NR 3 (268)
marzec
2021 r.
miesięcznik
Rok XXIV
ISSN-1505-523X
17 zł w tym 8%VAT

Wiadomości NAFTOWE | GAZOWNICZE

Czasopismo Stowarzyszenia Naukowo-Technicznego Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego

24 KONFERENCJA GAZTERM 2021

Paliwa gazowe w procesie transformacji energetycznej Polski i regionu Trójmorza. Szczyt Gazowy Trójmorze – Ukraina.

30 MAJA - 02 CZERWCA 2021 r. MIĘDZYZDROJE
HOTEL VIENNA HOUSE AMBER BALTIC

PATRONAT HONOROWY
PREZYDENTA RZECZYPOSPOLITEJ POLSKIEJ
ANDRZEJA DUDY

PARTNER GŁÓWNY KONFERENCJI

PGNiG

PARTNER BRANŻOWY KONFERENCJI

Izba Gospodarcza Gazownictwa

PARTNER MERYTORYCZNY KONFERENCJI

DISE
Dolnośląski Instytut Studiów Energetycznych

PATRON MEDIALNY

Wiadomości NAFTOWE I GAZOWNICZE

ORGANIZATOR

studio | 4u

BIURO ORGANIZACYJNE KONFERENCJI

Studio 4u, 70-782 Szczecin, ul. Leśna Polana 17, tel. kom.: +48 607 220 470, +48 602 365 879, e-mail: gazterm@gazterm.pl

www.gazterm.pl

Ryszard Chylarecki
Redaktor naczelny

Szanowni Czytelnicy

Powszechnie wiadomo, że wśród najtańszych źródeł energii odnawialnej wymieniany jest biogaz, co może mieć niebagatelny wpływ na poprawę bezpieczeństwa energetycznego kraju. Jednym z największych ograniczeń jego dystrybucji są techniczne bariery związane z wprowadzaniem biogazu do istniejącej sieci gazowej (zarówno dystrybucyjnej jak i przesyłowej). I tej problematyce poświęcony jest otwierający marcowy numer Wiadomości Naftowych i Gazowniczych artykuł współpracownika naszego magazynu – dr. hab. inż. Andrzeja Barczyńskiego. Autor, w oparciu o praktykę rynku zachodnioeuropejskiego, wymagania jakościowe co do samego biogazu, analizę technicznych kryteriów wymienności gazów w sieci gazowej oraz polskich i europejskich uregulowań prawnych – analizuje możliwości i przedstawia alternatywne rozwiązania. Ich ostateczny wybór jednoznacznie uzależnia od czynników ekonomicznych jako decydującego kryterium.

W naszym dziale analiz i komentarzy przedstawiamy niezwykle aktualną, pogłębiona analizę amerykańskiego rynku energetycznego, w perspektywie rewolucyjnych wręcz zmian wprowadzanych przez administrację nowego prezydenta Stanów Zjednoczonych. Pan Jerzy Zagórski – analityk i autor comiesięcznych „Krótkich wieści z kraju i ze świata" zamieszczanych na łamach WNiG – dokonuje przeglądu pierwszych 100 dni nowej polityki energetycznej USA. Czyni to zarówno w szerokim kontekście programu wyborczego partii demokratycznej Joe Bidena jak i konsekwentnie wdrażanych od momentu zaprzysiężenia, zmian w polityce energetycznej i środowiskowej tego największego światowego mocarstwa.

A zmiany są kolosalne. Choćby wstrzymanie budowy prawie ukończonego rurociągu Keystone XL – co jest odbierane powszechnie jako sygnał, że Stany Zjednoczone na serio będą walczyć ze zmianami klimatycznymi. Temu samemu celowi służy ponowne przystąpienie do paryskiego porozumienia klimatycznego. Podobnie sprawy się mają z programem New Green Deal – pakietem inicjatyw zmierzających do pobudzenia gospodarki USA poprzez duże inwestycje w obszarze produkcji „czystej energii" i zupełne odejście od paliw kopalnych do 2050 roku.

Ta wielowątkowa analiza projektu zmian w amerykańskim przemyśle naftowym i amerykańskiej polityce energetycznej (oraz implikacji na światowych rynkach) pokazuje również złożoność procesu decyzyjnego na szczeblu federalnym w aktualnej sytuacji głębokiego podziału społecznego, kulturowego i politycznego bardzo podzielonej społeczności amerykańskiej. Autor analizy zwraca szczególną uwagę na amerykańską tradycję i praktykę ciągłości decyzyjnej, która silnie ogranicza i racjonalizuje proponowane zmiany, mogące mieć fundamentalny wpływ na amerykańską gospodarkę przez kolejne dziesięciolecia.

Myślę, że po przeczytaniu analizy „Stany Zjednoczone – nowy prezydent i nowe zadania dla przemysłu naftowego" czytelnicy Wiadomości Naftowych i Gazowniczych lepiej i łatwiej będą się orientować w lapidarnych bieżących doniesieniach agencyjnych o dokonujących się zmianach w światowej branży naftowej.

Ryszard Chylarecki

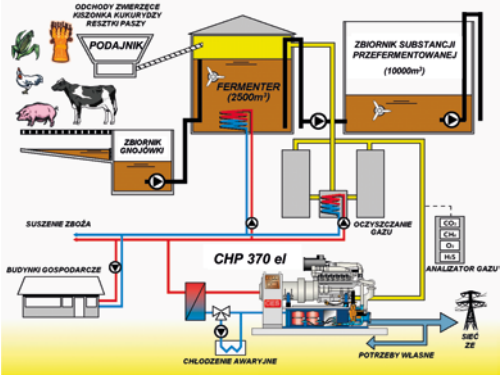
SITPNiG®

Zdrowych, pogodnych
i bez COVID-19
Świąt Wielkanocnych,
pełnych wiary, nadziei i miłości
świątecznego nastroju
oraz Wesołego Alleluja
życzą
Zarząd Główny SITPNiG
oraz
Redakcja WNiG

SPIS TREŚCI.

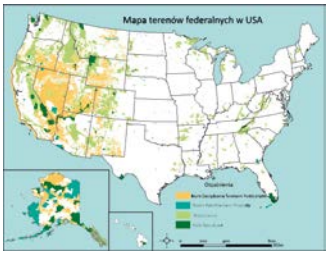
NAUKA I TECHNIKA.

- Wprowadzanie biogazu (biometanu) do sieci gazowej – szanse i zagrożenia 4



ANALIZY I KOMENTARZE.

- Stany Zjednoczone – nowy prezydent i nowe zadania dla przemysłu naftowego 13



WIEŚCI Z POLSKICH FIRM.

- PGNiG załadowało już 300 cystern LNG w Kłajpedzie 20

- Najwyższy w UE strażacki podnośnik rozpoczął służbę w Grupie LOTOS 21

- PKN ORLEN i Northland Power rozpoczyna współpracę przy realizacji morskiej farmy wiatrowej 22
- Kolejna stacja w Niemczech pod marką ORLEN już otwarta 23

- W 2021 r. PSG otrzymała koncesje na 12 nowych stacji regazyfikacji LNG 24

WYDAWCA: STOWARZYSZENIE NAUKOWO-TECHNICZNE INŻYNIERÓW I TECHNIKÓW PRZEMYSŁU NAFTOWEGO I GAZOWNICZEGO
31-429 Kraków, ul. I. Łukasiewicza 1/110, tel./fax 12 421 32 47
e-mail: sitpnig@sitpnig.pl, http://www.sitpnig.pl

ADRES REDAKCJI
ul. Kościuszki 34, 38-300 Gorlice, tel.:18 352 64 84, 789 275 087
e-mail: redakcja@wnig.pl, http://www.wnig.pl

REDAKCJA BIULETYNU INFORMACYJNEGO ZARZĄDU GŁÓWNEGO
mgr inż. Jolanta Likus
mgr inż. Dominika Bernaś

SKŁAD DTP:
Konrad Korona

DRUK:
Drukarnia Aplus s.c. tel. 500 158 314

Wersja pierwotna (referencyjna)

NAKŁAD: 2000 egz.

PRENUMERATA I KOLPORTAŻ: tel./fax 18 352 64 84

Redakcja zastrzega sobie prawo do dokonywania skrótów i korekty językowej nadesłanych tekstów.

FOTO OKŁADKA:
str. I okł. – Fot. arch. EXALO Driliing SA

KRÓTKIE WIEŚCI Z KRAJU I ZE ŚWIATA.

- Strategiczna transakcja PGNiG w Norwegii 25
- GK PGNiG osiągnęła ponad 7,3 mld zł zysku w 2020 roku 25
- PGNiG ogranicza emisje związane z zagospodarowaniem norweskiego złoża 26
- Artur Cieślik powołany na stanowisko Wiceprezesa PGNiG SA 26
- Rząd niemiecki zastanawia się nad Nord Stream 2 26
- Katar w czołówce producentów LNG 27
- Rozbieżności między OPEC i Arabią Saudyjską 27
- Mimo pandemii tylko niewielki spadek liczby nowych złóż 27
- Na morzu będzie więcej projektów głębokowodnych 28
- Pierwsze odkrycie na Morzu Północnym w tym roku 28
- Optymizm menedżerów Chevronu i Saudi Aramco 28
- Realne zyski ze współpracy międzynarodowej 28
- PKN ORLEN ma kontrakt na dostawy ropy 29
- Prezes UOKiK rozpatrzy wniosek PKN ORLEN w sprawie przejęcia PGNiG 29
- ORLEN Charge ze stacjami Energi 30

WSPOMNIENIE

- dr inż. Andrzej Froński, prof. INiG – PIB 31

- Wspomnienie Witold Błażejowski 32

BIULETYN INFORMACYJNY.

- Kalendarium 33
- Jubileusze urodzinowe Koleżanek i Kolegów 33
- XIX posiedzenie Zarządu Głównego SITPNiG 33
- Informacje o działalności EAGE w czasie globalnej pandemii COVID-19 34

NASZE STOWARZYSZENIE.

- Koło Wykonawców i Projektantów w Oddziale Gdańsk 36

RADA PROGRAMOWA WNiG
prof. dr hab. inż. Stanisław Nagy – przewodniczący

Członkowie:
dr inż. Mirosław Janowski
mgr inż. Andrzej Koźlecki
mgr Magdalena Kudła
dr Rafał Kudrewicz
mgr inż. Mirosław Majchrzak
prof. dr hab. inż. Stanisław Rychlicki
inż. Jan Sęp
prof. dr hab. inż. Jerzy Stopa
mgr inż. Erwin Szwast

RADA NAUKOWA
prof. dr hab. inż. Kazimierz Twardowski (AGH) – przewodniczący
prof. dr hab. inż. Petr Bujok (Vysoká škola báňská – Technická univerzita Ostrava) – członek
prof. dr hab. inż. Stefan Miska (University of Tulsa) – członek

ZESPÓŁ REDAKCYJNY
Redaktor naczelny – mgr inż. Ryszard Chylarecki
Zastępca redaktora naczelnego – dr hab. inż. Mariusz Łaciak
Zastępca redaktora naczelnego – prof. dr hab. inż. Rafał Wiśniowski
Sekretarz redakcji – Konrad Korona

Redaktorzy tematyczni:
dr hab. inż. Mariusz Łaciak – Gazownictwo
prof. dr hab. inż. Rafał Wiśniowski – Wiertnictwo
dr hab. inż. Jan Lubaś prof. INiG-PIB – Eksploatacja złóż ropy naftowej i gazu ziemnego, inżynieria złożowa
dr inż. Grzegorz Machowski – Geologia i geofizyka naftowa
dr Wojciech Gardziński – Procesy rafineryjne i petrochemiczne, magazynowanie i dystrybucja produktów naftowych
mgr inż. Michał Kruszewski – Geotermia i energia odnawialna

Wprowadzanie biogazu (biometanu) do sieci gazowej – szanse i zagrożenia

Andrzej Barczyński

Inserting biogas (biomethane) into the gas network – chances and dangers

Abstract

Biogas may have an impact on the diversification of natural gas supplies, and thus contribute to the improvement of the country's energy security. The article discusses the technical barriers related to the introduction of biomethane (biogas) to the gas distribution or transmission network. Due to the fact that the structure of the Polish gas system largely differs from Western European systems, the possibilities of introducing biomethane produced in biogas plants into the distribution network seem to be limited. The decisive factor for the use of biogas in the gas industry will be economic considerations, i.e. the price of biogas taking into account all costs related to its disposal and bringing it to the distribution network.

Streszczenie

Biogaz może mieć wpływ na dywersyfikację dostaw gazu ziemnego, a tym samym przyczynić się do poprawy bezpieczeństwa energetycznego kraju. W artykule omówiono techniczne bariery związane z wprowadzaniem biometanu (biogazu) do dystrybucyjnej lub przesyłowej sieci gazowej. Ze względu na to, że struktura polskiego systemu gazowniczego w znacznym stopniu różni się od systemów zachodnioeuropejskich, możliwości wprowadzenia do sieci dystrybucyjnej biometanu produkowanego w biogazowniach wydają się ograniczone. Czynnikiem decydującym o zastosowaniu biogazu w gazownictwie będą względy ekonomiczne, a więc cena biogazu po uwzględnieniu wszystkich kosztów związanych z jego utylizacją i doprowadzeniem do sieci dystrybucyjnej.

Uwagi wstępne

Biogaz jest jednym z najtańszych źródeł energii odnawialnej. Jest paliwem gazowym wytwarzanym przez mikroorganizmy z materii organicznej w warunkach beztlenowych. Może powstawać samorzutnie np. torfowiska, wysypiska śmieci lub może być produkowany celowo np. w oczyszczalniach ścieków, biogazowniach. Głównymi składnikami biogazu są metan oraz dwutlenek węgla. Oprócz tych składników mogą występować: siarkowodór, tlenek węgla, tlen, para wodna, chlorowcowęglowodory, siloksany itp.

W chwili obecnej w Europie i w Polsce brak jest jednolitych rozwiązań w zakresie zatłaczania biogazu do sieci.

Zatłaczanie biogazu do sieci w państwach europejskich realizowane jest w różny sposób. Wykorzystywane do tego celu są zarówno sieci wysokiego, średniego jak i niskiego ciśnienia, w tym sieci lokalne, przeznaczone tylko do transportu biogazu.

W Ustawie OZE [1, 2] (w zakresie swojej regulacji wdraża dyrektywy Europejskie [3, 4, 5]) wprowadzono następujące określenia:

- **biogaz** – gaz uzyskany z biomasy, w szczególności z instalacji przeróbki odpadów zwierzęcych lub roślinnych, oczyszczalni ścieków oraz składowisk odpadów;
- **biogaz rolniczy** – gaz otrzymywany w procesie fermentacji metanowej surowców rolniczych, produktów ubocznych rolnictwa, płynnych lub stałych odchodów zwierzęcych, produktów ubocznych, odpadów lub pozostałości z przetwórstwa produktów pochodzenia rolniczego lub biomasy leśnej, lub biomasy roślinnej zebranej z terenów innych niż zaewidencjonowane jako rolne lub leśne, z wyłączeniem biogazu pozyskanego z surowców pochodzących ze składowisk odpadów, a także oczyszczalni ścieków, w tym zakładowych oczyszczalni ścieków z przetwórstwa rolno-spożywczego, w których nie jest prowadzony rozdział ścieków przemysłowych od pozostałych rodzajów osadów i ścieków;

Można więc wyróżnić trzy zasadnicze rodzaje biogazu: biogaz rolniczy, wysypiskowy, z osadów ściekowych. Należy podkreślić, że do czasu nowelizacji w roku 2019 Prawa budowlanego [6] (wykreślono art. 9c ust. 6a), w Polsce wolno było wprowadzać do sieci gazowej wyłącznie gaz pochodzenia rolniczego.

Z kolei Niemcy są państwem, które stwarza możliwość wprowadzenia biogazu do sieci przesyłowej, jednak zatłaczany w ten sposób może być wyłącznie biogaz rolniczy [14–16].

Wynika to prawdopodobnie z faktu, że biogaz pozyskany ze ścieków lub składowisk odpadów zawiera więcej szkodliwych substancji m. in. siloksany, niż biogaz pochodzenia rolniczego i ich usunięcie wymaga większych nakładów finansowych (rozbudowana instalacja do uzdatniania biogazu).

Siloksany – są wynikiem beztlenowego rozkładu związków krzemu powszechnie występujących w mydłach i detergentach. Podczas spalania gazu zawierającego siloksany wydziela się krzem, który może reagować z tlenem lub innymi składnikami gazu. W wyniku reakcji wytrącają się osady, zawierające głównie ditlenek krzemu i krzemiany. Mogą także zawierać związki wapnia, siarki, cynku i fosforu. Osad przybiera formę warstwy białej substancji o grubości kilku milimetrów i powinien być usunięty przy użyciu środków chemicznych lub mechanicznych.

W tym kraju produkcja i wykorzystanie biogazu jest mocno wspierane przez mechanizmy państwowe, które gwarantują pierwszeństwo w dostępie do sieci energetycznej i gazowej odnawialnym źródłom energii. Zgodnie z zapisami obowiązującego w Niemczech rozporządzenia o dostępie do sieci, większość kosztów związanych z wprowadzeniem do niej biogazu, takich jak sprężanie gazu, budowa przyłącza gazowego i stacji kontrolnej oraz dostosowanie parametrów energetycznych biogazu, ponosi operator sieci gazowej [13].

Można wymienić różne sposoby wykorzystania biogazu jako paliwa energetycznego:

- bezpośrednie spalanie w urządzeniach cieplnych (kotły, piece przemysłowe),
- wytwarzanie energii elektrycznej (silnik, turbina gazowa z generatorem prądu)
- wytwarzanie chłodu,
- produkcja energii w skojarzeniu (kogeneracja, trigeneracja) - rys.1
- wprowadzanie biogazu (biometanu) do sieci.

Wprowadzanie biogazu do sieci dystrybucyjnej nie jest zagadnieniem nowym, czego przykładem może opisana poniżej być instalacja do uzdatniania gazu wysypiskowego do parametrów gazu ziemnego rozprowadzanego w sieci rozdzielczej w Tilburgu (Holandia) [8, 9].

Przykładowa instalacja do uzdatniania gazu wysypiskowego do parametrów gazu ziemnego rozprowadzanego w sieci rozdzielczej w Tilburgu (Holandia)

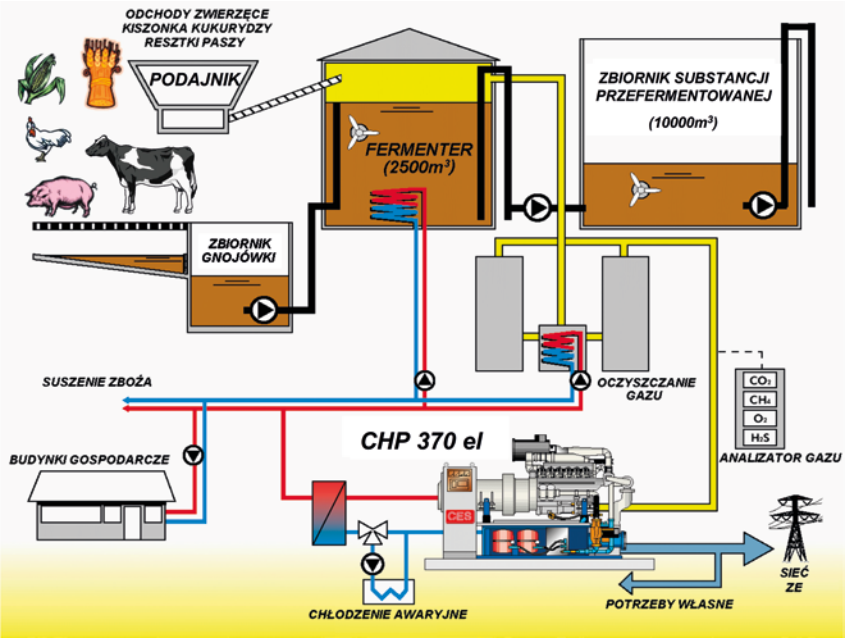
Instalacja do uzdatniania gazu wysypiskowego do parametrów gazu ziemnego rozprowadzanego w sieci rozdzielczej, została wybudowana na początku 1990 r. (czyli około 30 lat

temu) o początkowej wydajności 1.000 m³/h i docelowej 2.000 m³/h.

Uzyskanie wymienności gazu wysypiskowego z gazem rozprowadzanym w miejskiej sieci rozdzielczej (gaz ziemny zaazotowany podgrupy Lw) wymagało wybudowania odpowiedniej instalacji, w której biogaz poddawany jest następującym procesom technologicznym:

- odsiarczanie;
- usuwanie dwutlenku węgla;
- osuszanie;
- eliminacja chlorowcowęglowodorów.

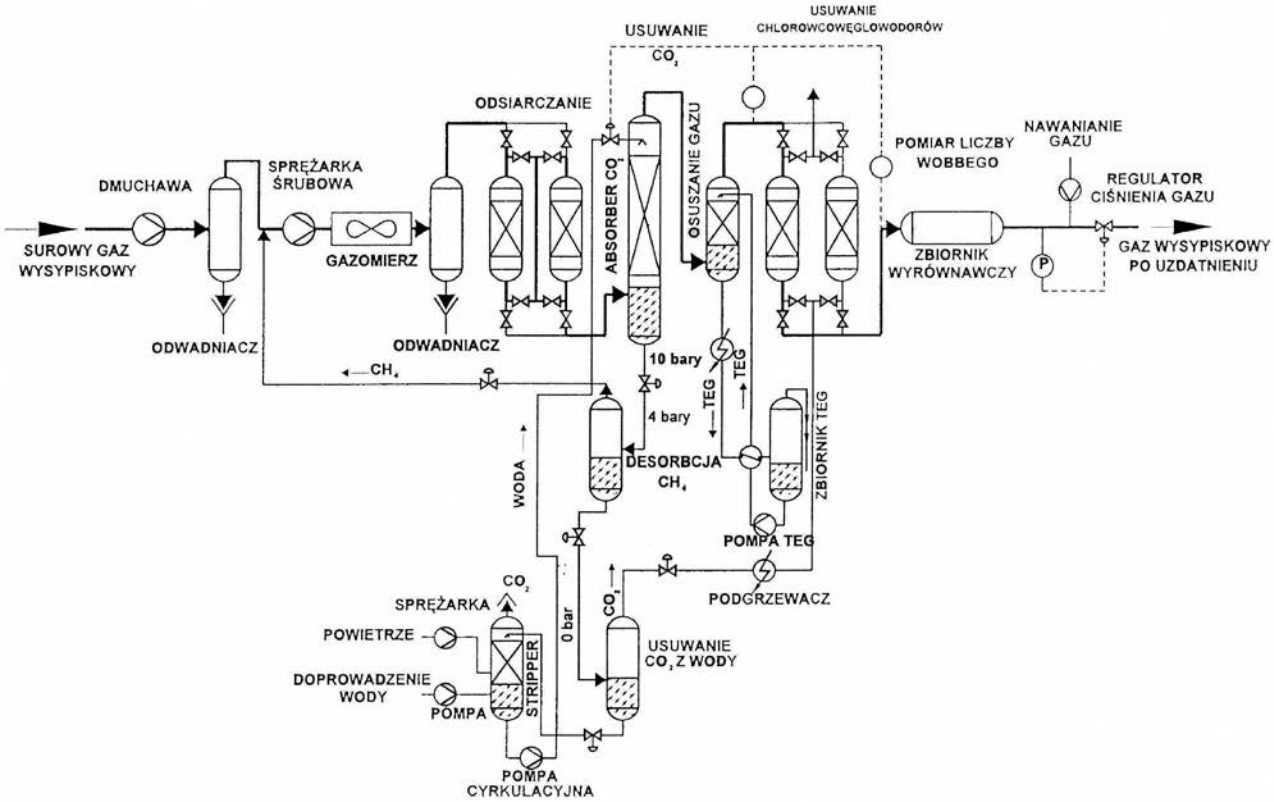
Na rys. 2 przedstawiono schemat instalacji do uzdatniania gazu wysypiskowego do parametrów gazu ziemnego rozprowadzanego w sieci rozdzielczych [2], [9], [10].



Rys 1. Produkcja energii elektrycznej i ciepła w skojarzeniu z biogazu [7]

Zasada pracy instalacji:

Gaz surowy sprężany jest z ok. 75 mbar do 10 bar przy pomocy sprężarki śrubowej z wtryskiem oleju. Wtrysk oleju ma potrójny cel: smarowanie, chłodzenia i ochronę przed korozją. Przy większych objętościach gaz spręża się wstępnie w dmuchawie do ok. 0,5 bar. Związki siarki, w rodzaju siarkowodoru i merkaptanów, usuwa się z gazu przez absorpcję dwutlenku węgla, aby te zanieczyszczenia nie były emitowane do atmosfery w procesie desorpcji CO_2, powodując zanieczyszczenie środowiska. Ze względu na to, że H_2S powinien być usunięty z gazu całkowicie, a CO_2 tylko częściowo, nie stosuje się wspólnego usuwania obydwu tych składników. Dla usunięcia niewielkich ilości H_2S zawartych w gazie wysypiskowym stosuje się prosty sposób suchego odsiarczania na tlenkach żelaza. Siarka z gazu wiązana jest na nich w postaci siarczku, który następnie, dzięki tlenowi zawartemu w gazie, zostaje utleniony do siarki elementarnej. Instalacja składa się z dwóch adsorberów, pracujących na zmianę. Przewidywany czas pracy jednego wsadu adsorbera wynosi ok. pół roku. Do usuwania CO_2 z gazu wybrano metodę wymywania wodą w płuczce wodnej. Jej zaletą jest niskie zużycie energii, niezawodność rozpuszczalnika, jego dostępność, prostota procesu technologicznego i jego regulacji. Chociaż próby z absorpcją zmienno-ciśnieniową dały dobre wyniki, nie uznano tej metody za właściwą dla tego procesu, z uwagi na niekorzystne wskaźniki ekonomiczne. CO_2 absorbuje się w płuczkach ciśnieniowych za pomocą wody (absorbery), która przepływa w przeciwprądzie



Rys. 2. Schemat instalacji uzdatniania gazu wysypiskowego w Tilburgu [8, 9, 10]

do gazu przez pierścienie wykonane z tworzyw sztucznych. Absorpcja przebiega w temperaturze otoczenia, pod ciśnieniem 10 bar. Z kolei ciśnienie wody ulega obniżeniu do 4 bar, przy którym następuje desorpcja rozpuszczonego w niej metanu. Zawracany jest on do wlotu kompresora. Ciśnienie wody ulega dalszemu obniżeniu do ciśnienia atmosferycznego. W tym etapie wydziela się praktycznie sam dwutlenek węgla, który wykorzystuje się do regeneracji absorberów, usuwających z gazu chlorowcopochodne, albo do przedmuchania przewodu pochodni. Następnie woda wpływa od góry do „strippera", w którym usuwany jest resztkowy dwutlenek węgla do poziomu równowagi z CO_2 znajdującego się w powietrzu. Równocześnie w „stripperze", który pracuje jako chłodnia kominowa, zostaje schłodzona woda, zasilająca pompy cyrkulacyjne zawracające ją na górną część absorbera. Przewidywana do usunięcia ilość CO_2 regulowana jest przez dopływ wody do absorbera. Regulacji tej dokonuje się przy użyciu przyrządu pomiarowego do określania liczby Wobbe'go (wobbomierz). Pomiar ma miejsce na wylocie gazu z instalacji uzdatniania przed zbiornikiem wyrównawczym. Przepustowość płuczki wodnej zależna jest od trzech parametrów: ilości gazu wysypiskowego, zawartości azotu i temperatury wody. Ostatni parametr jest funkcją temperatury otoczenia i ilości wody cyrkulacyjnej i nie jest regulowany automatycznie. Po absorpcji dwutlenku węgla gaz przechodzi do instalacji osuszania, realizowanego przy pomocy TEG (glikol trójetylenowy). TEG jest regenerowany przez ogrzewanie i rozprężanie. Po schłodzeniu zawraca się go do absorbera. Ilość chlorowcowęglowodorów w gazie wysypiskowym waha się w dużych granicach. W płuczce wodnej wymywa się tylko nieznaczną ich część. Do pełnego usunięcia służy adsorber wypełniony węglem aktywnym. Stosowana technologia przewiduje dwa adsorbery, przemiennie regenerowane podgrzanym gazem zawierającym CO_2. Cykl zmieniany jest automatycznie co 24 godziny. Włączony na końcu ciągu technologicznego zbiornik buforowy wyrównuje liczbę Wobbe'go, nim gaz zostanie ostatecznie zbadany przy pomocy chromatografu. Wahania te są następstwem bezwładności regulacji płuczki wodnej. W trakcie uzdatniania gazu regulowana jest tylko zawartość dwutlenku węgla. Wynik analizy chromatograficznej decyduje o tym, czy gaz może być wprowadzony do sieci rozdzielczej, czy musi być spalony w pochodni. Należy zwrócić uwagę, że liczba Wobbego, jako miernik wydajności cieplnej danego gazu, nie jest jedynym kryterium wymienności gazów o różnych składach. Badania [11] wykazały, że decyduje o tym również proces spalania gazu. Stąd jednym z kryteriów wymienności gazów w tym przypadku jest zawartość azotu w gazie (azot w gazie wysypiskowym jest następstwem zassania powietrza przy wymuszonym czerpaniu gazu ze złoża). Jednak konieczność ograniczenia stężenia azotu w surowym gazie wysypiskowym powoduje zmniejszenie produkcji tego gazu ze składowiska śmieci.

