wpłynąć na ceny tych produktów energetycznych sprzedawanych w obrocie hurtowym.

Są więc 4 warunki, które musi spełnić informacja, aby uznano ją za informację wewnętrzną:

1. Jest to informacja o **szczegółowym** charakterze;
2. **nie została** dotychczas **podana do wiadomości publicznej**;
3. **dotyczy** – bezpośrednio lub pośrednio – jednego lub większej liczby **produktów energetycznych sprzedawanych w obrocie hurtowym**;

4. jeżeli zostałaby podana do wiadomości publicznej, **mogłaby znacząco wpłynąć na ceny tych produktów** sprzedawanych w obrocie hurtowym.

Agencja ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (ACER) działając zgodnie z Rozporządzeniem REMIT określiła szczegółowe wytyczne i zasady dotyczące udostępniania tego typu informacji. Ocenę, czy dana informacja jest informacją wewnętrzną podlegającą publikacji zgodnie z Rozporządzeniem REMIT i wytycznymi ACER podejmuje uczestnik rynku będący w posiadaniu takiej informacji. Rozwiązanie takie pozostawia uczestnikom rynku pewną dozę subiektywności w ocenie spełnienia kryteriów informacji wewnętrznej. Należy jednak pamiętać, że pozostawienie oceny czy informacja spełnia kryteria informacji wewnętrznej uczestnikowi rynku, nie zwalnia go z odpowiedzialności za naruszenia zapisów Rozporządzenia REMIT.

Konsekwencje nieprzestrzegania obowiązków Rozporządzenia REMIT, w tym m.in. ujawniania informacji wewnętrznej do wiadomości publicznej, powinny zostać odzwierciedlone w ustawodawstwie krajowym danego państwa członkowskiego. W Polsce zapisy takie znalazły się w ustawie Prawo energetyczne, której nowelizacja z 2015 r. nadała Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki nowe uprawnienia kontrolne w zakresie przestrzegania przez uczestników rynku obowiązków wynikających z Rozporządzenia. Prezes URE może nakładać sankcje m.in. za naruszenie regulacji REMIT, w tym m.in. za niepodanie lub opóźnienie podania do wiadomości publicznej informacji wewnętrznej. Karze pieniężnej podlega ten, kto „wbrew obowiązkowi, o którym mowa w art. 4 Rozporządzenia 1227/2011, nie podaje informacji wewnętrznej do publicznej wiadomości;” (art. 56 ust. 1 pkt 39). Wysokość takiej kary, nałożonej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, może wynieść od 10 tys. do 1 mln zł (art. 56 ust. 2g pkt 2).

Wytyczne Agencji dotyczące publikacji informacji wewnętrznej

Na szczeblu unijnym instytucją odpowiedzialną za monitorowanie hurtowego rynku energii, w tym publikowanie wytycznych dotyczących między innymi informacji wewnętrznej, jest wspomniana wcześniej Agencja ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki. Wytyczne te Agencja zawarła w szeregu publikacji, m.in.:

- Guidance on REMIT,
- Manual of Procedures on data reporting,
- REMIT Guidance on the implementation of web feeds for Inside Information Platforms,
- listy otwarte do uczestników rynku,

publikowanymi na stronie internetowej prowadzonej przez ACER: www.acer-remit.eu.

Zgodnie z tymi wytycznymi informacje wewnętrzne uczestników hurtowego rynku energii powinny być publikowane na dedykowanej platformie tzw. Inside Information Platform (ang.: IIP) w formie UMM (ang.: Urgent Market Message, pl: Komunikaty REMIT). Komunikaty mogą być publikowane w trzech tzw. schematach: energia elektryczna, gaz ziemny i inne. Każdy ze schematów został szczegółowo opisany w wytycznych Agencji. Ma to na celu między innymi ustandaryzowanie i zwiększenie przejrzystości publikowanych informacji wewnętrznych. Oficjalna lista platform IIP spełniających wymogi Agencji publikowana jest na stronie internetowej ACER. Przed wpisaniem na listę operator platformy musi opisać sposób wdrożenia wytycznych Agencji, w tym m.in. sposób zapewnienia rozwiązań zapasowych na wypadek czasowej niedostępności platformy oraz przejść pozytywnie testy sprawdzające przeprowadzane przez ACER.

W październiku 2020 roku Agencja opublikowała list otwarty „Open Letter on the impact of Covid-19 on certain compliance deadlines under REMIT”. W liście tym podkreślono, że do 1 stycznia 2021 r. każdy uczestnik hurtowego rynku energii musi wykazać się „pełną zgodnością” z wytycznymi dotyczącymi publikacji swoich UMM na jednej z IIP podanych przez ACER. Ze względu na epidemię Covid-19 Agencja do 31 grudnia 2021 roku wydłużyła termin, w którym uczestnicy rynku mogą korzystać ze swoich stron internetowych jako rozwiązanie zapasowe w przypadku niedostępności wybranej przez uczestnika rynku IIP. Termin ten został przez Agencję wydłużony do 31 grudnia 2022 r. w kolejnym liście do uczestników rynku. Agencja podkreśliła jednak, że od 1 stycznia 2021 r. rozpoczęła monitoring rynku pod kątem wywiązywania się z obowiązku publikacji informacji wewnętrznej poprzez IIP.

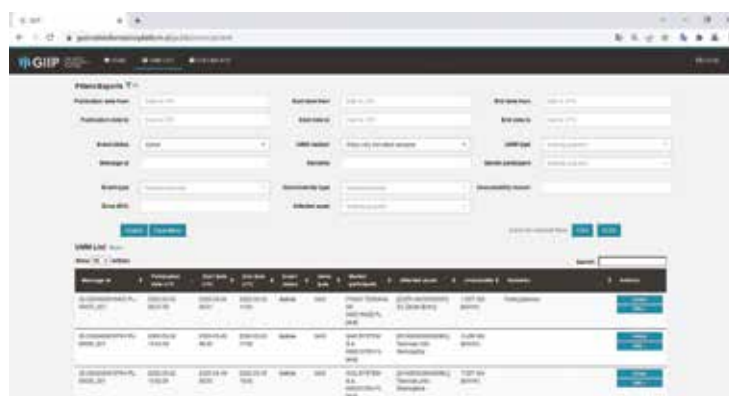
W zakresie monitoringu hurtowego rynku energii na szczeblu państw członkowskich ACER współdziała z krajowymi regulatorami. Pod wpływem ograniczeń w poborze energii elektrycznej już w 2015 r. polski Urząd Regulacji Energetyki opublikował Informację Prezesa URE nr 31/2015 w sprawie obowiązku niezwłocznego publikowania informacji istotnych dla funkcjonowania hurtowego rynku energii elektrycznej. Należy podkreślić, że Rozporządzenie REMIT, ustawa Prawo Energetyczne i wytyczne Agencji jednakowo regulują obowiązki publikacji informacji wewnętrznej na rynku energii elektrycznej i gazu ziemnego. W kolejnych latach Urząd wielokrotnie przypominał na swoich stronach uczestnikom hurtowego rynku energii „o obowiązku skutecznego i terminowego publikowania informacji wewnętrznych za pośrednictwem platform informacji wewnętrznych (IIP)”¹.

Gas Inside Information Platform (GIIP)

Gas Inside Information Platform (GIIP) jest pierwszą zarejestrowaną przez ACER na oficjalnej liście platform polską platformą do publikacji informacji wewnętrznych w rozumieniu Rozporządzenia REMIT. Platforma powstała

na bazie prowadzonej przez GAZ-SYSTEM S.A. strony internetowej, na której operator publikował swoje Komunikaty REMIT. Mając na uwadze spełnienie wymagań ACER, a także z uwagi na brak w Polsce jednego, ogólnodostępnego miejsca na publikację UMM dla gazu ziemnego oraz wychodząc naprzeciw oczekiwaniom uczestników rynku gazu ziemnego GAZ-SYSTEM uznał, że może wykorzystać swoje doświadczenia we wdrażaniu wymagań wynikających z Rozporządzenia REMIT oraz własne zasoby do stworzenia ogólnodostępnej platformy IIP dla schematu II. i III. (gaz ziemny i inne).

Platforma została uruchomiona w styczniu 2019 r. Przed jej opublikowaniem na oficjalnej liście platform IIP przeszła ona dwie fazy rejestracji: ocenę spełnienia wymogów



formalnych, a następnie weryfikację poprawności funkcjonowania mechanizmu web feed (automatycznego pobierania opublikowanych treści za pomocą narzędzia RSS lub ATOM), zgodnie z wymaganiami opisanymi w Manual of Procedures on data reporting.

Pod koniec 2021 r., w wyniku współpracy z Polskimi Sieciami Elektroenergetycznymi, GAZ-SYSTEM wdrożył na GIIP schemat I. publikacji Komunikatów REMIT – dotyczący energii elektrycznej. Rozbudowa funkcjonalności platformy o informacje wewnętrzne dla rynku energii elektrycznej miała na celu stworzenie wspólnego, ogólnodostępnego i łatwego w obsłudze miejsca do publikacji i śledzenia informacji wewnętrznych dla uczestników rynku energii elektrycznej i gazu ziemnego w Polsce.

Wdrażając usługę publikacji komunikatów dla energii elektrycznej GIIP został pierwszą w Polsce platformą IIP, która oferuje kompleksową usługę publikacji Komunikatów REMIT.

Platforma spełnia wszystkie wymogi Agencji odnośnie publikacji Komunikatów REMIT, a wdrożone przez operatora platformy procedury ograniczają do minimum niedostępność platformy podczas prac serwisowych.

Paweł Wiszniewski, wiodący specjalista, Biuro Informacji Rynkowej, GAZ-SYSTEM

¹ <https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogolne/aktualnosci/10049,Hurtowy-rynek-energii-obowiazek-publikacji-informacji-wewnetrznych-w-zakresie-RE.html>

Prośrodowiskowe, innowacyjne rozwiązanie technologiczne w KPMG Mogilno

Janusz Broźbar, Mariusz Ozimek

Redukcja emisji metanu jest jednym z priorytetów polityki klimatycznej Unii Europejskiej. Polska w ramach swoich zobowiązań planuje nie tylko ograniczenie emisji CO₂, ale także redukcję emisji metanu. Tym bardziej że metan znacznie silniej niż CO₂ wpływa na proces globalnego ocieplenia.

W ramach polskiej polityki klimatycznej podejmowane są różnorodne działania mające na celu jego redukcję do atmosfery. W ten kierunek wpisują się również działania prośrodowiskowe podejmowane w podziemnych magazynach gazu, zarządzanych przez Gas Storage Poland sp. z o.o. (GSP).

Kawernowy Podziemny Magazyn Gazu Mogilno (KPMG Mogilno) jest uniwersalnym magazynem realizującym dostawy szczytowe gazu w ramach zapotrzebowania systemu krajowego. Oznacza to, że w sytuacji wystąpienia braku gazu KPMG Mogilno jest w stanie zapewnić nieprzerwaną dostawę gazu w 2–3 godziny z wydatkiem do 750 000 m³/h, a gdy w systemie znajduje się nadwyżka gazu, jest w stanie w podobnym czasie zmienić tryb pracy na zatłaczanie gazu do komór magazynowych w ilości 235–300 tys. m³/h.

Natychmiastowa możliwość zmiany trybu pracy zakładu (zatłaczanie/odbiór) nawet kilka razy podczas jednej doby odróżnia KPMG od pozostałych krajowych magazynów złożowych, które pracują w kilkumiesięcznych cyklach zatłaczania lub odbioru gazu.

Taka technologia procesu wymaga wielokrotnego odgazowania urządzeń sprężających do atmosfery przez system VentStack. System ten zbudowany jest z rurociągów odprowadzających w sposób bezpieczny gaz zrzutowy z poszczególnych obiektów technologicznych magazynu w kierunku kolumny wydmuchowej. Kolumna wydmuchowa to komin o wysokości 85 m, odprowadzający gaz zrzutowy do atmosfery. Rurociągi systemu VentStack są umieszczone na kilkumetrowych estakadach.

Technologia i bezpieczeństwo wymagają, aby system VentStack w czasie, gdy nie dokonuje zrzutu był przedmuchiwany minimalnym przepływem gazu procesowego. Dlatego jest on w sposób ciągły wentylowany metanem w celu zapobieżenia powstawaniu w nim atmosfery wybuchowej. Metan kolumną wydmuchową jest następnie odprowadzany bezpośrednio do atmosfery.

Ograniczenie emisji metanu potrzebnego do utrzymania urządzeń w trybie ciągłym, a jednocześnie utrzymania bezpiecznego funkcjonowania urządzeń magazynowych, jest celem działań podejmowanych przez GSP. Dlatego, wdrażając nową strategię metanową, operator magazynu, wspólnie z PGNiG Oddział Geologii i Eksploatacji, rozpoczął realizację projektu „Modernizacja instalacji systemu VentStack w KPMG Mogilno” pod skróconą nazwą REM (redukcja emisji metanu).

Projekt zakłada znaczące zmniejszenie emisji metanu z instalacji KPMG Mogilno do atmosfery. Zostanie on zrealizowany poprzez zastąpienie metanu w instalacji systemu VentStack azotem – gazem ekologicznym i neutralnym dla środowiska.

Do działającej stacji sprężonego powietrza procesowego zostanie podłączony generator azotu. Będzie on wytwarzał czysty azot z dostarczanego ze stacji powietrza (fot. 2). Zastosowany w KPMG Mogilno generator azotu stanowi wytrzymałe i niezawodne urządzenie, zaprojektowane do wytwarzania z powietrza azotu wysokiej



Instalacja KPMG Mogilno z kolumną wydmuchową systemu VentStack.



Generator azotu.

czystości przy użyciu technologii adsorpcji zmiennociśnieniowej (PSA). Czystość azotu wynosi 98–99%.

Generator azotu na wyjściu dostarcza azot pod ciśnieniem 4,5 bar z wydatkiem około 20 Nm³/h. Do wyprodukowania z powietrza 1 Nm³ azotu zużywa 0,27 kWh energii.

Wytworzony przez generator azot zostanie rurociągami dostarczony do dwóch skrajnych punktów instalacji VentStack i zapewni ciągły jej przedmuch i wypływ przez komin bezpośrednio do atmosfery. Rurociąg azotu zostanie również poprowadzony do działek technologicznych w celu zapewnienia możliwości jego wykorzystania do przedmuchu elementów instalacji podczas prac serwisowych i naprawczych.

Możliwość wykorzystania azotu z własnego źródła do tych prac obniży koszt ich wykonania oraz uniezależni termin ich realizacji od czasu i możliwości dostaw azotu w butlach.

Zastosowanie tej innowacyjnej technologii jest odpowiedzią na wymagania polityki klimatycznej Unii Europejskiej i polityki polskiego rządu. Zastąpienie metanu azotem spowoduje znaczne oszczędności w działaniu KPMG Mogilno. Wdrożenie tej nowej technologii uzasadnione jest wymogami ochrony środowiska i ochrony klimatu, przyniesie też wymierne, pozytywne efekty ekonomiczne w eksploatacji magazynów gazu, a zwrot z inwestycji przy aktualnym poziomie cen gazu nastąpi w okresie krótszym niż 1 rok. Umowę na realizację projektu zawarł Oddział Geologii i Eksploatacji PGNiG SA.

Janusz Brożbar, Mariusz Ozimek, KPMG Mogilno/Gas Storage Poland sp. z o. o.



Żerań – element zielonej transformacji

Monika Skołożyńska

W grudniu 2021 roku na warszawskim Żeraniu odebraliśmy długo oczekiwany, supernowoczesny blok gazowo-parowy i pierwszą z dwóch szczytowych kotłowni gazowych. Dzięki tym inwestycjom uda się wyłączyć z eksploatacji aż dziewięć kotłów węglowych!

Żerański blok to jedna z najnowocześniejszych i najbardziej ekologicznych jednostek gazowo-parowych w Polsce do produkcji ciepła i energii elektrycznej. Ma moc cieplną 326 MWt, a elektryczną 494 MWe. Rocznie wyprodukuje 3 TWh energii elektrycznej i 1,9 TWh ciepła; w elektrociepłowni blok ten będzie pełnił funkcję jednostki podstawowej. W ciągu roku spali od 500 do 650 mln m³ gazu ziemnego. Kosztował 1,6 mld zł, powstawał cztery lata, a jego wykonawcą było konsorcjum Mitsubishi Hitachi Power Europe i Polimex Mostostal.

BLOK I NOWE KOTŁOWNIE

Równoległe z budową bloku gazowo-parowego w Elektrociepłowni Żerań trwała budowa dwóch szczytowych kotłowni gazowych. Pierwsza, kotłownia gazowa KG1 (zespół trzech kotłów wodnych o mocy 130 MWt każdy), została przekazana do użytku 3 grudnia, kilka dni przed blokiem. Zadanie zrealizowała spółka PeBeKa (Przedsiębiorstwo Budowy Kopalń SA). Ukończenie drugiej kotłowni (KG2 – z dwoma kotłami wodnymi o mocy 130 MWt każdy) planowane jest na styczeń 2023 roku. Blok, kotłownie gazowe oraz pracujące wciąż kotły fluidalne pozwolą na wyłączenie dziewięciu kotłów węglowych w Elektrociepłowni Żerań. Tym samym w zakładzie pozostaną czynne jedynie dwa kotły węglowe, które także zostały wyposażone w zaawansowane instalacje oczyszczania spalin. Dzięki temu spełniają restrykcyjne normy krajowe i unijne.

Blok pozwoli wykorzystać potencjał gazu ziemnego

Paweł Majewski, prezes PGNiG SA

– Uruchomienie nowego bloku to element zielonej transformacji energetycznej z wykorzystaniem niskoemisyjnego paliwa pomostowego, jakim jest gaz ziemny. Dzięki tej inwestycji Grupa PGNiG obniża o ponad 40 procent emisję gazów cieplarnianych na każdą jednostkę wytworzonej energii w jednym ze swoich największych zakładów produkcyjnych, zapewniającym bezpieczeństwo energetyczne mieszkańcom stolicy. Dodatkową korzyścią jest znacząca redukcja innych zanieczyszczeń, takich jak pyły, związki siarki i azotu. Efekty ekologiczne uzyskane na Żeraniu pokazują ogromny potencjał energetyki opartej na gazie ziemnym.