Przykładowy skład gazu surowego, uzdatnionego gazu wysypiskowego i gazu ziemnego rozprowadzanego w sieci rozdzielczej podano poniżej w tab. 1.

Należy ponadto zwrócić uwagę na kilka istotnych aspektów związanych z regulacją pracy instalacji, a mianowicie:

- wymagania związane z utrzymaniem jakości gazu;
- ciśnienie gazu, powinno być równe ciśnieniu panującego w sieci rozdzielczej + opory gazociągu (gazociąg ekspedycyjny) doprowadzającego gaz do sieci rozdzielczych;
- ciśnienie wody w płuczkach wodnych nie może być mniejsze niż 10 bar;
- centralna regulacja wielkości produkcji (komponentem wiodącym jest tutaj azot, aby zachować wymienność z gazem rozprowadzanym w sieci rozdzielczej miasta);
- indywidualna regulacja wydajności każdej studni;
- optymalizacja zużycia energii.

Całkowity koszt instalacji wyniósł 8 mln guldenów, przy koszcie eksploatacyjnym 0,204 guldeny/1m^3 gazu, przy założeniu rocznej produkcji gazu rzędu 10 mln m^3. Omówiona instalacja okazała się inwestycją ekonomicznie uzasadnioną, której nakłady zwróciły się po okresie ok. 5 lat [10].

Wymagania jakościowe dla biogazu wprowadzanego do dystrybucyjnej sieci gazu ziemnego

Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/ WE z dnia 13 lipca 2009 roku [12] zawiera wspólne zasady dla rynków wewnętrznych gazu ziemnego i obliguje państwa członkowskie do tego, by umożliwiły zatłacza-

Tab. 1. Skład gazu surowego, uzdatnionego gazu wysypiskowego i gazu ziemnego rozprowadzanego w sieci rozdzielczej.

Składnik	Gaz wysypiskowy		Gaz ziemny wprowadzany w sieci rozdzielczej miasta w %
	surowy gaz % obj.	uzdatniony gaz % obj.	
CH_4	58	89	81,3
CO_2	34	2 do 3	0,89
N_2	6	8 do 9	14,35
H_2O	1,5	punkt rosy -10°C	punkt rosy zgodnie z normą
węglowodory chlorowcopochodne	0,01	0,004	-
O_2	0,3	0,5	0,01
H_2S	0,005	0,001	-
C_2H_6	-	-	2,85
C_3H_8	-	-	0,37
C_4H_{10}	-	-	0,14
C_5H_{12}	-	-	0,04
wyższe węglowodory	-	-	0,05

nie biogazu do sieci gazowych, a biogaz jako paliwo nie był dyskryminowany w dostępie do systemu gazowego. Brak szczegółowych uregulowań prawnych na poziomie europejskim pozwala, aby kwestie związane z przesyłaniem biogazu sieciami gazowymi realizować w różny sposób w różnych państwach. Brak regulacji na poziomie Unii Europejskiej, które jasno precyzowałyby prawa i obowiązki zarówno producenta biogazu, jak i operatora sieci, którą biogaz ma być transportowany, jak również brak jednolitych międzynarodowych standardów określających warunki techniczne zatłaczania biogazu do sieci skutkuje brakiem jednolitych przepisów w Europie. W związku z tym w różnych państwach europejskich różne są wymagania jakościowe stawiane biogazowi zatłaczanemu do sieci. Różnice dotyczą nie tylko dopuszczalnych limitów dla poszczególnych zanieczyszczeń mogących występować w biogazie, ale również tego, jakich substancji obecność jest limitowana [13].

W prawodawstwie polskim brak normy jakościowej dla biogazu oraz częstotliwości badań poszczególnych parametrów jakościowych, które powinien wykonywać operator sieci gazowej, w przypadku zatłaczania jego do sieci. Obecnie w przygotowaniu jest nowelizacja Ministra Gospodarki w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego [14] przez Ministra Klimatu i Środowiska [15].

Dlatego obecnie możemy posiłkować się parametrami jakościowymi gazu ziemnego podanymi w Rozporządzeniu Ministra Gospodarki [14] oraz w normie PN-C-04753:2002 [17], PN-C-04752:2002 [18].

Z ww. aktów normatywnych wynika m.in.:

Jakość gazów ziemnych powinna być taka, aby w sieci gazowej nie zachodziły zjawiska powodujące:

- niszczenie materiału, z których są wykonane elementy sieci gazowej (zjawiska erozji, abrazji i korozji wywołane nadmierną zawartością pyłu, tlenu, siarkowodoru, ditlenku węgla i pary wodnej);
- zmniejszenie drożności gazociągów, armatury i urządzeń technologicznych wywołane kondensacją pary wodnej, kondensacją węglowodorów, tworzeniu się hydratów i pyłów.
- zawartość tlenu – max. 0,2 % (mol/mol);
- temperatura punktu rosy przy ciśnieniu 5,5 MPa:
  - w okresie letnim: + 3,7 ^{o}C (0.16 mg /m^3)
  - w okresie zimowym: - 5,0 ^{o}C (0,01 mg /m^3)
- zawartość siarki całkowitej nie powinna przekraczać 40,0 mg/m^3;
- intensywność zapachu gazu powinna być wyczuwalna w powietrzu po osiągnięciu stężenia:
  - 1,5 % V/V - dla gazu ziemnego grupy Ls
  - 1,0 % V/V - dla gazu ziemnego grupy Lw i grupy E.

Uwaga: Należy pamiętać, że biogaz (biometan) wtłaczany do sieci gazowej powinien być nawaniany.

Kryteria wymienności gazu

W przypadku, gdy w miejsce gazu ziemnego (gaz podstawowy) wprowadzamy gaz o innym składzie (gaz zamienny), to nie wystarczy zachowanie liczby Wobbego, aby proces spalania w danym urządzeniu gazowym przebiegał w sposób prawidłowy (nie zakładamy możliwości regulacji pracy palników gazowych). Liczba Wobbego pozwala jedynie na uzyskanie podobnego obciążenia cieplnego, natomiast nie daje gwarancji prawidłowego spalania wprowadzonego gazu. Przy spalaniu gazu ważne są takie parametry jak: stabilność płomienia określona skłonnością do przeskoku płomienia lub jego odrywania, zapotrzebowanie powietrza, jakość spalania wyrażona w tworzeniu się tlenku węgla i sadzy. Paliwa gazowe o różnym składzie, które spełniają wszystkie podane kryteria określa się jako wymienne.

Dla oceny wymienności dwóch różnych gazów można zastosować metodę Weavera [19]. Gazem podstawowym nazywamy gaz rozprowadzany w sieci gazowej (w przypadku naszego systemu gazowniczego gaz ziemny grupy E, Lw lub Lm), a więc gaz do którego urządzenia gazowe zostały przystosowane. Natomiast gazem zamiennym jest gaz wprowadzany do tej sieci tzn. biogaz, którego możliwość spalania w danych urządzeniach chcemy ocenić.

Podstawowym założeniem zastosowania wymienności paliw gazowych jest przebiegający bez zakłóceń proces spalania gazu podstawowego i zamiennego w tych samych urządzeniach gazowych, przy tym samym ciśnieniu oraz zachowanie takich warunków jak:

- spalanie powinno być zupełne (w spalinach zawartość tlenku węgla nie powinna przekraczać ilości dopuszczalnych oraz nie powinna pojawiać się sadza),
- cieplne przyboru gazowego nie powinno ulegać zmianom,
- płomień powinien palić się stabilnie, nie wykazując skłonności do odrywania się lub przeskakiwania do wnętrza palnika (tak zwane cofanie płomienia),
- w spalinach nie powinny być przekroczone normy dotyczące powstałych podczas procesu spalania substancji szkodliwych dla otoczenia np. SO_2, dioksyny.

Metoda Weavera oparta jest o następujące współczynniki:

- Współczynniki dla obciążenia cieplnego:

$$J_H = \frac{W_{zam}}{W_{podst}} = 1 \pm 20\%$$

gdzie:

W_{zam} - liczba Wobbego dla gazu zamiennego [kcal/Nm^3],

W_{podst} - liczba Wobbego dla gazu podstawowego [kcal/Nm^3].

- Zapotrzebowania na powietrze pierwotne:

$$J_A = \frac{L_{zam}}{L_{podst}} \cdot \frac{d_{podst}}{d_{zam}} = 1 \pm 20\%$$

gdzie:

L_{zam} - zapotrzebowanie powietrza dla gazu zamiennego

L_{podst} - zapotrzebowanie powietrza dla gazu podstawowego

stanowi sumę zapotrzebowań na tlen wszystkich składników gazu

$$\sum L = \sum a_i \cdot F_{2i} \quad \sum L / 0{,}21$$

F_2 - zapotrzebowanie tlenu i-tego składnika x;

a_i - udział procentowy i-tego składnika.

- Odrywanie płomienia:

$$J_L = J_A \cdot \frac{U_{zam}}{U_{podst}} \cdot \frac{1 - O_{2zam}}{1 - O_{2podst}} > 0{,}64$$

gdzie:

O_{2zam} - ilość tlenu w gazie zamiennym

O_{2podst} - ilość tlenu w gazie podstawowym

U_{zam} - względna szybkość zapłonu gazu zamiennego

U_{podst} - względna szybkość zapłonu gazu podstawowego

$$U = \frac{\sum a_i \cdot F_{1i}}{8 + 1 + 5 \cdot B - 18{,}8 \cdot O_2}$$

gdzie:

a_i - udział procentowy danego składnika w gazie

F_{1i} - współczynnik szybkości zapłonu

B- składniki bierne

O_2 - zapotrzebowanie na tlen

$$B = \frac{\% \cdot CO_2 - \% N_2}{100}$$

gdzie:

% CO_2 - procentowy udział CO_2 w gazie

% N_2 - procentowy udział azotu w gazie.

- Cofanie płomienia

$$J_F = \frac{U_{zam}}{U_{podst}} - 1{,}4 J_A + 0{,}4 < 0{,}08$$

- Liczba sadzy:

$$J_Y = J_A + \frac{N_{zam} - N_{podst}}{110} < 0{,}14$$

gdzie:

$$N = [\sum a_i \cdot F_3]_{wszyskiewęglowodory} - [\sum a_i \cdot F_3]_{węglowodormasycone}$$

- Liczba tlenku węgla (II) - CO:

$$J_I = J_A - 0{,}366\frac{R_{zam}}{R_{podst}} - 0{,}634$$

gdzie:

R = ilość wodoru w gazie / ilość węgla w węglowodorach

$$R = \frac{\sum a_i \cdot F_{4i}}{\sum a_i \cdot F_{3i}}$$

F_1- współczynnik pomocniczy do obliczania szybkości zapłonu
F_2- zapotrzebowanie tlenu
F_3- liczba atomów C w drobinie
F_4- liczba atomów H w drobinie

Jeżeli wskaźniki zamienności, z których:

- dwa dotyczą obciążenia cieplnego przyboru gazowego,
- dwa stabilności płomienia,
- dwa jakości spalania, czyli tworzenia się sadzy i tlenku węgla

mieszczą się w wartościach granicznych podanych przy stosowaniu metody Weavera to mówimy, że gazy są zamienne (wymienne) względem siebie.

Alternatywne rozwiązania wprowadzania biogazu do sieci gazowej

Istnieje wiele możliwości integracji technologii gazu ziemnego i energii ze źródeł odnawialnych. Jedną z nich jest wykorzystanie biogazu w sieci gazowej, gdzie możliwe jest wykorzystanie uzupełniające bądź pełna wymienność z gazem ziemnym [16].

Można wyróżnić dwa warianty wprowadzanie biogazu do sieci gazowej:

- *Wariant I:* wprowadzanie do dystrybucyjnej sieci gazowej biometanu w miejsce rozprowadzanego gazu ziemnego wysokometanowego
- *Wariant II:* wprowadzanie do dystrybucyjnej sieci gazowej biogazu w odpowiedniej proporcji
  - po usunięciu szkodliwych substancji
  - bez uzdatnienia biogazu

Istotnym warunkiem dla wariantu II jest, żeby ilość wprowadzanego biogazu była tak dobrana, by powstała mieszanina gaz ziemny – biogaz spełniała wymagania jakościowe oraz kryteria wymienności paliw.

Z przeprowadzonych obliczeń wg teorii wymienności paliw wynikają następujące [20, 21, 22, 23] wnioski:

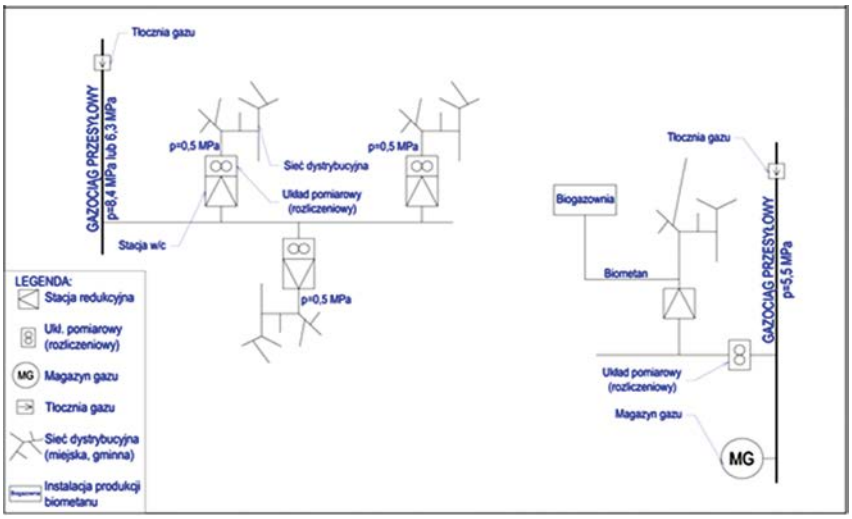
1) Biometan jest wymienny i może w pełni zastąpić gaz sieciowy (gaz ziemny wysokometanowy grupy E), mimo, że pozbawiony jest węglowodorów $C_{2+;}$
2) Do gazu ziemnego wysokometanowego grupy E o średnim składzie chemicznym (gaz ziemny rozprowadzany w polskiej sieci dystrybucyjnej) można dodać ok. 7,5% biogazu o średnim składzie 60% metanu i 40% dwutlenku węgla;
3) Do gazu ziemnego zaazotowano grupy Lw można dodać ok. 26,5% biogazu o składzie 60% metanu i 40% dwutlenku węgla (dla gazu grupy Ls należy się spodziewać jeszcze wyższych udziałów biogazu w mieszaninie).

Podane powyżej wartości udziału biometanu w gazie ziemnym mają charakter przybliżony (obliczenia w oparciu o teorię wymienności – Weavera) i dlatego należałoby je sprawdzić w sposób doświadczalny na stanowisku badawczym.

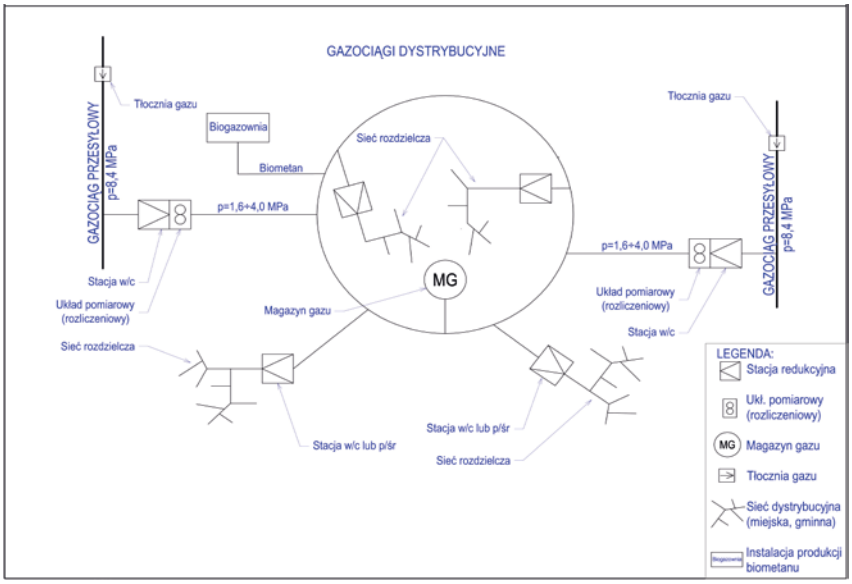
Podobnie jak dla gazu wysokometanowego grupy E można analizować wprowadzanie biogazu (biometanu) do sieci gazowej, w której jest rozprowadzany gaz ziemny zaazotowany Lw lub Ls wg wariantu I. W tym przypadku można się spodziewać dużej zawartości dwutlenku węgla w biometanie, który jest szkodliwy dla gazociągów stalowych. Dlatego uważa się, że w przypadku, gdy biometan o parametrach gazu Lw lub Ls będzie rozprowadzany gazociągami polietylenowymi, to można zrezygnować z limitowania zawartości CO_2.

Porównanie systemu gazowniczego polskiego i europejskiego

Struktura polskiego systemu gazowniczego w znacznym stopniu różni się od większości systemów zachodnioeuropejskich np. niemieckiego, co przedstawiono na rys. 3 i 4 (system polski był budowany jako jeden wspólny układ



Rys.3. Model polskiego systemu gazowniczego



Rys.4. Model niemieckiego systemu gazowniczego

przesyłowo-dystrybucyjny o strukturę „drzewkowej", natomiast dystrybucyjny system niemiecki był budowany jako układ wydzielony i posiada strukturę „pierścieniową").

W świetle powyższego zachodzi pytanie, czy w Polsce możliwości wprowadzenia do sieci dystrybucyjnej biometanu produkowanego w biogazowniach są podobne jak w innych krajach UE np. w Niemczech.

Jak wynika z przedstawionych schematów w niemieckim systemie transportu gazu można wyróżnić następujące przesłanki odróżniające go od systemu polskiego:

- wyraźne wydzielenie systemu przesyłowego i dystrybucyjnego,
- system dystrybucyjny ma strukturę „pierścieniową",
- w systemie transportu gazu znajduje się (praktycznie dwie stacje redukcyjne wysokiego ciśnienia):
  - jedna stacja redukcyjna w/c należąca do operatora przesyłowego, na której redukuje się gaz np. z 8,4 MPa do 1,6 MPa lub 4,0 MPa (gaz przesyłany jest do układu pierścieniowego gazociągu dystrybucyjnego),
  - druga stacja redukcyjna wysokiego ciśnienia lub średniego podwyższonego należą do operatora dystrybucyjnego,
  - pierwsza stacja redukcyjna z pomiarem za stacją (stała wartość ciśnienia gazu przed gazomierzem, niezależnie od zmieniającego się ciśnienia gazu w gazociągu przesyłowym) zawsze należy do operatora systemu przesyłowego,
- operator systemu dystrybucyjnego jest wyposażony w narzędzia do sterowania siecią (m.in.: stacje redukcyjne, pierścieniowe regionalne gazociągi wysokiego ciśnienia, lokalne zbiorniki gazu),
- niewielka ilość punktów rozliczeniowych pomiędzy systemem przesyłowym i dystrybucyjnym (kilkadziesiąt razy mniej niż w systemie polskim),
- pierścieniowy układ gazociągów o ciśnieniu 1,6 MPa do 4 MPa o stosunkowo dużej pojemności akumulacyjnej.

Jak wynika z powyższych przesłanek w zachodnioeuropejskich systemach stosuje się pierścieniowe układy gazociągów o ciśnieniu 1,6 MPa do 4 MPa, do którego można bezpośrednio podłączyć biogazownię. Istnieje wtedy niewielkie ryzyko, że do odbiorców zostanie dostarczony gaz o nieodpowiedniej jakości ze względu na to, że w sieci dystrybucyjnej rozprowadzany jest gaz w ilościach znacznie przekraczających ilości produkowanego biometanu, zaś w Polsce w przypadku wystąpienia stanu awaryjnego w instalacji oczyszczania biogazu ryzyko jest większe.

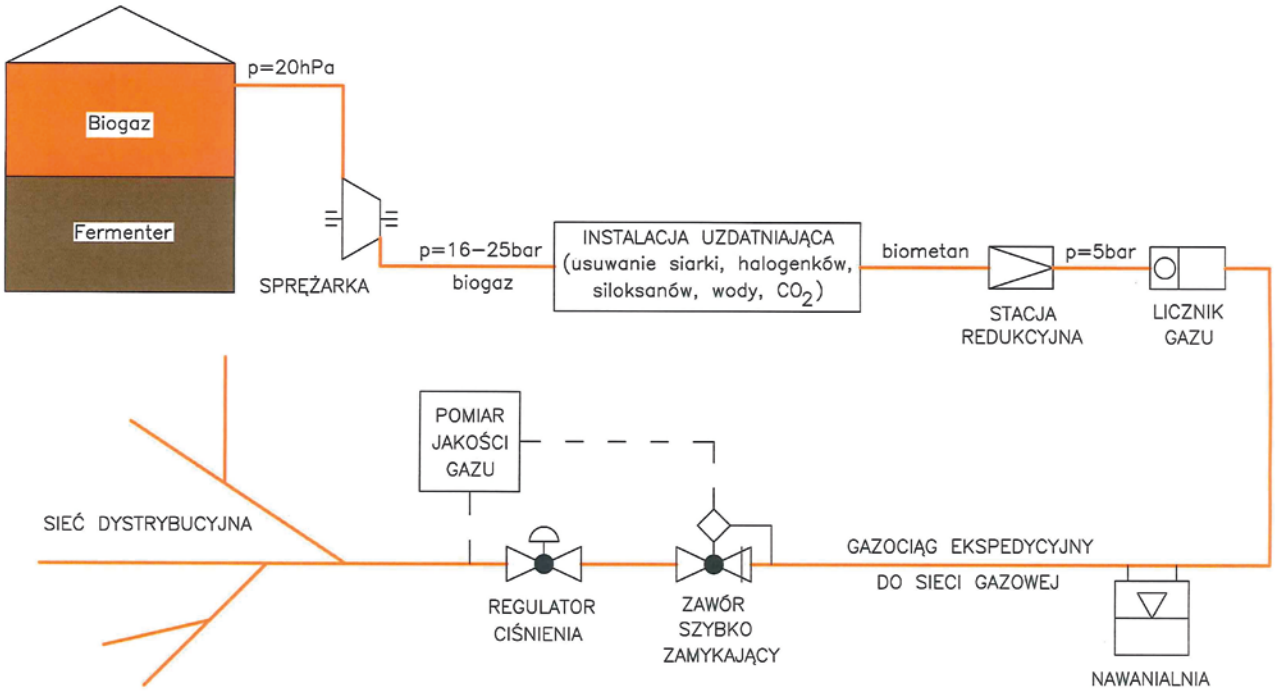
Ponadto zwraca się uwagę, że ilość biogazu, która będzie możliwa do wprowadzenia do sieci dystrybucyjnej zależeć będzie od zapotrzebowania gazu w danym punkcie zasilania, które zmienia się w zależności od pory dnia i roku. W związku z tym mogą występować ograniczenia w odbiorze zadeklarowanych przez wnioskodawcę ilości paliwa gazowego z biogazowni w przypadku, gdy system dystrybucyjny nie będzie w stanie ich przyjąć. Okresowe ograniczenia mogą się zdarzać, ponieważ w sieci dystrybucyjnej występują zjawiska niezależne od operatora tej sieci tj.:

- duże zmienności dobowe (pomiędzy dniem a nocą),
- nierównomierność sezonowa (pomiędzy porami roku np. lato - zima),
- wstrzymanie poboru paliwa gazowego przez odbiorcę strategicznego.

Wynika stąd, że możliwości pełnego wykorzystania mocy biogazowni (biometanowni) w Polsce, szczególnie w okresie letnim, mogą być mocno ograniczone (takie ograniczeń w systemie np. niemieckim nie wystąpią).

Wydaje się, że w polskim systemie gazowniczym, w celu wykorzystania pełnych możliwości produkcyjnych biogazowni (w okresach letnich), najlepszym sposobem byłoby wprowadzania biometanu bezpośrednio do gazociągów wysokiego ciśnienia. Wymagać to będzie jednak dodatkowych nakładów inwestycyjnych (budowa tłoczni i wysokie koszty sprężania gazu - sprężanie gazu wymaga wydatkowania dużych energii).

Następnym problemem w Polsce jest miejsce włączenia biogazowni (biometanowni) do sieci gazowej, gdyż aby móc w sposób optymalny wykorzystać pełną moc produkcyjną, najlepiej wpiąć się bezpośrednio za stacją redukcyjną wysokiego ciśnienia. Wiązać się to będzie często z koniecznością budowy długich odcinków gazociągów ekspedycyjnych relacji biogazownia – sieć dystrybucyjna. Natomiast w Niemczech ze względu na obecność pierścieniowych gazociągów o ciśnieniu 4 MPa lub 1,6 MPa nie powinno być trudności z włączeniem się biogazowni do sieci dystrybucyjnej (duże przepustowości gazociągów i krótkie odcinki gazociągów ekspedycyjnych).



Rys. 5. Ciąg technologiczny doprowadzający biogaz do sieci dystrybucyjnej [23]

Dodatkową przeszkodą przy włączaniu biogazowni (biometanowni) do systemu dystrybucyjnego jest sprawa własności stacji redukcyjnych wysokiego ciśnienia (około 50% należy do Operatora systemu przesyłowego).

Uwaga: Przejęcie przez Operatora systemu przesyłowego stacji redukcyjnych wysokiego ciśnienia zostało przeprowadzone w Polsce z „pogwałceniem" nie tylko zasad techniki, ale również prawa (zgodnie z Prawem energetycznym [6] operator systemu przesyłowego powinien eksploatować sieci gazowe o ciśnieniu wyższym od 1,6 MPa, a wiadomo, że część elementów na stacji gazowej jest na średnim ciśnieniu).

Na schemacie (rys. 5) przedstawiono podłączenie biogazowni (biometanowni) do sieci dystrybucyjnej.

Podłączenie biogazowni z siecią gazowa składa się z następujących elementów:

- instalacja do uzdatniania biogazu
- gazociąg ekspedycyjny od biogazowni do sieci rozdzielczej
- instalacja do nawaniania gazu
- sprężarka gazu (ciśnienie gazu w punkcie odbioru powinna być nieco wyższa od ciśnienia panującego w danej sieci dystrybucyjnej)
- układ pomiarowy
- urządzenie do rejestracji jakości gazu np. wobbomierz, chromatograf
- aparatura sterująco-odcinająca

Reasumując można stwierdzić, że ze względu na inną strukturę systemu gazowniczego w Polsce, możliwości wprowadzenia do sieci dystrybucyjnej biometanu będą ograniczone (koszty w Polsce będą wyższe niż np. w Niemczech).

Poprawa jakości biometanu przez dodanie propanu lub butanu

Aby było możliwe zatłoczenie biogazu do sieci gazowej, musi spełniać on standardy jakościowe gazu ziemnego i warunki przyłączenia wydane przez operatora sieci. Związane jest to z koniecznością oczyszczania i uszlachetniania biogazu do parametrów gazu ziemnego. Technologia oczyszczania biogazu sprowadza się do usunięcia dwutlenku węgla, który obniża kaloryczność gazu, siarkowodoru i amoniaku, które mają własności korozyjne oraz siloksanów. Następnie biogaz musi zostać poddany procesowi osuszenia. Biogaz, oprócz podstawowego składnika tj. metanu, posiada zanieczyszczenia negatywnie wpływające na sieci gazowe. Są to dwutlenek węgla, siarkowodory, azot, amoniak, związki tlenu, siloksany oraz para wodna.

Ze względu na to, że w biometanie brak węglowodorów wyższych od metanu należy rozważyć możliwość ewentualnego dodawania do niego np. propanu lub butanu w ilości od 1,5 do 2 % obj. (kondycjonowanie gazu). W efekcie poprawi to warunki procesu spalania (propan-butan posiada wyższą prędkość spalania niż metan) i zwiększy wydajność cieplną urządzeń gazowych oraz podwyższy ciepło spalania biometanu do wartości, który posiada gaz sieciowy. Dzięki temu łatwiejsze będzie również rozliczanie odbiorców z pobranego paliwa gazowego (wg taryfy obowiązującej w PSG [24] stosowana jest korekta pobranego gazu przez odbiorcę zarówno indywidualnego jak i przemysłowego).

Wnioski

1. Biogaz może mieć wpływ na dywersyfikację dostaw gazu ziemnego, a tym samym przyczynić się do poprawy bezpieczeństwa energetycznego kraju;
2. Jednym ze sposobów wykorzystania biogazu może być jego wprowadzanie do sieci dystrybucyjnej:
   a) po uprzednim jego uzdatnieniu do parametrów jakościowych gazu ziemnego grupy E - Wariant I (biogaz uzdatniony do biometanu) – biometan jest w pełni wymienny z gazem sieciowym; Podobnie można uzdatnić biogaz do parametrów gazu grupy Lw lub Ls
   b) bez uzdatnienia lub przez częściowe uzdatnienie biogazu – wariant II (ilość wprowadzanego biogazu powinna być tak dobrana, by powstała mieszanina gaz ziemny–biogaz spełniała wymagania jakościowe oraz kryteria wymienności paliw);
3. W prawodawstwie polskim brak normy jakościowej dla biogazu w przypadku zatłaczania jego do sieci (np. wymaganie dotyczące dopuszczalnej zawartości CO_2 wynoszącej 3,0 % obj., wynikającej z PN-C-04752, może ograniczać wtłaczanie biogazu do sieci gazowej); w przypadku, gdy uzdatniony biogaz do biometanu o parametrach gazu Lw lub Ls będzie rozprowadzany gazociągami polietylenowymi, to można zrezygnować z limitowania zawartości CO_2; ponadto należy pamiętać, że biogaz (biometan) wtłaczany do sieci gazowej powinien być nawaniany.
4. Zgodnie z Ustawą Prawo Energetyczne (art. 7 ust 8 pkt 3) [6] wszystkie koszty związane z wprowadzeniem biogazu do sieci dystrybucyjnej ponosi dostawca biogazu. W związku z tym należy wprowadzić system wsparcia dla biogazowni i biometanowni (np. wprowadzić uregulowania i mechanizmy, umożliwiające współfinansowanie inwestycji w zakresie ich budowy ze środków publicznych), który pozwoliłby na realizację programu biometanowego w Polsce (w ciągu 10 lat osiągnięcie rocznej produkcji biogazu na poziomie 4 mld m^3);
5. Ze względu na to, że struktura polskiego systemu gazowniczego w znacznym stopniu różni się od systemów zachodnioeuropejskich, możliwości wprowadzenia do sieci dystrybucyjnej biometanu produkowanego w biogazowniach wydają się ograniczone (koszty w Polsce będą wyższe niż np. w Niemczech). Dodatkową przeszkodą we włączaniu biogazowni (biometanowni) do systemu dystrybucyjnego jest sprawa własności stacji redukcyjnych wysokiego ciśnienia (około 50% należy do operatora systemu przesyłowego);
6. Wydaje się, że w polskim systemie gazowniczym, w celu wykorzystania pełnych możliwości produkcyjnych biogazowni (wykorzystanie moc produkcyjnej jej w okresach letnich), najlepszym sposobem byłoby wprowadzania biometanu bezpośrednio do gazociągów wysokiego ciśnienia. Wymagać to będzie jednak dużych nakładów inwestycyjnych (budowa tłoczni) i wysokich kosztów sprężania gazu (sprężanie gazu wymaga wydatkowania dużych energii);
7. W celu poprawy kaloryczności biometanu (gaz pozbawiony C_{2+}) proponuje się dodawanie do niego propanu lub propanu-butanu. Dzięki temu poprawią się warunki procesu spalania (propan-butan posiada wyższą prędkość spalania niż metan), zwiększy się wydajność cieplna urządzeń gazowych oraz podwyższy ciepło spalania biometanu do wartości, który posiada gaz sieciowy - łatwiejsze rozliczanie odbiorców z pobranego paliwa gazowego.
8. Czynnikiem decydującym o zastosowaniu biogazu w gazownictwie będą względy ekonomiczne, a więc cena biogazu po uwzględnieniu wszystkich kosztów związanych z jego utylizacją i doprowadzeniem do sieci dystrybucyjnej.

Literatura

1) *Ustawa o odnawialnych źródłach energii z dnia 20 lutego 2015 r. (Dz. U. z 2020 r. poz. 261, 284, 568, 695, 1086, 1503, 1710, 2320)*
2) *Obwieszczenie Marszałka Sejmu Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 9 stycznia 2020 r. w sprawie ogłoszenia jednolitego tekstu ustawy o odnawialnych źródłach energii (Dz.U. 2020 poz. 261)*
3) *Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stoso-*

wania energii ze źródeł odnawialnych zmieniającą i w następstwie uchylającą dyrektywę 2001/77/WE oraz 2003/30/WE (Dz. Urz. UE L 140 z 05.06.2009, str. 16, z późn.zm.);

4) Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE z dnia 25 października 2012 r. w sprawie efektywności energetycznej, zmiany dyrektyw 2009/125/WE i 2010/30/UE oraz uchylenia dyrektyw 2004/8/WE i 2006/32/WE (Dz. Urz.. UE L 315 z 14.11.2012, str. 1);
5) Dyrektywa Rady 2013/18/UE z dnia 13 maja 2013 r. dostosowującą dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych, w związku z przystąpieniem Republiki Chorwacji (Dz. Urz.. UE L 158 z 10.06.2013, str. 230).
6) Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (Dz. U. z 2006 r., Nr 89, poz. 625 tekst jednolity, z późn. zm.)
7) Witold Płatek, Dorota Szczepanik: Produkcja i wykorzystanie biogazu, maj 2005, (materiały własne)
8) Barczyński A.: Zastosowanie gazu wysypiskowego do zasilania rozdzielczych sieci gazu ziemnego. Sympozjum: 'Gaz Bezpieczny i Ekologiczny", Kiekrz k/Poznania, marzec 1997 r.
9) van WEZEL J.N., Scheepers M.J.J., Heijkoop G.: Landfill Gaz - an Example of Substitude Natural Gas. VEG-Gasinstituut (materiały własne).
10) Van Stortgas Naar Aardgas - broszura wydana przez STORTGAS-TILBURG (materiały własne)
11) Rijnaarts J.A.: Combustion Characteristic of High - Density Natural Gas of The L-group. International Gas Research Conference, Toronto, September 8-11, 1986.
12) Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/ WE z dnia 13 lipca 2009 roku
13) Jadwiga Holewa, Ewa Kukulska-Zając, Magdalena Pęgielska: „ Analiza możliwości wprowadzania biogazu do sieci przesyłowej" NAFTA-GAZ, sierpień 2012, ROK LXVIII str.523 do 529
14) Rozporządzenie Ministra Gospodarki w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego z dnia 2 lipca 2010 r. - Dz. U. z 2010 r., Nr 133, poz. 891)
15) Projekt Rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska zmieniające rozporządzenie w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania system gazowego
16) Julita Piskowska-Wasiak - Instytut Nafty i Gazu - Państwowy Instytut Badawczy: "Możliwości komplementarnego wykorzystania gazu ziemnego i odnawialnych źródeł energii" – Nafta Gaz - grudzień, 2017 r
17) PN-C-04753:2002 - Gaz ziemny. Jakość gazu dostarczanego odbiorcom z sieci rozdzielczej
18) PN-C-04752:2002 - Gaz ziemny. Jakość gazu w sieci przesyłowej.
19) J. Tallat, „Ocena wymienności gazów", Gaz, Woda i Technika Sanitarna, Nr 3 Tom XLVI, s.96-100
20) Andrzej Barczyński: „Możliwości wykorzystania biogazu w systemie dystrybucyjnym" – Krajowa Konferencja na temat: "Certyfikaty w energetyce szansą na rozwój" – Bydgoszcz - 29.03.2007 r.
21) Andrzej Barczyński: „Inserting of biogas into the natural gas distribution network - opportunities and possibilities" - Międzynarodowy Kongres Energii Odnawialnej i Targi Green Power 2009 pt.: „Perspektywy rozwoju energetyki odnawialnej na świecie, w Europie do roku 2030 i później w obliczu światowego kryzysu gospodarczego oraz Nowoczesne technologie i finansowanie inwestycji OZE w dobie spowolnienia gospodarczego" 19 do 20 maja 2009 r. w Poznaniu
22) Andrzej Barczyński: "Techniczne możliwości przyłączania biogazowni do sieci gazowej" Seminarium na temat: "Inwestuj w biogazownię rolniczą" - Warszawa, 24-25 marca 2011 r. zorganizowane Przez Izbę Gospodarczą Energii Odnawialnej
23) Andrzej Barczyński: „Biogaz-wyzwanie dla operatorów dystrybucji gazu (biogaz jednym ze sposobów dywersyfikacji dostaw gazu)"- Przegląd Gazowniczy nr 2 /2010 str 14 do17
24) Taryfa PSG - Taryfa PSG z 19 marca 2020 zatwierdzona. 18 marca 2020 przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki

dr hab. inż. Andrzej Barczyński

Mechanik-energetyk, absolwent Politechniki Poznańskiej, doktorat obronił na Politechnice Śląskiej w dziedzinie energetyki gazowej, habilitację uzyskał na Politechnice Poznańskiej. Obecnie jest na emeryturze (w przemyśle gazowniczym - w Grupie Kapitałowej PGNiG pracował przez ponad 40 lat) i prowadzi firmę doradczo-szkoleniową oraz jest wykładowcą na Politechnice Poznańskiej, AGH w Krakowie oraz na Uniwersytecie Przyrodniczym w Poznaniu.

Informacja dla autorów publikujących w „Wiadomościach Naftowych i Gazowniczych"

Wszystkie dostarczane materiały przeznaczone do druku powinny być w formie elektronicznej, przesłane na adres redakcji na CD, wraz z wydrukiem. Materiały do 20 MB mogą być przesyłane za pomocą poczty elektronicznej na adres: redakcja@wnig.pl, jednakże autor musi dostarczyć dodatkowo wydruk. Każdy autor wraz z tekstem, który jest jego autorstwa, przesyła swoje zdjęcie. Tekst powinien zawierać krótki tytuł oddający prezentowaną treść oraz streszczenie. Pod nim imię(a) nazwisko(a) autora(ów), adres, e-mail. Tekst nie powinien przekraczać 10 stron A-4 wraz z grafiką i spisem cytowanych w tekście pozycji literatury. Zaleca się stosowanie czcionki Times New Roman 12 pt i podwójny odstęp między wierszami. Wszystkie przeznaczone do zamieszczania w tekście rysunki, zdjęcia, itp. powinny być cytowane jako figury. Figury numerowane w osobnych plikach (wykonane w Corel Draw 7-14 lub jako JPG lub TIFF 300 DPI) z zaznaczeniem w tekście miejsc ich umieszczenia. Podpisy pod figurami na końcu tekstu. Spis literatury powinien zawierać imię i nazwisko autora, rok publikacji, tytuł, wydawcę i strony. Szczegółowe zasady opisane są na naszej stronie internetowej: **http://www.wnig.pl/info/publikuj-u-nas**

Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy

ul. Lubicz 25 A , 31-503 Kraków
telefon: +48 12 421 00 33
faks: +48 12 430 38 35
www.inig.pl office@inig.pl

20 000 haseł z zakresu poszukiwania, wiertnictwa i eksploatacji złóż węglowodorów

Jedyna polska wersja słownika *„Dictionary of Petroleum Exploration, Drilling & Production”*

Glosariusz z indeksem haseł w języku angielskim

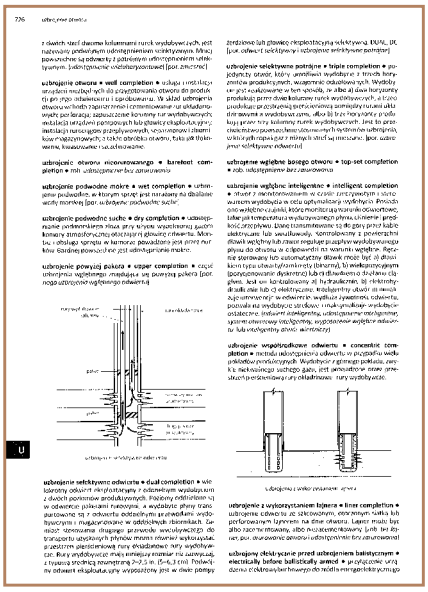
Dynamiczny rozwój branży naftowej w obszarach:

- geologii i geochemii,
- geofizyki,
- technologii wiercenia,
- modelowania złóż,
- stymulacji wydobycia węglowodorów,
- technik i technologii wydobywania ropy i gazu

spowodował pojawienie się szeregu nowych pojęć oraz terminów niemających swych odpowiedników w języku polskim.

Dlatego zaistniała potrzeba wydania polskiej wersji

„Słownika terminologicznego z zakresu poszukiwania, wiertnictwa i eksploatacji złóż węglowodorów”.



„Słownik…” został wydany w formie książkowej oraz wersji elektronicznej, jako e-book. Jest on zgodny z oryginalnym dziełem Normana J. Hyne'a wydanym przez PennWell w 2014 r. i zawiera ok. 20 000 haseł związanych z tematyką naftową. Obok haseł polskich zamieszczono też ich odpowiedniki w języku angielskim oraz Glosariusz z indeksem haseł w języku angielskim i ich znaczeniami w języku polskim.

Opracowany *„Słownik…”* powinien pozwolić nie tylko na uporządkowanie i ujednolicenie polskiej terminologii z zakresu górnictwa naftowego, lecz również na jej wzbogacenie.

Będzie on także dużym wsparciem zarówno dla pracowników branży, jak i również szerokiego grona studentów i naukowców zajmujących się tą dziedziną wiedzy.

„Słownik terminologiczny z zakresu poszukiwania, wiertnictwa i eksploatacji złóż węglowodorów” został wydany przez Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy, a Głównym Partnerem jego wydania jest Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.

Serdecznie zapraszamy do zapoznania się i korzystania z powyższego wydawnictwa.
Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy

Cena egzemplarza: 180 zł netto + 5% VAT (189 zł brutto).
Zamówienia *“Słownika...”* prosimy składać e-mailowo: *nafta-gaz@inig.pl* lub telefonicznie 12 6177632.

Stany Zjednoczone – nowy prezydent i nowe zadania dla przemysłu naftowego

Jerzy Zagórski

Wybory prezydenckie odbywające się w Stanach Zjednoczonych co 4 lata przyciągają uwagę nie tylko polityków, ale i opinii publicznej na całym świecie. Tak było również tym razem, bo kadencja prezydenta Donalda Trumpa pełna była kontrowersyjnych decyzji i zaskakujących zwrotów w polityce wewnętrznej i zagranicznej, ale utrzymujące się wysokie poparcie dla urzędującego prezydenta dawało mu szanse na reelekcję. W kampanii wyborczej Partia Demokratyczna oprócz pokazywania niezadowalających efektów realizacji hasła *„America first"* odwoływała się do skutków popieranego przez D. Trumpa prawicowego populizmu, izolacjonizmu, protekcjonizmu, pogorszenia stosunków z Chinami i innych tendencji, które bardzo negatywnie wpłynęły na klimat społeczny i nie sprzyjały konsolidacji. Mobilizacja wokół tych tematów przyniosła demokratom zwycięstwo i Joe Biden wygrał zdobywając 51,31% głosów, podczas gdy Donald Trump uzyskał 46,86%. Przewaga w ilości głosów nie wystarczyła i D. Trump rozpoczął trwającą aż do 6 stycznia 2021 r. batalię podważającą oficjalne wyniki i zarzucając kontrkandydatowi fałszerstwa. Kulminacyjnym elementem tego sprzeciwu było wezwanie swoich zwolenników do marszu na Kapitol 6 stycznia.

Znamienny był ton wypowiedzi w portalach naftowych w okresie między wyborami i zaprzysiężeniem. Dominowało stanowisko wyczekujące, skrywana nadzieja, że D. Trump pozostanie w Białym Domu. Komentator „World Oil" już po ogłoszeniu wyników w kolejnych stanach przesądzających o wygranej Joe Bidena nadal pisał: „…centymetry dzielą J. Bidena w kolegium elektorów". Autor zastanawiał się nad skutkami poparcia prezydenta-elekta dla odejścia od paliw kopalnych i przytaczał opinie prezesów firm naftowych wyrażających przede wszystkim obawy o dostęp do terenów federalnych. Nadzieje budziła też ówczesna przewaga republikanów w Senacie, co umożliwiłoby zablokowanie Nowego Zielonego Ładu *(New Green Deal)*.

Przez cztery lata, które upłynęły od poprzednich wyborów zatarły się okoliczności towarzyszące tamtej kampanii, ale była ona również nietypowa i obciążona spiskowymi teoriami, które kolportowały obydwa obozy. Hillary Clinton otrzymała 48,18% głosów, ale dzięki specyfice amerykańskiej ordynacji wyborczej wygrał Donald Trump, który uzyskał 46,09% głosów. Mimo zwycięstwa wtedy też mówił o nadużyciach przy liczeniu głosów i fałszowaniu wyników.

Kampanie prezydenckie są rozgrywką między demokratami i republikanami i inne partie uczestniczące w wyborach uzyskują najwyżej kilkuprocentowe poparcie. W ostatnich wyborach kandydatka Partii Libertariańskiej Jo Jorgensen zdobyła 1,18% głosów, a kandydat Partii Zielonych Howie Hawkins otrzymał 0,26%. Ciekawe, że jest to gorszy wynik Zielonych niż w 2016 r. gdy zdobyli 1,07%, Libertarianie 3,28%. W porównaniu z popularnością partii ekologicznych i ich miejscem w parlamentach europejskich widać, że ruchy na rzecz klimatu i ochrony środowiska w USA mają jeszcze długą drogę do zajęcia znaczącej pozycji.

Kontrowersje w kampanii wyborczej

W prawyborach partyjnych J. Biden rywalizował przede wszystkim z Bernim Sandersem, Elizabeth Warren i Mike Bloombergiem. B. Sanders i E. Warren reprezentowali lewe skrzydło partii demokratycznej mające w swoim programie przedstawionym w lipcu 2020 r. ambitny punkt dotyczący „czystej energii" i przewidujący m. in. znaczne zmniejszenie spalania węgla i gazu do produkcji energii elektrycznej. Wcześniej demokraci występowali z postulatami zakazu szczelinowania hydraulicznego i wstrzymania wierceń na terenach federalnych. Domagali się również wprowadzenia moratorium na eksport ropy. Można było się spodziewać reakcji sektora energii. Pojawiły się opinie, że realizacja tego planu kosztowałaby gospodarkę amerykańską 7,1 bln dolarów w postaci spadku dochodu narodowego brutto i utraty milionów miejsc pracy. Wykorzystał to prezydent Trump oskarżając kontrkandydata o zamiar zniszczenia krajowego przemysłu ropy i gazu. Na spotkaniu przedwyborczym w Teksasie 29 lipca ub. roku po raz kolejny powtórzył swoje zarzuty argumentując, że zakaz szczelinowania doprowadzi do likwidacji 2 mln miejsc pracy. J. Biden łagodził swoje stanowisko wyjaśniając, że nie proponował całkowitego zakazu szczelinowania. Na mityngu w Pittsburghu 31 sierpnia ub. roku stwierdził, że nie zamierza zakazać stosowania szczelinowania, natomiast podtrzymał swoje negatywne stanowisko wobec rozpoczynania nowych wierceń na terenach federalnych.

Wiele elementów programu J. Bidena pochodzi z planu *New Green Deal* opublikowanego w 2019 r. przez radykalną kongreswoman Alexandrię Ocasio-Cortez. Jest to pakiet inicjatyw zmierzających do pobudzenia gospodarki USA poprzez zwiększenie inwestycji w miejsca pracy w produkcji czystej energii i projekty infrastrukturalne oraz wdrożenie do 2035 r. systemu energetycznego opartego w 100% na energii odnawialnej, bez emisji CO_2. J. Biden widział uzyskanie neutralności klimatycznej i zupełne odejście od paliw kopalnych dopiero w roku 2050. *New Green Deal* jest zbieżny z ustaleniami *IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change)* działającym pod auspicjami ONZ.

W przemówieniu inauguracyjnym prezydent podkreślał potrzebę wspólnego działania („Razem napiszemy amerykańską historię nadziei, a nie podziałów"), wzywał do jedności i szukania tego, co łączy wszystkich i zapewniał, że będzie prezydentem wszystkich Amerykanów. Nie mogło zabraknąć odniesienia do pandemii, wspomnienia o ofiarach, jakie zebrał COVID-19 i zapewnienia, że skuteczność walki z pandemią będzie oceną elit politycznych Stanów Zjednoczonych. Zaakcentował konieczność działań na rzecz przetrwania

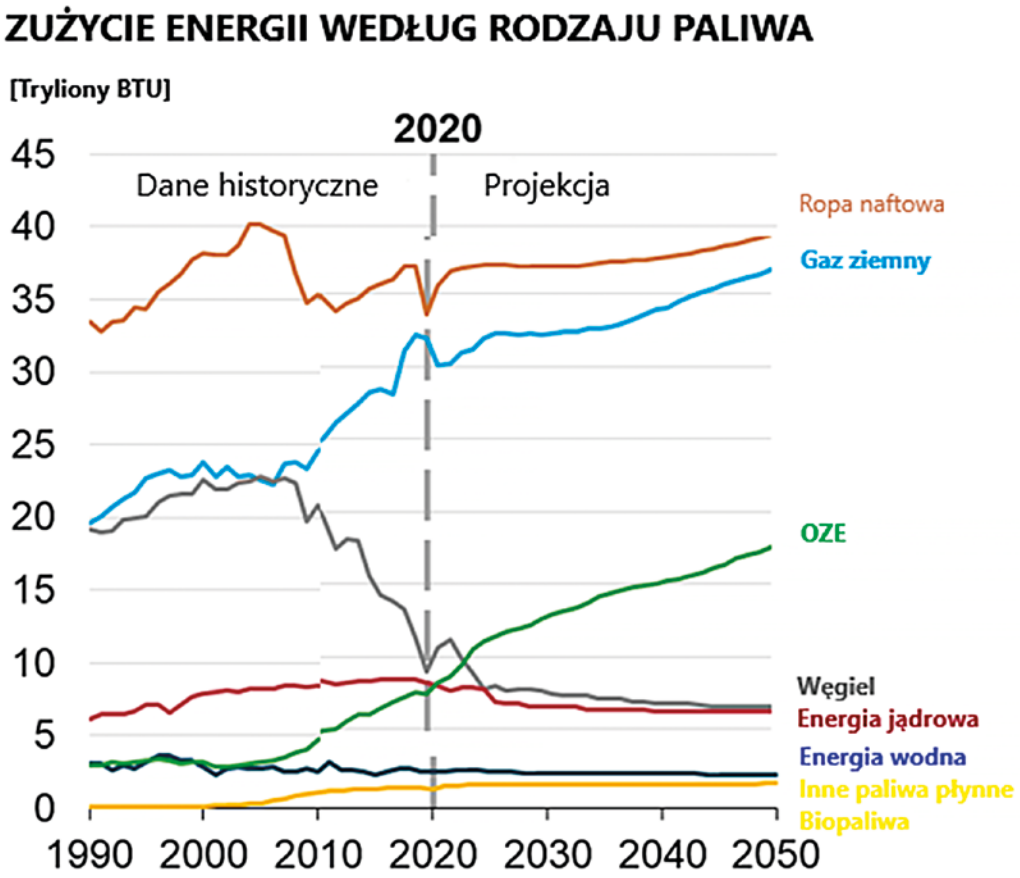


Fig. 1. Zużycie energii według rodzaju paliwa. Źródło: EIA Annual Energy Outlook 2021

całej planety, co było nawiązaniem do powstrzymania zmian klimatu i transformacji energetycznej. Polityka zagraniczna znalazła miejsce w stwierdzeniu, że „Ameryka może być siłą działającą na rzecz dobra na świecie" i w dążeniu do przywracania sojuszy.

Realizacja zapowiedzi przedwyborczych

Jeszcze przed inauguracją J. Biden potwierdzał, że będzie realizował swoje zapowiedzi z kampanii wyborczej, w tym ponowne przystąpienie do paryskiego porozumienia klimatycznego, przywrócenie członkostwa w Światowej Organizacji Zdrowia *(WHO)*, rezygnację z budowy rurociągu Keystone XL, wstrzymanie poszukiwań w Arktyce oraz zaprzestanie finansowania budowy muru na granicy z Meksykiem. Jedną z pierwszych decyzji było rozporządzenie o zawieszeniu wydawania nowych koncesji na wiercenia i eksploatację ropy i gazu na terenach federalnych, które ukazało się 27 stycznia br. Koszt planu Bidena w ciągu 4 lat wyniesie 2 bln dolarów i do jego przyjęcia przez Izbę Reprezentantów i Senat konieczne będzie uzyskanie poparcia republikanów. Sondaże wskazują, że 2/3 ankietowanych opowiada się za większym zaangażowaniem rządu w ochronę klimatu. Istotnym argumentem za takimi działaniami jest sprawa bezpieczeństwa narodowego, uważana w społeczeństwie amerykańskim za bardzo ważną. Zmiany klimatyczne powodują zagrożenie instalacji krytycznych dla bezpieczeństwa i gospodarki – w ciągu 20 lat spośród 79 takich instalacji krytycznych aż 53 były zagrożone powodzią, 43 z powodu suszy, 36 z powodu pożarów. W 2018 r. huragan Michael unieruchomił na miesiąc w bazie lotniczej 1/3 myśliwców F-22. Podobne zdarzenia przypominają związek między codzienną aktywnością i długofalowymi skutkami klimatycznymi.