PRZEZ GAZ ZIEMNY DO BIOGAZU

Bloki gazowo-parowe stanowią stabilny pomost do osiągnięcia neutralności klimatycznej – w niedalekiej przyszłości będzie je można w części zasilać biometanem lub zielonym wodorem. Obecnie GK PGNiG realizuje projekt badawczy, który ma ustalić techniczne możliwości wykorzystania istniejącej infrastruktury gazowej do przesyłu mieszanki wodoru z gazem ziemnym.



– Blok gazowo-parowy Ec Żerań obrazuje, w jakim kierunku zmierza PGNiG TERMIKA. Przejście na nisko- i zeroemisyjne źródła energii nie byłoby możliwe w perspektywie 2030 roku, czy nawet 2040, gdyby nie posiłkowanie się paliwem pomostowym, jakim jest gaz ziemny. PGNiG TERMIKA, jako spółka z Grupy Kapitałowej PGNiG, rozpoczęła modernizację swoich zakładów, kładąc nacisk właśnie na gaz ziemny. Żerański blok nie jest jedyną inwestycją gazową, jaką zaplanowaliśmy na przyszłe lata. Planujemy budowę jednostek gazowych także w Elektrociepłowni Siekierki, Elektrociepłowni Pruszków oraz Ciepłowni Kawęczyn – zapowiedział Jarosław Maślany, prezes PGNiG TERMIKA SA.

Krok milowy w transformacji energetycznej TERMIKI

Jarosław Maślany, prezes PGNiG TERMIKA SA

– To jedna z najważniejszych inwestycji realizowanych przez PGNiG TERMIKA w kraju w ostatnich latach oraz krok milowy na drodze do jej transformacji energetycznej. Realizujemy ambitny

Inwestujemy z myślą o środowisku!

- Praca bloku, kotłów fluidalnych i szczytowej kotłowni gazowej pozwoli zmniejszyć ilość węgla w miksie paliwowym TERMIKI z 95 do 55%.
- Spalanie gazu emituje o wiele mniej dwutlenku węgla – przejście na nowe paliwo pozwoli Ec Żerań ograniczyć emisję CO₂ z około 95 do co najmniej 56 kg na każdy wytworzony GJ energii.
- Dodatkowe prognozy redukcji emisji wynoszą: pyłu o 50%, dwutlenku siarki o 82%, a tlenków azotu o 43%.
- Liczba wagonów dowożących węgiel do Ec Żerań spadnie o około 17 tys., zaś liczba ciężarówek o około 4,5 tys.

plan inwestycyjny oparty na niskoemisyjnych źródłach, dostarczając ciepło dla mieszkańców Warszawy. Dywersyfikacja miks paliwowego TERMIKI poprzez wykorzystanie gazu ziemnego wpłynie na wzrost bezpieczeństwa w zakresie zaopatrzenia w ciepło odbiorców zasilanych z warszawskiej sieci systemowej. Blok jest tak-

że odpowiedzią na środowiskową strategię Unii Europejskiej oraz wyjściem naprzeciw oczekiwaniom mieszkańców stolicy. Spełnia najostrzejsze europejskie kryteria środowiskowe. Dzięki ograniczeniu zużycia węgla przyczyni się do spadku emisji i odczuwalnej poprawy jakości powietrza.

Kawęczyn – po błękitnej stronie mocy

Wojciech Dorobiński

Ciepłownia Kawęczyn, górująca nad Warszawą 300-metrowym kominem, to trzeci co do wielkości zakład PGNiG TERMIKA. W stołecznym systemie ciepłowniczym pracuje jako sezonowe źródło ciepła, zapewniając je warszawianom, gdy temperatura spada poniżej -1 stopnia Celsjusza.

PGNiG TERMIKA cały czas się zmienia i unowocześnia swoje urządzenia wytwórcze, dostosowując się do wymagań emisyjnych oraz postępu technologicznego. Ciepłownia Kawęczyn to zakład, który w perspektywie realizacji założeń Europejskiego Zielonego Ładu będzie w najbliższych latach podlegał procesom transformacji, zachodzącym w polskim ciepłownictwie. – Obecnie przygotowujemy się do dwóch dużych inwestycji związanych z modernizacją działającej od 1983 roku ciepłowni – mówi Jarosław Maślany, prezes zarządu PGNiG TERMIKA. – Mam tu na myśli doprowadzenie gazociągu oraz budowę kotłowni gazowo-olejowej. Ciepłownia Kawęczyn stawia na wykorzystanie bardziej ekologicznych paliw, zapewniając docelowo odejście od spalania stałych paliw kopalnych. W coraz większym zakresie paliwem w ciepłownictwie będzie gaz ziemny. Przyczyni się to do znacznego ograniczenia emisji gazów cieplarnianych oraz zanieczyszczeń pyłowych, tlenku siarki i tlenków azotu, a tym samym do poprawy jakości powietrza w stolicy.

Kluczowym punktem zadania jest budowa nowoczesnej kotłowni gazowo-olejowej, a pierwszym krokiem przygotowującym do tej inwestycji będzie doprowadzenie gazociągu do Ciepłowni Kawęczyn, wraz z zabudową infrastruktury gazowej. Będzie to sieć gazowa wraz z instalacjami i urządzeniami pomocniczymi. Na terenie ciepłowni powstaną między innymi gazociąg wysokiego ciśnienia, stacja redukcyjna oraz gazociąg średniego ciśnienia, dla których najkorzystniejszą ofertę na wykonanie złożyła firma PGNiG Technologie za kwotę 22,8 mln zł netto. Nowe inwestycje pozwolą na zastąpienie istniejących jednostek węglowych dwoma nowoczesnymi kotłami gazowo-olejowymi. W centralnej części terenu ciepłowni powstanie stacja redukcyjna, skąd – po redukcji ciśnienia – gaz trafi do nowoczesnej kotłowni olejowo-gazowej (KGO). Natomiast gazociąg do Ciepłowni Kawęczyn (o długości 2 km i średnicy DN 300) będzie przebiegał od stacji GAZ-SYSTEM przy ulicy Andersena w Żąbkach do Ciepłowni Kawęczyn i jest budowany przez konsorcjum ROMGOS sp. z o.o. i ENGINEERING Sk. Nakłady inwestycyjne związane z doprowadzeniem gazu na teren Ciepłowni Kawęczyn wyniosą łącznie 15,5 mln zł netto.

Gazociąg w prawie 70 procentach powstanie metodą bezwykopową, co do minimum ograniczy ingerencję w środowisko naturalne. – Ważne, że wybudowana instalacja gazowa na terenie Ciepłowni Kawęczyn zapewni możliwość podłączenia w przyszłości kolejnej kotłowni gazowej – dodał Jarosław Maślany

Jako paliwo awaryjne stosowany będzie olej lekki. W ramach umowy z Instal Kraków S.A. na terenie zakładu wybudowany zostanie zbiornik

magazynowy oleju lekkiego o pojemności 5000 m³, stanowiska rozładunku i załadunku cystern samochodowych i kolejowych, pompownia oleju oraz instalacje pomocnicze. Zmodernizowana zostanie również gospodarka wodą ppoż., w skład której wejdą m.in. nowy zbiornik o pojemności 1200 m³ i pompownia wody ppoż. Wartość prac to 60,89 mln zł netto.

W skład nowej kotłowni wejdą dwa kotły wodnorurowe o łącznej mocy cieplnej nominalnej około 220 MWt, wraz z indywidualnymi dla każdego kotła: instalacją katalitycznego odazotowania spalin (SCR) oraz układem wyprowadzenia spalin i jednym wieloprzewodowym kominem (każdy kocioł pracujący na własny przewód kominowy), wspólna instalacja wody amoniakalnej o stężeniu 24% i kompletna infrastruktura pomocnicza. Nowe kotły dostosowane będą do wymagań wynikających z konkluzji BAT dla nowego obiektu opalanego olejem lekkim o całkowitej mocy cieplnej w paliwie <300 MWt oraz opalanego gazem o mocy cieplnej w paliwie >100 MWt. Wybrany w przetargu wykonawcą kotłowni będzie firma BUDIMEX, która złożyła najkorzystniejszą ofertę – 156, 24 mln złotych netto. Kontrakt zakłada uruchomienie kotłowni w IV kwartale 2024 roku.

PGNiG TERMIKA jest spółką z GK PGNiG, produkującą energię elektryczną i ciepłą dla mieszkańców aglomeracji warszawskiej. Wybudowanie KGO w Ciepłowni Kawęczyn to około 5% mocy cieplnej w Warszawskim Systemie Ciepłowniczym. Pozwoli to na stopniowe zastąpienie źródeł węglowych gazowymi. Natomiast zakończenie inwestycji KG II oznacza zwiększenie udziału gazu w mocy cieplnej WSC o kolejne 5%.

Polityka klimatyczna Unii Europejskiej zakłada neutralność klimatyczną od 2050 roku. Efektem prac Komisji Europejskiej jest pojawienie się projektu pakietu dyrektyw w ramach tzw. *Fit for 55*. Odpowiedzią PGNiG TERMIKA jest strategia zakładająca m.in. zmniejszenie udziału węgla w produkcji energii elektrycznej i ciepła z obecnych 95 do około 15% w 2030 roku i całkowita jego redukcja do 2035 roku, stopniowe zwiększanie udziału paliw nisko- i zeroemisyjnych, a co za tym idzie – stopniowa redukcja wskaźnika emisji CO₂. Równocześnie strategia zakłada długoterminowe utrzymanie statusu efektywnego systemu ciepłowniczego dla Warszawy. Osiągnięcie tych celów wymaga wielomiliardowych inwestycji, których przykładem jest budowa bloku gazowo-parowego w Ec Żerań, a także planowanych podobnych inwestycji w Ec Siekierki czy zastępowania węgla przez gaz i olej lekki w jednostkach szczytowych, czego przykładem jest Ciepłownia Kawęczyn.

Odpowiedzialność członków zarządu spółek kapitałowych za zaległości podatkowe i składkowe

Jacek Budziszewski

Zagadnienia ogólne dotyczące odpowiedzialności osób trzecich

Kwestia odpowiedzialności członków zarządu spółek kapitałowych za zaległości podatkowe i składkowe jest bezpośrednio związana z odpowiedzialnością osób trzecich, uregulowaną w przepisach ustawy z 29 sierpnia 1997 roku „Ordynacja podatkowa”. W prawie podatkowym zasadą jest, że odpowiedzialność za zobowiązania podatkowe ponosi podatnik, płatnik lub inkasent. Podatnik odpowiada całym swoim majątkiem za wynikające z zobowiązań podatki, zaś płatnik i inkasent odpowiadają całym swoim majątkiem za nieprawidłowe wykonywanie obowiązków związanych m.in. z poborem i odprowadzaniem podatków. Jednakże w enumeratywnie określonych w ordynacji podatkowej przypadkach za zobowiązania podatkowe podatnika mogą być odpowiedzialne również osoby trzecie.

Zagadnienie dotyczące odpowiedzialności osób trzecich zostało uregulowane w art. 107 i następnych ordynacji podatkowej. Zgodnie z art. 107 wyżej wskazanej ustawy, w przypadkach i w zakresie przewidzianym w niniejszym rozdziale za zaległości podatkowe podatnika odpowiadają całym swoim majątkiem solidarnie z podatnikiem osoby trzecie.

Odpowiedzialność osób trzecich za zaległości podatkowe podatnika występuje w przypadkach, w których brak jest podatnika lub też podatnik nie wykonuje ciężących na nim obowiązków wynikających z przepisów prawa podatkowego albo majątek podatnika jest niewystarczający do zaspokojenia roszczeń wierzyciela podatkowego.

Ten rodzaj odpowiedzialności charakteryzuje się przede wszystkim uprzywilejowaną pozycją wierzyciela podatkowego, który ma możliwość dochodzenia swojej wierzytelności od podmiotu trzeciego, niebędącego podatnikiem w świetle ustaw podatkowych.

Podkreślić należy, że odpowiedzialność osób trzecich uregulowana w ordynacji podatkowej ma charakter solidarny, posiłkowy i osobisty.

Ordynacja podatkowa określa zamknięty krąg podmiotów, które zaliczane są do kategorii osób trzecich. Zalicza się do nich przede wszystkim członków zarządu spółek kapitałowych.

Powyższe zasady, dotyczące odpowiedzialności osób trzecich za zaległości podatkowe, mają odpowiednie zastosowanie do odpowiedzialności członków zarządu spółek kapitałowych za zaległości składkowe, ponieważ ustawa z 13 października 1998 roku o systemie ubezpieczeń społecznych bezpośrednio odsyła do stosowania w przypadku zaistnienia takiej odpowiedzialności przepisów ordynacji podatkowej.

Odpowiedzialność członków zarządu spółek kapitałowych za zaległości podatkowe

Kwestię odpowiedzialności za zaległości podatkowe spółek kapitałowych (spółki z ograniczoną odpowiedzialnością, spółki z ogra-

niczoną odpowiedzialnością w organizacji, spółki akcyjnej, spółki akcyjnej w organizacji, prostej spółki akcyjnej oraz prostej spółki akcyjnej w organizacji) ustawodawca uregulował w art. 116 ordynacji podatkowej.

Z powyższego przepisu wynika, że za zaległości podatkowe wyżej wymienionych spółek kapitałowych odpowiadają solidarnie całym swoim majątkiem członkowie jej zarządu, jeżeli egzekucja z majątku spółki okazała się w całości lub w części bezskuteczna, a członek zarządu:

1) nie wykazał, że:

- we właściwym czasie zgłoszono wniosek o ogłoszenie upadłości lub w tym czasie zostało otwarte postępowanie restrukturyzacyjne albo zatwierdzono układ w postępowaniu o zatwierdzenie układu albo
- niezgłoszenie wniosku o ogłoszenie upadłości nastąpiło bez jego winy,

2) nie wskazuje mienia spółki, z którego egzekucja umożliwi zaspokojenie zaległości podatkowych spółki w znacznej części.

W przypadku, gdy spółka kapitałowa nie posiada zarządu, za zaległości podatkowe spółki odpowiada jej pełnomocnik (były pełnomocnik) albo odpowiadają wspólnicy (byli wspólnicy), jeżeli pełnomocnik nie został powołany. W przypadku prostej spółki akcyjnej, w której powołano radę dyrektorów, za zaległości podatkowe odpowiadają członkowie rady dyrektorów.

Zatem podstawową kategorią podmiotów, które będą odpowiadały za zaległości podatkowe spółek kapitałowych, będą członkowie zarządu tych spółek.

Aby członek zarządu spółki kapitałowej poniósł odpowiedzialność na podstawie art. 116 ordynacji podatkowej musi być skutecznie powołany do pełnienia tej funkcji. Powołanie osoby do zarządu spółki kapitałowej następuje na podstawie uchwały właściwego organu (na przykład w przypadku spółki z ograniczoną odpowiedzialnością będzie to uchwała zgromadzenia wspólników, zaś w spółce akcyjnej uchwała rady nadzorczej).

W tym miejscu należy odnieść się do zagadnienia dotyczącego skuteczności uchwały o powołaniu danej osoby w skład zarządu spółki kapitałowej. W doktrynie prawa handlowego przyjmuje się, że jeżeli uchwała zarówno o powołaniu, jak i odwołaniu została podjęta zgodnie z przepisami prawa, to niezależnie od jej ujawnienia w Krajowym Rejestrze Sądowym będzie wywoływała skutki prawne w zakresie odpowiedzialności osób trzecich za zaległości podatkowe i składkowe. Wynika to z faktu, że wpis do Krajowego Rejestru Sądowego ma charakter wyłącznie potwierdzający dany stan rzeczy (tzw. wpis deklaratoryjny). Stanowisko to potwierdził m.in. NSA w wyroku z 11 grudnia 2013 roku, sygn. I FSK 3017/11 oraz w wyroku z 27 czerwca 2014 roku, sygn. II FSK 1860/12.

Zatem z punktu widzenia pociągnięcia członków zarządu spółek kapitałowych do odpowiedzialności na podstawie art. 116 ordynacji podatkowej istotne jest, czy dana osoba w danym okresie wypełniała

swoje obowiązki związane z pełnioną funkcją w zarządzie spółki kapitałowej na podstawie prawnie skutecznych dokumentów o charakterze korporacyjnym.

Powyższe ma przełożenie na fakt, że członek zarządu może odpowiadać tylko i wyłącznie za zaległości podatkowe podatnika, których termin płatności upływał w czasie pełnienia przez niego obowiązków członka zarządu oraz zaległości podatkowe wymienione w przepisach ordynacji podatkowej powstałe w czasie pełnienia obowiązków członka zarządu. Zatem w każdym przypadku istotne będzie ustalenie, które zobowiązania podatkowe spółki stały się zaległościami podatkowymi (upłynął ich termin płatności) w okresie pełnienia przez daną osobę funkcji członka zarządu oraz które powstały w czasie pełnienia obowiązków członka zarządu.

Przesłanki odpowiedzialności z art. 116 ordynacji podatkowej

Z art. 116 ordynacji podatkowej wynikają przesłanki powstania odpowiedzialności członków zarządu spółek kapitałowych za zaległości podatkowe podatnika.

Przesłanki te dzielą się na dwie kategorie: pozytywne i negatywne. Przesłanki pozytywne to takie, które muszą wystąpić, aby można było mówić o odpowiedzialności członków zarządu za zaległości podatkowe podatnika (brak przesłanki pozytywnej powoduje brak odpowiedzialności członka zarządu).

Do przesłanek o charakterze pozytywnym zalicza się:

- bezskuteczność egzekucji z majątku spółki w całości lub w części,
- wykazanie, że zaległości podatkowe podatnika dotyczą zaległości, których termin płatności upłynął w czasie pełnienia przez nich funkcji lub powstały one w czasie pełnienia funkcji w zarządzie.

Jeżeli chodzi o przesłanki o charakterze negatywnym, to ich wystąpienie nie powoduje powstania odpowiedzialności za zaległości podatkowe podatnika po stronie członków zarządu. Zalicza się do nich:

- wykazanie, że we właściwym czasie zgłoszono wniosek o ogłoszenie upadłości lub w tym czasie zostało otwarte postępowanie restrukturyzacyjne albo zatwierdzono układ w postępowaniu o zatwierdzenie układu,
- wykazanie, że niezgłoszenie wniosku o ogłoszenie upadłości nastąpiło bez winy członka zarządu,
- wskazanie przez członka zarządu mienia spółki, z którego egzekucja umożliwi zaspokojenie zaległości podatkowych spółki w znacznej części.