Początek kadencji i kolejne kroki nowego prezydenta bardziej szczegółowo pokazujące zasięg wprowadzanych zmian skłaniają jednocześnie do przypomnienia, jakie są obecne warunki działania, otoczenie i możliwości. Po pierwsze, transformacja jest zakrojona na dekadę lub dłużej, a kadencja trwa 4 lata. Po drugie zmiany strukturalne w gospodarce, a więc i w systemie energetycznym, postępują powoli. Wpływ prezydenta i rządu na te procesy jest niewielki, może oczywiście je przyspieszać, ale nie kształtuje produkcji, konsumpcji i rozwoju technologii. Nawet możliwości działania poprzez instytucje rządowe są ograniczone ze względu na dużą ich autonomię. Jak powolne są zmiany w strukturze energii, świadczy statystyka *EIA* z okresu 1973-2019: udział energii pierwotnej z paliw kopalnych zmniejszył się z 92% do 80%, udział energii jądrowej wzrósł z 1% do 9%.

Obecnie udział odnawialnych źródeł energii w USA przekracza 8% (fig. 1). Prezydent Trump obiecał przywrócić pomyślne warunki górnikom, ale nastąpiło pogorszenie koniunktury dla węgla kamiennego i kopalnie są zamykane. Tak więc ceny i zmieniająca się technologia są ważniejszymi czynnikami niż oficjalne zmiany w polityce energetycznej. Skuteczność działań prezydenta jest większa, gdy może zbudować szersze porozumienie wokół swojej polityki angażujące Kongres i przynajmniej część oponentów. Taka koalicja byłaby trwalsza i mogła przetrwać ramy jednej kadencji. Należy pamiętać, że J. Biden musi działać w społeczeństwie, w którym zdobył ponad 80 mln głosów, ale jest to 24% ludności 328-milionowego kraju. Zwolennicy Partii Republikańskiej, a przede wszystkim prezydenta Trumpa, nie pogodzili się z porażką.

Co pozostawił następcy D. Trump

D. Trump podejmował w ostatnim okresie swojego urzędowania wiele decyzji organizacyjnych i personalnych, które nie ułatwią następcy realizacji zapowiadanych zmian. Do-

tyczyły one zmian w uprawnieniach i funkcjonowaniu agencji rządowych mających wpływ na działalność sektora energetycznego. Departament Energii *(DOE)*, któremu podlegają sprawy bezpieczeństwa krytycznej infrastruktury energetycznej kraju zaakceptował budowę terminali eksportowych LNG w Teksasie: Annova, Rio Grande, Texas Corpus Christi etap III, przyjęto również plany terminali LNG Jordan Cove i Alaska LNG (ten ostatni z produkcją 20 mln t gazu skroplonego rocznie) umożliwiające wykorzystanie gazu z Kanady i Alaski. Agencja Ochrony Środowiska *(EPA)* została zaangażowana w wycofywanie ograniczeń emisji metanu wprowadzonych przez prezydenta Obamę i redukcję liczby projektów wymagających zezwoleń federalnych. Zatwierdzono 18 grudnia 2020 r. nowe normy ilości pyłów PM2,5 i ozonu, które będą wiążące dla nowego prezydenta. J. Biden chciał w zwalczaniu epidemii COVID-19 wykorzystać normy czystości powietrza. Federalna Komisja Regulacyjna Energii *(FERC)* odpowiadająca m. in. za międzystanowe sieci energetyczne, gazowe i ropociągi była obciążana odpowiedzialnością za zbyt niski podatek od śladu węglowego dla elektrowni. Aby to podtrzymać, D. Trump 5 listopada ub. roku mianował nowego komisarza, jeszcze bardziej konserwatywnego oraz uzupełnił skład Komisji o 2 osoby. Ponieważ kadencja przewodniczącego trwa 5 lat, więc James Danly będzie sprawował swoją funkcję do 30 czerwca 2023 r.

Funkcjonujący w ramach Departamentu Transportu urząd nadzorujący transport materiałów niebezpiecznych *(PHMSA-Pipeline Hazardous Materials Safety Administration)* kontroluje projektowanie, budowę i przesył różnych substancji, w tym przesył rurociągami naftowy mi i gazociągami, reaguje też na awarie instalacji i sposób ich usuwania. W ub. roku ostateczny kształt uzyskało rozporządzenie dotyczące magazynów gazu zawierające procedury zapobiegania wypadkom takim, jak wyciek gazu w Aliso Canyon w 1915 r. W ramach nadzoru nad rurociągami transportującymi substancje niebezpieczne ułatwiono dostęp do zastrzeżonych wewnętrznych danych operatora, aby bardziej skutecznie kontrolować procesy przesyłowe i serwisowe. W ramach pakietu rozporządzeń *Gas Mega Rule part I*, który wszedł w życie 1 lipca 2020 r. uściślono wymagania dotyczące przebiegu, maksymalnych ciśnień roboczych rurociągów, inspekcji i zapisów kontroli na obszarach mieszkalnych i z zagrożeniem sejsmicznym. Wszystkie te działania ukształtowały warunki, w jakich nowy prezydent będzie realizował swoje zamierzenia.

Keystone XL i spór z Kanadą

Jedną z decyzji J. Bidena, która wywołała bardzo dużo kontrowersji, było wstrzymanie budowy rurociągu Keystone XL. Wzbudziła ona sprzeciw nie tylko w USA, ale i w Kanadzie. Inwestycja wartości 8 mld dolarów ma dość długą historię, bo projekt powstał w 2008 r. Miał służyć do transportu ropy kanadyjskiej z Hardisty w prowincji Alberta do węzłowych punktów przesyłowych Cushing w Oklahomie i Port Arthur w Teksasie. Keystone XL jest tylko jednym z trudnych tematów jakie były dyskutowane w czasie spotkania prezydenta Bidena z premierem Kanady Justinem Trudeau. Były to jednocześnie pierwsze dwustronne rozmowy prezydenta po objęciu urzędu. Stosunki z najbliższym sąsiadem, sojusznikiem i jednocześnie ważnym partnerem handlowym wymagają nowego otwarcia po okresie napięć w czasie kadencji D. Trumpa. Przy tak szerokim wachlarzu spraw istotnych dla obu krajów, od stosunków z Chinami do wprowadzenia ceł na aluminium i stal, trudno było oczekiwać, że w czasie krótkiego wirtualnego spotkania można będzie wiele osiągnąć. Z wypowiedzi przedstawicieli obu stron wynika, że nastąpi zacieśnienie współpracy gospodarczej, współdziałanie w sferze klimatu i zwalczania pandemii. W stosunkach z Chinami zgoda dotyczyła eliminowania „nieuczciwych" praktyk w gospodarce, natomiast w podejściu do naruszania praw człowieka nastąpiło „zbliżenie stanowisk", jednak porozumienie wymaga wielu kompromisów i dalszych negocjacji. Kanada nie podziela stanowiska USA w kwestii zwiększenia wydatków wojskowych. Sprawy szczegółowe, takie jak Keystone XL pozostały otwarte.

Wstrzymanie rurociągu Keystone XL może być sygnałem dla świata, że walczymy na serio ze zmianami klimatycznymi, jednak ten efekt zostanie osłabiony zbyt powolnymi działaniami w zastępowaniu palie kopalnych przez OZE.

Ten temat wrócił jednak w dyskusji krajowej zainicjowany przez senatora Joe Manchina, przewodniczącego senackiej komisji ds. energii i zasobów naturalnych. Zwrócił się do prezydenta, aby cofnął swoją decyzję argumentując, że rurociąg jest znacznie bezpieczniejszy; a jeśli nie powstanie, to ropa i tak będzie transportowana, ale koleją lub samochodami. Opowiedział się za budową dużych rurociągów i gazociągów przypominając, że takie inwestycje tworzą tysiące dobrze płatnych miejsc pracy. Przeciwnicy rurociągu uważają, że ta magistrala utrwali na dekady uzależnienie od ropy naftowej i utrudni transformację energetyczną. Stanowisko Manchina pokazuje, że oponenci są również w Partii Demokratycznej i prezydentowi trudno będzie zatwierdzić nowe ustawy w Kongresie. Ma jednak zaplecze poczynając od Giny McCarthy, doradcy ds. klimatycznych, b. szefowej *EPA*, która polemizowała z zarzutami, że transformacja odbędzie się kosztem przemysłu naftowego. Nie jest to gra o wyniku 0:1, wsparcie rządu dla czystych paliw i ograniczanie emisji gazów cieplarnianych nie oznacza odwrócenia się od prężnego i aktywnego sektora energetycznego jak powiedziała G. McCarthy. Z kolei sekretarz Dep. Energii Jennifer Granholm przemawiając na sesji CERAWeek 2 marca br. podkreślała znaczenie bezpieczeństwa energetycznego dla kraju. Laboratoria Dep. Energii będą pracować nad technologiami przyspieszającymi procesy dekarbonizacji. J. Granholm jako gubernator Michigan uzyskała 1,35 mld USD z funduszy federalnych na wytwarzanie baterii do samochodów elektrycznych, więc na stanowisku sekretarza stanu ds. energii będzie mogła znacznie intensywniej rozwijać tę gałąź produkcji. Liczba 326 tys. samochodów elektrycznych sprzedanych w 2019 r. w USA w porównaniu z 1,1 mln samochodów w Chinach pokazuje dystans w tej dziedzinie.

Tereny federalne i koncesje

Zatwierdzenie kandydata na sekretarza Departamentu Zasobów Wewnętrznych *(Interior)*, któremu podlega Biuro Zarządzania Terenami Publicznymi *(BLM)* zarządzające m. in. terenami federalnymi i nadzorujące przyznawanie koncesji na poszukiwania i eksploatację zasobów naturalnych było bardzo skomplikowane, przede wszystkim z powodu decyzji prezydenta Bidena dotyczących koncesji naftowych na terenach federalnych. Dyskusja w Senacie była długa i burzliwa, również ze względu na osobę kandydatki, kongreswoman Deb Haaland z Nowego Meksyku, pierwszego członka rządu reprezentującego rdzennych Amerykanów. Zarzucano jej negatywne stanowisko wobec szczelinowania, wspieranie protestów przeciw budowie rurociągów, wybiórcze podejście do udostępniania krajowych zasobów węgla, ropy i gazu i nadmierne zaangażowanie w sprawy Nowego Zielonego Ładu. D. Haaland potwierdziła swoje wcześniejsze stanowisko na temat energii z paliw kopalnych – będzie ona odgrywała istotną rolę przez wiele lat, a przychody z tej branży finansują ważne usługi publiczne, ale sektor energii zmienia się i musi uwzględniać zadania klimatyczne. Broniąc kandydatki, senator Manchin zauważył, że prerogatywą

prezydenta jest taki dobór członków gabinetu, aby powstał zespół, który potrafi realizować zadania stojące przed administracją. Po dwudniowych przesłuchaniach Senat zatwierdził D. Haaland na stanowisku sekretarza Dep. Zasobów Wewnętrznych.

Tereny federalne stanowią 10% powierzchni USA i obejmują 991 tys. km^2 (fig. 2). Są to lasy, wody śródlądowe, rezerwaty przyrody i parki narodowe oraz obszary bezpośrednio administrowane przez Biuro Zarządzania Terenami Publicznymi. Właśnie na tych obszarach są wydawane koncesje na wiercenia.

Prezydent J. Biden polecił, aby Biuro Zarządzania Terenami Publicznymi *(BLM)* dokonało wnikliwego przeglądu koncesji, nie określając terminu jego zakończenia, co oznacza, że okres ten może być bardzo długi. Rozporządzenie czyni ustępstwo na rzecz rdzennych mieszkańców USA i nie obejmuje koncesji wydanych dla organizacji gospodarczych prowadzonych przez nich. Perspektywicznie energia uzyskiwana na obszarach federalnych powinna być wykorzystana do rozwoju elektrowni jako źródeł energii bez emisji CO_2. W zarządzeniu przewidziano też możliwość podniesienia opłaty eksploatacyjnej *(royalty)*, aby koszty klimatyczne wydobycia ropy i gazu w większym stopniu obciążały podmioty odpowiadające za generowanie tych kosztów. Agencje federalne powinny także zidentyfikować jak przyznawane są subsydia na inwestycje związane z paliwami kopalnymi i wykorzystać dostępne środki prawne, aby paliwa kopalne nie były finansowane z funduszy federalnych

Zakres przedstawionych przez rząd decyzji i kierunków zmian jest szeroki i wpływa na warunki działania przemysłu naftowego. Popierają je nie tylko kongresmeni demokratyczni, ale i republikańscy, wyrażają jednak obawy o utratę miejsc pracy i zmniejszenie przychodów. Przypominają, że według danych *EIA* z terenów federalnych (lądowych i morskich) pochodzi 22% produkcji ropy i 12% produkcji gazu w USA. W znacznej części są to baseny z eksploatacją ropy i gazu z łupków i właśnie złoża niekonwencjonalne umożliwiły osiągnięcie w 2019 r. rekordowego wydobycia ropy w ilości 1,66 mln t/d pokrywającego 59,5% zapotrzebowania krajowego (fig. 3). Krytyczne stanowisko zajmuje Amerykański Instytut Naftowy (API), wpływowe organizacje jak *National Ocean Industry Association* czy *Independent Petroleum Association of America* wskazując na wielostronne, negatywne skutki gospodarcze i zapowiadając przeciwdziałania.

Jednak znaczenia terenów federalnych nie należy przeceniać biorąc pod uwagę fakt, że powierzchnia koncesji na gruntach federalnych była największa w latach 2004-2007 i w 2007 r. wynosiła 41 997 km^2, obecnie jest to tylko 9706 km^2. Również udział ropy wydobywanej z terenów federalnych wynosił w 2008 r. 30,2%, w 2018 r. już tylko 23,7%. Znaczna część produkcji niekonwencjonalnej ropy i gazu pochodzi z koncesji będących w posiadaniu prywatnych właścicieli i tam tryb przyznawania koncesji nie zmienia się.

Obserwatorzy niezwiązani bezpośrednio z przemysłem naftowym i raczej przychylni próbom zahamowania zmian klimatycznych zgadzają się z tezą o konieczności ograniczenia zużycia paliw kopalnych, jednakże wskazują na trudności z rozpoznaniem wszystkich ryzykownych konsekwencji szybkiego wprowadzania transformacji proponowanej przez prezydenta Bidena. Według *BP Statistical Re-*

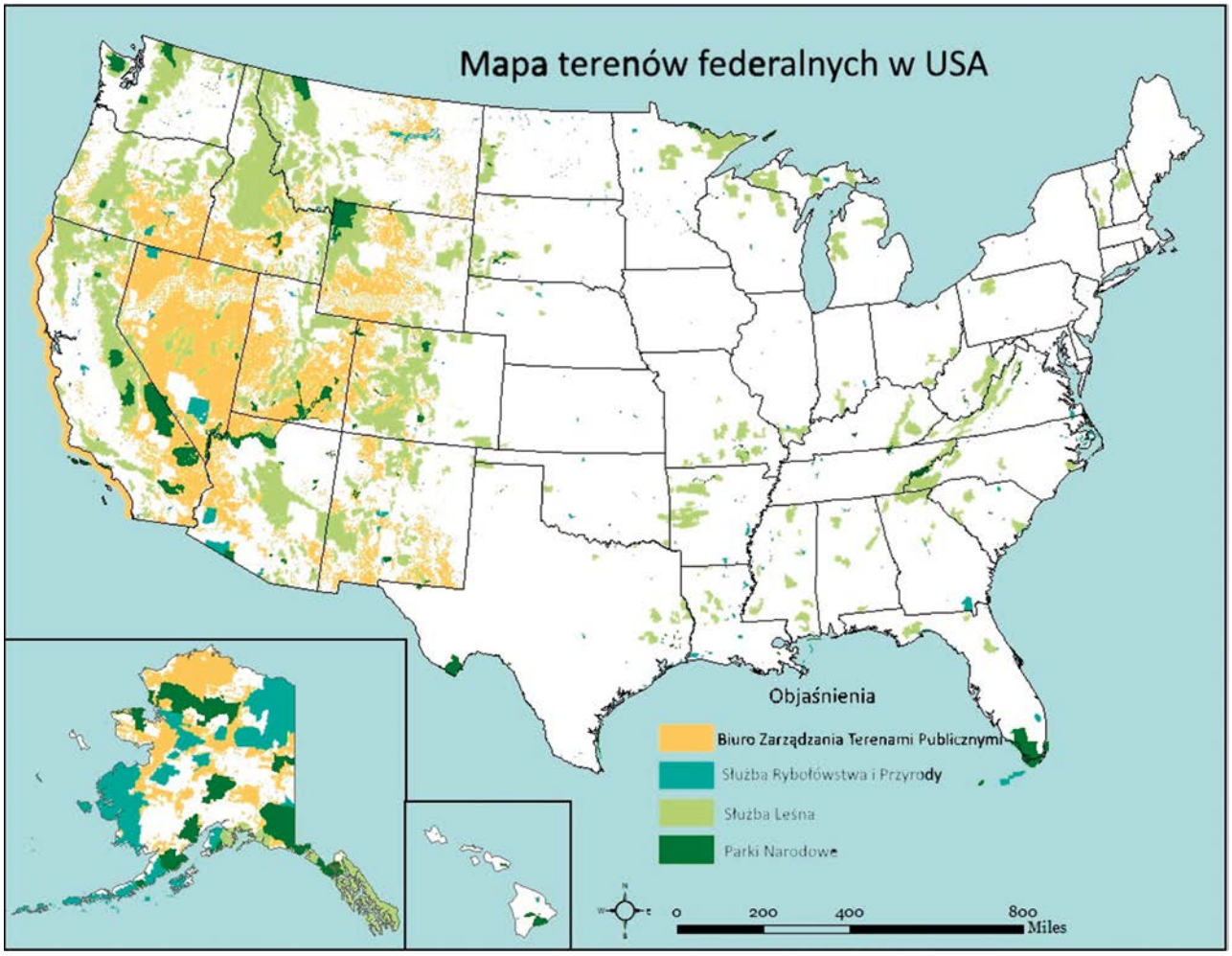


Fig. 2. Mapa terenów federalnych w USA. Źródło: Bureau of Land Management

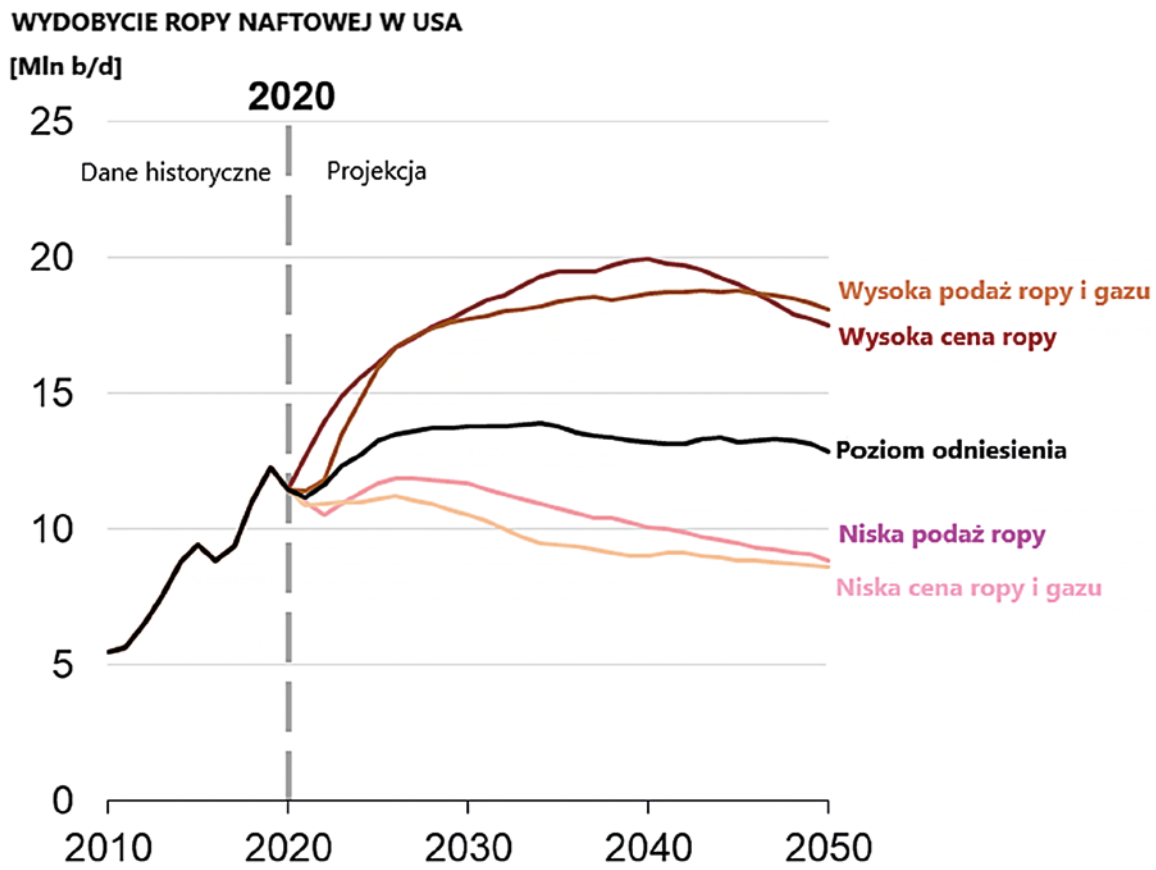


Fig. 3. Wydobycie ropy naftowej w USA. Źródło: EIA Annual Energy Outlook 2021

view 2019 paliwa kopalne dostarczały w USA 83,3% energii, energia jądrowa 8% i OZE 8,7%. Chociaż rozwój źródeł odnawialnych jest szybki, to te proporcje nie zmienią się radykalnie przez lata, tymczasem nie tylko gospodarka ale i cały kraj wymagają niezawodnego zaopatrzenia w energię, co nie jest obecnie możliwe bez paliw kopalnych. Przykładem niespodziewanych komplikacji w dostawach energii może być rezygnacja z Keystone XL i innych magistrali ropnych i gazowych. Inwestycje nie zostaną dokończone, zainwestowany kapitał nie zwróci się, nie będzie zatrudnienia przy budowie, a przede wszystkim w bilansie planowanych dostaw powstanie deficyt. Jeśli nowe moce OZE nie zostaną uruchomione w terminie, trzeba będzie importować ropę, ale zamiast sprowadzać ją od przyjaznych sąsiadów, Stany Zjednoczone będą musiały zwrócić się do Wenezueli, Arabii Saudyjskiej lub Rosji.

Innym przykładem jest Kalifornia, generalnie popierająca OZE i samochody elektryczne, lecz nie rozbudowująca infrastruktury, zarówno paliwowej jak i energetycznej. Zużycie tradycyjnych paliw rośnie i wzrasta zależność od importowanej ropy w odróżnieniu od sytuacji w innych stanach – 3-krotny wzrost w ciągu 20 lat.

Senator Pallone wraz z 2 kongresmenami demokratycznymi wniósł 3 marca projekt ustawy klimatycznej obejmującej szeroki zakres zadań związanych z celem ekipy J. Bidena aby ograniczyć zmiany klimatu. Jednym z zadań są standardy dla federalnych sieci energetycznych określające procentowy udział sprzedaży detalicznej „czystej" energii elektrycznej pochodzącej ze źródeł bezemisyjnych lub z niską emisją. Ustawa zatytułowana „Przywództwo klimatyczne i akcja klimatyczna dla przyszłości naszego narodu" przewiduje 80% udział czystej energii w 2030 r. i 100% do 2035 r. (fig. 4). Energia powinna pochodzić ze słońca, wiatru i istniejących elektrowni jądrowych z możliwością ich rozbudowy i zwiększenia mocy. Energetyka jądrowa przeżywa trudności, nawet z zamykaniem niektórych obiektów choćby z powodu konkurencji z tanim gazem.

Docelowo gospodarka ma być w pełni zdekarbonizowana w 2050 r. Największym źródłem emisji jest transport i w tym sektorze przewiduje się kwotę 100 mln USD rocznie w latach 2022-2031 dla podmiotów, które instalują publicznie ładowania samochodów elektrycznych. Określeniem, gdzie powinny być rozmieszczone instalacje ładowania zajmie się Dep. Energii. Ustawa nie obejmuje podatku węglowego, rozwiązania popieranego przez republikanów i firmy, ponieważ zdaniem ekologów emitenci mogliby długo utrzymać emisję kupując pozwolenia od podmiotów, które zmniejszyły emisję. Dwóch kongresmenów z obu partii zgłosiło mniej ambitny projekt przewidujący ograniczenie emisji o 80% do 2050 r. Droga do zatwierdzenia ustawy jest długa i wnioskodawcy będą próbować przeprowadzić ją jako poprawkę budżetową i wtedy wystarczy tylko 51 głosów w Senacie zamiast 60.

Inny pakiet projektów ustaw wniesiony przez demokratów wychodzi naprzeciw grupom ekologicznym ponieważ oprócz podniesienia opłat eksploatacyjnych *(royalty)* i stopniowego wzrostu tych opłat przewiduje zwiększenie wymagań dotyczących usuwania szkód górniczych. Minimalne ceny przetargowe za dzierżawę terenu federalnego mają być podniesione z 2 USD za akr do 5 USD (1 akr=0,4 ha). Opłata za koncesję na zagospodarowanie na lądzie zostałaby .podniesiona z 12,5% do 18,75%. Kolejny projekt ustawy wprowadza warunek redukcji emisji metanu z działalności sektora ropy i gazu na terenach federalnych o 65% poniżej poziomu z roku 2012 do 2025 r. i o 90% do 2030 r. Zdaniem przedstawiciela *The Wilderness Society* wyznaczone cele utrudnią branży naftowej domagania się coraz to nowych milionów akrów

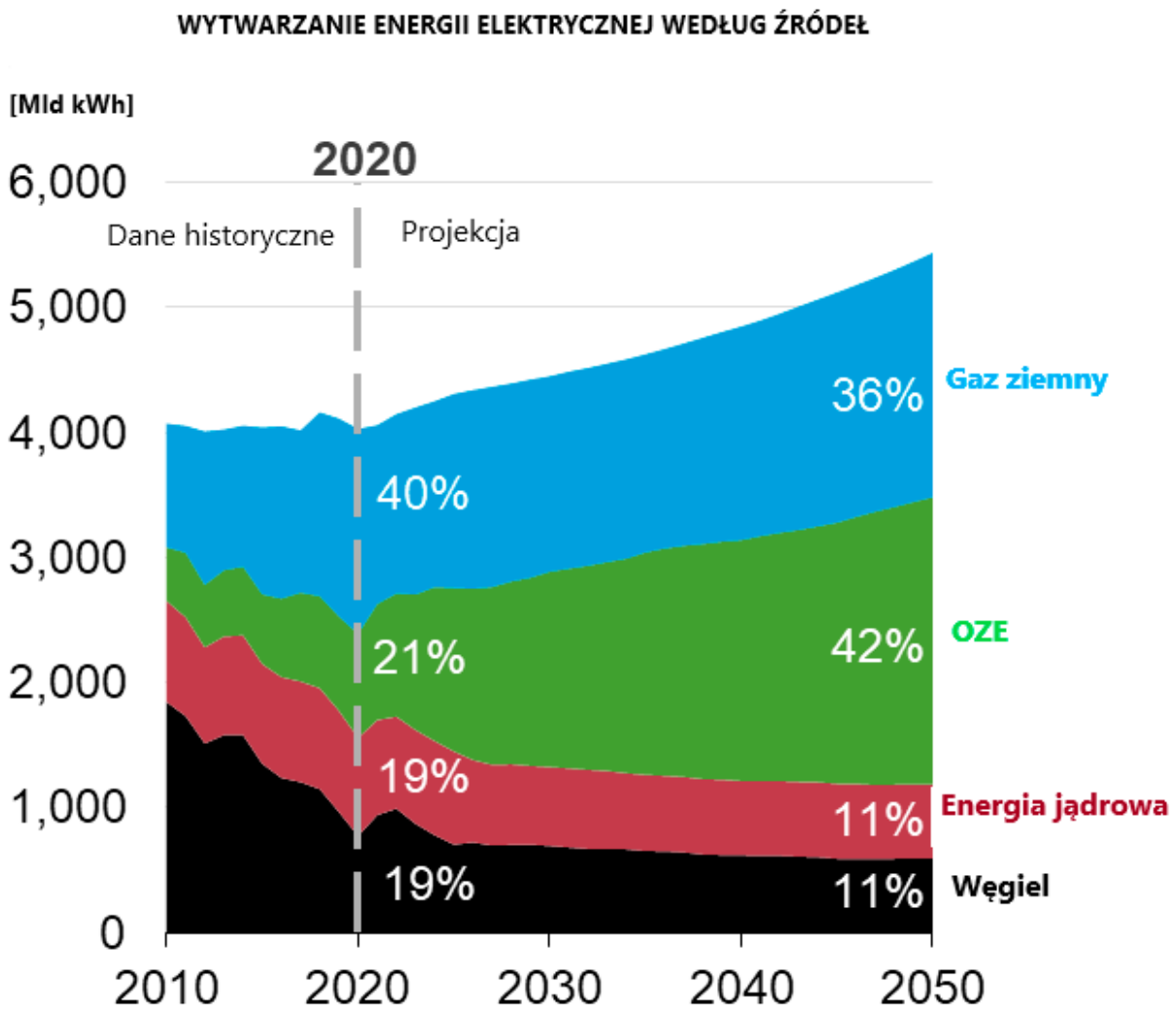


Fig. 4. Wytwarzanie energii elektrycznej według źródeł. Źródło: EIA Annual Energy Outlook 2021

gruntów federalnych, aby je bezużytecznie utrzymywać. Według Departamentu Zasobów Wewnętrznych na powierzchni ok. 56200 km^2 stanowiącej 53% lądowych koncesji na terenach federalnych nie prowadzi się wydobycia.

Zapewnienia o utrzymaniu miejsc pracy dla górników węglowych i pracowników branży naftowej, które mogą znikać w związku z odchodzeniem od paliw kopalnych na rzecz czystych źródeł energii, a więc likwidacją kopalń i ograniczaniu wierceń są bardzo źle przyjmowane. Wiceprezydent Kamala Harris spotkała się z drwinami, gdy w wywiadzie telewizyjnym mówiła o miejscach pracy przy rekultywacji terenów po zamkniętych kopalniach. Z podobną reakcją spotkał się doradca ds. klimatu John Kerry przedstawiając perspektywy wyboru lepszej pracy w produkcji paneli fotowoltaicznych i turbin wiatrowych pracownikom naftowym z Teksasu i górnikom w Appalachach, co wywołało wzburzenie i protesty. Partia Demokratyczna musi brać pod uwagę skutki polityczne, bo chociaż jest mocno osadzona w stanach takich jak Zachodnia Wirginia i Pensylwania, to jednak 4 lata temu republikanie odwołując się do obrony lokalnych miejsc pracy uzyskali wzrost poparcia. Starając się o podtrzymanie zaufania prezydent powołał grupę roboczą, która uruchomi działania na rzecz pobudzania gospodarki w strefach dotkniętych zastojem branży naftowej. Jednak proponowane programy szkoleń umożliwiających przekwalifikowanie się w opinii działaczy społecznych z tych rejonów nie spotkały się z przychylnym przyjęciem. Ludzie po prostu nie chcą zmieniać zawodu i nie chcą przeprowadzać się z obecnych miejsc zamieszkania. Sytuację pogorszył jeszcze J. Kerry twierdząc, że łatwo jest znaleźć nową pracę i że pracownicy naftowi są chętni do przeprowadzki. Powołał się przy tym na wypowiedź pracownika stoczni budującej platformy wiertnicze w Luizjanie.

Opozycja republikańska

Grupa senatorów republikańskich z 17 stanów złożyła 29 stycznia, dzień po ogłoszeniu wstrzymania nowych koncesji na terenach federalnych projekt ustawy „Ochrona stanu naszych zasobów energetycznych" *(Power Act of 2021)* pod hasłem „Prezydent nie może jednostronnie zamykać produkcji energii w USA". Projekt przewiduje uzyskanie zgody Kongresu na każde zawieszenie koncesji na użytkowanie paliw kopalnych na federalnych terenach lądowych i wodnych.

Nie brakowało alarmujących wystąpień i nagłówków w rodzaju „Słońce zachodzi nad basenem permskim" lub „Czy decyzje Bidena zabiją ropę i gaz z Zatoki Meksykańskiej?". Ten ostatni głos pochodzi od E. Milito, prezesa *National Ocean Industries Association*, który ostrzega, że produkcja z tego regionu może zupełnie zaniknąć, bo niektóre projekty mają krótki termin ważności. Inna grupa, która czuje się zagrożona to operatorzy koncesji działający na złożach niekonwencjonalnych, przede wszystkim łupków ropo- i gazonośnych. Tu z pomocą przyszedł wiceprezes *IHS Markit*, Daniel Yergin, który uważa złoża łupkowe za segment rynku mający dobrą perspektywę i przynoszący korzyści gospodarcze i zagra-

niczne. Ropa i gaz z łupków przyczyniły się wydatnie do wzrostu wydobycia w USA i zajęcia czołowego miejsca na światowej liście producentów ropy. Z tego względu rząd nie zdecyduje się na radykalne kroki znacznie ograniczające krajową produkcję węglowodorów.

Najbardziej nieprzejednanym krytykiem prezydenta Bidena jest Greg Abbot, gubernator Teksasu, który 28 stycznia na spotkaniu z pracownikami naftowej firmy serwisowej w Odessa oświadczył, że „Teksas będzie chronił swój przemysł naftowo-gazowniczy przed wszelkimi wrogimi atakami z Waszyngtonu". Polecił też urzędom stanowym zbadanie wszelkich środków prawnych przeciwko polityce prezydenta i zarządzeniom wymierzonym w koncesje znajdujące się na terenach federalnych. W odróżnieniu od sąsiedniego Nowego Meksyku, w Teksasie terenów federalnych praktycznie nie ma, koncesje naftowe są zlokalizowane na gruntach prywatnych.

Bez wątpienia jest to dopiero początek kampanii przeciwko prezydentowi i jego planom. Tymczasem 5 lutego br. prezydent Biden odniósł pierwszy duży sukces, ponieważ Senat uchwalił pakiet pomocy socjalnej o wartości 1,9 bln dolarów, dzięki któremu każdy Amerykanin otrzyma jednorazowo kwotę 1400 dolarów. W projekcie ustawy znajdowała się również propozycja podniesienia płacy minimalnej z 7,25 dolarów za godzinę do 15 dolarów, ale została ona odrzucona. Wyniki głosowania w Senacie (50:49), gdzie wszyscy senatorowie republikańscy głosowali przeciw ustawie świadczy, jaki jest rozkład sił politycznych. W połowie kadencji, czyli za dwa lata odbędą się wybory częściowe, które mogą zmienić tę niepewną równowagę. Inwestycje warunkujące przyspieszenie transformacji mają kosztować 2 bln USD w ciągu 4 lat.

Różnice w transformacji w USA i w Europie

Obecny stan zaangażowania i zaawansowania transformacji energetycznej w USA wynika częściowo z wycofania lub złagodzenia w ostatnich latach niektórych regulacji dotyczących zmniejszenia emisji dwutlenku węgla i innych gazów cieplarnianych, nie było też decyzji sprzyjających ograniczeniu wykorzystania paliw kopalnych. Kontrastuje to z sytuacją w państwach Unii, gdzie Europejski Zielony Ład przewiduje liczne działania umożliwiające osiągnięcie neutralności klimatycznej w 2050 r. Zwracają na to uwagę również specjaliści amerykańscy. Znamienna jest wypowiedź szefa oddziału norweskiej firmy informatycznej *Cognite* François Laborie, który niedawno przeniósł się do USA. Wyraża on opinię, że w USA nie ma bezpośredniego przełożenia świadomości społecznej na potrzebę transformacji i na wprowadzanie regulacji; zachęty ze strony rządu są nieznaczne lub wcale ich nie ma. Menadżerowie z czołowych amerykańskich firm naftowych nie są przekonani, że inwestowanie w OZE w końcowym rachunku opłaci się. Najbardziej obiecujące są nowe rozwiązania w sektorze offshore, ponieważ infrastruktura firm E&P dość łatwo może być rozbudowana o oddziały morskich farm wiatrowych.

Z kolei zastosowanie informatyki i rozszerzonego przetwarzania danych wytwarzanych w procesach produkcyjnych pozwoliłoby na ograniczenie strat energii nawet o 10%. Inną potrzebą jest zwiększenie przejrzystości działania korporacji, w czym bardziej zaawansowani są partnerzy europejscy. Biorąc pod uwagę amerykańską innowacyjność, energię i tempo wdrażania nowych rozwiązań technologicznych i organizacyjnych autor sądzi, że można się spodziewać szybkiego nadrobienia opóźnień w transformacji i przyspieszenia działań na rzecz zeroemisyjnej gospodarki. Takim przykładem może być *General Motors* przewidujący w ciągu 15 lat zaprzestanie produkcji samochodów z silnikami benzynowymi i wysokoprężnymi, także samochodów sportowych i pick-upów. W 2020 r. *GM* sprzedało 2,55 mln samochodów, ale tylko 20 tys. elektrycznych. Jest też ambitne zadanie wprowadzenia do 2025 r. 30 modeli aut elektrycznych.

Pandemia wstrzymała stały wzrost zużycia paliw, który mógł się utrzymywać przez lata, jednak teraz popyt na ropę może nigdy nie wrócić do tamtego poziomu. Rozumieją to koncerny takie jak *Shell, BP, Total, ENI* czy *Örsted (d. DONG Energy)* rozbudowując oddziały energetyki solarnej i wiatrowej i tworząc nowe, ukierunkowane na wodór i „czyste" technologie wytwarzania energii elektrycznej.

Interesujące jest stanowiska Międzynarodowej Agencji Energii Odnawialnej. Organizacja z siedzibą w Abu Zabi zrzeszająca przeszło 160 państw apeluje, aby w odnowie gospodarki, jaka nastąpi po pandemii, nie powielać dotychczasowego modelu z uprzywilejowanym miejscem paliw kopalnych i wykorzystać szansę przyspieszenia transformacji. Radykalne przyspieszenie jest konieczne, aby nie dopuścić do przekroczenia wzrostu globalnej temperatury o 1,5°C, dlatego wykorzystanie paliw kopalnych do roku 2050 powinno się zmniejszyć o 75%. Inna ważna prognoza Agencji to ogromny wzrost produkcji wodoru – „zielonego paliwa". Do tego celu zużywać się będzie 30% energii elektrycznej (elektroliza) i w związku z tym konieczne będzie zwiększenie mocy instalacji elektrolitycznych z obecnych 0,3 GW do 5000 GW. W raporcie opublikowanym 16 marca szacuje się koszty transformacji na 131 bilionów USD.

Literatura

1. *AEO 2021: Petroleum remains most consumed fuel in US before 2050. 4.02.2021, Oil & Gas Journal*
2. *Biden, Trudeau aim to move past Keystone pipeline disagreement in first bilateral meeting. 23.02.2021, TC Energy Corp.*
3. *Biden jobs assurances backfire with oil and mining workers. 16.02.2021, Bloomberg*
4. *BP Statistical Review of World 2020*
5. *Column: Can Biden transform the US energy system. 21.01.2021, Financial Post*
6. *Crooks E., WoodMac: Five consequences of a Biden administration for US energy. 9.01.2021, Wood Mackenzie*
7. *DOE's Granholm encourages role for oil and gas industry in energy transition. 3.03.2021, H&E*
8. *EIA Annual Energy Outlook 2021*
9. *Green M., Report: Invest 131 trillion in clean energy by 2050to hit climate goals. 16.03.2021, Reuters*
10. *Kelly S., Resnick-Ault J., Bill Gates urges reducing „Green Premium" in energy transition. 1.03.2021, Reuters*
11. *Laborie F., E&P plus energy perspective: What can US learn from European global energy transition. 2021, Cognite*
12. *Marszałkowski M., Moratorium Bidena wyhamuje, ale nie zabije rewolucji łupkowej. 3.02.2021, BiznesAlert*
13. *Rapier R., Is Biden energy plan too ambitious? 27.02.2021, Stratfor*
14. *Senator Manchin urges Biden to reverse Keystone XL pipeline decision. 9.02.2021, H&E*
15. *Texas governor bans natgas exports amid freeze; oil producers still shut. 18.02.2021, Reuters*

Jerzy Zagórski

Warszawa, 21.03.2021 r.

PGNiG załadowało już 300 cystern LNG w Kłajpedzie

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo sprzedało trzysetny ładunek skroplonego gazu ziemnego ze stacji przeładunkowej w Kłajpedzie na Litwie. Tym samym liczba cystern załadowanych LNG od początku istnienia tej stacji przekroczyła tysiąc. Operatorem instalacji jest Klaipedos Nafta, a PGNiG jest jej wyłącznym użytkownikiem.

– W miarę jak zbliżamy się do pierwszego pełnego roku użytkowania stacji przeładunkowej LNG w Kłajpedzie przez PGNiG, osiągnęliśmy poziom 300 cystern, które wyjechały z ładunkiem skroplonego gazu ziemnego. Na ten wynik składa się także doskonała współpraca z naszymi litewskimi partnerami z Klaipedos Nafta. Rozpoczęcie działalności na Litwie pozwoliło nam na wejście z naszą ofertą LNG małej skali na rynki krajów bałtyckich, ale także dały nam możliwość rozwoju obsługi naszych klientów w północno-wschodniej Polsce, gdzie trafia większość ładunków z Kłajpedy. Gaz dostarczany jest nie tylko klientom biznesowym, ale również zasila stacje regazyfikujące LNG na terenach, gdzie nie dociera sieć gazowa – powiedział Paweł Majewski, Prezes Zarządu PGNiG.

– Uruchomienie działalności stacji przeładunkowej LNG było zdecydowanie właściwym krokiem uzupełniającym dla usług terminalu LNG w Kłajpedzie. Przez najbliższe 2-3 dekady gaz ziemny, w tym LNG, będą cieszyć się wysokim popytem. W kontekście dekarbonizacji gaz ziemny stanowi kluczowe paliwo umożliwiające przejście do coraz szerszego wykorzystania źródeł odnawialnych i jeszcze bardziej zrównoważonych technologii. Zbilansowane wykorzystanie energii odnawialnej, czystsze paliwa dla transportu drogowego i żeglugi morskiej, produkcja niebieskiego wodoru to potencjalne kierunki dla przyszłości gazu ziemnego. Cieszymy się, że PGNiG poszerza zakres działalności na Litwie, co świadczy o synergii wspólnego kierunku i dążeniu do celów zrównoważonego rozwoju i rozwoju rynku – skomentował Mindaugas Navikas, Członek Zarządu ds. Sprzedaży (CSO) w Klaipedos Nafta.

Stacja przeładunkowa LNG w Kłajpedzie rozpoczęła działalność pod koniec 2017 roku. W tym czasie ładunki z niego odebrało 16 różnych kontrahentów. Wśród nich znajduje się także PGNiG Obrót Detaliczny – te ładunki rozwożą cysterny Gas-Trading z Grupy PGNiG. Skroplony gaz ziemny z trzysetnego ładunku zasili stację, która w ramach gazyfikacji wyspowej obejmuje m.in. Ełk.

Większość cystern z LNG z Kłajpedy (76 proc. licząc od początku działalności stacji przeładunkowej) trafiło do Polski, zaś ok. 16 proc. na Litwę do stacji regazyfikacji LNG w Druskiennikach i Wiciunach. Pozostała część trafia na Łotwę i do Estonii. W Polsce LNG z Litwy wykorzystywane jest przede wszystkim w stacjach regazyfikacyjnych oraz stacjach tankowania LNG dla ciężkiego transportu drogowego. Stacja przeładunkowa umożliwia również załadunek LNG na statki, bunkrowanie nim statków oraz załadunek skroplonego gazu do kontenerów ISO.

Biuro Public Relations
PGNiG SA

Fot. arch. PGNiG SA

Najwyższy w UE strażacki podnośnik rozpoczął służbę w Grupie LOTOS

Fot. arch. LOTOS S.A.

To najnowocześniejsze tego typu urządzenie, zdolne prowadzić skuteczne działania ratowniczo-gaśnicze na wysokości 81 m. Ten wyjątkowy pojazd trafił do LOTOSU na początku marca. Jego bazą jest podwozie SCANIA P450 10x4. Producentem zabudowy z podnośnikiem jest znana w branży pożarniczej firma Bronto Skylift z Finlandii. Nowy sprzęt będzie służyć LOTOS Straż do zabezpieczania najwyższych obiektów rafineryjnych. Jeżeli będzie trzeba, udzieli również pomocy w akcjach gaśniczych na najwyższych budynkach na terenie Trójmiasta.

Do gdańskiego zakładu podnośnik trafił 1 marca, od tego czasu trwają szkolenia. Do pracy na tym wyjątkowym urządzeniu zostanie przeszkolonych w sumie 15 strażaków i 2 ratowników chemicznych z LOTOS Straż. Do jego obsługi niezbędna jest specjalistyczna wiedza, a jego możliwości są imponujące. To najwyższy strażacki podnośnik w całej Unii Europejskiej.

Strażacy na terenie rafinerii w Gdańsku zabezpieczają instalacje na różnych wysokościach. Nowy podnośnik umożliwi im skuteczniejsze i bezpieczniejsze wykonywanie zadań, m. in. na instalacjach, które powstały w ramach Projektu EFRA.

– Głównym zadaniem LOTOS Straż jest zapewnienie bezpieczeństwa i ciągłości pracy na terenie rafinerii. Nowy sprzęt będzie dla nas ogromnym wsparciem w przypadku prowadzenia skutecznych działań ratowniczo-gaśniczych na dużych wysokościach. Ten podnośnik znacząco zwiększy możliwości taktyczno-bojowe naszej jednostki – mówi Piotr Pryczkowski, komendant LOTOS Straż.

Maksymalna, robocza wysokość podnośnika to 81 m, a boczny wysięg – prawie 30 m, co czyni go najwyższym tego typu sprzętem w Polsce. Odpowiednią sztywność konstrukcji zapewnia zespawanie jej elementów ze stali o wysokiej wytrzymałości techniką plazmową. Maksymalny udźwig zamontowanego na końcu kosza to 500 kg. Co ciekawe, dzięki wbudowanym czujnikom i komputerowemu modułowi sterowania – podnośnika nie da się przewrócić, ani przypadkowo uderzyć nim w przeszkodę na skutek ewentualnego błędu operatora.

Specjalistyczną zabudowę z podnośnikiem wykonano w zakładach Bronto Skylift w Finlandii. Prace nad nią trwały 14 miesięcy, a ich efektem jest najnowocześniejsze tego typu urządzenie, dysponujące możliwością zdalnego sterowania i pozwalające na prowadzenie akcji gaśniczej z wykorzystaniem działka wodno-pianowego o wydajności 3800 l/min. Źródłem jego zasilania są wozy gaśnicze, znajdujące się na wyposażeniu LOTOS Straż. W razie potrzeby, urządzenie może pracować bezzałogowo i być sterowane przez operatora na ziemi. Sam kosz jest zabezpieczony przed działaniem ogania i dysponuje własną, ochronną kurtyną wodną.

– W koszu zamontowane są kamery termowizyjna i obserwacyjna, których zadaniem jest pomoc operatorowi w zdalnym sterowaniu. Koszem można sterować również za pomocą znajdującego się w nim manipulatora. Podnośnik ma także własną linię powietrza oddechowego z odpowiednim osprzętem, z którego mogą korzystać ratownicy. Zasilające ją butle dla bezpieczeństwa umieszczono na podeście podnośnika – dodaje komendant Pryczkowski.

Kosz wyposażono również we wciągarkę sprzętową o udźwigu 150 kg. Całość osadzono na 5-osiowym podwoziu marki Scania, z trzema skrętnymi osiami. Dwie przednie nadają kierunek skrętu, a koła piątej wychylają się w przeciwnym kierunku, zacieśniając promień skrętu. To niezwykle ważne, biorąc pod uwagę, że pojazd ma aż 16,5 metra długości. Co istotne, wysokość pojazdu po złożeniu podnośnika nie przekracza 4 metrów, co pozwala bezpiecznie przejechać pod wszystkimi instalacjami na terenie gdańskiej rafinerii. Źródłem napędu jest 6-cylindrowy, rzędowy wysokoprężny silnik o pojemności 12,7 l i mocy 450 KM, generujący maksymalny moment obrotowy 2350 Nm.

Biuro Prasowe
Grupa LOTOS S.A.

Fot. arch. LOTOS S.A.

PKN ORLEN i Northland Power rozpoczyna współpracę przy realizacji morskiej farmy wiatrowej

Fot. arch. PKN ORLEN

PKN ORLEN sfinalizował umowę o partnerstwie z Northland Power przy projekcie Baltic Power, która przewiduje wspólną realizację i eksploatację morskiej farmy wiatrowej. Rozpoczęcie budowy planowane jest na 2023 rok. Po spełnieniu warunków określonych w umowie joint venture podpisanej w styczniu 2021 roku, w tym uzyskaniu zgody antymonopolowej, NP Baltic Wind B.V., spółka zależna Northland Power, objęła udziały w Baltic Power.

Finalizując współpracę PKN ORLEN z Northland Power otwieramy nowy rozdział rozwoju morskiej energetyki wiatrowej na wodach Bałtyku. W perspektywie roku 2026 zaczniemy dostarczać do polskich domów czystą energię z morza, jednak równie ważne jest dla nas doświadczenie i know-how, które zdobędziemy podczas realizacji tego projektu. Zgodnie ze strategią ORLEN2030 w ciągu najbliższej dekady chcemy stać się liderem transformacji energetycznej w naszym regionie – powiedział Daniel Obajtek, Prezes Zarządu PKN ORLEN.

Partnerstwo z Northland Power dotyczy projektu morskiej farmy wiatrowej Baltic Power. Współpraca obejmuje przygotowanie, budowę i eksploatację farmy o maksymalnej łącznej mocy do 1,2 GW. Według założeń inwestycyjnych zostanie ona objęta 25-letnim systemem wsparcia w ramach kontraktu różnicowego.

W ramach realizacji umowy joint venture przeprowadzono pierwsze z serii planowanych podwyższeń kapitału zakładowego Baltic Power w celu przyznania udziałów nowemu Wspólnikowi. Zgodnie z założeniami przyjętymi przez strony w umowie, Northland Power docelowo obejmie 49% udziałów w Spółce poprzez podwyższenie jej kapitału zakładowego. Pozostałe 51% udziałów pozostanie w posiadaniu PKN ORLEN. Bezpośrednim wspólnikiem Baltic Power zostaje spółka NP Baltic Wind B.V., pozostająca w 100% pośrednio zależna od Northland Power Inc.

Northland Power Inc. to kanadyjska firma z ponad 30-letnim doświadczeniem w zakresie projektowania, realizacji i zarządzania projektami energetycznymi. Jej nisko- i zeroemisyjne aktywa energetyczne zlokalizowane na 4 kontynentach obejmują łącznie 2,6 GW funkcjonujących mocy wytwórczych oraz 1,4 GW mocy w fazie budowy lub zaawansowanego procesu planowania. Moce zainstalowane w morskiej energetyce wiatrowej spółki wynoszą niemal 1,2 GW, a składają się na nie trzy farmy zlokalizowane w Europie na Morzu Północnym.

Budowa morskiej farmy wiatrowej na Bałtyku jest jednym z kluczowych projektów rozwojowych PKN ORLEN wpisującym się w strategię Koncernu, zakładającą rozwój nisko- i zeroemisyjnej energetyki. Na projekty wspierające cele osiągniecia neutralności klimatycznej Koncern przeznaczy do końca dekady 47 mld zł.

Rozpoczęcie budowy morskiej farmy wiatrowej Baltic Power planowane jest na rok 2023, a zakończenie w roku 2026. Jej obszar, o łącznej powierzchni ok. 131 km^2, zlokalizowany jest ok. 23 km na północ od linii brzegowej Morza Bałtyckiego, na wysokości Choczewa i Łeby.

Fot. arch. PKN ORLEN

Biuro Prasowe PKN ORLEN

Kolejna stacja w Niemczech pod marką ORLEN już otwarta

Fot. arch. PKN ORLEN

W Hamburgu ruszyła nowa stacja pod marką ORLEN. To druga, po Berlinie, stacja w Niemczech otwarta w ramach rebrandingu sieci na zagranicznych rynkach. W tym kraju funkcjonuje już blisko 600 stacji paliw pod marką Grupa ORLEN-star, dostępnych w każdym niemieckim landzie. Zgodnie ze strategią ORLEN 2030, koncern zamierza znacząco rozbudowywać swoją sieć, przede wszystkim za granicą.

– Segment detaliczny Grupy ORLEN to jeden z kluczowych obszarów dla dalszego wzmacniania pozycji Koncernu. Zakładamy jego dalszy, dynamiczny rozwój, oparty o rozbudowę sieci sprzedaży i znaczące poszerzenie oferty. Chcemy, aby pod marką ORLEN do 2030 roku 45% naszych stacji funkcjonowało na rynkach zagranicznych. Otwarcie stacji w Hamburgu, gdzie mieści się siedziba naszej niemieckiej spółki ORLEN Deutschland, to kolejny krok w poszerzaniu segmentu detalicznego, który w 2020 roku osiągnął rekordowy zysk operacyjny na poziomie 3,3 mld zł – Daniel Obajtek, Prezes Zarządu PKN ORLEN.

Zgodnie ze strategią, wydatki inwestycyjne na rozwój obszaru detalicznego koncernu do 2030 roku pochłoną 1,1 mld zł, dzięki czemu EBITA LIFO wzrośnie półtorakrotnie, do ok. 5 mld zł. Do 2030 roku w regionie pod polską marką ORLEN będzie działać co najmniej 3,5 tysiąca stacji. Rozwój sieci stacji Grupy ORLEN będzie mieć miejsce przede wszystkim za granicą – udział stacji zagranicznych w całej sieci wzrośnie z 37% do 45%.

Stacja ORLEN w Hamburgu została otwarta przy ulicy Bernadottestraße, zlokalizowanej w dzielnicy Othmarschen. Bogatą ofertę gastronomiczną, oferującą między innymi hot-dogi czy zapiekanki, uzupełnia blisko 1000 artykułów, również polskich producentów, które można nabyć na miejscu.

PKN ORLEN strategię ujednolicania wizerunku swoich stacji na zagranicznych rynkach rozpoczął w listopadzie 2019 roku. W ramach cobrandingu już na wszystkich stacjach w Niemczech, Czechach oraz na Słowacji do lokalnych brandów star i Benzina dołączył logotyp Grupy ORLEN. Oznakowane nim zostały dystrybutory, pylony cenowe oraz ekrany wewnątrz stacji. Koncern jest również obecny na Litwie, jednak tam wszystkie stacje od początku funkcjonują wyłącznie pod brandem ORLEN.