Pierwsza z pozytywnych przesłanek związana jest z bezskutecznością egzekucji z majątku spółki w całości lub w części. Przyjmuje się, że aby można było mówić o bezskuteczności egzekucji wobec spółki, musi wystąpić stwierdzenie przez organ podatkowy, że przeprowadzone postępowanie egzekucyjne nie przyniosło oczekiwanych rezultatów, zaś samo stwierdzenie bezskuteczności egzekucji może być ustalone na podstawie każdego prawnie dopuszczalnego dowodu. W uchwale z 8 grudnia 2008 roku, sygn. II FPS 6/08 NSA wskazał, że „podstawą wszczęcia postępowania w sprawie orzeczenia odpowiedzialności osoby trzeciej jest wykazanie przez organ bezskuteczności egzekucji, co może nastąpić na podstawie każdego prawnie dopuszczalnego dowodu, po przeprowadzeniu postępowania egzekucyjnego. Przeprowadzenie postępowania egzekucyjnego oznacza podjęcie wszechstronnych działań w celu ustalenia majątku, z którego można zaspokoić dochodzoną należność”.

Druga przesłanka pozytywna dotyczy ustalenia faktów, czy zaległości podatkowe podatnika dotyczą zaległości, których termin płat-

ności upłynął w czasie pełnienia przez członka zarządu funkcji lub czy powstały one w czasie pełnienia funkcji w zarządzie przez daną osobę. Oznacza to, że odpowiedzialność określona w art. 116 ordynacji podatkowej obejmuje wyłącznie okres, w którym członkowie zarządu pełnili swoje funkcje. Z punktu widzenia tej przesłanki istotne jest ustalenie osób wchodzących w skład zarządu spółki kapitałowej, czasu pełnienia przez nich funkcji, skuteczności ich powołania i odwołania, ustalenie momentu powstania zobowiązania podatkowego oraz przekształcenia się tego zobowiązania w zaległość podatkową.

Pierwszą przesłanką o charakterze negatywnym jest przesłanka dotycząca zgłoszenia we właściwym czasie wniosku o ogłoszenie upadłości lub otwarcia postępowania restrukturyzacyjnego albo zatwierdzenia układu w postępowaniu układowym.

Istotą tej przesłanki jest fakt zgłoszenia wniosku o ogłoszenie upadłości we właściwym czasie, zgodnie z odrębnymi przepisami. Wniosek taki powinien być zgłoszony przez każdą osobę, która na podstawie umowy lub statutu ma prawo do prowadzenia spraw dłużnika i do jego reprezentowania. Obowiązek ten występuje niezależnie od merytorycznego podziału kompetencji w zarządzie spółki kapitałowej. Wniosek o ogłoszenie upadłości zgłasza się w terminie 30 dni od dnia zaistnienia przesłanek do jego złożenia. Dla uwolnienia się od odpowiedzialności określonej w art. 116 ordynacji podatkowej nie ma znaczenia fakt, kto dokonał takiego zgłoszenia; istotne jest, aby w ustawowym terminie zgłoszenie zostało dokonane.

Członek zarządu uwolni się od odpowiedzialności również w sytuacji otwarcia postępowania restrukturyzacyjnego zgodnie z przepisami ustawy „Prawo restrukturyzacyjne” albo zatwierdzenia układu, o którym mowa w tych regulacjach.

Druga przesłanka negatywna dotyczy wykazania, że niezgłoszenie wniosku o ogłoszenie upadłości nastąpiło bez winy członka zarządu. W tej przesłance chodzi przede wszystkim o sytuację, w której członek zarządu spółki kapitałowej nie miał możliwości prowadzenia spraw spółki, a fakt ten wynikał z przyczyn od niego niezależnych. Na przykład w wyroku z 20 listopada 2003 roku, sygn. III SA 110/02 NSA wskazał, że „jeśli przyczyny uzasadniające złożenie wniosku o ogłoszenie upadłości zaistniały, gdy nie miał on już wpływu na podjęcie kroków zmierzających do ogłoszenia upadłości spółki, zwolniony jest z ponoszenia odpowiedzialności za zaległości podatkowe spółki, dotyczące okresu, gdy był członkiem zarządu spółki”.

W przypadku tej przesłanki konieczne jest również ustalenie, czy po stronie członka zarządu występowała wina za niezgłoszenie wniosku o upadłość. Przesłanka winy w tej sytuacji dotyczy zarówno winy umyślnej, jak i nieumyślnej. Zatem członek zarządu może uwolnić się od odpowiedzialności wynikającej z art. 116 ordynacji podatkowej wtedy, gdy wykaże brak po swojej stronie winy za niezgłoszenie wniosku o upadłość. Może to zrobić poprzez wykazanie, że dochował obiektywnej staranności, jaka była od niego wymagana w związku z prowadzeniem spraw spółki. W wyroku z 7 sierpnia 2014 roku, sygn. I FSK 1369/13 NSA orzekł, że „osoba zainteresowana powinna wykazać brak winy, czyli udowodnić stosowaną argumentacją swoją staranność oraz fakt, że uchybienie obowiązkowi było od niej niezależne”.

Ostatnia przesłanka negatywna dotyczy możliwości wskazania przez członka zarządu spółki kapitałowej mienia tej spółki, z którego egzekucja umożliwi zaspokojenie zaległości podatkowych spółki w znacznej części.

Aby ta przesłanka została zrealizowana, muszą zostać spełnione dwa warunki. Po pierwsze, członek zarządu musi wskazać mienie

spółki, które jest realne, tj. musi mieć ono określoną wartość rynkową powodującą skuteczność egzekucji. Zdaniem WSA w Opolu (wyrok z 15 marca 2012 roku, sygn. I SA/Op 45/12) „w przesłance tej chodzi o wskazanie realnie istniejącego mienia w momencie postępowania toczącego się w stosunku do członka zarządu, ze wskazaniem usytuowania mienia. Mienie to musi istnieć i nadawać się do egzekucji pozytywnie rokującej wyegzekwowanie znacznych kwot w odniesieniu do zaległości podatkowych”. Po drugie, wskazane przez członka zarządu spółki kapitałowej mienie musi zaspokoić zaległości podatkowe spółki w znacznej części. W odniesieniu do tej kwestii na przykład WSA w Bydgoszczy w wyroku z 30 stycznia 2018 roku, sygn. I SA/Bd 1020/17 wskazała, że „zaspokojenie zaległości podatkowych w znacznej części nie powinno być interpretowane jako zaspokojenie zaległości podatkowych co najmniej w połowie, bo taka interpretacja wykracza poza sformułowanie, którego użyto w tym przepisie. Pojęcie to oznacza, że wartość mienia musi stanowić znaczący odsetek zaległości podatkowych spółki”.

W orzecznictwie sądowym przyjmuje się, że ciężar dowodu w zakresie wykazania tych dwóch rodzajów przesłanek (pozytywnych i negatywnych) będzie spoczywał na różnych podmiotach. Wykazanie przesłanek pozytywnych (powodujących wystąpienie odpowiedzialności za zaległości podatkowe spółki po stronie członków zarządu), tj. istnienia zaległości podatkowej, bezskuteczności egzekucji wobec spółki oraz wykazanie, że dana osoba pełniła funkcję członka zarządu w danym okresie należy do organów podatkowych. Zaś wykazanie przesłanek negatywnych, powodujących uwolnienie się członka zarządu od odpowiedzialności za zaległości podatkowe spółki, będzie spoczywało na członku zarządu spółki kapitałowej. Teza ta została zaprezentowana m.in. w wyroku NSA z 29 sierpnia 2017 roku, sygn. I FSK 1882/15.

Orzekanie w sprawie odpowiedzialności członków zarządu za zaległości podatkowe

W tym miejscu należy odnieść się do kilku podstawowych zagadnień o charakterze proceduralnym, które dotyczą orzekania w sprawie odpowiedzialności członków zarządu spółek kapitałowych za zaległości podatkowe. Po pierwsze, należy wskazać, że organem właściwym do orzekania w sprawie odpowiedzialności członków zarządu spółek kapitałowych za zobowiązania podatkowe będzie organ podatkowy właściwy dla siedziby spółki. Po drugie, orzeczenie organu podatkowego o tej odpowiedzialności następuje w drodze decyzji (jest to inna decyzja niż wydana wobec spółki, w której organy podatkowe określają wysokość zobowiązania podatkowego). Od decyzji w sprawie tej odpowiedzialności członkowi zarządu spółki kapitałowej będzie przysługiwało odwołanie do organu wyższego stopnia.

Po trzecie, należy wskazać na kwestie związane z przedawnieniem możliwości orzekania w tego typu sprawach. I tak, decyzja o odpowiedzialności członka zarządu nie może zostać wydana, jeżeli od końca roku kalendarzowego, w którym powstała zaległość, upłynęło pięć lat. W przypadku wydania decyzji zobowiązanie z niej wynikające przedawnia się z upływem trzech lat, licząc od końca roku kalendarzowego, w którym została ona doręczona członkowi zarządu.

Odpowiedzialność członków zarządu za składki na ubezpieczenia społeczne i pozostałe składki ubezpieczeniowe

Osoby pełniące funkcję członka zarządu w spółce kapitałowej mogą ponosić również odpowiedzialność za nieopłacone składki na

ubezpieczenia społeczne oraz pozostałe składki ubezpieczeniowe. Regulacje dotyczące odpowiedzialności za składki na ubezpieczenia społeczne oraz pozostałe składki ubezpieczeniowe zostały zamieszczone w ustawie systemowej.

Zgodnie z art. 31 i art. 32 ustawy systemowej, do należności z tytułu składek stosuje się odpowiednio m.in. 107, 108 i art. 116 ordynacji podatkowej. Do składek na Fundusz Pracy, Solidarnościowy Fundusz Wsparcia Osób Niepełnosprawnych, Fundusz Gwarantowanych Świadczeń Pracowniczych i Fundusz Emerytur Pomostowych oraz na ubezpieczenie zdrowotne w zakresie ich poboru, egzekucji, wymierzenia odsetek za zwłokę i dodatkowej opłaty, przepisów karnych, dokonywania zabezpieczeń na wszystkich nieruchomościach, ruchomościach i prawach zbywalnych dłużnika, odpowiedzialności osób trzecich i spadkobierców oraz stosowania ulg i umorzeń stosuje się odpowiednio przepisy dotyczące składek na ubezpieczenia społeczne. Powyższe oznacza, że do odpowiedzialności członków zarządu spółek kapitałowych za składki na ubezpieczenia społeczne i pozostałe wyżej wymienione składki ubezpieczeniowe zastosowanie znajdują te same przepisy i zawarte w nich zasady, które dotyczą odpowiedzialności członków zarządu za zaległości podatkowe. Szczegółowe zasady związane z tym rodzajem odpowiedzialności zostały omówione powyżej.

Orzekanie w sprawie odpowiedzialności członków zarządu za zaległości składek

W tym miejscu należy wskazać na odmienną procedurę dotyczącą postępowania w zakresie wydania decyzji o odpowiedzialności za składki na ubezpieczenia społeczne i pozostałe składki ubezpieczeniowe od procedury postępowania w przypadku zaległości podatkowych. W tych przypadkach właściwym organem do wydania decyzji o odpowiedzialności za składki jest Zakład Ubezpieczeń Społecznych. W przypadku wydania przez Zakład Ubezpieczeń Społecznych decyzji o odpowiedzialności osoby trzeciej za zobowiązania składkowe członkowi zarządu będzie przysługiwało prawo do wniesienia odwołania do właściwego sądu okręgowego do wydziału ubezpieczeń społecznych. Członek zarządu może złożyć odwołanie w terminie miesiąca od daty doręczenia decyzji przez Zakład Ubezpieczeń Społecznych. Po wniesieniu przez członka zarządu odwołania postępowanie sądowe będzie toczyć się w trybie procesu. Zatem członek zarządu spółki kapitałowej będzie miał możliwość za pomocą wszelkich środków dowodowych przeciwstawiać się treści decyzji. W przypadku jednak braku wniesienia przez członka zarządu odwołania i uprawomocnienia się decyzji Zakładu Ubezpieczeń Społecznych będzie on zobowiązany do wykonania jej treści.

Jeżeli chodzi o kwestię przedawnienia, to należy wskazać, że należności z tytułu składek ulegają przedawnieniu po upływie pięciu lat, licząc od dnia, w którym stały się wymagalne. Z kolei przedawnienie należności z tytułu składek wynikających z decyzji o odpowiedzialności osoby trzeciej następuje po upływie pięciu lat, licząc od końca roku kalendarzowego, w którym decyzja została wydana.

Jacek Budziszewski jest prawnikiem, doradcą podatkowym, agentem celnym, zarządcą nieruchomości, pośrednikiem w obrocie nieruchomościami, audytorem energetycznym, a także audytorem wewnętrznym i audytorem śledczym II stopnia, wpisanym na listę Polskiego Instytutu Kontroli Wewnętrznej. Autor pełni funkcję mediatora sądowego w sprawach cywilnych, gospodarczych, administracyjnych i pracowniczych w Sądzie Okręgowym w Warszawie i Sądzie Okręgowym Warszawa Praga. Jest członkiem Komisji Prawnej Polskiej Federacji Stowarzyszeń Zawodów Nieruchomościowych. Posiada tytuł Executive MBA i LL.M.

Mobilne rozwiązania...

dokończenie ze str. 33

wania. Proces ten w obowiązującym stanie prawnym jest dość skomplikowany i czasochłonny, wymaga uwzględnienia wielu czynników lub potencjalnych zagrożeń dla realizacji inwestycji. Przedmiotowe instalacje MOW nie wymagają uzyskania pozwolenia na budowę, a jedynie zgłoszenia zamiaru wykonania robót niewymagających pozwolenia na budowę, co również wpływa na skrócenie czasu niezbędnego do przeprowadzenia spraw formalnoprawnych.

Urządzenia typu MOW mogą być wykorzystane w miejscach, gdzie obecnie istniejąca infrastruktura umożliwi zlokalizowanie urządzeń w bezpośredniej bliskości odwiertu gazowego. W takim przypadku po pozytywnym wyniku zakończenia prac wiertniczych istnieje możliwość szybkiego montażu MOW, wykorzystania wykonanego zagospodarowania terenu przez firmę wiertniczą i rozpoczęcia testu produkcyjnego odwiertu. Skrócenie okresu od wykonania odwiertu do rozpoczęcia sprzedaży gazu znacząco wpływa na rentowność inwestycji, tym samym instalacje MOW wymiennie redukują nakłady inwestycyjne w porównaniu z budową instalacji stacjonarnych.



Fot. 3. Kolejne moduły MOW.

Kolejnym, nie mniej ważnym atutem zastosowania instalacji MOW jest zwarta budowa poszczególnych modułów, które z uwagi na swoje gabaryty i masę mogą być transportowane drogami publicznymi, przy użyciu standardowych naczep. Cały zestaw zawierający wszystkie moduły można przetransportować i posadzić w miejscu docelowej lokalizacji w 2–3 dni.

Czas potrzebny od momentu posadowienia pierwszego modułu MOW na padzie przy odwiercie, połączenia instalacji technologicznej, elektrycznej, AKPiA i sanitarnej w jedną kompletną instalację oraz przeprowadzenie niezbędnych badań odbiorczych, łącznie z przeprowadzeniem odbioru technicznego, to zaledwie kilka tygodni. Inwestor, posiadając instalację, jest w stanie przystąpić do eksploatacji złoża w 3 miesiące od podjęcia takiej decyzji, co w wypadku tradycyjnego zagospodarowania wynosi od 18 do 24 miesięcy.

Podział instalacji na moduły łączone ze sobą poprzez rozłączne połączenia rurowe oraz nowatorskie podejście do połączenia poszczególnych elementów składowych instalacji branży AKPiA i elektrycznej sprawia, iż cały zestaw MOW można zbudować w różnej konfiguracji na dostępnym przy odwiercie terenie. Może to być zabudowa na planie kwadratu czy prostokąta, moduły mogą też być rozmieszczone nieregularnie, zachowując przy tym pełną funkcjonalność i ergono-

miczność instalacji. Istnieje możliwość zrezygnowania z modułów lub rozbudowy o dodatkowe moduły, np. osuszanie lub separację, jeśli okaże się to technologicznie uzasadnione i wynika z parametrów fizykochemicznych złoża czy poszczególnego odwiertu. W przypadku negatywnego wyniku testu możliwy jest szybki demontaż instalacji i przetransportowanie drogami publicznymi w inne miejsce.

Instalacje MOW posiadają pełny podgląd procesu technologicznego i systemu monitoringu wizyjnego terenu, na którym są zlokalizowane. Pozwalają na przekaz danych do dowolnego ośrodka nadrzędnego, w którym nadzór ma pełną możliwość monitorowania i kontroli oraz ingerencji w proces. Zaimplementowany system na instalacji jest w pełni zintegrowany i kompatybilny z systemami sterowania stosowanymi na istniejących obiektach.

Ważnym atutem instalacji jest ograniczenie prac budowlanych i spawalniczych w trakcie montażu modułów tylko do połączeń skręcanych, a co za tym idzie – znacznie ogranicza to koszt, z równoczesnym skróceniem czasu trwania inwestycji. Prace montażowe można prowadzić bez ograniczeń związanych z warunkami atmosferycznymi (opady, niska temperatura) z uwagi na brak konieczności wykonania fundamentów i robót ziemnych.

Instalacje MOW są samowystarczalne, jeśli chodzi o zaopatrzenie w media dzięki zastosowaniu agregatów prądotwórczych zasilanych gazem ziemnym. Posiadają własny węzeł sanitarny z prysznicem, łazienką, umywalką, zbiornikiem bezodpływowym na ścieki bytowe oraz szatnię dla obsługi. Instalacje maksymalnie eliminują negatywny wpływ na środowisko, z równoczesnym ograniczeniem ilości odpadów dzięki ograniczeniu prowadzonych prac do niezbędnych montażu.

Przedstawiony model mobilnych ośrodków wydobywczych pozwala na oszczędność czasu i nakładów inwestycyjnych, przy maksymalizacji efektywności, funkcjonalności oraz wydajności pracy. MOW pozwala zarówno na uproszczenie procedur formalnoprawnych, jak i na szybsze rozpoczęcie uzdatniania i kierowania gazu do sieci przesyłowej czy dystrybucyjnej. Po zakończeniu eksploatacji i wyłączeniu zestawu MOW z ruchu, demontaż urządzeń zajmuje zaledwie kilka dni, a plac przy odwiercie zostaje zwolniony dla wykonania instalacji w zabudowie stacjonarnej.

Mobilne ośrodki wydobywcze ze względu na swoje właściwości zabudowy modułowej, czyli szybkiego montażu, bezpiecznej eksploatacji oraz po jej zakończeniu szybkiego demontażu, nie wpływają negatywnie na ochronę środowiska. W przypadku zakończenia eksploatacji danego złoża lub odwiertu rekultywacja terenu i przywrócenie go do stanu pierwotnego jest nieporównywalnie krótsza i tańsza w porównaniu z instalacjami stacjonarnymi.

Stosowanie tego rozwiązania znacząco wpływa na ograniczenie kosztów inwestycji, zaś funkcjonalność MOW widać chociażby w możliwości wykorzystania go na każdym etapie wydobywania. Niewątpliwie, korzyści wynikające z zastosowania i użytkowania instalacji mobilnych ośrodków wydobywczych zachęcają PGNiG SA do następnych, wspólnych z PGNiG Technologie SA, inwestycji w tego typu instalacje.

Zgodnie z prognozami należy spodziewać się, że w najbliższych latach zwiększy się wykorzystanie urządzeń typu MOW i takie rozwiązania będą powszechnie używane w krajowym przemyśle wydobywania węgłowodorów.

Krzysztof Knap, prokurent spółki, dyrektor oddziału budowy infrastruktury górniczej, PGNiG Technologie SA

Automatyzacja oraz digitalizacja procesów logistyki LNG małej skali, wspierająca rozwój gospodarki gazowej kraju

Jakub Rak, Severyn Dranchuk, Piotr Błach

Zgodnie z zatwierdzonym 2 lutego 2022 roku projektem taksonomii, Unia Europejska zamierza uznać inwestycje w gaz ziemny za zrównoważone, z założeniem, że mają w ściśle określonym terminie doprowadzić do przejścia na gospodarkę neutralną dla klimatu. Zatem bardzo prawdopodobny jest scenariusz z oficjalnym uznaniem gazu ziemnego w krajach członkowskich za ważne paliwo pomostowe w trakcie transformacji energetycznej. Z perspektywy tej decyzji ostatnie wydarzenia na europejskim rynku gazu, doprowadzające do sytuacji kryzysowej, plasują temat dywersyfikacji dostaw błękitnego paliwa na górze listy priorytetów energetycznych Unii Europejskiej.

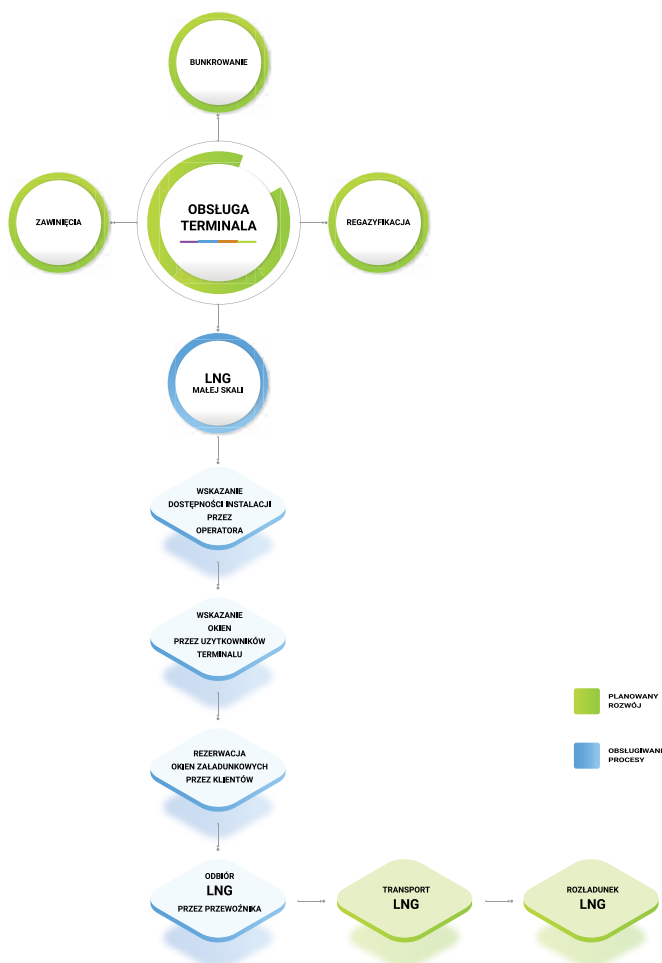
W świetle drastycznego ograniczenia przez Gazprom dostaw gazu ziemnego do Europy transportem rurociągowym, sprowadzenie tego surowca w postaci ciekłej w celu nasycenia rynków europejskich pozostaje jedynym realistycznym rozwiązaniem. Dzięki możliwości elastycznego zawierania umów oraz realizowaniu przez głównych światowych dostawców LNG projektów w zakresie rozbudowy infrastruktury skraplającej i eksportowej, sprowadzenie gazu skroplonego ma szansę stać się alternatywą prowadzącą do zaopatrzenia europejskich klientów w błękitne paliwo w perspektywie długoterminowej. Dużym atutem sprowadzenia gazu skroplonego jest możliwość dostarczania go do klientów docelowych zarówno w odparowanej postaci siecią, jak i w postaci ciekłej transportem drogowym do lokalizacji pozbawionych infrastruktury gazociągowej. Polska, jako kraj o wzrastającym zużyciu gazu ziemnego oraz dywersyfikujący źródła jego dostaw, ma jeden z największych w Europie stopni wykorzystania infrastruktury do importu LNG. Poza rozbudową już istniejącego terminalu importowego w Świnoujściu spółki gazowe i infrastrukturalne planują zbudowanie pływającego terminalu FSRU w Gdańsku oraz odpowiedniej infrastruktury bunkrowej na wybrzeżu Morza Bałtyckiego. Zjawiska kryzysowe na europejskim rynku gazu wymuszają na zaangażowanych spółkach nie tylko wykorzystanie infrastruktury do importu LNG w większym stopniu (obecnie prawie 90 proc., wobec średnio 30 proc. w trybie zwykłym), ale także dodatkowy jej rozwój „na kształt” spółek polskich. W związku ze wzrastającą liczbą dostaw gazu skroplonego do kontynentu europejskiego oraz powiększającą się liczbą odbiorców końcowych tego rodzaju paliwa, a co za tym idzie – podniesieniem poziomu skomplikowania czynności biznesowych zaangażowanych stron, wymagane jest odpowiednie zarządzanie procesami logistycznymi dostaw LNG.

Optymalizacja logistyki LNG małej skali jest możliwa w przypadku prawidłowego zrozumienia wszystkich procesów zachodzących podczas załadunku, transportu i rozładunku paliwa. Kluczowe jest uwzględnienie wszystkich stron procesu, tj. operatorów, użytkowników terminalu, kontrahentów, przewoźników i odbiorców końcowych, a także ich prawidłowe zmapowanie na poszczególne etapy realizacji. Grupa Kapitałowa Transition Technologies zapewnia wsparcie całego łańcucha dostaw zgodnie z obowiązującymi instrukcjami eksploatacji oraz z uwzględnieniem wszystkich zainteresowanych stron. W tym celu powstał produkt *Logistics Management System* (LMS) dostarczający zunifikowany, dopasowany do obowiązujących regulacji prawnych produkt informatyczny. LMS zapewnia intuicyjny interfejs, dostosowany do każdego użytkownika, z dostępem poprzez przeglądarkę internetową na komputerach, telefonach i tabletach.

Proces rozpoczyna się już na etapie wskazywania dostępności instalacji przez operatora, co użytkownikom terminalu umożliwia dokonywanie rezerwacji zgodnie z zakontraktowanymi ilościami. System uwzględnia specyfikę cystern transportujących LNG, w tym m.in. pojemności i sposób załadunków. Następnym krokiem jest udostępnienie wskazanych okien czasowych poszczególnym kontrahentom. Dostęp do jednej platformy wszystkim stronom umożliwia podgląd w trybie online do wszystkich szczegółów i dostępnych w danej chwili okien załadunkowych. Podczas rezerwacji okna wskazywani są kierowcy oraz zestawy transportujące LNG, a z punktu widzenia bezpieczeństwa istotne jest, aby mieli oni stosowne uprawnienia i dopuszczenie do transportu LNG. Dzięki kontroli wszystkich certyfikatów i uprawnień w jednym systemie, użytkownik ma pewność, że wskazane osoby i pojazdy zostaną dopusz-

czone do odbioru LNG w terminalu. Poszczególni kontrahenci w sposób swobodny mogą dokonywać rezerwacji w zależności od dostępnych ilości kontraktowych, z uwzględnieniem specyficznych algorytmów użytkowników terminalu. Z punktu widzenia kontrahentów i odbiorców końcowych istotne jest bieżące monitorowanie wykorzystania kontraktów w sposób przejrzysty, a dodatkowym atutem mogłoby być uwzględnianie bieżącego poziomu zbiorników u poszczególnych odbiorców końcowych. Dane mogłyby być uzupełniane ręcznie, a także poprzez stworzenie mechanizmów integrujących z poszczególnymi systemami automatyki, znajdującymi się przy zbiornikach. Automatyzacja i integracja z systemami odpowiadającymi za fizyczny proces załadunku umożliwiają natychmiastowe przekazywanie danych dotyczących załadunków, bez potrzeby wysyłania dodatkowych wiadomości mailowych i ręcznego przekazywania danych do systemu.

Rysunek 1 Obsługiwane procesy w obszarze LNG



Oprócz samego transportu istotne jest odpowiednie planowanie rozkładu załadunków w celu efektywnego wykorzystania wszystkich dostępnych okien przez użytkownika terminalu. Cały proces nie kończy się jednak na harmonogramowaniu i odebraniu załadunku. Dostarczenie załadunku do odbiorców końcowych również jest obszarem, w którym istnieje potencjał optymalizacji. Narzędzie to, w zależności od dostępnych danych, powinno uwzględniać specyfikę sieci drogowej

w Polsce, docelowe lokalizacje, ograniczenia czasowe poszczególnych odbiorców, a także odległości. Rozwiązaniem takiej optymalizacji jest trasa pojazdu, dla której koszty byłyby najmniejsze, z jednoczesnym spełnieniem wszystkich wskazanych ograniczeń.

Kolejnym obszarem jest etap transportu oraz rozładunku u odbiorców końcowych. Proces ten może być kontrolowany z wykorzystaniem aplikacji mobilnych, lokalizatorów GPS umieszczonych na pojazdach lub innych systemów informatycznych. Integracja wszystkich rozwiązań w jednym spójnym rozwiązaniu logistycznym pozwala na szybką weryfikację statusu danego transportu, z uwzględnieniem lokalizacji, a także z finalizacją rozładunku i fakturowaniem. Zamknięcie całego procesu w ramy jednego systemu informatycznego dla wszystkich stron sprawia, że jest on efektywniejszy już na etapie działania systemu, bez uwzględniania dodatkowych optymalizacji, a sam system jest gotowy do dalszego rozwoju i uwzględniania kolejnych optymalizatorów. Dodatkową korzyścią jest automatyczny i zintegrowany proces tworzenia i przesyłania dokumentów pomiędzy stronami procesu logistycznego, co wpływa na usprawnienie i automatyzację tych zadań. Docelowo, zasadniczą korzyścią jest odciążenie operatorów po każdej stronie użytkowników systemu. Pozostałe moduły systemu stwarzają możliwość usprawnienia procesów zarządzania planowaniem i rezerwacją dostaw gazowców, a także procesów regazyfikacji i innego rodzaju środków transportu, jak bunkierki czy cysterne kolejowe. Tak skonstruowany system umożliwi całościowe wsparcie procesów logistycznych gazoportu i obiegu dokumentów związanych z zarządzaniem tymi procesami.

Przedstawiony zakres narzędzia wsparcia logistyki LNG może być przykładem implementacji wytycznych Przemysłu 4.0. Wobec obecnie obserwowanej potrzeby gwałtownego wzrostu wykorzystania gazoportów w Europie, system informatyczny usprawniający planowanie i rozbiór LNG jest najszybszym i stosunkowo najtańszym sposobem poprawy tej przepustowości. Jednocześnie wprowadzenie i wykorzystanie zautomatyzowanego obiegu dokumentów w znacznym stopniu eliminuje nieplanowane i losowe operacje załadunku. Poprawa sprawności, planowości i niezawodności operacyjnej infrastruktury małego LNG wpływają na możliwości planowania dostaw *just-in-time* (dostawa na czas), ograniczając możliwość pomyłek i błędów ludzkich, co bezpośrednio przekłada się na wyniki finansowe wszystkich stron.

Uniwersalność, elastyczność i konfigurowalność rozwiązania produktu Grupy Kapitałowej Transition Technologies pozwalają na wykorzystanie tego narzędzia do logistyki nie tylko gazu LNG, ale również innych gazów/paliw, w tym odnawialnych, jak wodór, bioLNG lub amoniak. Jest to szczególnie istotne wobec bardzo dynamicznie rozwijającego się rynku i perspektywy gazu ziemnego jedynie jako paliwa pomostowego w ograniczonej perspektywie czasowej.

Jakub Rak, zastępca dyrektora ds. rynku LNG oraz gazu ziemnego Transition Technologies S.A
Severyn Dranchuk, kierownik ds. rozwoju biznesu Transition Technologies S.A.
Piotr Błach, inżynier projektowy Transition Technologies S.A.

Komisja Europejska przedstawiła dwa ważne pakiety zmian prawnych dotyczących gazownictwa

Adam Wawrzynowicz, Marcel Krzanowski

Pod koniec 2021 roku zaprezentowano długo wyczekiwane projekty zmian legislacyjnych do tzw. III pakietu liberalizacyjnego, czyli

- dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/WE z 13 lipca 2009 roku, dotyczącą wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylającą dyrektywę 2003/55/WE¹ oraz
- rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 715/2009 z 13 lipca 2009 roku w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego i uchylające rozporządzenie (WE) nr 1775/2005².

Podstawowym celem reformy jest **dostosowanie otoczenia regulacyjnego gazownictwa do obecności odnawialnych i niskoemisyjnych paliw gazowych**. To jednak nie wszystko – projekty mają wprowadzić także nowe mechanizmy przeciwdziałania ryzyku w zakresie bezpieczeństwa dostaw na poziomie regionalnym, szeroki pakiet uprawnień konsumenckich oraz obowiązki prowadzące do zmniejszenia wycieków metanu w sektorze energetycznym.

Z kolei na początku lutego 2022 roku Komisja Europejska opublikowała uzupełniający akt delegowany w sprawie systematyki dotyczącej zmiany klimatu związany z jej łagodzeniem i przystosowaniem się do niej³. Akt ten odnosi się do działalności, które nie zostały objęte ostatnim aktem delegowanym⁴, a mianowicie do działalności związanych z energią jądrową i gazem ziemnym.

Cele strategiczne Komisji Europejskiej

Wraz z wejściem w życie rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2021/1119 z 30 czerwca 2021 roku w sprawie ustanowienia ram na potrzeby osiągnięcia neutralności klimatycznej i zmiany rozporządzeń (WE) nr 401/2009 i (UE) 2018/1999 (**Europejskie Prawo o Klimacie**)⁵ usankcjonowany został cel na 2030 rok, polegający na ograniczeniu emisji netto gazów cieplarnianych (emisje po odliczeniu pochłaniania) w UE o co najmniej 55% w porównaniu z poziomami z 1990 roku. To krok ważny nie tylko ze względów wizerunkowych – ustanowienie wiążącego celu w zakresie ograniczenia emisji gazów cieplarnianych powinno przełożyć się na zawartość opracowywanych i przyjmowanych aktów prawnych w obszarze energetyki. Przedsmak tego mieliśmy okazję poczuć przy okazji publikacji pakietu projektów legislacyjnych określanego nazwą *Fit for 55*⁶. Zmiany te, mimo że zostały zaprezentowane ponad pół roku temu, nadal stanowią przyczynek do dyskusji za sprawą ich spodziewanych, ważnych dla życia społeczno-gospodarczego konsekwencji.

Ostatnio zaprezentowany pakiet dekarbonizacyjny⁷ (potocznie nazywany *Hydrogen and Decarbonised Gas Package* bądź *Hy-*

drogen and Gas Markets Decarbonisation Package) ma stanowić uzupełnienie propozycji przedstawionych w lipcu 2021 roku. Podstawowe założenia tego pakietu były znane już wcześniej za sprawą zapowiedzi Komisji KE w drodze komunikatu Komisji KE do Parlamentu Europejskiego, Rady Europejskiej, Rady Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów „Impuls dla gospodarki neutralnej dla klimatu: strategia UE dotycząca integracji systemu energetycznego” COM(2020) 299 *final*⁸ oraz komunikatu Komisji KE do Parlamentu Europejskiego, Rady Europejskiej, Rady Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów „Strategia w zakresie wodoru na rzecz Europy neutralnej dla klimatu” COM(2020) 301 *final*⁹.

Prognozuje się, że w perspektywie najbliższych trzydziestu lat znaczenie paliw gazowych dla gospodarki europejskiej pozostanie mniej więcej na zbliżonym do obecnego poziomie i nadal będą odpowiadały za około 20% konsumpcji energii w Unii Europejskiej. Komisja Europejska dąży jednak do zmiany struktury tego fragmentu konsumpcji poprzez stopniowe przejście z gazowych paliw kopalnych do gazowych paliw niskoemisyjnych i odnawialnych, takich jak biogaz, biometan, niskoemisyjny i odnawialny wodór czy metan syntetyczny. Gazowe paliwa alternatywne, mimo ich niedużego udziału w obecnym miksie, mają stanowić 2/3 paliw gazowych wykorzystywanych w 2050 roku, zaś pozostały udział (1/3) ma być uzupełniony przez paliwa kopalne „oczyszczone”, przy wykorzystaniu technologii pozwalających na wychwytywanie i magazynowanie dwutlenku węgla (CCSU/CCS). Obecnie gazowe paliwa alternatywne, a konkretnie ich producenci, napotyka bariery regulacyjne, ograniczające tempo rozwoju nowych rynków. W związku z tym w grudniowym pakiecie Komisja Europejska zaproponowała zmiany mające przeciwdziałać temu zjawisku. Mają one zostać wprowadzone przez przyjęcie dwóch nowych aktów prawnych:

- projektu dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady, dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazów odnawialnych, gazu ziemnego i wodoru (mającą zastąpić obecnie obowiązującą dyrektywę),
- projektu rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie wewnętrznego rynku gazów odnawialnych, gazu ziemnego i wodoru (mające zastąpić obecnie obowiązujące rozporządzenie).