Biuro Prasowe PKN ORLEN

Fot. arch. PKN ORLEN

Fot. arch. PKN ORLEN

W 2021 r. PSG otrzymała koncesje na 12 nowych stacji regazyfikacji LNG

POLSKA SPÓŁKA GAZOWNICTWA

Od początku 2021 r. do 23 marca br. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki udzielił koncesji dla 12 stacji regazyfikacji LNG należących do Polskiej Spółki Gazownictwa. Tym samym w całym kraju PSG posiada już koncesje dla 64 stacji regazyfikacji LNG.

Polska Spółka Gazownictwa szacuje, że do końca 2021 roku możliwe będzie pozyskanie koncesji dla ok. 20 kolejnych stacji regazyfikacji LNG. Uruchomienie stacji regazyfikacji LNG daje nowym odbiorcom możliwość szybszego użytkowania alternatywnego, bezpiecznego i ekologicznego paliwa jakim jest gaz ziemny.

PSG jako skuteczną alternatywę dla klasycznej gazyfikacji stosuje tzw. gazyfikację wyspową, czyli gazyfikację z wykorzystaniem sieci, która nie ma połączenia z gazociągami systemowymi, a jej zasilanie stanowią budowane stacje regazyfikacji LNG. Ta technologia może być wykorzystywana także w tzw. pregazyfikacji, czyli do budowy infrastruktury gazowej na określonym terenie i dostarczaniu gazu do odbiorców w już trakcie procesu gazyfikacji obszaru, zanim zostanie on połączony z siecią gazową. Niekiedy pojawia się także konieczność budowy stacji LNG wspierających działanie systemu dystrybucyjnego. Gazyfikacja w oparciu o stacje regazyfikacji LNG jest możliwa jeśli spełnione są warunki techniczne i ekonomiczne.

Od początku roku PSG uzyskała koncesje Prezesa URE dla instalacji LNG w miejscowościach: Dąbrowa Białostocka, Szczuczyn, Czyżew, Łukta, Budziszewice, Jednorożec, Lubotyń-Kolonia, Książki, Tychowo, Stryszawa, Stadła i Bychawa.

Skrót LNG (ang. Liquified Natural Gas) – oznacza skroplony gaz ziemny, który poprzez doprowadzenie go do temperatury ok. -162°C, zmniejsza swoją objętość 600-krotnie, dzięki czemu jego transport i magazynowanie stają się bardziej ekonomiczne. LNG w formie skroplonej przechowywane jest w różnego rodzaju izolowanych zbiornikach - począwszy od magazynowania w terminalach morskich oraz instalacjach lądowych, po transport w tankowcach i cysternach. Aby doprowadzić LNG do stanu gazowego należy przeprowadzić jego regazyfikację, poprzez podniesienie temperatury, i doprowadzenie do stanu gazowego, a następnie uregulować ciśnienie otrzymanego gazu i wprowadzić go do sieci.

Polska Spółka Gazownictwa, wchodząca w skład Grupy Kapitałowej PGNiG, to lider na rynku dystrybucji gazu w Polsce i największy Operator Systemu Dystrybucyjnego gazu w Europie. Misją PSG jest dostarczanie paliwa gazowego w sposób ciągły, bezpieczny oraz z poszanowaniem środowiska naturalnego. Spółka eksploatuje sieć gazową o długości ponad 195 tys. km, co stanowi 97 proc. sieci dystrybucyjnej gazu w Polsce, poprzez którą dostarcza rocznie ponad 11,5 mld m^3 paliwa gazowego do około 7,2 mln klientów.

Polska Spółka
Gazownictwa sp. z o.o.

Fot. arch. PSG

Jerzy Zagórski

Strategiczna transakcja PGNiG w Norwegii

PGNiG Upstream Norway kupi od Grupy INEOS wszystkie aktywa jej norweskiej spółki zależnej, dysponującej udziałami w 22 koncesjach i terminalu gazowym Nyhamna na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Dzięki transakcji wolumen rocznej produkcji gazu przez GK PGNiG w Norwegii powinien osiągnąć w 2027 roku poziom 4 mld m sześciennych.

PGNiG Upstream Norway zawarło umowę na zakup wszystkich aktywów spółki INEOS E&P Norge AS, która posiada udziały w 22 koncesjach na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Łączne udokumentowane zasoby węglowodorów, które w wyniku transakcji nabędzie spółka zależna PGNiG SA, to 117 mln baryłek ekwiwalentu ropy naftowej. Oznacza to wzrost obecnych zasobów PGNiG w Norwegii o ok. 55 procent. Nabywane aktywa obejmują złoża, z których jest już prowadzone wydobycie. W efekcie, po przejęciu aktywów INEOS E&P Norge AS wolumen produkcji gazu ziemnego przez GK PGNiG na Norweskim Szelfie Kontynentalnym wzrośnie o ok. 1,5 mld m sześc. rocznie. Dzięki temu łączna produkcja PGNiG Upstream Norway może osiągnąć w 2027 roku poziom 4 mld m sześciennych. W ramach transakcji przejęty zostanie także portfel koncesji poszukiwawczych, w tym sześć w roli operatora, które mogą zapewnić dalszy rozwój działalności PGNiG na Norweskim Szelfie Kontynentalnym.

– To transakcja o szczególnym znaczeniu dla PGNiG. Przejęcie wszystkich aktywów INEOS E&P Norge AS oznacza skokowy wzrost wydobycia w Norwegii i zapewni istotny wolumen gazu dla gazociągu Baltic Pipe. Stanowi zatem ważny wkład w realizację strategicznych celów GK PGNiG – powiedział Paweł Majewski, Prezes Zarządu PGNiG. – Nasze działania w Norwegii są ściśle powiązane z kwestią bezpieczeństwa energetycznego Polski. Od 2022 roku gaz z norweskich złóż będzie przesyłany do kraju dzięki gazociągowi Baltic Pipe. Zwiększy to dywersyfikację kierunków importu gazu, co z kolei jest gwarancją niezakłóconych dostaw tego paliwa, którego znaczenie dla polskiej gospodarki stale rośnie. Dla PGNiG dywersyfikacja portfela gazu to większa elastyczność i możliwość zaoferowania odbiorcom atrakcyjnych warunków handlowych – dodał Prezes PGNiG.

Paweł Majewski podkreślił, że charakterystyka przejmowanych złóż bardzo dobrze wpisuje się w założenia Strategii GK PGNiG – ok. 94 proc. zasobów będących przedmiotem akwizycji stanowi gaz ziemny. Kluczowym aktywem jest 14 proc. udziałów w Ormen Lange – drugim co do wielkości złożu gazowym na Norweskim Szelfie Kontynentalnym, z perspektywą produkcji wykraczającą poza 2045 rok. Dzięki transakcji PGNiG Upstream Norway uzyska 14 proc. udziałów w Ormen Lange. Pozostałe przejmowane złoża, z których jest już prowadzone wydobycie, to Marulk (30 proc.) oraz Alve (15 proc.).

W efekcie transakcji, PGNiG Upstream Norway stanie się również udziałowcem terminalu gazowego Nyhamna (8,2 proc.), obsługującego m.in. złoża Ormen Lange i Aasta Hansteen. Działalność terminalu Nyhamna będzie stanowić źródło stabilnych przychodów operacyjnych, niezależnych od wahań cen węglowodorów.

Ustalona pomiędzy PGNiG Upstream Norway a INEOS cena zakupu to 615 mln dolarów amerykańskich (ok. 2,4 mld złotych) przy umownej dacie transakcji 1 stycznia 2021 r.. Ostateczna cena nabycia zostanie pomniejszona o dochody uzyskane przez INEOS E&P Norge AS w 2021 r. do dnia przejęcia kontroli operacyjnej przez PGNiG. Realizacja umowy wymaga zgód korporacyjnych i administracyjnych.

Aktualnie PGNiG Upstream Norway posiada udziały w 36 koncesjach i prowadzi wydobycie ropy naftowej i gazu ziemnego z dziewięciu złóż. Sześć kolejnych jest w trakcie prac inwestycyjnych i analitycznych. W ubiegłym roku PGNiG wydobyło na Norweskim Szelfie Kontynentalnym ok. 0,5 mld m sześc. gazu ziemnego. Wolumen prognozowany na ten rok – bez uwzględnienia transakcji z INEOS – to 0,9 mld m sześciennych. Wzrost wydobycia jest możliwy dzięki uruchomieniu wydobycia ze złoża Ærfugl oraz zakupowi udziałów w już eksploatowanych złożach. W ubiegłym roku PGNiG Upstream Norway kupiło lub dokupiło udziały w pięciu złożach: Alve Nord, Duva i Gina Krog oraz Kvitebjørn i Valemon.

INEOS jest globalnym producentem petrochemikaliów, posiadającym 194 zakłady w 29 krajach. Rocznie generuje przychody w wysokości 61 mld USD i zatrudnia ponad 26 tysięcy osób. Przedsiębiorstwa należące do INEOS produkują surowce, które są niezbędne do wytwarzania szerokiej gamy produktów: od farb przez tworzywa sztuczne, tekstylia i części do telefonów komórkowych, po substancje wykorzystywane w produkcji leków. Aktywa INEOS w zakresie ropy naftowej i gazu ziemnego zostały włączone do utworzonego w grudniu 2020 roku INEOS Energy.

GK PGNiG osiągnęła ponad 7,3 mld zł zysku w 2020 roku

W 2020 roku Grupa Kapitałowa Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa osiągnęła przychody ze sprzedaży na poziomie ok. 39,2 mld zł. Wynik EBITDA wyniósł 13 mld zł, EBIT 9,59 mld zł, a zysk netto 7,34 mld zł. Korzystna dla PGNiG zmiana formuły cenowej w kontrakcie jamalskim wyraźnie pozytywnie oddziałuje na wyniki finansowe.

– Niewątpliwie najważniejszym wydarzeniem minionego roku z punktu widzenia wyników Spółki było pozytywne dla PGNiG rozstrzygnięcie postępowania arbitrażowego z rosyjskim dostawcą gazu ziemnego. Dla naszych wyników finansowych istotny był jednorazowy czynnik w postaci zwrotu przez Gazprom nadpłaty PGNiG za lata 2014-2020, jednak o wiele ważniejsze jest ustanowienie nowej formuły cenowej w kontrakcie jamalskim, ponieważ ma to wpływ na koszty pozyskania gazu w kolejnych kwartałach – skomentował Paweł Majewski, Prezes Zarządu PGNiG. – Już od drugiej połowy 2020 roku obserwujemy korzystne trwałe zmiany przede wszystkim w kosztach operacyjnych. Mimo niesprzyjających warunków związanych z wahaniami cen surowców i ograniczeniami spowodowanymi przez pandemię osiągnęliśmy rekordowe wyniki, co stanowi dla nas szczególny powód do zadowolenia – dodał Prezes PGNiG.

Pozytywny efekt nowej formuły cenowej dotyczącej gazu kupowanego z kierunku wschodniego widać wyraźnie na wynikach oczyszczonych z efektu tzw. pełnej retroakcji (czyli z pominięciem zwrotu nadpłaty przez Gazprom) i odpisów na majątku trwałym. EBITDA za rok 2020 wzrosła o 46 proc. r/r do 8,6 mld zł, a EBIT o 82 proc. r/r do 5,2 mld zł. Jak znacznie poprawiły się warunki prowadzenia biznesu po zmianie formuły cenowej w kontrakcie jamalskim, pokazują też wyniki samego segmentu Obrót i Magazynowanie. W tym wypadku wskaźnik EBITDA segmentu za rok 2020 po eliminacji wpływu pełnej retroakcji wzrósł dziesięciokrotnie, a EBIT siedmiokrotnie.

W minionym roku PGNiG sprzedało ogółem o ok. 3 proc. więcej gazu ziemnego niż w 2019 roku, osiągając łączny wolumen sprzedaży na poziomie 31,64 mld m sześc.

– Zintensyfikowaliśmy gazyfikację kraju – w ubiegłym roku liczba nowo wybudowanych przyłączy gazowych sięgnęła prawie 113 tys., podczas kiedy w 2019 roku liczba nowych przyłączy wyniosła niecałe 82 tys. Grupa PGNiG ma już 63 stacje regazyfikacyjne, kolejne zostaną uruchomione w tym roku. Ta infrastruktura pozwoli dotrzeć do kolejnych odbiorców i zwiększać sprzedaż – podkreślił Paweł Majewski. – Ostatni rating agencji Fitch, w którym potwierdzono dla PGNiG ocenę BBB z perspektywą stabilną, odzwierciedla naszą pozycję jako operatora na rynku gazu ze zdywersyfikowanym portfelem kontraktów na import gazu do Polski. Sam import LNG wzrósł o prawie 10 proc. rok do roku – dodał.

Wydobycie ropy naftowej w całej Grupie Kapitałowej PGNiG wzrosło o 8 proc. r/r i wyniosło 1,32 mln ton, podczas gdy wydobycie gazu ziemnego utrzymało się na stabilnym poziomie i wyniosło ok. 4,52 mld m sześc. Wolumen dystrybuowanego paliwa gazowego utrzymał się na poziomie zbliżonym do 2019 roku i wyniósł ok. 11,57 mld m sześc. Przychody z usługi dystrybucyjnej wzrosły o 4 proc. r/r do poziomu 4,39 mld zł. W segmencie Wytwarzanie o 10 proc. r/r wzrosły przychody ze sprzedaży energii cieplnej, osiągając poziom ok. 1,47 mld zł. Przychody ze sprzedaży w całym segmencie wzrosły w 2020 roku o 8 proc. r/r do ok. 2,77 mld zł.

– W kolejnych latach spodziewany jest wzrost popytu na gaz, choćby w związku z oddawaniem do użytku nowych bloków gazowych w elektrociepłowniach. Powiązanie cen gazu, który pozyskujemy z kierunku wschodniego, z indeksami giełdowymi w Europie, stworzył zupełnie nowe warunki mające ogromne znaczenie dla prowadzenia biznesu. To pozwoli nam zmierzyć się z wyzwaniami związanymi z transformacją energetyczną. Gaz będzie w niej pełnił wiodącą rolę, a PGNiG jest gotowe, by przez tę transformację przejść i wspierać w tym polską gospodarkę – powiedział Prezes PGNiG.

PGNiG ogranicza emisje związane z zagospodarowaniem norweskiego złoża

Na złożu gazowo-ropnym Duva, w którym PGNiG Upstream Norway ma 30 proc. udziałów, z powodzeniem zakończono instalację głowic eksploatacyjnych. Zastosowana metoda montażu pozwoliła znacząco zredukować koszty operacji oraz związane z nią emisje dwutlenku węgla.

Norweska spółka z Grupy Kapitałowej PGNiG, wspólnie z pozostałymi udziałowcami koncesji, zrealizowała ważny etap przygotowań do rozpoczęcia wydobycia ze złoża Duva na Morzu Norweskim. Na dnie morza zainstalowano zestaw głowic eksploatacyjnych, który umożliwi regulację wydobycia. Montaż został przeprowadzony z pokładu statku, zamiast – standardowo – z platformy wiertniczej. Pozwoliło to wydajnie skrócić czas instalacji głowic, i w konsekwencji zmniejszyć koszty o ok. 12 mln dolarów, a przy tym zredukować o 60 proc. emisje dwutlenku węgla towarzyszące całej operacji.

– Montaż głowic ze statku jest znacznie bardziej wymagający logistycznie niż przy wykorzystaniu platformy wiertniczej, pozwala jednak uzyskać wymierne korzyści, w tym ekologiczne. To dla nas bardzo istotna okoliczność. Jesteśmy zdeterminowani, aby podejmować kolejne kroki służące obniżeniu emisji gazów cieplarnianych związanych z naszą działalnością, a tym samym poprawić walory ekologiczne gazu ziemnego w całym łańcuchu wartości – powiedział Paweł Majewski, Prezes Zarządu PGNiG SA. – Gratuluję wszystkim udziałowcom koncesji udanej operacji instalacji głowic i uzyskanych korzyści – dodał.

Duva to złoże gazowo-ropne. Zgodnie z danymi Norweskiego Dyrektoriatu Naftowego jego zasoby wynoszą 88 milionów baryłek ekwiwalentu ropy naftowej (w tym ok. 8,4 mld m sześc. gazu ziemnego). Po rozpoczęciu eksploatacji maksymalna roczna produkcja ze złoża w początkowym okresie ma wynieść ok. 30 tys. boe. Początek wydobycia zaplanowany jest na III kwartał 2021 roku.

PGNiG Upstream Norway posiada 30 proc. udziałów w koncesjach obejmujących złoże Duva. W lipcu 2019 r. spółka nabyła 20 proc. udziałów, a w listopadzie 2019 r. dokupiła kolejne 10 proc. Pozostałymi udziałowcami są Neptune Energy (operator złoża, 30 proc. udziałów), Idemitsu Petroleum Norge (30 proc.) oraz Sval Energi (10 proc.).

Zgodnie z prognozą, wydobycie gazu przez PGNiG Upstream Norway sięgnie w 2021 roku ponad 0,9 mld m sześc. wobec 0,5 mld m sześc. rok wcześniej. Znaczący wzrost produkcji to efekt uruchomienia wydobycia ze złoża Ærfugl oraz zakupu udziałów w już eksploatowanych złożach. Aktualnie Spółka prowadzi wydobycie ropy naftowej i gazu ziemnego z 9 złóż: Skarv, Morvin, Vale, Vilje, Gina Krog, Skogul, Ærfugl, Kvitebjørn i Valemon. Prace inwestycyjne i analityczne prowadzone są na pięciu kolejnych złożach: Duva, Tommeliten Alpha, King Lear, Ærfugl Outer oraz Shrek. PGNiG Upstream Norway posiada udziały w 36 koncesjach na Norweskim Szelfie Kontynentalnym.

Artur Cieślik powołany na stanowisko Wiceprezesa PGNiG SA

Rada Nadzorcza PGNiG SA podjęła decyzję o powołaniu z dniem 16 marca 2021 roku Artura Cieślika na stanowisko Wiceprezesa Zarządu PGNiG SA, na okres trwania VI kadencji Zarządu Spółki, kończącej się 10 stycznia 2023 roku.

Artur Cieślik jest prawnikiem i menadżerem posiadającym ponad 20-letnie doświadczenie zawodowe, zdobyte w instytucjach rynku kapitałowego, spółkach publicznych oraz międzynarodowej kancelarii prawnej.

Od sierpnia 2020 roku pełni funkcję Wiceprezesa Zarządu ds. Strategii i Rozwoju Grupy LOTOS SA.

Artur Cieślik jest absolwentem Katolickiego Uniwersytetu Lubelskiego, Uniwersytetu Warszawskiego oraz studiów podyplomowych Executive Master of Business Administration organizowanych przez Uniwersytet Gdański.

Biuro Public Relations
PGNiG SA

Rząd niemiecki zastanawia się nad Nord Stream 2

Dyskusje, jakie toczą się w Kongresie USA w sprawie sankcji mających zablokować ukończenie gazociągu Nord Stream 2, wpływają również na stanowisko rządu RFN. Jak informują źródła niemieckie, rozważane są cztery warianty postępowania, aby „położyć kres kłopotliwym sporom". Strona amerykańska zwraca uwagę, że 18 firm wycofało się z udziału w inwestycji, co zdaniem sekretarza stanu A. Blinkena wpływa destrukcyjnie na projekt.

Obszerne omówienie tych możliwych działań rządu niemieckiego znalazło się na portalu *„Nieft Rossiji"*, gdzie powołano się na informacje dziennika *„Handelsblatt"*. W relacjach z rozmów na wysokim szczeblu pojawia się stwierdzenie, że pierwszym warunkiem usunięcia groźby sankcji

byłoby usunięcie lub co najmniej znaczne zmniejszenie zagrożenia dla Ukrainy. Chodzi o zastosowanie mechanizmu odłączania –wyeliminowanie możliwości wstrzymania dostaw rosyjskiego gazu na zachód przez terytorium Ukrainy, inaczej mówiąc, aby gazociąg Nord Stream 2 nie był użyty jako broń przeciwko Ukrainie.

Drugi wariant przewiduje zamrożenie inwestycji, aby zyskać czas na szukanie alternatywnych dróg rozwiązania problemu. Może to być powołanie komisji, która opracuje praktyczne podejście, możliwe do zaakceptowania przez zainteresowane strony.

Kolejny, trzeci wariant obejmuje pomoc inwestycyjną dla Ukrainy, co umożliwiłoby złagodzenie stanowiska Waszyngtonu.

W wariancie czwartym nie szuka się kompromisu, budowa gazociągu ma być kontynuowana i dokończona nie zważając na żadne przeszkody. Jak widać, rozbieżności między tymi propozycjami są bardzo duże i trudno przewidzieć, który wariant zostanie przyjęty.

Katar w czołówce producentów LNG

Jeśli plany *Qatar Petroleum* zostaną zrealizowane, to Katar zdystansuje Australię i zostanie największym producentem skroplonego gazu ziemnego. Obecnie produkcja LNG w Australii wynosi 87,6 mln t rocznie. Narodowy koncern ogłosił plan zwiększenia wydobycia gazu ze złoża North Field East, co umożliwi zwiększenie produkcji LNG do 2026 r. o 40%. Podpisano już umowę na rozbudowę instalacji eksploatacyjnych, przesyłowych i przetwórczych, która przewiduje rozpoczęcie produkcji w IV kwartale 2024 r. i osiągnięcie pełnej zdolności produkcyjnej pod koniec 2026 r. lub na początku 2027 r. Produkcja LNG wzrośnie wtedy z obecnych 77 mln t rocznie do 110 mln t rocznie. Głównymi wykonawcami będą japońska firma *Chiyoda Corp.* i brytyjski *Technip FMC*. Koszt projektu wynosi 28,7 mld USD i jest to największa inwestycja tego typu w ostatnich latach.

Minister energii Saad-al-Kaabi oświadczył, że Katar jest w stanie dokonać powiększenia złoża samodzielnie, jednak rozważane jest ogłoszenie przetargu na 30% udziałów w projekcie i jego rozstrzygnięcie przed końcem br. Zainteresowanie przetargiem zgłaszają *ExxonMobil, Shell, Total* i *ConocoPhillips*, będący od wielu lat partnerami biznesowymi Kataru. Zapowiedziano również drugi etap zwiększenia produkcji LNG obejmujący projekt na złożu North Field South i przynoszący wzrost zdolności produkcyjnych do 126 mln t rocznie. Katar zamierza skierować te nowe ilości LNG do USA we współpracy z *ExxonMobil*, w miarę wygasania obecnie obowiązujących kontraktów długoterminowych z innymi kontrahentami. Agencja Wood Mackenzie szacuje, że na rynku może pojawić się rocznie 75 mln t niezakontraktowanych ilości LNG przeznaczonych do sprzedaży po 2027 r. Jak duży jest ten portfel, wystarczy porównać wielkość dostaw LNG do Polski w 2020 r. wynoszących 3,76 mld m^3, czyli 2,7 mln t.

Ostateczne decyzje zatwierdzające ogromne projekty inwestycyjne Katarze stwarzające możliwości wejścia na nowe rynki zapewnie wpłyną na innych znaczących producentów LNG. Atutem Kataru jest także cena LNG kształtująca się długoterminowo nieco ponad 4 USD/MMBTU, a więc w dolnej strefie cenowej.

Rozbieżności między OPEC i Arabią Saudyjską

Arabia Saudyjska zadeklarowała zmniejszenie produkcji ropy o 136 tys. t/d w lutym i marcu br., jednak według informacji *Wall Street Journal* z 17 lutego zamierza odstąpić od tego zobowiązania. Królestwo jest trzecim największym producentem ropy z wydobyciem w listopadzie 2020 r. 1,21 mln t/d (za USA 1,48 mln t/d i Rosją 1,27 mln t/d) i jednocześnie intensywnie zwiększa eksport ropy. Grudzień był szóstym kolejnym miesiącem wzrostu eksportu, który z poziomu 863 tys. t/d w listopadzie 2020 r., w grudniu wzrósł do 883 tys. t/d.

Na 14 posiedzeniu Wspólnego Komitetu Ministerialnego OPEC w dniu 4 marca decyzje Arabii Saudyjskiej przyjęto z aprobatą, ale jednocześnie zachęcono do przedłużenia redukcji również na kwiecień jako przykład dla pozostałych członków organizacji. Odmienne podejście zastosowano w stosunku do Rosji i Kazachstanu, którym przedłużono zgodę na zwiększenie produkcji odpowiednio o 7,6 tys. t/d i 2,7 tys. t/d powyżej limitów z powodu „przedłużających się okresowych zmian konsumpcji". Rozpatrując raport Wspólnego Komitetu Technicznego (JTC), w tym dane o produkcji w lutym br. stwierdzono, że zgodność z ustalonymi limitami wynosiła 103%. Realizacja postanowień z kwietnia 2020 r. zdaniem Komitetu przyspieszyła zrównoważenie rynku zmniejszając do końca stycznia br. dostawy ropy o 312 mln t.

Specjalne podziękowania skierowano do Nigerii za ścisłe przestrzeganie zgodności wydobycia z limitami i zlikwidowanie przekroczeń limitów. Podziękowanie otrzymał również minister ds. ropy naftowej Nigerii za swoje wysiłki w rozmowach na temat przestrzegania limitów z Kongo, Gwineą Równikową, Gabonem i Południowym Sudanem jako specjalny wysłannik Komitetu Ministerialnego.

Ministrowie zgodzili się na przedłużenie do końca lipca br. okresu wykorzystania przyznanych limitów wydobycia, ponieważ niektóre kraje członkowskie nie zdążyły ich zrealizować. Podkreślono jednak wyraźnie konieczność utrzymania pełnego przestrzegania limitów wydobycia, aby osiągnąć równowagę. Zwrócono też uwagę na fakt, że grudzień był kolejnym piątym miesiącem zmniejszania się zapasów ropy i paliw w krajach OECD.

Skutki decyzji OPEC, aby nie zwiększać produkcji ropy były niemal natychmiastowe, bo 3 marca cena koszyka OPEC wynosiła 62,15 USD/baryłkę, Brent 64,02 USD i WTI 61,20 USD, 4 marca odpowiednio 64,26 USD, 67,18 USD i 63,97 USD i 5 marca Brent 69,59 USD i WTI 66,30 USD.

Następne spotkania Komitetu Monitorującego i ministrów OPEC i OPEC+ odbędą się 31 marca i 1 kwietnia 2021 r.

Mimo pandemii tylko niewielki spadek liczby nowych złóż

Pandemia COVID-19 wpłynęła na zahamowanie aktywności wiertniczej i zmniejszenie wydatków na poszukiwania, jednak w 2020 r. nie powtórzył się spadek ilości nowoodkrytych złóż zapoczątkowany kryzysem roku 2016, gdy odkryto 1,04 mld t równoważnika ropy naftowej. Bardzo pomyślny był początek roku, szczególnie wiercenia poszukiwawcze rozpoczęte wtedy przyczyniły się do dalszych sukcesów i końcowy wynik to 1,36 mld t równoważnika ropy naftowej. Wynik z roku 2019 to 1,65 mld t zasobów.

Łącznie odkryto 73 nowe złoża, 36 na lądzie i 37 na morzu, a 46% z nich to złoża gazu. Największy udział w odkryciach ma *Gazprom* (130,5 mln t równoważnika ropy) oraz Apache i Total (95,2 mln t równoważnika). *Apache* i *Total* swoje osiągnięcia zawdzięczają 3 złożom w obrębie bloku 58 w Surinamie.