Istotne zmiany dla gazownictwa o charakterze ogólnym

Zanim szerzej zostaną omówione propozycje legislacyjne mające umożliwić „integrację” gazów alternatywnych z systemem gazowym, konieczne jest przedstawienie propozycji o ogólnym, istotnym znaczeniu dla całego gazownictwa.

Jedną z istotniejszych zmian ma dotyczyć rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2017/1938 z 25 października 2017 roku dotyczącego środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego i uchylającego rozporządzenie (UE) nr 994/2010¹⁰ (rozporządzenie SoS). Do aktu tego mają bowiem zostać wprowadzone szczególne mechanizmy przyznające państwom członkowskim nowe uprawnienia do przeciwdziałania ryzyku w zakresie dostaw gazu zdiagnozowanym na poziomie regionalnym. Jeżeli ze wspólnej oceny wynika, że na poziomie regionalnym istnieje ryzyko, które może dotyczyć jednego bądź kilku państw w ramach tej samej grupy i któremu nie można w inny sposób zaradzić, państwa członkowskie będą mogły rozważyć przyjęcie jednego bądź kilku ze środków szczególnych, takich jak:

- zobowiązanie użytkowników instalacji magazynowych gazu do przechowywania minimalnej ilości paliwa gazowego w magazynach podziemnych,
- przetargi, licytacje lub równoważne mechanizmy zachęcające do rezerwacji pojemności magazynowych, w ramach których pokrywane są ewentualne niedobory kosztów,
- zobowiązanie operatora systemu przesyłowego do zakupu i zarządzania strategicznymi zapasami gazu,
- dopuszczenie możliwości pełnej integracji magazynów w sieci operatora systemu przesyłowego w przypadku, gdy w przeciwnym razie magazynowanie spowodowałoby zatrzymanie działalności, jeżeli takie zatrzymanie działalności zagroziłoby bezpiecznemu i niezawodnemu funkcjonowaniu systemu przesyłowego.

Pierwszy z tych środków zbliżony jest do rozwiązań przewidzianych w ustawie z 16 lutego 2007 roku o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym¹¹ (ustawa o zapasach).

Pakiet przewiduje także szeroki katalog uprawnień konsumentów. Na przykład państwa członkowskie będą zobowiązane zapewnić wszystkim odbiorcom końcowym prawo do zakupu gazu od wybranego dostawcy, niezależnie od miejsca jego zarejestrowania w Unii Europejskiej pod warunkiem, że przestrzega on obowiązujących zasad handlu i bilansowania. Warto też wspomnieć o prognozowanym wprowadzeniu „porównywar” ofert dostawców gazu. Zgodnie z projektowanymi zapisami, państwa członkowskie będą obowiązane zapewnić, aby przynajmniej odbiorcy będący gospodarstwami domowymi oraz mikroprzedsiębiorstwa mieli bezpłatny dostęp do co najmniej jednego „narzędzia porównującego oferty dostawców, w tym oferty związane”. Klienci mają być informowani o dostępności takich narzędzi w rachunkach lub wraz z rachunkami bądź w inny sposób.

Istotną zmianą odnoszącą się do propozycji opisywanych w kolejnych częściach artykułu jest wprowadzenie zakazu zawierania długoterminowych kontraktów na zakup gazu ziemnego po 2049 roku. Jak można wyczytać w preambule do projektu dyrektywy gazowej, kontrakty takie są istotną częścią dostaw gazu do państw członkowskich. Jednocześnie zwraca się uwagę, że okoliczność ta nie może stanowić przeszkody dla wejścia na rynek gazów ze źródeł odnawialnych i niskoemisyjnych.

W tym segmencie należy też wspomnieć o projekcie rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie redukcji

emisji metanu w sektorze energetycznym oraz zmieniającego rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/942 z 5 czerwca 2019 roku, ustanawiającego Agencję Unii Europejskiej ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki¹². Celem przyszłego rozporządzenia jest ochrona i poprawa stanu środowiska poprzez zmniejszenie emisji metanu z energii kopalnej produkowanej lub zużywanej w Unii Europejskiej. Adresatami tych rozwiązań mają być podmioty gospodarcze prowadzące działalność w zakresie ropy naftowej i produktów ropopochodnych, paliw gazowych oraz węgla. Nowe obowiązki podzielono na działania w obszarze monitorowania i raportowania (ang. *monitoring and reporting*) oraz łagodzenia (ang. *mitigation*). Dla branży *Oil&Gas* w pierwszej grupie działań przewiduje się bezpośredni pomiar emisji metanu na poziomie źródeł, częste wykrywanie wycieków oraz przeprowadzanie przeglądów wszystkich elementów infrastruktury stanowiącej źródło emisji, nieprzerwane monitorowanie elementów podatnych na wycieki oraz publiczną inwentaryzację nieczynnych szybów. Z kolei na działania znajdujące się w drugiej grupie składa się obowiązek bezwzględnego (bądź w najkrótszym możliwym czasie) naprawiania wycieków metanu, zakaz odpowietrzania gazociągu oraz rutynowego *flarignu* (z kilkoma wyjątkami) oraz obowiązek łagodzenia wycieków emisji metanu z niewykorzystywanych instalacji. Wśród propozycji są też rozwiązania mające pomóc przedsiębiorstwom energetycznym rozłożyć ciężar wynikający z nowych zadań. W projekcie rozporządzenia metanowego przewiduje się uprawnienie do wliczenia kosztów związanych z dostosowaniem infrastruktury do wymogów wynikających z rozporządzenia przy ustalaniu taryf bądź metod ich obliczania.

Metanowe paliwa alternatywne w systemie gazowym

Komisja Europejska dąży do zerwania z „łatką” mówiącą, że obecne przepisy znajdują zastosowanie wyłącznie do rynku gazu ziemnego. System gazowy w nowym kształcie to system oparty na gazach metanowych, nie tylko kopalnych, ale także odnawialnych i niskoemisyjnych. Najbardziej czytelną manifestacją tej zmiany jest wprowadzenie wiążącej definicji terminu „gaz ziemny”, który oznaczać ma „wszystkie gazy składające się głównie z metanu i obejmujące biogaz i gaz z biomasy, zwłaszcza biometan, lub inne rodzaje gazów, które można – zgodnie z wiedzą techniczną – bezpiecznie wtłaczać i transportować systemem gazociągów”.

W nowej dyrektywie ma zostać dodana także definicja legalna terminu „gaz odnawialny”. Jego pojęcie ma obejmować biogaz w rozumieniu przepisu art. 2 pkt 28 dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z 11 grudnia 2018 roku w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych¹³ (dyrektywa OZE), w tym biometanu i odnawialnych ciekłych i gazowych paliw transportowych pochodzenia niebiologicznego, zdefiniowane w przepisie art. 2 pkt 36 dyrektywy o OZE. W projekcie przewiduje się także definicję terminu „paliwo niskoemisyjne”, które będzie odnosiło się do części pochodzących z recyklingu paliw gazowych, o których mowa w przepisie art. 2 pkt 35 dyrektywy o OZE, a także niskoemisyjnego wodoru i syntetycznych paliw gazowych o zawartości energetycznej uzyskiwanej z niskoemisyjnego wodoru, „które spełniają próg redukcji emisji gazów cieplarnianych na poziomie 70%”. Odnawialność bądź niskoemisyjność paliw gazowych ma być

potwierdzana certyfikatami wydawanymi z uwzględnieniem kryteriów zrównoważonego rozwoju oraz bilansu masy, przewidzianych w dyrektywie o OZE.

Podstawowe założenia leżące u podstaw regulacji rynku gazu – rozdział produkcji i dostaw od przesyłu, dystrybucji i magazynowania, zasada dostępu stron trzecich, zasada zatwierdzania taryf lub metod do ich kalkulacji stosowanych do infrastruktury gazowej, zasada ustalania cen dostaw na podstawie mechanizmów rynkowych oraz wolność wyboru dostawcy – nie ulegną zmianie, ale zostaną rozszerzone na takie gazy, jak chociażby biometan czy metan syntetyczny. Metanowe gazy alternatywne mają mieć zagwarantowany dostęp do systemu gazowego. Zgodnie z założeniami projektu dyrektywy gazowej, państwa członkowskie mają zapewnić dostęp gazów odnawialnych i niskoemisyjnych do rynku i infrastruktury niezależnie od tego, czy instalacje produkujące te gazy są podłączone do sieci dystrybucyjnych i transportowych. Ponadto, operatorzy systemów przesyłowego i dystrybucyjnego będą zobowiązani do ustanawiania i publikowania transparentnych i niedyskryminacyjnych połączeń do nowej infrastruktury produkującej gazy alternatywne.

Wartą do odnotowania zmianą w zakresie taryfowania jest jednak **wprowadzenie rabatów taryfowych dla gazów odnawialnych i niskoemisyjnych**. Przy ustalaniu taryf zniżki mają być stosowane w stosunku do:

- punktów wejścia z zakładów produkcji energii odnawialnej i niskoemisyjnej (zniżkę w wysokości 75% stosuje się do odpowiednich taryf opartych na zdolności w celu zwiększenia zatłaczania gazów ze źródeł odnawialnych i gazów niskoemisyjnych),
- taryf przesyłowych opartych na zdolności obowiązujących w punktach wejścia do instalacji magazynowych i punktach wyjścia z instalacji magazynowych, chyba że instalacja magazynowa jest połączona z więcej niż jedną siecią przesyłową lub dystrybucyjną i wykorzystywana do konkurowania z punktem połączenia międzysystemowego (zniżkę taką ustala się na poziomie 75% w państwach członkowskich, w których po raz pierwszy wprowadzono do systemu gaz odnawialny i niskoemisyjny).

Rabaty będą mogły być niższe tylko w sytuacji, gdy zdecyduje o tym regulator i pod warunkiem, że niższy poziom zostanie ustanowiony w zgodzie z ogólnymi zasadami dotyczącymi taryf, zwłaszcza z zasadą odzwierciedlenia kosztów, przy wzięciu pod uwagę w stosownych przypadkach potrzeby stabilnych ram finansowych dla istniejących inwestycji, a także postępu we wdrażaniu odnawialnych i niskoemisyjnych gazów w danym państwie członkowskim. Szczegóły dotyczące zniżek taryfowych mogą być zawarte w nowych kodeksach sieciowych. Jednocześnie w projekcie dyrektywy gazowej zawarto postanowienie, że zniżki będą mogły być ustanawiane, jeżeli przewidywać to będzie prawodawstwo unijne. Należy zauważyć, że odnosi się ona wyłącznie do gazów odnawialnych i niskoemisyjnych, z pominięciem kopalnych gazów metanowych. Jednocześnie z projektowanych aktów nie wynika, jak to rozwiązanie może wpłynąć na obecnie obowiązujące rabaty wydane na podstawie rozporządzenia Komisji (UE) 2017/460 z 16 marca 2017 roku, ustanawiającego kodeks sieci dotyczący zharmonizowanych struktur taryf przesyłowych dla gazu¹⁴. Ponadto, przygotowywane akty nie udzielają odpowiedzi na to, czy operatorzy infrastruktury będą mogli odzyskać koszty

związane z ustanowieniem takich rabatów. To wszystko kwestie, które muszą jeszcze zostać doprecyzowane przez projektodawców pakietu.

Nowy system wodorowy

Najważniejsze zmiany wynikające z pakietu dekarbonizacyjnego mają jednak dotyczyć wodoru oraz zasad rządzących tym rynkiem. **Komisja Europejska planuje bowiem stworzyć odrębny system wodoru, istniejący obok systemu gazów metanowych**. Należy przy tym zaznaczyć, że będzie to system „wodoru o wysokim stopniu czystości”, jak można wyczytać w definicji terminu „system wodorowy”, zawartej w projekcie dyrektywy gazowej.

Wyodrębnienie systemu wodorowego wiąże się także z wyodrębnieniem operatorów infrastruktury wodorowej. Projekty przewidują konieczność wykonywania funkcji operatorskich w obszarach transportu (rozumianego jako transport przez sieć wodorową w celu jego dostarczenia klientom, ale z wyłączeniem dostaw, niezależnie od ciśnienia, zasięgu geograficznego lub połączonej grupy klientów sieci), magazynowania wodoru oraz regazyfikacji i skraplania. W stosunku do nich mają znaleźć zastosowanie analogiczne zasady dotyczące rozdziału, tak jak jest w przypadku operatorów systemu gazowego. Jak można wyczytać w preambule do projektu nowej dyrektywy gazowej, to rozwiązanie uznaje się za korzystniejsze w porównaniu z wprowadzeniem takich zasad już po wykształceniu się rynku (przede wszystkim pod kątem oszczędności czasowych). Z projektów wynika, że po 2030 roku operatorzy powinni być poddani unbundlingowi własnościowemu albo zostać przekształceni w niezależnego operatora systemu (ISO). Rozwiązanie to wzbudziło zastrzeżenia Europejskiej Sieci Operatorów Systemów Przesyłowych Gazu (ENTSOG). Wskazała ona w swoim komunikacie, że może ono, „w połączeniu z proponowanym modelem wydzielenia prawnego aktywów gazowych i wodorowych, stłumić lub opóźnić inwestycje w infrastrukturę wodorową oraz może osłabić rozwój sieci”¹⁵. Zgodnie z założeniami pakietu dekarbonizacyjnego, operatorzy sieci wodorowych mają współpracować na poziomie europejskim. Dlatego ustanowiona ma zostać Europejska Sieć Operatorów Sieci Wodorowych (ENNOH).

Do sieci wodorowych ma znaleźć zastosowanie zasada TPA, co ma służyć zapewnieniu „konkurencji i równych szans na rynku dostaw wodoru”. Zasada TPA ma dotyczyć także instalacji magazynowych oraz terminali regazyfikacyjnych i skraplających wodór. Projektodawcy zdają sobie zapewne sprawę z tego, że wprowadzenie podstawowych zasad rynku gazu do infrastruktury wodorowej już od samego początku obowiązywania nowych regulacji może stanowić dla jej właścicieli zbyt duże obciążenie. W projektach przewidziano więc derogacje pozwalające na czasowe zwolnienie infrastruktury wodorowej od stosowania tych zasad. Dla sieci wodorowych istniejących w dniu wejścia w życie dyrektywy będzie możliwe zastosowanie derogacji, w drodze których zostanie wyłączone stosowanie przepisów ustanawiających zasadę TPA czy regulujących unbundling operatorów sieci wodorowych. Datą graniczną dla stosowania tego typu zwolnień będzie 31 grudnia 2030 roku. Nadzór nad funkcjonowaniem systemu wodorowego mają sprawować niezależne organy regulacyjne.

W kontekście zmian dotyczących wodoru warto wspomnieć o proponowanych rozwiązaniach w sprawie domieszkania

wodorem gazu ziemnego. W projekcie rozporządzenia gazowego przewiduje się **ustanowienie wymaganych pułapów domieszek wodoru w punktach połączeń międzysystemowych między państwami członkowskimi UE w systemie gazu ziemnego na poziomie 5%**. Obowiązek ten ma być realizowany od 1 października 2025 roku. Projektowane przepisy dopuszczają możliwość ustanowienia wyższych pułapów, jednak wówczas nie będą mogły być stosowane przewidziane w rozporządzeniu przepisy odnoszące się do transgranicznej koordynacji w zakresie jakości gazu. Można to odczytać jako znak, że Komisji Europejskiej w większym stopniu zależy na „zazielenianiu” gazu ziemnego poprzez dodawanie odnawialnych i niskoemisyjnych gazów metanowych, zaś czysty wodór powinien krążyć w ramach własnego podsystemu.

Akt delegowany do rozporządzenia w sprawie taksonomii UE dla gazu ziemnego

Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2020/852 z 18 czerwca 2020 roku w sprawie ustanowienia ram ułatwiających zrównoważone inwestycje, zmieniające rozporządzenie (UE) 2019/2088¹⁶ (**rozporządzenie w sprawie taksonomii UE**) ustanawia 3 typy działalności:

- niskoemisyjną (art. 10 ust. 1),
- przejściową (art. 10 ust. 2),
- wspomagającą (art. 16).

W najnowszym akcie uzupełniającym KE zaliczyła niektóre działalności w zakresie energii jądrowej i gazu ziemnego do drugiej kategorii działań. Uznaje się je za działania, których nie można jeszcze zastąpić wykonalnymi technologicznie i ekonomicznie alternatywami niskoemisyjnymi, ale które przyczyniają się do łagodzenia zmian klimatu i mogą odegrać ważną rolę w przejściu na gospodarkę zeroemisyjną, zgodnie z celami klimatycznymi UE oraz z zastrzeżeniem pewnych warunków i bez wypierania inwestycji w źródła odnawialne.

Akt uzupełniający przewiduje również określone wymogi informacyjne związane z działalnością związaną z energią jądrową i gazem ziemnym poprzez zmianę aktu delegowanego dotyczącego ujawniania informacji zgodnie z przepisami art. 8 rozporządzenia w sprawie taksonomii UE¹⁷. Poprawka ta wprowadza wymóg, aby duże, notowane na giełdzie spółki niefinansowe i finansowe ujawniały część swojej działalności związanej z energią jądrową i gazem ziemnym. Ma to pomóc inwestorom w dokonywaniu świadomych wyborów.

Akt uzupełniający odnosi się do **3 rodzajów działalności związanych z gazem ziemnym:**

- 1) wytwarzania energii elektrycznej z wykorzystaniem kopalnych paliw gazowych,
- 2) wysokosprawnej kogeneracji ciepła/chłodu i energii z wykorzystaniem kopalnych paliw gazowych,
- 3) produkcji ciepła/chłodu z wykorzystaniem kopalnych paliw gazowych w efektywnym ciepłownictwie/chłodnictwie systemowym.

Pamiętać trzeba, że w art. 9 rozporządzenie w sprawie taksonomii UE określa cele środowiskowe, które muszą spełniać działalności objęte aktami uzupełniającymi. Dla działalności związanych z gazem ziemnym najbardziej wymagające warunki związane są z celem polegającym na łagodzeniu zmian klimatu. Każda z tych działalności musi spełniać jeden z następujących progów emisji:

- emisje w cyklu życia są poniżej 100 g CO₂e/kWh lub

- dla instalacji, dla których uzyskano pozwolenie na budowę do końca 2030 roku i w przypadku braku dostępności źródeł odnawialnych w wystarczającej skali, **emisje bezpośrednie wynoszą poniżej 270 g CO₂e/kWh** lub, w przypadku działalności związanej z wytwarzaniem energii elektrycznej, ich roczna bezpośrednia emisja gazów cieplarnianych nie może przekroczyć średnio 550 kg CO₂/kW mocy obiektu przez 20 lat. W takim przypadku działalność musi spełniać wiele warunków kumulatywnych, m.in. **zapewniać pełne przejście na gazy odnawialne lub niskoemisyjne do końca 2035 roku.**

Parlament Europejski i Rada będą miały 4 miesiące na zbadanie projektu i, jeśli uznają to za konieczne, na zgłoszenie sprzeciwu wobec niego. Z zaprezentowanego dokumentu można wyczytać, że będzie on stosowany od 1 stycznia 2023 roku.

* * *

Gdy opublikowano zbiór projektów legislacyjnych *Fit for 55*, można się było spodziewać, że ten kolejny środek do osiągnięcia celów klimatycznych, czyli omawiany pakiet dekarbonizacji, będzie równie wymagający, a co za tym idzie – będzie dużym wyzwaniem dla gazownictwa. Lektura proponowanych rozwiązań niejako potwierdza to założenie – Komisja Europejska chce poprawiać sytuację gazów odnawialnych i niskoemisyjnych kosztem kopalnych gazów metanowych, co wyraża się w nowych obowiązkach przedsiębiorstw gazowniczych w wielu obszarach ich działalności. Zasadność ustanawiania bądź ich proponowany kształt w niektórych przypadkach może jednak wzbudzać wątpliwości.

Z projektowanych aktów nie wynika, jak nowe rozwiązania mają wpłynąć na obecnie obowiązujące rabaty, wydane na podstawie rozporządzenia Komisji (UE) 2017/460 z 16 marca 2017 roku, ustanawiające kodeks sieci dotyczący zharmonizowanych struktur taryf przesyłowych dla gazu¹⁸. Nie jest jasne, czy te rabaty będą mogły nadal funkcjonować i wspierać rozwój infrastruktury gazowej służącej dywersyfikacji dostaw i rozwijaniu zdolności do magazynowania gazu. Ponadto, przygotowywane akty nie udzielają odpowiedzi na to, czy (ewentualnie w jaki sposób) operatorzy będą mogli odzyskać koszty związane z ustanowieniem takich rabatów.

Jeśli zaś chodzi o wyodrębnienie systemu wodorowego, w naszej ocenie można postawić pytanie o powód takiej właśnie zmiany w kierunku regulacji europejskiej, zważywszy na to, że drogę do neutralności klimatycznej ma skrócić tzw. koncepcja integracji sektorów (ang. *sector coupling*). Wątpliwe jest wyodrębnienie systemu wodoru obok systemu gazów metanowych, skoro to w tym drugim funkcjonują przedsiębiorstwa o znaczącym potencjale inwestycyjnym, rozwiniętej infrastrukturze i know-how niezbędnym do dynamizacji rozwoju rynku wodoru. Zastanawiać się można, dlaczego położono tak niewielki akcent na współpracę przedsiębiorstw gazowniczych, ciepłowniczych i elektroenergetycznych, a nawet podmiotów z innych sektorów, jak chociażby transport. Trudno znaleźć odpowiedź na pytanie, dlaczego w pakiecie nie przewiduje się jakichkolwiek szczególnych rozwiązań odnoszących się do instalacji *Power to Gas*, skoro ich potencjał to więcej niż tylko wytwarzanie wodoru, ale droga do oszczędniejszego magazynowania energii i integracji sektorów.

Wybrane przykłady obrazują, że niektóre propozycje zawarte w pakiecie dekarbonizacyjnym wymagają jeszcze dopracowania i zapewne uzgodnienia z kluczowymi interesariuszami rynku. Dlatego konieczne jest zaangażowanie się w konsultacje nad tymi aktami oraz wywarcie presji na wprowadzenie zmian korzystnych dla klimatu, ale stanowiących jednocześnie kontynuację wcześniej obranych kierunków regulacji.

Jeżeli chodzi o nowy akt delegowany do rozporządzenia w sprawie taksonomii UE, propozycje w nim zawarte wydają się korzystne z punktu widzenia sektora (w porównaniu z wcześniejszymi propozycjami). Należy jednak podkreślić, że wymagania stawiane działalnościom wykorzystującym gaz ziemny są surowe i prawdopodobnie wpłyną na plany inwestycyjne niektórych przedsiębiorstw z branży elektroenergetycznej i ciepłowniczej.

Adam Wawrzynowicz, radca prawny w Kancelarii Prawnej Wawrzynowicz i Wspólnicy

Marcel Krzanowski, prawnik w Kancelarii Prawnej Wawrzynowicz i Wspólnicy

Bibliografia

- ¹ Dz.U. UE. L. z 2009 roku, nr 211, s. 94 z późn. zm.
- ² Dz.U. UE. L. z 2009 roku, nr 211, s. 36 z późn. zm.
- ³ European Commission, *EU Taxonomy: Commission presents Complementary Climate Delegated Act to accelerate decarbonisation* <https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_22_711> (dostęp: 7.02.2022).
- ⁴ Rozporządzenie delegowane Komisji (UE) 2021/2139 z 4 czerwca 2021 roku, uzupełniające rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2020/852 poprzez ustanowienie technicznych kryteriów kwalifikacji służą-

cych określeniu warunków, na jakich dana działalność gospodarcza kwalifikuje się jako wnosząca istotny wkład w łagodzenie zmian klimatu lub w adaptację do zmian klimatu, a także określeniu, czy ta działalność gospodarcza nie wyrządza poważnych szkód względem żadnego z pozostałych celów środowiskowych (Dz.U. UE. L. z 2021 roku, nr 442, s. 1).

⁵ Dz.U. UE. L. z 2021 roku, nr 243, s. 1.

⁶ European Commission, *Delivering the European Green Deal* <https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal/delivering-european-green-deal_en> (dostęp: 12.01.2022).

⁷ European Commission, *Commission proposes new EU framework to decarbonise gas markets, promote hydrogen and reduce methane emissions* <https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_21_6682> (dostęp: 12.01.2022).

⁸ Dz.U. UE. C. z 2021 roku, nr 123, s. 22.

⁹ Dz.U. UE. C. z 2021 roku, nr 123, s. 30).

¹⁰ Dz.U. UE. L. z 2017 roku, nr 280, str. 1.

¹¹ T.j. Dz.U. z 2021 roku, poz. 2249.

¹² Dz.U. UE. L. z 2019 roku, nr 158, s. 22.

¹³ Dz.U. UE. L. z 2018 roku, nr 328, s. 82 z późn. zm.

¹⁴ Dz.U. UE. L. z 2017 roku, nr 72, s. 29.

¹⁵ ENTOSG, *Press Releas. ENTOSG initial reaction to the publication of the EC's Hydrogen and Decarbonised Gas Market Package* https://www.entosg.eu/sites/default/files/2021-12/PR0261-21_211215_Press%20Release%20ENTOSG%20reaction%20on%20ECs%20Hydrogen%20and%20Decarbonised%20Gas%20Market%20Package_0.pdf (dostęp: 17.01.2022).

¹⁶ Dz.U. UE. L. z 2020 roku, nr 198, s. 13.

¹⁷ Rozporządzenie delegowane Komisji (UE) 2021/2178 z 6 lipca 2021 roku, uzupełniające rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2020/852 przez sprecyzowanie treści i prezentacji informacji dotyczących zrównoważonej środowiskowo działalności gospodarczej, które mają być ujawniane przez przedsiębiorstwa podlegające art. 19a lub 29a dyrektywy 2013/34/UE, oraz określenie metody spełnienia tego obowiązku ujawniania informacji (Dz.U. UE. L. z 2021 roku, nr 443, s. 9).

¹⁸ Dz.U. UE. L. z 2017 roku, nr 72, s. 29.

Liderzy innowacji nagrodzeni przez NCBiR

Ponad 82 mln zł na projekty 57 wybitnych młodych naukowców przeznaczyło Narodowe Centrum Badań i Rozwoju w XII edycji Programu LIDER. Program promuje badaczki i badaczy, których wyniki pracy mogą być wdrożone w gospodarce i którzy mają potencjał i motywację do pełnienia funkcji kierowników projektów badawczo-rozwojowych.

Program uruchomiono w 2009 roku i jest najdłużej nieprzerwanie trującym programem NCBiR. Do grona prawie 500 liderów dołączyło 57 nowych liderów i liderów XII edycji programu.

– *Do wprowadzania innowacji służących rozwojowi cywilizacyjnemu kraju i opartych na badaniach naukowych oraz rzetelnej wiedzy, potrzebujemy liderów ze świata nauki. Naukowców, którzy mają odwagę stawiania śmiałych pytań badawczych, wdrażania nowych rozwiązań w gospodarce, wskazywania kierunków rozwoju i którzy posiadają też umiejętność pociągania za sobą innych oraz budowania wokół siebie zespołu. Program LIDER poświęcony jest właśnie wspieraniu rozwoju naukowców-liderów w ich środowiskach, na uczelniach, w instytutach badawczych i naukowych, a także w przedsiębiorstwach* – powiedział dr Remigiusz Kopiczek, p.o. dyrektora NCBiR.

Przeprowadzone w NCBiR analizy karier laureatów programu LIDER pokazują, że udział w nim przyczynia się do rozwoju naukowców: zarówno ich kompetencji jako samodzielnych kierowników zespołów, jak i ich karier naukowych. Pomaga też przy przekonywaniu inwestorów do wykorzystania w praktyce wyników pracy badawczej.

– *Program LIDER NCBiR jest swego rodzaju pieczęcią doskonałości* – stwierdził dr hab. inż. Jakub Kupecki z Instytutu Energetyki, który w XII edycji programu otrzymał grant na projekt „Opracowanie innowacyjnego stałotlenkowego elektrolizera (SOE) wytwarzanego niskokosztowymi technikami wytwórczymi jako kluczowego elementu nowoczesnych magazynów energii opartych na koncepcji *Power to Gas*”. – *Projekty przechodzą przez rygorystyczną ocenę wybitnego grona ekspertów, co pozwala na wyselekcjonowanie wyróżniających się pomysłów o wysokim potencjale badawczym i wdrożeniowym. Nie pozostaje to bez znaczenia podczas rozmów z potencjalnymi odbiorcami efektów projektów, którzy chcą komercjalizować rezultaty prac B+R, a niejednokrotnie ich potrzeby definiują zakres*

i charakter projektu. Pozyskane finansowanie pozwala rozszerzyć zakres badań oraz zaangażować młodą, wysoko wykwalifikowaną interdyscyplinarną kadre B+R – tak będzie w przypadku mojego projektu. Mam nadzieję, że projekt LIDER umożliwi mi finalizację kolejnego etapu badań i rozpoczęcie postępowania profesorskiego – dodał dr hab. inż. Jakub Kupecki.

Efektom projektu dr. hab. inż. Jakuba Kupeckiego będzie udoskonalony elektrolizator SOE, wytwarzany niskokosztowymi metodami wytwórczymi, przystosowanymi do masowej produkcji. – *Urządzenie to umożliwi wytworzenie wodoru, zużywając o około 30% mniej energii elektrycznej niż komercyjne elektrolizery alkaliczne i PEM. Urządzenie tego typu jest podstawowym elementem do budowy instalacji elektrolizy dowolnej mocy – od układów o mocy wystarczającej do produkcji wodoru dla stacji tankowania kilkudziesięciu pojazdów wodorowych dziennie do wielomegawatowych instalacji produkcji wodoru dla energetyki, przemysłu, chemii lub petrochemii. Głównymi odbiorcami technologii będą podmioty z sektora paliwowo-energetycznego oraz związane z produkcją amoniaku, która odpowiada za około 40% zużycia wodoru w Polsce. Już na etapie składania wniosku udało się pozyskać cztery listy intencyjne od firm zainteresowanych wdrożeniem tej technologii* – powiedział dr hab. inż. Jakub Kupecki.

LIDER w liczbach

Średni wiek laureatów i laureatek XII edycji programu to 34 lata. Większość z nich posiada stopień naukowy doktora (76%). 39 proc. wyróżnionych to kobiety. Wśród zwycięskich projektów większość (61%) pochodziło z uczelni, 28% z instytutów badawczych (w tym instytutów działających w ramach Sieci Badawczej Łukasiewicz), 9% z PAN. Jeden lider realizuje swój projekt w przedsiębiorstwie.

Najwięcej nagrodzonych wniosków pochodziło z krakowskich uczelni technicznych: Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie (6) oraz z Politechniki Krakowskiej (4). W Krakowie realizowanych jest 20% projektów. Kolejne miasta z największą liczbą laureatów XII edycji to Poznań, Warszawa i Wrocław (po 15%). Pod względem tematyki projektów, które otrzymały dofinansowanie, dominują nauki inżynierskie i techniczne (60%).

Opis liderów i liderów XII edycji Programu LIDER oraz więcej informacji zawiera publikacja „XII edycja programu LIDER”. Opr. AC

Z PRAC KOMITETU STANDARDU TECHNICZNEGO

W okresie od września 2021 do marca 2022 roku działalność standaryzacyjna IGG była bardzo intensywna. Odbyły się m.in.:

- trzy posiedzenia plenarne KST – we wrześniu i grudniu 2021 roku oraz w marcu 2022 roku,
- warsztaty techniczne we wrześniu 2021 roku – podczas Targów EXPO-GAS w Kielcach,
- spotkania Prezydium KST – raz w miesiącu,
- cztery konferencje uzgodnieniowe – we wrześniu, w listopadzie oraz dwie w marcu 2022 roku,
- liczne spotkania zespołów roboczych, przeważnie w trybie *on-line*.

Oprócz tego siedem projektów standardów skierowano do ankiety do firm stowarzyszonych w IGG.

We wrześniu oraz w grudniu KST zatwierdził 5 projektów standardów, które następnie zostały ustanowione przez Zarząd IGG:

- **prST-IGG-3301** *Technologie bezwykopowe. Horyzontalne przewierthy sterowane*,
- **prST-IGG-1401** *Kody kreskowe dla urządzeń w punktach gazowych. Kody kreskowe dla gazomierzy miechowych* (po nowelizacji),
- **prST-IGG-1402** *Kody kreskowe dla urządzeń w punktach gazowych. Kody kreskowe dla reduktorów* (po nowelizacji),
- **prST-IGG-1403** *Kody kreskowe dla urządzeń w punktach gazowych. Kody kreskowe dla plomb* (po nowelizacji),
- **ST-IGG-3708** *Projektowanie, budowa i użytkowanie stacji re-gazyfikacji skroplonego gazu ziemnego LNG. Wymagania i zalecenia*. Standard ten zastąpił 7 standardów okładowych dotyczących LNG: ST-IGG-3701/ZN-G-2100:2018; ST-IGG-3702/ZN-G-2200:2018; ST-IGG-3703/ZN-G-2300-1; ST-IGG-3704/ZN-G-2300-2:2018; ST-IGG-3705/ZN-G-2300-3:2018; ST-IGG-3706/ZN-G-2300-4:2018; ST-IGG-3707/ZN-G-2300-4.

Podczas posiedzeń KST zatwierdzono zakres prac i harmonogramy oraz rekomendowane budżety dotyczące opracowania następujących dokumentów standaryzacyjnych:

1. **ST-IGG-4401 ST-IGG-4402 i ST-IGG-4403**, zastępujących przewidziane do wycofania przez PKN normy krajowe dotyczące jakości gazu,
2. **ST-IGG-3801** *Kompensacja naprężeń w gazociągach na terenach eksploatacji górniczej. Kompensatory – metodyka doboru*,
3. **ST-IGG-0501** *Stacje gazowe w przesyle i dystrybucji dla ciśnień wejściowych do 10 MPa włącznie. Wymagania w zakresie projektowania, budowy oraz przekazania do użytkownika* (nowelizacja),
4. **ST-IGG-0502** *Zespoły gazowe na przyłącach. Wymagania w zakresie projektowania, budowy oraz przekazania do użytkownika* (nowelizacja),
5. **ST-IGG-0503** *Stacje gazowe w przesyle i dystrybucji dla ciśnień wejściowych do 10 MPa włącznie. Wymagania w zakresie obsługi* (nowelizacja),
6. **ST-IGG-2702** *Rozliczanie małego LNG*,
7. **WT-IGG-4501** *Wymagania przy projektowaniu i budowie infrastruktury do transportu paliw gazowych z domieszką wodoru*,
8. **ST-IGG-0201:2018** *Protokół komunikacyjny SMART-GAS* (nowelizacja),
9. **ST-IGG-0204** *Przeliczniki i rejestratory*,

10. **ST-IGG-1001:2015** *Gazociągi. Oznakowanie trasy gazociągów. Wymagania ogólne* (nowelizacja),
11. **ST-IGG-1002:2015** *Gazociągi. Oznakowanie ostrzegające i lokalizacyjne. Wymagania i badania* (nowelizacja),
12. **ST-IGG-1003:2015** *Gazociągi. Słupki oznaczeniowe i oznaczeniowo-pomiarowe. Wymagania i badania* (nowelizacja),
13. **ST-IGG-1004:2015** *Gazociągi. Tablice orientacyjne. Wymagania i badania* (nowelizacja).