Agencja *Rystad Energy* prognozuje utrzymanie się tendencji ograniczonej liczby wierceń, co przyniesie roczny przyrost zasobów rzędu 1,36 mln t równoważnika ropy naftowej. Jednocześnie operatorzy będą unikać wierceń na obszarach wysokiego ryzyka, wrażliwych pod

względem przyrodniczym jak Alaska, basen Foz do Amazonas przy ujściu Amazonki czy Morze Barentsa.

Na morzu będzie więcej projektów głębokowodnych

Dane o projektach morskich w sektorze *upstream* w okresie 2021-2025 pokazują dość optymistyczny obraz tej gałęzi przemysłu naftowego. W poprzednim pięcioleciu 2016-20 nastąpiło zmniejszenie ilości projektów morskich, szczególnie na szelfie, teraz te straty zostaną wyrównane, a nawet wyraźnie przekroczone osiągając pułap niemal 600 projektów. Bardzo ważną zmianą jest zwiększenie konkurencyjności projektów głębokowodnych w zestawieniu z projektami na szelfie.

Spadek cen ropy w 2014 i 2015 r. spowodował również obniżenie stawek za dzierżawę urządzeń wiertniczych i statków pomocniczych, co zwiększyło zainteresowanie strefami głębokowodnymi (125-1500 m). Różnica w kosztach uzyskania zasobów na szelfie w porównaniu z zasobami w strefie głębokowodnej wynosiła w 2014 r. 5 USD za baryłkę równoważnika ropy naftowej zmalała w 2020 r. do 1 USD, co mimo wysokich kosztów prac w głębokich akwenach stanowi poważny atut.

Liczba projektów morskich, która w okresie 2011-2015 wynosiła 478, zmniejszyła się w ostatnim pięcioleciu do 355. Teraz na szelfie przewiduje się 356 projektów (poprzednio 206), ale ten wzrost jest umiarkowany, za to ilość głębokowodnych wzrasta do 181 (poprzednio 106). Wysokie koszty i trudniejsze warunki zmniejszyły zainteresowanie strefami ultragłębokowodnymi (>1500 m). Wcześnie były to 43 projekty, teraz będzie ich 55.

Wzrost ilości prac na morzu pobudza zapotrzebowanie na jednostki FPSO, ponieważ ich zastosowanie w odległych akwenach jest znacznie bardziej ekonomiczne. Przewiduje się 50-procentowy wzrost zamówień na statki FPSO, przy czym operatorzy wybierają przeważnie leasing zamiast zakupu. Jednocześnie zwiększa się rynek zamówień na podwodne urządzenia eksploatacyjne i usługi. Agencja *Rystad Energy* szacuje wielkość nakładów kapitałowych w sektorze *offshore* w okresie 2021-2025 na 480 mld USD. Jest to poważny wzrost w porównaniu z okresem 2016-2020 (320 mld USD, jednak nie zostanie osiągnięty najwyższy poziom z okresu 2011-2015 w wysokości 673 mld USD.

Rozmieszczenie regionalne rodzajów stref jest bardzo zróżnicowane, projekty ultragłębokowodne przypuszczalnie będą skoncentrowane na Oceanie Atlantyckim w Ameryce Południowej, zaś projekty szelfowe na Bliskim Wschodzie. Inwestycje głębokowodne nie mają określonej lokalizacji, jednak ¼ nowych rejonów przypada na Europę.

Pierwsze odkrycie na Morzu Północnym w tym roku

Podsumowanie ubiegłorocznych wyników poszukiwań przedstawione w poprzednim rozdziale jest optymistyczne, jednak nie wszędzie jest tak dobrze. Na Morzu Północnym właściwie żaden z operatorów nie może pochwalić się znaczącymi sukcesami, kilka wierceń było negatywnych (Mandal High, Alta, Tordis), kilka z odkryć sami wykonawcy określają jako „niewielkie" lub „nieznaczne" (Alve Nord, Maria, Bue). Nic więc dziwnego, że *Equinor* w komunikacie z 5 lutego br. informującym o wynikach na złożu Røver North podkreślił, że jest pierwsze odkrycie w tym roku.

Na nowym złożu wykonano dwa odwierty 31/1-2S i 31/1-2A. W pierwszym stwierdzono horyzonty produktywne w formacji Brent (środkowa jura) i Cook (dolna jura). Interwał gazonośny ma miąższość 145 m, interwał ropny to piaskowce o dobrych własnościach zbiornikowych o miąższości 24 m. Wiercenie zakończono na głębokości 3555 m w formacji Amundsen (dolna jura). Odwiert 31/1-2A przewiercił 41-metrowy interwał piaszczysty w formacji Oseberg (środkowa jura) z poziomem roponośnym o miąższości 17 m i drugi poziom roponośny o miąższości 12 m w formacji Etive (również środkowa jura). Głębokość końcowa to 3876 m przy głębokości wody 349 m. Operator szacuje zasoby wydobywalne na 5,9-9,4 mln t równoważnika ropy naftowej.

Złoże Røver North znajduje się w pobliżu znanych złóż Troll i Fram, w tej samej strefie położone są wcześniej odkryte złoża Echino i Swisher. Zasoby wydobywalne złoża Swisher są mniejsze, ocenia się je na 1,7-2,4 mln t równoważnika ropy naftowej i zostały rozpoznane trzema otworami o głębokości 3000-3300 m zakończonymi w formacji Heather (górna jura). Interwał złożowy to 42-metrowy kompleks piaszczysty, w którym 21 m stanowi horyzont gazowy i 21 m horyzont ropny.

Optymizm menedżerów Chevronu i Saudi Aramco

Na dorocznej konferencji CERAWeek organizowanej przez *IHS Markit* najbardziej optymistyczne spojrzenie na przyszłość przemysłu naftowego prezentowali przedstawiciele *Chevronu* i *Saudi Aramco*. Dyrektor wykonawczy *Saudi Aramco* Amin Nasser stwierdził, że najgorszy okres jest za nami i dane o zwiększeniu globalnego popytu na ropę do ok.12,7 mln t/d i spodziewanym wzroście w 2022 r. do 13,4 mln t/d są dobrym sygnałem i oznaką poprawy. Świadczy o tym także silny popyt w Chinach i we wschodniej Azji oraz powrót do tempa wzrostu przed pandemią w Indiach. Widoczny jest też wpływ szybkiego i masowego zastosowania szczepionek na Zachodzie i w USA, który również jest powodem do optymizmu, natomiast obawy budzi perspektywa ożywienia bez przywrócenia zlikwidowanych miejsc pracy, co rysuje się w dłuższej perspektywie. Pandemia przyspieszyła plany digitalizacji operacji w przedsiębiorstwach, w większym stopniu wykorzystano możliwości Internetu Rzeczy i Big Data. Praca zdalna stworzyła nowe centra dyspozycyjne kontrolujące i obsługujące np. platformy wiertnicze i zwiększyła elastyczność w kierowaniu ekspertów do działań interwencyjnych w odległych lokalizacjach bez konieczności podróży. Te zmiany zostały wdrożone i sprawdziły się, zlikwidowano stanowiska i funkcje i powrót do „normalnej" koniunktury nie przywróci ich.

Jerzy Zagórski

Źródła: CERAWeek, EIA, Equinor, ExxonMobil, Handelsblatt, Hart Energy, IEA, Nieft Rossiji, NPD, Offshore, Oil & Gas Financial Journal, Oil & Gas Journal, OPEC, Reuters, Rigzone, World Oil.

LOTOS

Realne zyski ze współpracy międzynarodowej

LOTOS Kolej podsumowała pierwsze trzy kwartały współpracy z czeskim Rail Cargo Carrier. Wprowadzone w jej ramach zasady dotyczące przekazywania składów między przewoźnikami w ruchu międzynarodowym przekładają się na realny zysk dla gdańskiej spółki. Nie byłoby to możliwe gdyby nie przynależność do stowarzyszenia ATTI działającego przy Międzynarodowym Związku Kolei (UIC).

Spółka LOTOS Kolej przystąpiła do stowarzyszenia UIC ATTI (Agreement on Freight Train Transfer Inspection, z ang. Porozumienie o Kontroli Przewozów Towarowych) na początku 2020 roku. W ramach przynależności do tej organizacji, w celu ograniczenia postojów pociągów w relacji Żylina – Żeleznodorożnyj, 1 lipca 2020 roku podpisano umowę o współpracy z przewoźnikiem Rail Cargo Carrier – Czech Republic. Porozumienie określa zasady dotyczące przekazywania składów między przewoźnikami w ruchu międzynarodowym, co przekłada się na poprawę płynności ruchu kolejowego na przejściach granicznych z Czechami Bogumin/Petrovice.

Zgodnie z umową składy pociągowe przekazywane są na zasadach wzajemnego zaufania. Jest to duże ułatwienie dla obu stron, gdyż skróceniu podlega proces odbioru pociągu w ruchu transgranicznym. Rewident zamiast szczegółowej próby hamulca dokonuje próby uproszczonej, co dla 24 wagonów około 600-metrowego pociągu, przy zachowaniu wysokiego poziomu bezpieczeństwa, pozwala każdorazowo zaoszczędzić ponad 2 godziny. W znacznym stopniu wpływa to na optymalizację pracy lokomotywy oraz możliwość efektywnego zaplanowania czasu pracy maszynisty i rewidenta. Reorganizacja przewozu ma bezpośrednie przełożenie na terminowość – a co za tym idzie – na jakość świadczonych usług. Rozwiązanie pozwala również szybciej zwalniać tory na obciążonych przejściach granicznych, czego oczekują zarządcy infrastruktury obu krajów.

LOTOS Kolej to wicelider krajowych przewozów towarowych, który regularnie świadczy transgraniczne przewozy intermodalne z granicy polsko-czeskiej do Rosji. Każdego miesiąca uruchamia około 40 pociągów w relacji Bogumin/Petrovice – Żeleznodorożnyj. Oszczędności wynikające z umowy w ramach stowarzyszenia UIC ATTI mają istotny wpływ na zmniejszenie kosztu całościowego, a w efekcie podnoszą rentowność przewozu.

Biuro Prasowe
Grupa LOTOS S.A.

PKN ORLEN ma kontrakt na dostawy ropy

PKN ORLEN zawarł kontrakt na zakup ropy naftowej z Rosneft. Miesięczny wolumen dostaw w ramach kontraktu wyniesie 300 tys. ton surowca. Odpowiada on warunkom uzgodnionym podczas negocjacji ze stroną rosyjską. Ograniczenie wolumenu nie wpływa na bezpieczeństwo dostaw do rafinerii Grupy ORLEN.

Dotychczasowy kontrakt PKN ORLEN z Rosneft, obowiązujący do 31 stycznia br., zakładał dostawy ropy na poziomie 5,4-6,6 mln ton rocznie. Nowa 2-letnia umowa przewiduje, że zaopatrzenie do rafinerii PKN ORLEN wyniesie 3,6 mln ton rocznie.

– Ograniczenie dostaw ropy w ramach umowy z Rosneft niczego nie zmienia z punktu widzenia stabilności dostaw do rafinerii Grupy ORLEN i paliw w regionie. Jesteśmy gotowi na takie wyzwania, bo prowadzimy konsekwentną politykę dywersyfikacji dostaw i nawiązaliśmy relacje z producentami ropy z innych regionów świata. Równolegle mamy solidną pozycję na rynku spotowym - Daniel Obajtek, Prezes Zarządu PKN ORLEN.

Koncern korzysta z każdej możliwości, która jest atrakcyjna ekonomicznie, a jednocześnie wpisuje się w aktualne zapotrzebowanie na rynku. PKN ORLEN aktywnie poszukuje przy tym nowych rynków i poszerza portfel dostawców oraz gatunki ropy. Na bieżąco badane są możliwości zakupu i stopień komplementarności różnych gatunków ropy z technologiami stosowanymi w rafineriach Grupy ORLEN. Podejmowane działania związane są z globalnymi uwarunkowaniami, m.in. zwiększonym popytem na gotowe produkty naftowe. Wybrane gatunki ropy o innych właściwościach niż REBCO, w określonych warunkach umożliwiają bowiem zwiększenie uzysków w kierunku średnich destylatów, przede wszystkim diesla.

Rafinerie Grupy ORLEN zaopatrywane są obecnie w ropę na bazie kontraktów długoterminowych z dostawcami z Arabii Saudyjskiej, Rosji oraz dostaw spotowych m.in. z Morza Północnego, Angoli, czy Nigerii.

Ponadto PKN ORLEN po raz pierwszy w historii zabezpieczył na początku marca br. w ramach kontraktu terminowego dostawy amerykańskiej ropy. Umowa z Exxon Mobil, największą spółką paliwową na świecie, przewiduje dostarczenie łącznie ok. 1 mln ton surowca w ciągu roku obowiązywania umowy na potrzeby rafinerii Grupy ORLEN w Polsce, Czechach i na Litwie.

Prezes UOKiK rozpatrzy wniosek PKN ORLEN w sprawie przejęcia PGNiG

Decyzją Komisji Europejskiej, wniosek PKN ORLEN o zgodę na przejęcie PGNiG rozpatrzy Prezes Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów. Przeniesieniem kompetencji oceny transakcji do polskiej instytucji wynika z faktu, że planowana koncentracja nie wywrze istotnych skutków dla konkurencji poza Polską, a Prezes UOKiK został uznany za najbardziej kompetentny organ do oceny takich skutków na rynku krajowym. W związku z tym, PKN ORLEN w ciągu kilku tygodni planuje zgłosić zamiar koncentracji do Prezesa UOKiK. Proces przejęcia PGNiG będzie stanowić kolejny krok PKN ORLEN, po akwizycji Energi i zgodzie Komisji Europejskiej na połączenie ze spółką LOTOS, w budowaniu silnej, polskiej firmy o zdywersyfikowanych przychodach i znaczącej pozycji na rynku europejskim.

– To nasz wielki sukces. Decyzja KE stanowi ważny krok w kierunku pozyskania zgody na połączenie PKN ORLEN i PGNiG. To bardzo ważne w kontekście budowy silnego koncernu multienergetycznego, który będzie znaczącym podmiotem na konkurencyjnym rynku europejskim. PKN ORLEN ma kompetencje, żeby w oparciu o połączone aktywa pełnić wiodącą rolę w tym projekcie, który jest szczególnie ważny dla polskiej gospodarki. Ta fuzja jest również istotna w kontekście transformacji energetycznej, która wymaga nowego podejścia grup energetycznych do zarządzania łańcuchem wartości, na przykład integracji aktywów opartych na gazie ziemnym oraz energetyki odnawialnej. Kluczowa będzie też silna pozycja finansowa do zapewnienia kapitału na inwestycje, w tym nowe bloki gazowe czy morską energetykę wiatrową. Dlatego realizujemy ważne inwestycje i procesy przejęć i bierzemy na siebie pozycję lidera w tym projekcie. Fuzja PKN ORLEN z PGNiG i Lotosem to olbrzymia i jedyna szansa rozwojowa dla spółek, ich Akcjonariuszy, ale także pracowników oraz klientów – mówi Daniel Obajtek, Prezes Zarządu PKN ORLEN.

W wyniku integracji aktywów PKN ORLEN, spółki Energa, LOTOS i PGNiG łączne roczne przychody nowego koncernu wyniosłyby ok. 200 mld zł. Zysk operacyjny EBITDA kluczowych segmentów osiągnąłby ok. 20 mld zł rocznie. Za zysk operacyjny połączonego podmiotu w ok. 40 proc. odpowiadałby nadal podstawowy biz-

nes, czyli rafineria i petrochemia. Z kolei wydobycie z łączną roczną produkcją na poziomie ok. 70 mln boe stanowiłoby ok. 20 proc wyniku. Po ok. 15 proc. generowałyby sprzedaż detaliczna paliw, gazu i energii oraz regulowana dystrybucja, z dużym potencjałem wzrostu w kolejnych latach. Wytwarzanie energii odpowiadałoby za ok. 10 proc. zysku operacyjnego. W tym przypadku możliwe byłoby podwojenie wyniku w perspektywie do 2030 r. dzięki realizacji nowych inwestycji.

Przeprowadzenie procedury przejęcia PGNiG przez PKN ORLEN przed odpowiednimi organami ochrony konkurencji to jeden z elementów Listu intencyjnego podpisanego 14 lipca 2020 r. pomiędzy PKN ORLEN a Skarbem Państwa. Model transakcji oraz jej harmonogram zostaną wypracowane przez zespół składający się z przedstawicieli stron tego porozumienia. Fundamentem będzie rola PKN ORLEN jako wiodącego podmiotu transakcji.

Prowadzone przez PKN ORLEN transakcje wpisują się w światowe trendy. Największe globalne koncerny paliwowe już dawno zbudowały zintegrowane łańcuchy wartości oparte na wydobyciu ropy naftowej i gazu, inwestycjach w nowoczesną elektroenergetykę i poszerzaniu kompetencji w sprzedaży detalicznej. Na przykład BP, Total, Shell czy Equinor zarządzają swoją organizacją właśnie w sposób segmentowy, koncentrując się przede wszystkim na dywersyfikacji źródeł przychodów. PKN ORLEN wykorzysta i wzmocni istniejący system zarządzania segmentowego do zarządzania Grupą po akwizycjach.

Grupa ORLEN dąży do tego, aby zostać biznesowym liderem zrównoważonej transformacji sektora energetycznego w Europie Środkowo-Wschodniej. W przypadku segmentu wydobycia, konsolidacja poprawiłaby efektywność operacyjną i inwestycją oraz umożliwiłaby skoncentrowanie się na złożach gazu ziemnego i ropy naftowej w Polsce i Europie. W zakresie energii elektrycznej powstałoby zintegrowane portfolio wytwórcze w kraju, oparte o efektywne elektrownie gazowe oraz odnawialne źródła energii, w tym morską energetykę wiatrową. W tym kontekście istotny byłby potencjał jednostek gazowych do bilansowania nieregularnego profilu wytwarzania z odnawialnych źródeł energii. Jednocześnie zarządzanie szerokim portfolio aktywów umożliwiłoby optymalizację handlu na hurtowym rynku energii elektrycznej.

Stworzenie zintegrowanej Grupy umożliwiłoby pełne wykorzystanie i rozwój kompetencji pracowników. Obecnie na rynku odczuwalny jest deficyt pracowników, szczególnie w branży produkcyjnej. W wyniku konsolidacji łączne zatrudnienie wyniosłoby ponad 60 tys. osób.

Grupa ORLEN posiada duże doświadczenie w realizacji procesów akwizycyjnych, nie tylko w Polsce, ale też na rynku globalnym. Na przestrzeni lat do Grupy ORLEN włączone zostały m.in. ANWIL we Włocławku, czeski Unipetrol, litewska spółka ORLEN Lietuva, czy spółka Energa. W każdym przypadku efektem przejęć był rozwój spółki ukierunkowany na budowę specyficznych kompetencji, zwiększanie roli spółki w regionie i wykorzystanie potencjału pracowników.

Z kolei marka ORLEN jest szeroko rozpoznawalna w regionie, dzięki silnym relacjom Grupy z jej klientami, pracownikami i współpracującymi instytucjami. Koncern cały czas wzmacnia globalną rozpoznawalność poprzez realizowany proces co-brandingu w europejskiej sieci czy inwestycje w sponsoring sportowy. To przemyślana strategia, która pomaga w budowaniu relacji z klientami i partnerami biznesowymi.

ORLEN Charge ze stacjami Energi

Integracja Energi z Grupą ORLEN obejmuje kolejne obszary. Już wkrótce stacje ładowania pojazdów elektrycznych Energi dołączą do sieci ORLEN Charge. Dzięki temu po skonfigurowaniu nowych urządzeń będzie ona obejmować łącznie ponad 400 obiektów. Tym samym Grupa ORLEN stanie się liderem elektromobilności w Polsce pod względem infrastruktury ładowania.

Obecnie w sieci ORLEN Charge funkcjonuje 86 stacji ładowania należących do PKN ORLEN. Właściciele pojazdów elektrycznych mogą je łatwo zlokalizować, a następnie wygodnie opłacić ładowanie dzięki aplikacji mobilnej. W ciągu najbliższych miesięcy oprogramowanie to zacznie obsługiwać również stacje zarządzane przez Energę Obrót.

Elektromobilny potencjał

Energa Obrót posiada własną sieć, obejmującą 53 ogólnodostępne stacje ładowania, zlokalizowane przede wszystkim w północnej Polsce. Blisko połowa z nich to stacje szybkiego ładowania DC.

Wdrożenie do systemu ORLEN Charge będzie obejmować również 279 stacji w ośmiu miastach północnej i środkowej Polski: Koszalinie, Gdańsku, Gdyni, Toruniu, Olsztynie, Włocławku, Elblągu i Płocku. Stacje są tam budowane przez Operatora Systemu Dystrybucyjnego – w tym przypadku Energę Operatora – na mocy przepisów ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych. Po wybudowaniu zostaną one przekazane na rok wyznaczonemu przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki operatorowi ogólnodostępnych stacji ładowania (OOSŁ), którym ma być spółka Energa Obrót. W przypadku sześciu miast (Gdynia, Olsztyn, Płock, Toruń, Koszalin i Elbląg) Energa Obrót została już wyznaczona na rok jako OOSŁ przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. W pozostałych dwóch przypadkach decyzje zostaną wydane w najbliższym czasie. Będzie to 271 stacji ładowania AC o mocy 2x22kW, wyposażonych w dwa punkty ładowania oraz osiem stacji DC/AC o mocy 50kW dla złącz DC i 22 kW dla złącz AC.

Okres przejściowy

Stacje stawiane obecnie przez Energę Operator, po przekazaniu Enerdze Obrotowi, jako OOSŁ będą od razu działać w ramach systemu ORLEN Charge. Pierwsze tego typu stacje zostaną już niebawem uruchomione w Koszalinie. Z kolei na stacjach własnych Energa Obrót nowy system wprowadzany będzie stopniowo, w miarę rekonfiguracji kolejnych urządzeń. Cały proces zająć może do trzech miesięcy.

Stacje już działające w ramach ORLEN Charge będzie można rozpoznać po odpowiednich oznaczeniach i znajdujących się na nich nowych instrukcjach obsługi. Co ważne, do momentu przeniesienia wszystkich stacji Energi do wspólnego środowiska informatycznego, wszystkie z nich będą objęte okresem przejściowym. W tym czasie można będzie ładować na nich pojazdy w formule plug&charge, czyli za darmo i bez konieczności autoryzacji przez aplikacjęlub z pomocą karty RFID.

Po wdrożeniu wszystkich stacji Energi do wspólnego środowiska informatycznego, korzystanie z nich będzie odbywać się na takich samych zasadach, jak w przypadku wszystkich innych urządzeń objętych systemem Grupy ORLEN. Szczegółowe zasady korzystania z ORLEN Charge znajdują się na stronie orlencharge.pl.

Biuro Prasowe
PKN ORLEN

dr inż. Andrzej Froński, prof. INiG – PIB (1938–2021)

W dniu swoich 83 urodzin 30 stycznia 2021 w rodzinnym mieście Krakowie zmarł prof. Andrzej Froński, znakomity inżynier gazownictwa, wieloletni Z-ca Dyrektora Instytutu Nafty i Gazu ds. Gazownictwa.

Gdy miał kilka lat, rodzice wraz z dziećmi tj. Andrzejem i jego młodszym bratem przenoszą się z Krakowa do Gliwic gdzie ojciec, absolwent Politechniki Lwowskiej został dyrektorem fabryki maszyn. W Gliwicach Andrzej rozpoczął swoją edukację, najpierw w szkole podstawowej a następnie w V Liceum Ogólnokształcącym i po uzyskaniu świadectwa maturalnego w roku 1954 rozpoczął studia na Wydziale Mechaniczno-Energetycznym Politechniki Śląskiej. Egzamin dyplomowy ze specjalności: maszyny i urządzenia energetyczne złożył w 1960 r., uzyskując tytuł magistra inżyniera mechanika-energetyka.

Pracę zawodową rozpoczął w 1960 r. w Zakładzie Inżynierii Chemicznej i Konstrukcji Aparatury Polskiej Akademii Nauk, kolejno na stanowiskach asystenta, starszego asystenta i adiunkta.

W roku 1967 na Wydziale Chemii i Technologii Chemicznej Politechniki Śląskiej w Gliwicach uzyskał tytuł doktora nauk technicznych na podstawie pracy ,,Badanie współczynnika efektywności powierzchni wymiany masy".

W latach 1968–1969 odbył roczny staż naukowy w Imperial College of Science and Technology w Londynie, gdzie w wyniku przygotowanej rozprawy uzyskał tytuł D.I.C. (Diploma of Imperial College).

W 1972 roku podjął pracę w Instytucie Gazownictwa, jednym z prekursorów obecnego Instytutu Nafty i Gazu-Państwowego Instytutu Badawczego, w którym był zatrudniony na wielu stanowiskach, od adiunkta, docenta, do profesora INiG – PIB, pełniąc równocześnie szereg funkcji – do Zastępcy Dyrektora ds. Gazownictwa włącznie.

Tę ostatnią pełnił od roku 1986 do chwili przejścia na emeryturę w 2004 roku. Później nadal był związany z Instytutem, gdzie przez wiele lat przewodniczył Komitetowi Technicznego Nr 277 ds. Gazownictwa w ramach Polskiego Komitetu Normalizacyjnego.

W działalności naukowo-badawczej Andrzej Froński zajmował się problemami inżynierii gazowniczej, a szczególnie użytkowaniem paliw gazowych oraz zgazowaniem węgla.

W 1976 roku został mianowany koordynatorem kierunku pn.: *Zgazowanie węgla*, rządowego programu badawczo-rozwojowego pn.: *Kompleksowe przetwórstwo węgla*.

Jego prace koncentrowały się głównie na badaniach związanych z oceną i wyborem przemysłowej technologii powierzchniowego zgazowania węgla oraz analizie przydatności węgla do tych procesów. Jako koordynator nadzorował również prace nad podziemnym zgazowaniem węgla, oczyszczaniem gazu, przetwórstwem produktów odpadowych i ubocznych oraz metanizacją gazu z węgla.

Z tego zakresu opublikował około 100 artykułów, a także uzyskał 8 patentów.

Wysoki poziom prac i zawarte w nich cenne wnioski dla działalności praktycznej zapewniły mu uznanie zarówno w środowisku naukowym, jak i przedsiębiorstwach przemysłowych

Był aktywnym członkiem wielu organizacji m.in. Międzynarodowej Unii Przemysłu Gazowniczego, Zespołu Ekspertów EKG-ONZ, Rosyjskiej Akademii Nauk Przyrodniczych, Rady Naukowej Instytutu (1976–2006), Komitetu Karbochemii PAN i zespołu doradców Prezesa PGNiG.

Za całokształt pracy zawodowej został wyróżniony m.in. Złotym Krzyżem Zasługi (1984), Złotą Odznaką „Zasłużony dla Górnictwa RP" (1997). Posiadał stopień Generalnego Dyrektora Górniczego III st. nadany mu w 1988 r.

W pamięci współpracowników pozostanie nie tylko jako znakomity fachowiec, ceniony za wiedzę i kompetencje, lecz również kolega kochający życie, ze wspaniałym poczuciem humoru i pogody ducha.

Cześć Jego pamięci!

Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy

Witold Błażejowski

W dniu 16 marca 2021 r. zmarł w Jaśle mgr inż. Witold Błażejowski, długoletni, zasłużony pracownik jasielskich Poszukiwań.