W rozpatrywanym okresie KST podjęło decyzję o rozpoczęciu prac nad dwoma nowymi tematami, dotyczącymi rozliczania małego LNG oraz infrastruktury do transportu paliw gazowych z domieszką wodoru. Podjęto także decyzje o odstąpieniu od realizacji dwóch tematów:

- na wniosek kierownika ZR 42 o odstąpieniu od opracowania DS dotyczącego metod badań stanu technicznego gazociągów nietłokowalnych – z powodu braku norm przedmiotowych i stosowania w praktyce różnych metod badań nie ma obecnie możliwości opracowania standardu. Po krótkiej dyskusji, mimo propozycji, aby zostały opracowane odpowiednie wytyczne, KST podjął decyzję o odstąpieniu od opracowania standardu i rozwiązaniu zespołu ZR 42,
- na wniosek kierownika ZR 43 o odstąpieniu od opracowania DS dotyczącego opracowania wytycznych dla sektora gazowego na podstawie normy ISO/IEC 27019:2017 *Information technology – Security techniques – Information security controls for the energy utility industry* – w czasie od zaakceptowania przez KST tego tematu zostały wydane odpowiednie przepisy państwowe i opracowanie standardu stało się niecelowe. KST podjął decyzję o odstąpieniu od opracowania standardu i rozwiązaniu zespołu ZR 43.

W zespołach roboczych trwają prace nad opracowaniem nowych i nowelizacją opracowanych w poprzednich latach standardów, a między innymi:

ZR 1 – projekt standardu **ST-IGG-0101** *Wytyczne do wzorcowania gazomierzy przy użyciu gazu ziemnego przy ciśnieniu $\geq 0,5$ MPa* został w lutym skierowany do ankiety,

ZR 3 – konferencja uzgodnieniowa dla **ST-IGG-0303** *Próby ciśnieniowe gazociągów z PE* odbyła się w marcu i standard w zasadzie jest gotowy do zatwierdzenia, KST na posiedzeniu w marcu 2022 roku podjął jednak decyzję o wstrzymaniu się z zatwierdzeniem dokumentu do czasu opublikowania nowego, tzw. rozporządzenia sieciowego – zgodnie z obowiązującymi przepisami aktualne rozporządzenie traci ważność we wrześniu 2022 roku,

ZR 26 – znowelizowany standard **ST-IGG-2602** *Prace gazo-niebezpieczne. Sieci gazowe przesyłowe* został w lutym skierowany do ankiety,

ZR 44 – projekt standardu **ST-IGG-4402** *Paliwa gazowe. Jakość paliw gazowych w sieci przesyłowej* – po rozpatrzeniu przez zespół uwag z ankiety planowane jest przeprowadzenie w marcu konferencji uzgodnieniowej.

Trwają przygotowania do warsztatów technicznych **Biometan – niekopalny, zielony składnik miks paliwowego w sieciach gazowych – standardy techniczne IGG**, które odbędą się 7–8 czerwca br. w Tarnowie Podgórnym pod Poznaniem.

Link do programu warsztatów i formularza zgłoszeniowego: <https://www.igg.pl/node/484>.

Sekretariat KST

„Polski Zielony Ład – program gazownictwa”

W okresie 14–16 stycznia br. w Zakopanem odbyło się cykliczne sympozjum Izby Gospodarczej Gazownictwa. W tym roku tematem wiodącym był „Polski Zielony Ład – program gazownictwa”.



Obrazy otworzył **dr Robert Perkowski**, prezes Izby Gospodarczej Gazownictwa, który podkreślił, że gazownictwo w ostatnich latach znajdowało się pod presją regulacji unijnych wynikających ze strategii Europejskiego Zielonego Ładu oraz – wbrew opiniom sektora – że gaz ziemny powinien być paliwem transformacyjnym, a wciąż traktowany był podobnie jak paliwo węglowe. Racjonalne argumenty sektora gazowniczego za tym, że promując energetykę opartą na OZE, należy włączyć w ten proces gazownictwo, jako kluczowe wsparcie dla stabilizacji systemu energetycznego, przyniosły rezultaty. Wiele wskazuje na to, iż błękitne paliwo odzyskuje pozycję paliwa transformacyjnego. W wielu obszarach gospodarki obserwujemy rosnące zainteresowanie branżą gazowniczą i staje się ona tematem ogólnogospodarczym.

Pierwsza sesja sympozjum poświęcona była tematowi „**Nowe kierunki ładu gospodarczego**”. Moderatorem był prof. Grzegorz Tchorek, kierownik Katedry Gospodarki Narodowej Uniwersytetu Warszawskiego, a paneliści to: dr Piotr Dziadzio, podsekretarz stanu MKiŚ, główny geolog kraju, pełnomocnik rządu ds. polityki surowcowej państwa, dr Paweł Pikus, dyrektor Departamentu Elektroenergetyki i Gazu MKiŚ, Szymon Byliński, dyrektor Departamentu Elektromobilności i Gospodarki Wodorowej MKiŚ, Andrzej Kaźmierski, zastępca dyrektora gospodarki niskoemisyjnej MRIT, dr Robert Perkowski, wiceprezes PGNiG SA, Artur Zawartko, wiceprezes GAZ-SYSTEM S.A., prof. Stanisław Nagy z Akademii Górniczo-Hutniczej, prof. Jerzy Kaleta z Politechniki Wrocławskiej oraz dr Jacek Jaworski, dyrektor INiG-PIB.

Prezentacje i dyskusja panelowa były analizą i komentarzem do strategii UE w zakresie Europejskiego Zielonego Ładu. Pod-

kreślono, że konieczna jest aktywność w planowaniu transformacji klimatycznej, bo polityka klimatyczna jest wstępem do przyszłej polityki gospodarczej i musimy dbać o to, aby sprawiedliwa transformacja zapewniała korzystanie z tych samych praw, ale z uwzględnieniem uwarunkowań krajowych i regionalnych w celu zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego. Doceniono, że w pracach nad taksonomią uwzględniono nasze postulaty, co znalazło już odbicie na rynku, bo aukcje mocy wypełniają moce gazowe. Podczas tej sesji odniesiono się do strategicznych dokumentów, jakimi są porozumienie wodorowe i porozumienie biometanowe, a przedstawiciele administracji rządowej relacjonowali stan prac nad tymi dokumentami, podkreślając aktywność IGG w tych działaniach. Zwracano jednak uwagę, że transformacja wodorowa i biometanowa to proces wymagający zarówno jeszcze wielu prac studialnych w zakresie technologii, jak i nowych regulacji prawnych. Dla sektora gazowniczego to poważne wyzwanie, aby przygotować infrastrukturę do przyjęcia gazów zdekarbonizowanych, a także kwestia oceny i przygotowania urządzeń u odbiorców końcowych, aby zapewnić efektywne i bezpieczne ich użytkowanie. W dyskusji pojawił się bardzo ważny wątek – problem emisji CO₂. Zwrócono uwagę, że w polityce transformacji energetycznej ten problem musi być rozwiązany inaczej niż tylko poprzez EU ETS. To



kwestia budowania całego cyklu związanego z wychwytywaniem, transportem i magazynowaniem CO₂, co oznacza powstanie nowej dziedziny gospodarki na dużą skalę.

Prof. Stanisław Nagy w swojej prezentacji podkreślił, że wychwytywanie i składowanie dwutlenku węgla będzie miało zasadnicze znaczenie dla Europy w osiągnięciu neutralności klimatycznej, ale pozostaje nieopłacalne ekonomicznie z uwagi na obniżenie efektywności wytwarzania energii o około 12–14% i zwiększenie kosztów wytwarzania energii o około 20%. Europa zamierza zostać pierwszym na świecie kontynentem neutralnym dla klimatu do 2050 roku. CCS powraca w kręgach politycznych UE z trzech powodów: jako sposób na dekarbonizację przemysłu

ciężkiego, jako zapoczątkowanie gospodarki opartej na czystym wodorze (niebieski wodór jest wytwarzany z gazu ziemnego z CCS) oraz jako środek umożliwiający osiągnięcie zerowej emisji netto CO₂ w 2050 roku.

Druga sesja sympozjum poświęcona była tematowi „**Otoczenie instytucjonalne Zielonego Ładu**”. Moderatorem był ponownie prof. Grzegorz Tchorek, a panelistami: Karol Rabenda, podsekretarz stanu MAP, prof. Marzena Weresa, dyrektor Instytutu Gospodarki Światowej ze Szkoły Głównej Handlowej, dr Wojciech Szymalski, prezes Fundacji Instytutu na rzecz Ekorozwoju, Leszek Kąsek, starszy ekonomista z Biura Analiz Makroekonomicznych, ING Bank Śląski, dr Marcin Sienkiewicz, zastępca dyrektora Biura



Strategii i Projektów ds. Gazu TGE, Aneta Wilmańska, dyrektor Biura PGNiG w Brukseli, oraz Adam Wawrzynowicz, radca prawny z Kancelarii Wawrzynowicz i Wspólnicy.

Prezentacje w tym panelu analizowały Zielony Ład z perspektywy innych obszarów gospodarki oraz w wymiarze społecznym. **Prof. Marzena Weresa** z SGH stwierdziła, że kwestie związane z łaodem środowiskowym, społecznym i korporacyjnym (ESG) zajmują coraz silniejszą pozycję w relacjach biznesowych, a także u regulatorów unijnych i krajowych. Standardy wyznaczają globalne korporacje i lokalne biznesy muszą je respektować, także w Polsce. Największe wyzwania to zmiany klimatu, energooszczędność, racjonalne gospodarowanie odpadami, redukcja emisji zanieczyszczeń oraz stosowanie się do regulacji dotyczących ochrony środowiska. Drugi obszar to propagowanie różnorodności i równości, rozwijanie kapitału ludzkiego (szkolenia, wolontariat), działania na rzecz zmniejszania wykluczenia społecznego, relacje z lokalną społecznością. I wreszcie trzeci komponent ESG to struktura zarządu (kompetencje, płeć), poszanowanie praw akcjonariuszy, a także etyka w biznesie. Jak wskazują polskie badania, główne determinanty ekonomiczne zrównoważonego rozwoju to m.in. większy popyt na zrównoważone produkty i usługi (19%) oraz wchodzenie na nowe rynki dzięki zrównoważonym produktom (10%). Barierą jest brak wsparcia publicznego dla strategii ESG (23% respondentów).

W kolejnej prezentacji **Leszek Kąsek**, starszy ekonomista z Biura Analiz Makroekonomicznych, ING Bank Śląski, mówił o roli sektora finansowego w transformacji gospodarki w kierunku niskiej emisyjności. Pośredni wpływ na emisję stwarza konieczność bliższej współpracy instytucji finansowych z podmiotami w ramach całego łańcucha dostaw i wspierania inwestycji w czystą energię, zrównoważony transport czy ekologiczne rolnictwo. Za-

pewnienie finansowania dotyczy zarówno zwiększenia inwestycji w już dostępne i sprawdzone technologie (jak np. fotowoltaika, energia z wiatru na morzu, zielone budynki), jak i wsparcia komercjalizacji technologii, które są obecnie w fazie demonstracyjnej. Jako przykład można tu wymienić technologie magazynowania energii, wychwytywania i składowania emisji CO₂ czy produkcję i nowe zastosowania wodoru. W kwietniu 2021 roku kilkadziesiąt banków globalnych zobowiązało się do wspólnego celu neutralności klimatycznej w swoich pożyczkach i portfelach inwestycyjnych do 2050 roku. Do Net-Zero Banking Alliance – zorganizowanego pod parasolem programu środowiskowego ONZ-UNEP – dołączyły do tej pory 53 banki (w tym m.in. ING) z 27 krajów, które stanowią prawie jedną czwartą globalnych aktywów finansowych. Koordynacji poczynań sektora bankowego i biznesu nie sprzyja jednak niespójność regulacyjna, a jakość regulacji na rynkach finansowych jest konieczna. Towarowa giełda energii także wskazuje na konieczność precyzyjnych regulacji zarówno w sektorze energetycznym, jak i finansowym.

Prawny kontekst transformacji w kolejnej prezentacji omówił **mec. Adam Wawrzynowicz**. Wskazał, że 29 lipca 2021 roku w życie weszło rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2021/1119 z 30 czerwca 2021 roku w sprawie ustanowienia ram na potrzeby osiągnięcia neutralności klimatycznej i zmiany rozporządzeń (WE) nr 401/2009 i (UE) 2018/1999 (Europejskie Prawo o Klimacie). Zgodnie z nim celem na 2030 rok jest „ograniczenie emisji netto gazów cieplarnianych (emisje po odliczeniu pochłaniania) w Unii Europejskiej do 2030 roku o co najmniej 55% w porównaniu z poziomem z 1990 roku”. *Hydrogen and decarbonised gas market package to pakiet* propozycji legislacyjnych, których celem jest włączenie odnawialnych gazów metanowych do sektora gazownictwa oraz stworzenie systemu wodorowego. Odnawialne paliwa metanowe (biogaz, biometan, metan syntetyczny) mają zostać włączone do systemu gazowego, a państwa członkowskie mają zapewnić dostęp gazów odnawialnych i niskoemisyjnych do rynku i infrastruktury niezależnie od tego, czy instalacje produkujące te gazy są podłączone do sieci dystrybucyjnych i transportowych. Operatorzy systemów przesyłowego i dystrybucyjnego będą zobowiązani do ustanawiania i publikowania transparentnych i niedyskryminacyjnych połączeń do nowej infrastruktury produkującej gazy odnawialne i niskoemisyjne. Paliwa metanowane będą mogły być domieszkowane wodorem. Pakiet proponowanych rozwiązań obejmuje także:

- stworzenie nowego systemu opartego wyłącznie na produkcji, dostawach, transporcie, magazynowaniu, skraplaniu oraz regazyfikacji wodoru,
- wyodrębnienie operatorów infrastruktury wodorowej – sieci wodorowych, instalacji magazynowych wodoru oraz terminali wodorowych oraz rozszerzenie zasad rozdziału na operatorów wodorowych i TPA na infrastrukturę wodorową,
- utworzenie Europejskiej Sieci Operatorów Sieci Wodorowych (ENNOH),
- objęcie nowego systemu nadzorem organów regulacyjnych.

Kończąc sesję prezentacja **Anety Wilmańskiej**, dyrektora Przedstawicielstwa PGNiG w Brukseli, miała niezwykle edukacyjny wymiar – odkrywała kulisy funkcjonowania instytucji europejskich, była analizą treści powstających dokumentów i regulacji, a także technik ich negocjowania i powstawania. Jako przykład podała prace nad uzupełniającym

aktem delegowanym do rozporządzenia w sprawie tzw. taksonomii definiującej kryteria pozwalające na uznanie aktywności za zrównoważone. Po wielu miesiącach ta batalia zakończyła się trudnym kompromisem, który – z perspektywy naszego sektora – oceniam umiarkowanie pozytywnie. Podobnych dyskusji na temat pożądanych sposobów osiągnięcia celów prawa klimatycznego jest przed nami wiele. Jesteśmy w procesie wypracowywania stanowisk i kompromisów wielu graczy. Przez kolejne miesiące z wieloma graczami będziemy zabiegać o poparcie dla naszych postulatów i szukać kompromisów mających szansę zdobyć szerokie poparcie u legislatorów w Radzie, PE i KE. Kształt pakietów *Fit for 55* oraz gazowego poznamy za około 1,5–2 lata, ale już dzisiaj wiemy, że będzie ambitny i kosztowny do wdrożenia. Zdecydowanie warto być aktywnym uczestnikiem debaty, która zaowocuje nowymi ramami działania wszystkich kluczowych sektorów unijnej gospodarki oraz wpłynie na codzienne życie każdego z nas.

Co ważniejsze, podkreśliła, że wobec ogromnego przyspieszenia przygotowań transformacji systemowej w energetyce, konieczna jest edukacja uczestników rynku w tym zakresie, aby sprawnie negocjować kształt ostatecznych rozwiązań i wypracować mechanizmy ich wdrażania.

Trzecia sesja poświęcona była tematowi **„Programy wspierające innowacyjność (wodór, biometan)”**. Moderatorem był dr Marcin Roszkowski, prezes Instytutu Jagiellońskiego, a panelistami: Wojciech Racięcki, dyrektor Działu Rozwoju Innowacyjnych Metod Zarządzania Programami w Narodowym Centrum Badań i Rozwoju, Piotr Dowżenko, dyrektor Departamentu In-



nowacji i Wodoryzacji Gospodarki NFOŚ, Marek Kłoczko, prezes Krajowej Izby Gospodarczej, Robert Więckowski, prezes PSG, dr Tymoteusz Pruchnik, prezes Gas-Trading S.A., Aneta Kordas-Burza, dyrektor Pionu Laboratoriów GAZ–SYSTEM S.A., dr Agata Urbaniak, dyrektor Centralnego Laboratorium Pomiarowo-Badawczego PGNiG SA, dr Paweł Wilkosz, dyrektor Departamentu Geologii i Utrzymania Ruchu Gas Storage Poland sp. z o.o., oraz Robert Kwiatkowski, zastępca dyrektora ds. rozwoju PSG sp. z o.o..

Prezentacje w tej sesji rozpoczął przedstawiciel NCBiR, omawiając programy wspierające innowacyjność w formule „innowacyjnych zamówień publicznych”, czyli zamówienia przedkomercyjnego (PCP) i partnerstwa innowacyjnego (PI). Innowacyjne podejście polega na odejściu od modelu klasycznego konkursu,

w którym to wnioskodawcy zgłaszają swoje wnioski do centrum, przedstawiając swój pomysł i starając się o dofinansowanie. W przypadku zamówień przedkomercyjnych zamawiającym jest NCBiR, które definiuje problem badawczo-rozwojowy wynikający z realnych potrzeb polskiej gospodarki, a podmioty zainteresowane rozwiązaniem tego problemu uczestniczą w procesie, którego efektem końcowym jest opracowanie rozwiązania niedostępnego dziś na rynku. NCBiR otrzymało nagrodę w pierwszej edycji konkursu *European Innovation Procurement Awards (EUIPA)* w kategorii „Strategia zamówień innowacyjnych”. Realizowanych jest wiele projektów o budżecie ponad 200 mln zł. Jednym z nich jest „Innowacyjna biogazownia”, który powstał po przeanalizowaniu barier przy realizacji takich projektów, a także aby wprowadzić standard uniwersalności substratowej pracy biogazowni na różnych odpadach. Partnerem jest Uniwersytet Przyrodniczy w Poznaniu. Drugim projektem jest elektrociepłownia w lokalnym systemie energetycznym, na paliwach odnawialnych, bez spalania biomasy. Projekty objęte wsparciem NCBiR wyróżnia duża wartość naukowa. Zawsze kryją one w sobie także potencjał biznesowy, który warto zatrzymać w kraju, aby to właśnie w Polsce powstawały nowe przedsiębiorstwa technologiczne, zaplecza naukowo-badawcze oraz miejsca pracy dla specjalistów, a w rezultacie aby rosła także konkurencyjność gospodarki. Z myślą o tym NCBiR, PFR i PFR Ventures podpisały porozumienie, które tworzy fundament pod dalsze wspólne inicjatywy wspierające rozwój zielonych rozwiązań technologicznych.

Kolejna prezentacja, przygotowana przez NFOŚiGW, departament innowacji i wodoryzacji gospodarki, omawiała obszary zainteresowania, takie jak zielony transport publiczny, stacje tankowania wodoru i stacje ładowania pojazdów. Program „Nowa energia” dedykowany jest innowacyjnym przedsiębiorstwom na finansowanie nowych linii technologicznych i podnoszenie zdolności produkcyjnych. Nowy obszar działania daje możliwość obejmowania jednostek uczestnictwa i certyfikatów w funduszach inwestycyjnych, jeśli są powiązane z ochroną środowiska. Poszerza to możliwości finansowania dużych programów innowacyjnych. Obie instytucje państwowe – NCBiR i NFOŚiGW – zawarły alians i budują platformy konkursowe dla innowacyjnych projektów *Green Deal*. Partnerskie porozumienie – stwierdzili autorzy prezentacji – stymulować będzie tempo rozwoju nowych technologii i podkreślili, że transformacja wymaga obecności instytucji publicznych.

W panelu dyskusyjnym udział wzięli przedstawiciele spółek z Grupy Kapitałowej PGNiG, prezentując strategiczne programy uczestnictwa w rozwoju zielonego gazownictwa. We wszystkich obszarach działania spółek prowadzone są analizy programów inwestycyjnych, badania technologiczne i techniczne dotyczące infrastruktury przesyłowej i dystrybucyjnej w zakresie możliwości domieszki gazów zdekarbonizowanych, określane są parametry i wytyczne techniczne, analizowane są możliwości magazynowania wodoru w kawernach solnych i magazynowania w postaci sprężonego powietrza. Wszystkie działania mają na celu wytyczyć skalę potrzeb technologicznych, oszacować koszty i odpowiedzieć na pytanie: w jakim tempie i w jakiej skali gazownictwo może się zdekarbonizować?

dokończenie ze str. 7

zociągów Przesyłowych GAZ–SYSTEM S.A. oraz Energinet SOV zamierzają zawrzeć umowę dotyczącą połączenia międzysystemowego dla punktu połączenia międzysystemowego Faxø, który połączy systemy przesyłowe gazu ziemnego Polski i Danii po wybudowaniu nowego połączenia transgranicznego (projekt *Baltic Pipe*).

● **1 marca br.** Duńska Agencja Ochrony Środowiska (DEPA) wydała nowe pozwolenie środowiskowe dla budowy gazociągu *Baltic Pipe* na wstrzymanych w zeszłym roku lądowych odcinkach trasy. Dzięki temu Energinet, duński partner GAZ–SYSTEM w projekcie, może wznowić budowę inwestycji we wschodniej części Półwyspu Jutlandzkiego oraz w zachodniej części wyspy Fionii.

Prace na 40-kilometrowym rurociągu we wschodniej Jutlandii oraz 38-kilometrowej trasie w zachodniej Fionii rozpoczną się niezwłocznie. Nowe pozwolenie środowiskowe zawiera kilka dodatkowych wymagań w celu ochrony dzikiej przyrody w trakcie budowy i po jej zakończeniu. Zgodnie z deklaracjami Energinet utrzymany zostaje pierwotny termin uruchomienia gazociągu *Baltic Pipe*.

● **28 lutego br.** Budowa gazociągu GIPL o długości 508 km, który łączy gazowe systemy przesyłowe Polski i Litwy, dobiega końca. W związku z tym operatorzy systemów przesyłowych GAZ–SYSTEM S.A. oraz AB Amber Grid zdecydowali, że częściowa przepustowość tego gazociągu będzie dostępna dla uczestników rynku już od 1 maja. Pełną przepustowość GIPL osiągnie w październiku 2022 roku.

● **24 lutego br.** Według Polskiego Instytutu Ekonomicznego zaprzestanie importu z Rosji stworzyłoby konieczność zakupu i dostarczenia około 140 mld m³ gazu z innych kierunków. Największymi eksporterami LNG na świecie są: Katar (107 mld m³ w 2019 roku), Australia (102 mld m³ w 2020 roku) i USA (69 mld m³ w 2020 roku). Zakładając najbardziej ambitne scenariusze rozwoju możliwości eksportowych tych krajów, ich szczytowe roczne moce eksportowe na koniec 2022 roku mogą wynieść łącznie 376 mld m³. W 2020 roku w UE zużycie gazu wyniosło około 394 mld m³. Z kolei maksymalne możliwości importu gazu z Norwegii to około 120 mld m³ rocznie, to jest około

30 mld m³ więcej niż eksport do UE w 2020 roku. Zakładając zwiększenie importu z wymienionych kierunków, UE w teorii byłaby w stanie zastąpić 130 mld m³ rosyjskiego gazu. Co istotne, zwiększenie importu gazu LNG jest możliwe, biorąc pod uwagę infrastrukturę gazową istniejącą w UE. Maksymalna moc regazyfikacji w terminalach obecnie działających w krajach UE wynosi 197 mld m³, z czego wykorzystanie w 2021 roku wyniosło około 35 proc.

● **16 lutego br.** Jerzy Buzek został wybrany sprawozdawcą Parlamentu Europejskiego kluczowej regulacji w sprawie rynku wodoru oraz gazów odnawialnych i gazu ziemnego w UE. Poprowadzi też prace nad dyrektywą na ten sam temat w imieniu Europejskiej Partii Ludowej.

● **8 lutego br.** GAZ–SYSTEM zawarł umowę z wykonawcą na budowę ostatniego etapu gazociągu Gustorzyn–Wronów na odcinku od Leśniewic do Rawy Mazowieckiej. Gazociąg Gustorzyn–Wronów, o łącznej długości około 308 km i średnicy 1000 mm, jest kluczową inwestycją dla zapewnienia elastyczności i bezpieczeństwa dostaw gazu do klientów w centralnej Polsce. Umowa została zawarta z konsorcjum firm: ROMGOS sp. z o.o. ENGINEERING sp. k. (lider konsorcjum), ROMGOS Gwiazdowski sp. z o.o. oraz Przedsiębiorstwo Budowlano-Melioracyjne TOLOS Piotr Walczak i wspólnicy sp.k.

● **W listopadzie 2021 roku** GAZ–SYSTEM zabezpieczył dostawę rur na potrzeby całej inwestycji Gustorzyn–Wronów. W ostatnim kwartale ubiegłego roku podpisano też umowy z wykonawcami robót budowlanych na pozostałych dwóch odcinkach.

● **19 stycznia br.** Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo uzyskało cztery nowe obszary koncesyjne do zagospodarowania na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Rywalizowało o nie ponad 30 firm naftowych z całego świata. Na trzech z czterech nowo nabytych koncesji PGNiG będzie pełniło funkcję operatora. Tym samym liczba koncesji w Norwegii, w których udziały posiada Grupa PGNiG, zwiększy się do 62. W wyniku corocznej rundy koncesyjnej (APA 2021) norweski rząd przyznał ostatecznie udziały w ponad 60 koncesjach wydobywczych 28 firmom. PGNiG Upstream Norway, spółka zależna PGNiG, wnioskuje o udziały w czterech koncesjach i tyle otrzymała.

Niemiecka grupa energetyczna Uniper SE pracuje nad projektem mającym na celu utworzenie hubu technologii wodorowych na terenie elektrowni węglowej w Nadrenii Północnej-Westfalii. Zakład zostanie najpierw przekształcony w elektrownię gazową, by ostatecznie działać na zielonym wodorze. Elektrownia w Gelsenkirchen-Scholven, zasilana od 1968 roku węglem, wytwarza 762 MW energii elektrycznej dla północnego Zagłębia Ruhry i jest obecnie przekształcana w elektrownię z cyklem łączonej. W ramach projektu H₂iRTC „Przemysłowe Centrum Badawczo-Szkoleniowe Wodoru” firma energetyczna z siedzibą w Düsseldorfie utworzy centrum badawcze w zakładzie Gelsenkirchen-Scholven. Infrastruktura na miejscu powinna umożliwiać testowanie i certyfikację technologii wodorowych na dużą skalę w środowisku przemysłowym. Centrum zorganizuje również praktyczne szkolenia dla przemysłu w regionie. W ramach projektu H₂iRTC będzie pracować nad takimi projektami, jak przekształcanie wodoru w energię elektryczną, rozwiązywanie problemów z wytwarza-



Gigantyczna elektrownia węglowa przechodzi na zielony wódz. niem energii w okresach słabego wiatru i słońca oraz wykorzystaniem wodoru cząsteczkowego w mobilności.

Konferencja Energas 2022 – VI edycja

Krzysztof Górny, Gascontrol Polska

W okresie 26–28 stycznia 2022 roku w Kocierz Hotel & SPA w Targanicach odbyła się kolejna, szósta już edycja Konferencji Techniczno-Naukowej „Gazociągi wysokiego ciśnienia – nowe technologie, prace specjalistyczne, usługi i urządzenia infrastruktury sieci gazowej” Energas 2022. W tym roku w spotkaniu udział wzięło 140 osób z branży gazowniczej.

Konferencję zorganizowały Politechnika Śląska w Gliwicach oraz Gascontrol Polska sp. z o.o. W radzie naukowej zasiadli profesorowie z Katedry Techniki Ciepłej Politechniki Śląskiej: prof. dr hab. inż. Andrzej Szlęk, prof. dr hab. inż. Ireneusz Szczygieł oraz dr hab. inż. Wojciech Kostowski.

Konferencja Energas 2022 odbyła się pod patronatem Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa oraz Izby Gospodarczej Gazownictwa. PGNiG SA było również partnerem głównym konferencji. Wydarzenie wsparły firmy z branży naftowo-gazowniczej: Anticor sp. z o.o., Arma-pol sp. z o.o., Auma Polska sp. z o.o., Broen Poland sp. z o.o., Chart Ferox Inc., Fastra s.r.o., Lincoln Electric Bester sp. z o.o., Radiatym sp. z o.o. oraz Polskie Centrum Brokerskie sp. z o.o. W spotkaniu wzięli również udział przedstawiciele PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o., PSG sp. z o.o. oraz GAZ-SYSTEM S.A.

W ramach konferencji zorganizowano pięć paneli tematycznych. Pierwszy związany był z rosnącą rolą obrotu i dystrybucji gazem skroplonym LNG, gazem sprężonym CNG oraz biometanem. Tematyka referatów w tym panelu była różnorodna i dotyczyła m.in. rozwoju rynku CNG i LNG, multigeneracji w LNG, nowoczesnych rozwiązań w układach tankowania pojazdów gazem skroplonym LNG, wyzwań rozliczeniowych stacji gazu skroplonego LNG oraz włączania biometanu do sieci gazowych. Przedstawiono również zakres działalności Izby Gospodarczej Gazownictwa w 2021 roku.

Drugi dzień obrad wypełniły trzy panele prezentacyjne oraz panel dyskusyjny. Pierwszy dotyczył wodoru jako paliwa przyszłości. Przedstawiono referaty związane z wytwarzaniem i zagospodarowaniem wodoru oraz rolą turbin gazowych opalanych wodorem w procesie dekarbonizacji. Kolejny panel tematyczny dotyczył technologii do budowy gazociągów, a przedstawione w nim referaty obejmowały nowoczesne rozwiązania do spawania zautomatyzowanego rurociągów przesyłowych i instalacji ciśnieniowych, zagadnienia związane z budową strategicznej infrastruktury gazowniczej, bezspoinowe rozwiązania w konstrukcji PE-stal przyłączy domowych do gazu, oraz wykorzystanie funkcjonalności napędów eklektycznych armatury w celu zwiększenia niezawodności i większej kontroli nad instalacjami.

Kolejnym punktem konferencji był panel dyskusyjny, w którym udział wzięli przedstawiciele głównych podmiotów rynku gazu w kraju, a także uczelni i firm wykonawczych. Omówiono aktualną strategię pozyskania gazu skroplonego LNG na rynkach światowych, poruszono kwestię rosnących cen gazu i możliwości przyłączeń do sieci dystrybucyjnej odbiorców indywidualnych, omówiono też gotowość firm produkcyjnych i wykonawczych do realizacji zadań związanych z wodorem, aktualną sytuację firm wykonawczych dotyczącą dynamicznie

zmieniających się realiów gospodarczych oraz plany inwestycyjne w zakresie budowy infrastruktury gazowniczej.

Ostatni panel dotyczył eksploatacji i ochrony gazociągów. W jego ramach omówiono kwestię spawania armatury do prowadzenia prac hermetycznych na czynnych sieciach gazowych, zaprezentowano specjalistyczne powłoki przeciwkorozyjne w branży energetycznej, przedstawiono urządzenia do stopowania przepływu gazu w gazociągach oraz skuteczne technologie do naprawy skorodowanych i mechanicznie uszkodzonych rurociągów przesyłowych gazu i ropy.

Trzeciego dnia obrad odbyła się ostatnia sesja tematyczna, a dotyczyła innowacji w gazownictwie. Omówiono nowinki technologiczne związane z optomechanicznym przetwornikiem do pomiaru wydłużenia kompensatorów, przedstawiono amoniak jako efektywny związek w gospodarce neutralnej klimatycznie, przybliżono innowacyjne procesy spawalnicze stosowane w prefabrykacji rur oraz nowoczesne napędy armatury w branży gazowej.

Czy dynamiczny rozwój rynku gazu w Polsce, wzrost znaczenia wodoru, biometanu, LNG oraz rozwój energetyki gazowej w świetle dekarbonizacji gospodarki zagwarantują gazownictwu stabilną pozycję? Jakie znaczenie ma przy tym mnogość wyzwań technologicznych, prawnych i organizacyjnych? Na te i inne pytania postaramy się odpowiedzieć przy okazji kolejnej, VII już edycji, zaplanowanej na 25–27 stycznia 2023 roku.

Więcej informacji na stronie:
www.konferencjaenergas.pl

 **ENERGAS** 2022

Patronat Honorowy:



Partner Główny:



Partner wspierający:



Współorganizator:





Izba Gospodarcza Gazownictwa zaprasza do udziału w debacie problemowej, której tematem będzie:

Polska gospodarka wodorowa – potencjał rozwoju

Spotkanie odbędzie 4 kwietnia br. o 10.00 w trybie hybrydowym.

Celem spotkania jest omówienie potrzeb i oczekiwań firm członkowskich IGG związanych z realizacją programu wodorowego w Polsce.

W programie przewidziano:

- prezentację doświadczeń świata nauki i planowanych projektów w zakresie gospodarki wodorowej,
- analizę potrzeb kluczowych firm gazowniczych w zakresie gospodarki wodorowej (przedstawiciele IGG oraz inwestorów),
- omówienie planów IGG w zakresie kreowania krajowej gospodarki wodorowej i współpracy międzynarodowej w tym zakresie,
- określenie potencjału firm zainteresowanych programem wodorowym wobec potrzeb i oczekiwań inwestorów.

W spotkaniu wezmą udział członkowie Grupy Ekspertów IGG ds. Wodoru, mający doświadczenie w zakresie rozwoju współpracy naukowej, technologicznej i biznesowej w skali kraju oraz za granicą.

Zapraszamy do udziału. Zgłoszenia prosimy kierować pod adresem: office@igg.pl



7–8 czerwca br. w Tarnowie Podgórnym odbędą się warsztaty techniczne IGG, których tematem będzie:

Biometan – niekopalny, zielony składnik miks paliwowego w sieciach gazowych standardy techniczne IGG

07.06.2022 r.

Wprowadzenie w tematykę warsztatów – Grzegorz Rosfonek, przewodniczący KST

W programie przewidziano:

- omówienie budowy i eksploatacji biogazowni, zwłaszcza w aspekcie produkcji biometanu w trybie szczytowym, w zależności od zapotrzebowania na gaz w lokalnej sieci – prof. dr hab. Jacek Dach, Uniwersytet Przyrodniczy w Poznaniu,
- przedstawienie prac nad standardem technicznym ST-IGG-3502 *Wymagania techniczne dla infrastruktury związanej z przyłączaniem biogazowni*,
- nakreślenie wyzwań związanych z projektowaniem biogazowni – przedstawiciel GAZOPROJEKT SA,
- przedstawienie standardów ST-IGG-4401, ST-IGG-4402 i ST-IGG-4403 dotyczących jakości gazu w sieciach, uwzględniających przesyłanie biometanu,
- przedstawienie przez spółki z branży, m.in. PGNiG, PSG, PGNiG SPV7, EWE, prac i planów związanych z przyłączaniem oraz rozwojem biogazowni

8.06.2022 r.

Wizyta techniczna w biogazowni „Przybroda” pod Poznaniem

Zapraszamy do udziału. Zgłoszenia prosimy przesyłać pod adresem: office@igg.pl



ZAJMUJEMY SIĘ WASZYM BEZPIECZEŃSTWEM ENERGETYCZNYM

DYWERSYFIKUJEMY DOSTAWY GAZU

Kończymy z uzależnieniem Polski od dostaw ze wschodu. **Wydobyciamy** gaz u wybrzeży Norwegii, stale zwiększając liczbę koncesji. **Importujemy** LNG z Kataru i USA. Mamy kontrakty na Litwie oraz koncesje w Pakistanie, Emiratach Arabskich i na Ukrainie.

AKTYWNIEMO DZIAŁAMY NA RZECZ BEZPIECZEŃSTWA ENERGETYCZNEGO EUROPEJ

Walczymy z monopolizacją rynku unijnego, angażujemy się w arbitraż i zawieramy nowe kontrakty. Przekonujemy europejskich partnerów do uniezależnienia Europy od wschodniego gazu. Jesteśmy regionalnym **liderem** różnicowania źródeł błękitnego paliwa.

REALIZUJEMY I **WSPIERAMY** STRATEGIĘ ENERGETYCZNĄ POLSKI
Magazynujemy gaz, wytwarzamy ciepło i prąd, inwestujemy w paliwa alternatywne, myślimy o Polsce w perspektywie **dekad**, nie miesięcy.