Urodził się 8 grudnia 1929 r. w Krośnie, jako syn Franciszka i Agaty z Kotulaków. Po ukończeniu Szkoły Podstawowej nr 1 Męskiej w Krośnie uczył się w Liceum Ogólnokształcącym im. M. Kopernika w Krośnie, gdzie złożył egzamin dojrzałości.

W latach 1950-1954 studiował na Wydziale Górniczym Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie uzyskując tytuł inżyniera górnictwa w specjalności wiertnictwo. W 1961 r. ukończył eksternistyczne studia II stopnia na Wydziale Górniczym AGH w Krakowie uzyskując tytuł magistra inżyniera górnictwa w specjalności wiertnictwo.

4 grudnia 1954 r. podjął pracę w Jasielskim Przedsiębiorstwie Geologiczno-Wiertniczym w Jaśle. Został skierowany do Zakładu Terenowego Sanok na kopalnię Wielopole-34, gdzie pełnił funkcję asystenta i starszego asystenta do dnia 1 VIII 1955 r. Od dnia 2 VIII 1955 r. do 1 V 1956 r. pracował, jako starszy asystent na kopalni Strachocina-22. Od 1 V 1956 r. do 31 VIII 1956 r. pracował w Jasielskim Przedsiębiorstwie Geologiczno-Wiertniczym Przemysłu Naftowego w Jaśle, gdzie był kierownikiem wierceń na kopalni Mrukowa-30. Przeniesiony do pracy w dyrekcji jasielskich Poszukiwań od 1 IX 1956 r. do 30 VI 1957 r. pracował w dziale Głównego Inżyniera Wierceń na stanowisku inżyniera wiertnika technologa. W dniu 1 VII 1957 r. został mianowany zastępcą kierownika Działu Wierceń JPGWPN w Jaśle, a w dniu 1 III 1959 r. kierownikiem Działu Wierceń.

Na stanowisko zastępcy dyrektora - naczelnego inżyniera został powołany w dniu 1 marca 1967 r., a na stanowisko pierwszego zastępcy dyrektora - naczelnego inżyniera PPN Jasło w dniu 1 czerwca 1973 r. Na tym stanowisku pracował do przejścia na emeryturę z dniem 30 kwietnia 1995 r.

Przez długie lata był rzeczoznawcą SITPNiG z wiertnictwa oraz członkiem drużyny ratowniczej Centralnej Stacji Ratownictwa Górniczego w Bytomiu.

W czasie pełnienia funkcji dyrektora technicznego - kierownika Ruchu Zakładu Górniczego uczestniczył w likwidowaniu wszystkich erupcji gazu ziemnego i awarii wiertniczych na otworach wierconych przez jasielską firmę wiertniczą, pełniąc funkcję kierownika akcji. Był znany z podejmowania trafnych, ryzykownych i w konsekwencji słusznych decyzji. Bardzo szanowany przez współpracowników i załogi wiertnicze za dużą wiedzę teoretyczno-praktyczną z zakresu wiertnictwa; ceniona była również Jego umiejętność współpracy i kierowania zespołem ludzi. Był lubiany za bezpośredniość w kontaktach międzyludzkich i za życzliwość. Zawsze miał czas dla pracowników. Współpracował z wiertnikami firm wiertniczych w Polsce oraz z pracownikami instytucji badawczo-naukowych przemysłu naftowego.

Posiadał duży udział w pracach wiertniczo-poszukiwawczych, które doprowadziły do odkryć złóż gazu ziemnego i ropy naftowej w rejonach: Lubaczowa, Przemyśla, Husowa, Tuligłów, Mirocina i Nosówki. Współpracował i nadzorował prace wiertnicze na odwierconych przez jasielską firmę wiertniczą najgłębszych do dzisiejszych czasów otworów wiertniczych w Polsce: Paszowa-1 (7210 m) i Kuźmina-1 (7541 m). Ma szczególny wkład i zasługi w odwierceniu tych rekordowych otworów wiertniczych.

Był twórcą i współtwórcą wielu projektów i wynalazków racjonalizatorskich. Odbył wiele praktyk zagranicznych, był uczestnikiem wielu konferencji naukowych, gdzie zdobywał nową wiedzę wiertniczą. W uznaniu zasług za długoletnią, twórczą i nienaganną pracę w przemyśle naftowym został odznaczony szeregiem orderów, odznaczeń państwowych, branżowych i regionalnych. Otrzymał m.in. Order Sztandaru Pracy II klasy, Krzyż Kawalerski OOP, Srebrny Krzyż Zasługi, Medal 40-lecia PRL oraz odznaki: Zasłużony dla Górnictwa, Zasłużony dla GNiG, Zasłużony dla Polskiej Geologii, Honorowy Ratownik Górniczy, Zasłużony Bieszczadom, Zasłużony dla Województw: Rzeszowskiego, Przemyskiego, Krośnieńskiego. Kapitan rezerwy Ludowego Wojska Polskiego. Posiadał stopień honorowy Generalnego Dyrektora Górniczego III Stopnia.

Dzięki posiadanej dużej wiedzy wiertniczej i bogatemu doświadczeniu praktycznemu nabytemu w ciągu długoletniej pracy, stał się wychowawcą, nauczycielem wielu wiertników w jasielskiej firmie wiertniczej m.in. autora niniejszego wspomnienia.

Dziękujemy Panie Dyrektorze.

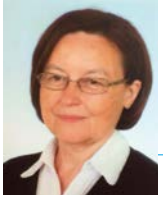
Zmarł 16 marca 2021 r. Pożegnaliśmy śp. Dyrektora udziałem w dniu 19 marca 2021 r. we Mszy Św. w jasielskiej Farze, po której trumna z ciałem Zmarłego została złożona w grobie rodzinnym na Starym Cmentarzu Komunalnym w Jaśle przy ul. Zielonej w sektorze 6, grób 454.

Panie Dyrektorze Bene Quiescas… Spoczywaj w pokoju.

Władysław Sitek

BIULETYN INFORMACYJNY
ZARZĄDU GŁÓWNEGO STOWARZYSZENIA NAUKOWO-TECHNICZNEGO INŻYNIERÓW I TECHNIKÓW PRZEMYSŁU NAFTOWEGO I GAZOWNICZEGO
NR 3 — MARZEC 2021 R. — ROK XXX — ISSN 1426-9559

Dominika Bernaś


Jolanta Likus

Kalendarium

9, 16 i **23.03.2021 r.** odbyły się on-line spotkania Komitetu organizacyjnego XIII Polskiego Kongresu Naftowców i Gazowników. Omawiano na nich sprawy dotyczące miejsca, czasu i tematyki Kongresu.

29.03.2021 r. odbyło się on-line posiedzenie Zarządu Głównego (ZG) SITPNiG, w którym wzięło udział 18 członków Zarządu Głównego, a także przewodnicząca Głównej Komisji Rewizyjnej, dyrektorka Biura Zarządu Głównego i główna księgowa SITPNiG.
Na posiedzeniu stosownymi uchwałami zatwierdzono sprawozdanie z działalności SITPNiG w 2020 roku, budżet SITPNiG na rok 2021, a także nadanie Odznak Honorowych SITPNiG. Zaakceptowano również wnioski o nadanie Srebrnych Odznak Honorowych NOT.

Jubileusze urodzinowe Koleżanek i Kolegów

W bieżącym miesiącu jubileuszowe urodziny obchodzą Koleżanki i Koledzy:

80 lat
Maria Płocic z Oddziału w Sanoku
Ryszard Wrzosek z Oddziału w Gdańsku

75 lat
Henryk Kurowski z Oddziału w Poznaniu
Danuta Grabowiecka z Oddziału we Wrocławiu
Ryszard Badach z Oddziału w Tarnowie
Andrzej Kozera z Oddziału w Warszawie II

75 lat
Julian Krach z Oddziału w Krakowie
Stanisław Bachta z Oddziału w Sanoku

70 lat
Zofia Domańska z Oddziału w Zielonej Górze
Piotr Mleczko z Oddziału w Katowicach
Maria Gajda z Oddziału w Tarnowie
Mirosław Dobrut z Oddziału w Gdańsku
Urszula Machała z Oddziału we Wrocławiu
Józef Strzyż z Oddziału w Katowicach

W imieniu Zarządu Głównego SITPNiG Szanownym Koleżankom i Kolegom życzymy zdrowia, pomyślności i radości w życiu osobistym i stowarzyszeniowym.

XIX posiedzenie Zarządu Głównego SITPNiG

29 marca 2021 r. odbyło się on-line XIX posiedzenie Zarządu Głównego SITPNiG. W posiedzeniu, któremu przewodniczył prezes SITPNiG Paweł Stańczak, uczestniczyło 18 członków Zarządu Głównego SITPNiG oraz przewodnicząca Głównej Komisji Rewizyjnej – Marzena Majdzik, Jolanta Likus – dyrektorka Biura Zarządu Głównego i główna księgowa SITPNiG – Małgorzata Kozdrój.

Głównymi zagadnieniami omawianymi na posiedzeniu były: sprawozdanie z działalności merytorycznej i finansowej SITPNiG w roku 2020, zatwierdzenie budżetu na rok 2021 oraz odznak honorowych SITPNiG i NOT.

Sekretarz generalny Rafał Kudrewicz przedstawił informację o działalności Stowarzyszenia w okresie od 22 grudnia 2020 r. do 29 marca 2021. Poinformował zebranych, że trwają prace nad wdrożeniem Pracowniczych Planów Kapitałowych (PPK). Pracownicy zostali poinformowani o celu utworzenia PPK, korzyściach wynikających z przystąpienia do PPK, a także o zasadach przystąpienia i rezygnacji. Pracownicy SITPNiG wybrali spośród siebie trzy osoby wchodzące w skład komisji ds. wyboru instytucji zarządzającej PPK. W skład komisji wszedł również przedstawiciel pracodawcy – sekretarz generalny SITPNIG. Komisja przygotowała zapytanie ofertowe, które zostanie przesłane do instytucji powołanych do zarządzania PPK, w celu wyboru instytucji, która będzie obsługiwała PPK w naszym Stowarzyszeniu.

Następnie sekretarz generalny przedstawił działalność merytoryczną stowarzyszenia w roku 2020, natomiast działalność finansową w tymże roku zaprezentował Krzysztof Knap – skarbnik SITPNiG. Przewodnicząca Głównej Komisji Rewizyjnej Marzena Majdzik przedstawiła uchwałę GKR rekomendującą sprawozdania z działalności w roku 2020 do przyjęcia przez ZG. Zarząd Główny stosowną uchwałą zatwierdził sprawozdanie merytoryczne i finansowe za rok 2020. Zarząd Główny zatwierdził również budżet SITPNiG na 2021 r., zaopiniowany pozytywnie przez Komisję Finansowo – Budżetową.

Na wnioski Zarządów Oddziałów, pozytywnie zaopiniowane przez Komisję ds. Odznaczeń i Tytułów Honorowych, Zarząd Główny podjął uchwały nadające Tytuły i Honorowe Odznaki SITPNiG oraz NOT. Przyznano 22 srebrne, 19 złotych oraz 1 diamentową Odznakę Honorową SITPNiG. Na wnioski Zarządów Oddziałów SITPNiG w Gdańsku i Poznaniu, pozytywnie zaopiniowane przez Komisję ds. Odznaczeń i Tytułów Honorowych, Zarząd Główny postanowił wystąpić do Zarządu Głównego FSNT NOT o nadanie 3 srebrnych Odznak Honorowych FSNT NOT.

Jolanta Likus

Informacje o działalności EAGE w czasie globalnej pandemii COVID-19

EAGE
EUROPEAN ASSOCIATION OF GEOSCIENTISTS & ENGINEERS

Jan Wójcik

Wpływająca na wszystkie dziedziny ludzkiej działalności na Ziemi w 2020 roku globalna pandemia COVID-19 zmieniła również formę działania EAGE, lecz w niewielkim tylko stopniu zmieniła jego zakres.

W pełni realizowana jest działalność wydawnicza zapewniająca dostarczanie i wymianę istotnych dla branży nauk o Ziemi i związanego z nią biznesu, informacji – w tym naukowych i wiedzy fachowej. Prowadzona jest w niezmienionym zakresie działalność edukacyjna i szkoleniowa, oczywiście wyłącznie z wykorzystaniem internetowych środków komunikacji i spotkań on-line. W tej samej formie odbywała się i odbywa większość zaplanowanych seminariów i konferencji.

Amsterdam. Fot. Jan Wójcik

W roku 2020 największe wydarzenie, doroczna 82 Konferencja i Wystawa Techniczna EAGE miała się odbyć w czerwcu w Amsterdamie. Jednakże z powodu epidemii została przesunięta na grudzień 2020. Ostatecznie, w związku z utrzymującym się niebezpiecznym nasileniem pandemii zdecydowano się na zmianę trybu wydarzenia z konwencjonal-

Rys. 1

nego (osobistego) na zdalny (on-line). Wzięło w nim udział 2680 uczestników oraz 400 spikerów, przedstawiono 500 prezentacji. Pomimo wyzwania logistycznego, jakim było zrealizowanie pełnego programu technicznego z jednoczesnymi prezentacjami, spotkanie okazało się skuteczne dla dobrej dyskusji i wymiany pomysłów wśród międzynarodowej społeczności nauk o Ziemi.

Wiele innowacyjnych prezentacji odzwierciedlało rosnące zainteresowanie poprawą wydajności i produkcji opartej na jakości. Jednocześnie rosnąca liczba prezentacji w dziedzinie geotermii i CCUS odzwierciedla możliwości dla geologów w nowych obszarach biznesowych. Format wirtualny pokazuje również nowe spojrzenie na niektóre aspekty konferencji. W miejsce zwykle ruchliwej powierzchni wystawienniczej pojawiła się wirtualna przestrzeń biznesowa i dedykowany harmonogram prezentacji BizTalk. Wirtualne centrum społeczności oferowało również zróżnicowany program z możliwością nawiązywania kontaktów, edukacji, rozwoju kariery i zajęć dla studentów. Nowo utworzone sale „gorących tematów" (Hot Topic) stworzyły również przestrzeń do intensywnych dyskusji, koncentrujących się na kluczowych tematach, takich jak FWI i fizyka skał. Częściowy program Konferencji przedstawia rys.1.

Jak co roku wręczono nagrody członkom EAGE wyróżniającym się aktywnością i osiągnięciami naukowymi. Przyjemnym akcentem polskim było otrzymanie nagrody imienia Desideriusa Erasmusa (Erazma z Roterdamu) przez Tadeusza Patzka. Jest on profesorem i analitykiem przemysłu naftowego na Uniwersytecie Króla Abdullaha w Arabii Saudyjskiej, a poprzednio pracował na Uniwersytecie w Austin i Berkeley w Kaliforni. Kształcił się w Polsce i w USA na Uniwersytecie Minnesota. Profesor Patzek ma szerokie zainteresowania związane z energią, środowiskiem i zmianami klimatycznymi. Jest znany ze swoich badań nad podstawami przepływu wielofazowego w porowatych mediach z zastosowaniem do lepszego pozyskiwania ropy naftowej a także prognozami produktywności z formacji gazu łupkowego. Jest jedną z osób działających w branży naftowej, które komentują kwestie środowiskowe, przewidując poważne zagrożenia dla planety wynikające ze zmian klimatycznych, wylesiania i innych szkód w środowisku, jednocześnie ujawniając błędy wielu z proponowanych rozwiązań tych problemów. Jest inspirującym mentorem i wychowawcą, którego niezachwiane dążenie do prawdy wzbudziło powszechny podziw.

Realizację 82 Konferencji i Wystawy Technicznej EAGE w pełnym wymiarze zaplanowano na 14 do 17 czerwca 2021 w Amsterdamie. Jednakże z powodu ciągle rozwijającej się pandemii termin ten zmieniony już został na 18 do 21 października 2021. Przedłużono również w związku z tym termin zgłaszania referatów do 1 maja 2021. Tematyka referatów: geofizyka, geologia, inżynieria zbiorników wodnych, geotermia, górnictwo i inżynieria lądowa, dane i informatyka, HSE i zrównoważony rozwój. Mamy nadzieję, że plan ten ostatecznie już zostanie zrealizowany w tym roku.

Udział w tym wydarzeniu umożliwi naszemu Stowarzyszeniu prezentację działalności SITPNiG oraz omówienie form współpracy z EAGE.

Jan Wójcik

Amsterdam. Fot. Jan Wójcik

Koło Wykonawców i Projektantów w Oddziale Gdańsk

ODDZIAŁ W GDAŃSKU

Przy Oddziale SITPNiG w Gdańsku funkcjonuje od 2007 roku Koło Wykonawców i Projektantów, w skład którego wchodzą członkowie – przedstawiciele wielu branż inżynierskich działających m.in. na rzecz gazownictwa przesyłowego i dystrybucyjnego. Firmy zrzeszone w Kole mają ogromny wkład w rozwój gazownictwa, realizują zadania inwestycyjne i remontowe o szczególnym znaczeniu dla systemu gazowego, a jednocześnie podejmują działania proekologiczne w całym regionie Pomorza, a także w innych częściach kraju.

Firmy te mają wieloletnią tradycję i doświadczenie głównie w projektowaniu i budowie sieci i instalacji gazowych oraz stacji gazowych. Należą do nich m.in.: ELMAL sp. z o.o. w Gdańsku, SUCHOCKI sp.j. w Chwaszczynie, Przedsiębiorstwo Instalacyjno Budowlane BORSKI w Gdyni, Przedsiębiorstwo Inżynieryjno Budowlane INREM sp. z o.o. w Gdańsku, DURAMEX sp. z o.o. Andrzej Duraj w Borkowie, PPU UNION w Gdańsku, AMET s.c. Edward Kubawski w Gdańsku, PPHU CENTROGAZ Tomasz Kulpiński w Gdańsku, PHU MYSZKOWSKI w Lęborku, B&B Michał Klesiński w Bielkowie.

Poniżej przedstawiamy działalność pierwszych dwóch firm.

Przedsiębiorstwo ELMAL sp. z o.o.

Zarządzane przez Prezesa Zarządu mgr. inż. Jana Pawełka powstało w 1992 roku i od początku działalności skupia się na budowie infrastruktury podziemnej: sieci gazociągowych, wodno-kanalizacyjnych, ciepłowniczych i technologicznych. Dużą wagę przykłada się do ciągłego rozwoju, podnoszenia kompetencji pracowników oraz specjalizacji w obrębie rurociągów sektora energetycznego. Dlatego też w ostatnich latach wyspecjalizowano się w budowie sieci gazociągowych niskiego, średniego i wysokiego ciśnienia w pełnym przekroju średnicowym i całym zakresie materiałowym, stawiając przy tym najczęściej na zadania nietypowe, o trudniejszym stopniu przygotowania i realizacji. Portfolio realizacji stale poszerza się więc o zadania wymagające specjalistycznej wiedzy i uprawnień z zakresu technik łączenia, szczególnie w zakresie procesów spawania, wykorzystywanych m.in. przy przebudowie gazociągów stalowych dystrybucyjnych, prac wykonywanych na obiektach gazociągowych na wysokim ciśnieniu oraz przy budowie stacji i zespołów gazowych zasilanych wszelkiego rodzaju paliwami. Do wykonania tego typu zadań potrzebne są specjalistyczne uprawienia i certyfikaty, takie jak: normy ISO w zarządzaniu i spawalnictwie, zatwierdzone technologie spawania (WPQR), certyfikaty i uprawnienia UDT, uprawnienia zgrzewaczy i inne, które na bieżąco są aktualizowane. Firma dysponuje również odpowiednio przeszkoloną kadrą montersko-spawalniczą, która stale podnosi swoje kompetencje, oraz zapleczem narzędziowym, produkcyjnym i socjalnym, niezbędnym do prowadzenia tego rodzaju prac.

W 2013 roku wybudowano własną siedzibę firmy, która znajduje się w Gdańsku przy ul. Kartuskiej. Siedziba Elmal sp. z o.o. zawiera

Budowa gazociągów technologicznych na terenie Stoczni Gdańskiej - Wyspa Ostrów. Fot. arch. Elmal

Przebudowa gazoc. wc dn150 - na zadaniu Budowa drogi ekspresowej S-5 Szubin-Jaroszewo. Fot. arch. Elmal

zarówno zaplecze biurowe, hale magazynowe i produkcyjne oraz niezbędne place odstawcze i manewrowe dla sprzętu budowlanego. Biorąc pod uwagę lokalizację siedziby zlecenia wykonuje się w większości na obszarze województwa pomorskiego, nie jest to jednak regułą. Należąc do nielicznego w północnej Polsce grona firm o tak szerokiej specjalizacji w usługach gazowniczych, Elmal wykonuje roboty również w województwach ościennych: kujawsko-pomorskim, mazowieckim, czy warmińsko-mazurskim. W woj. warmińsko-mazurskim najczęściej realizowane są prace z zakresu sieci i obiektów gaz. wysokiego ciśnienia. Tylko w 2019 roku wykonano na terenie tego województwa trzy przebudowy gazociągów wysokiego ciśnienia w następujących miejscowościach: Klebark Mały (budowa gazoc. dn150), Frąknowo (kilkusetmetrowy przewiert horyzontalny odpowiednio zabezpieczonego odcinka przebudowywanego gazoc. w/c dn100 stal) oraz Stare Bolity (przewiert jw. i przebudowa gazoc. dn100). Wszystkie w/w realizacje wykonano w terminie, zgodnie z oczekiwaniem operatora, przy jednoczesnej znacznej mobilizacji sprzętowej związanej z trudnymi warunkami gruntowo-wodnymi w miejscu wykonywania przebudów.

Również w 2019 roku rozpoczęto współpracę z podmiotami funkcjonującymi na obszarze byłej Stoczni Gdańskiej (teren Wyspy Ostrów w Gdańsku) i podjęto się wybudowania na rzecz Pomorskiej Specjalnej Strefy Ekonomicznej sp. z o.o. sieci i przyłączy gazów technicznych stosowanych w przemyśle stoczniowym, czyli m.in. gazu ziemnego, sprężonego powietrza, argonu, tlenu czy CO_2. Dodatkowo w ramach budowy jw. przeprowadzono procesy czyszczenia i odtłuszczania ponad 4 km stalowych rurociągów, następnie przeprowadzono próby szczelności przedmiotowych rurociągów pod nadzorem UDT. W ramach współpracy z PSSE sp. z o.o. wykonano również ponad 5,5 km gazociągów wysokiego i średniego ciśnienia o zakresie średnic dn32 – dn180 (stal i PE). Zgodnie z zakresem umowy wykonano także szereg dodatkowych instalacji i zespołów, m.in.: 45 punktów dostępowych, służących do zasilania w media statki cumujące przy nabrzeżach, 3 stacje gazowe dla 3 różnych mediów: tlenu, argonu i gazu ziemnego, 31 kompletów opomiarowania (przepływomierzy, mieszalnik gazów roboczych ($Ag+CO_2$) wraz ze zbiornikiem buforowym). Wskutek udanej współpracy z PSSE sp. z o.o. firma otrzymała zlecenie na przebudowę ok. 250-metrowego odcinka sieci polietylenowej na stalową na potrzeby dystrybucji tlenu (przebudowa wykonana metodą relliningu – rura w rurze). Warto wspomnieć, że wszystkie opisane powyżej budowy i przebudowy na Wyspie Ostrów realizowano bez wstrzymania ruchu urządzeń stoczniowych i w pełnej kooperacji z wszystkimi podmiotami gospodarczymi operującymi na nabrzeżach.

Spółka rozwija się nie tylko ze względu na specjalizację w zakresie realizowanych usług ale również stale ulepsza zaplecze organiza-

Siedziba firmy w Gdańsku ul. Kartuska. Fot. arch. Elmal

cyjno-biurowe. Firma dysponuje sprawnym systemem kontroli zleceń oraz ich archiwizacji, monitoruje cyfrowo stan zużycia narzędzi dbając o to, by zawsze były sprawne i gotowe do pracy. W trosce o zrównoważony rozwój oraz w wyniku optymalizacji kosztowej zamontowano w tym roku na budynkach siedziby firmy panele fotowoltaiczne, które są obecnie głównym źródłem energii. Jednak, przede wszystkim, największym potencjałem i wartością firmy są pracownicy, którzy wiedzą, że im lepiej wykonają powierzone zadanie, tym więcej otrzymają satysfakcji i zadowolenia.

Anna Tomecka
Zbigniew Szczupakowski

Budowa Pomorskiej Kolei Metropolitalnej - przebudowa gazoc. zasilającego Gdańsk bez zatrzymania przepływu. Widać baypass dn250PE. Gdańsk ul. Nowatorów. Fot. arch. Suchocki

Firma SUCHOCKI sp.j.

Firma prywatna istniejąca na rynku od 1975 roku, a jej założycielem i właścicielem jest Roman Suchocki.

Firma dysponuje wysoko wykwalifikowaną kadrą techniczną oraz niezbędnym sprzętem specjalistycznym, gwarantującym wykonanie trudnych robót inżynieryjnych. Od ponad 20 lat firma Suchocki realizuje zlecenia dla PSG. Zgazyfikowanych zostało szereg osiedli i miejscowości na terenie całego województwa pomorskiego oraz sąsiadujących z nim województw: warmińsko-mazurskiego, kujawsko-pomorskiego oraz zachodniopomorskiego.

Ponadto, od wielu lat firma współpracuje z Firmą Budowlano-Drogową MTM S.A., SKANSKA S.A., ECO S.A. Realizowane są również zlecenia dla Urzędu Miasta w Gdyni, MOPS w Gdyni, Dyrekcji Rozbudowy Miasta Gdańska, Urzędu Miejskiego w Gdańsku oraz dla wielu innych instytucji i firm.

Ostatnio zrealizowany został projekt: „Zakup dwóch nowych wiertnic wraz z wyposażeniem do wykonywania horyzontalnych przewiertów sterowanych metodą bezwykopową" współfinansowany z funduszy europejskich z ramienia Agencji Rozwoju Pomorza.

Firma dysponuje nowoczesnym sprzętem renomowanych producentów, co zapewnia niezawodność w działaniu, dzięki czemu dostarczane usługi charakteryzują się wysoką jakością. Zespół specjalistów oraz specjalistyczne zaplecze maszynowe gwarantują wykonanie usług na najwyższym poziomie z zachowaniem niezbędnych standardów jakości.

Suchocki sp.j. to nie tylko budowanie i wdrażanie nowych technologii. Od 2011 roku to również Partner Klubu Sportowego – Arki Gdynia. Ponadto w 2013 roku firmę wyróżniono odznaką Partnera Gdyńskiego Sportu.

Roman Suchocki

Zbigniew Oskroba
SITPNiG Oddział w Gdańsku

Wiertnica firmy Vermeer do wykonywania przewiertów horyzontalnych metodą bezwykopową. Fot. arch. Suchocki

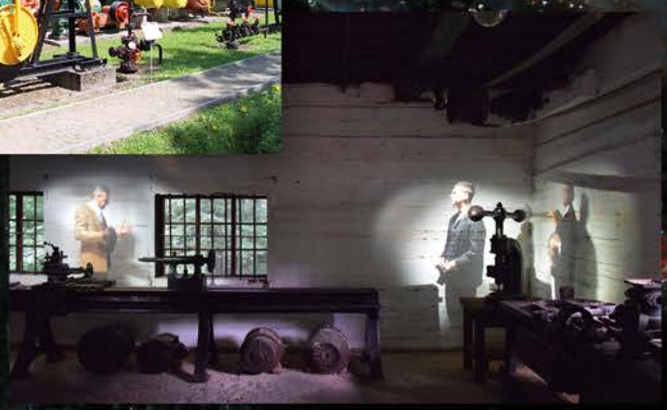
60 LAT

Bóbrka

Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego

im. Ignacego Łukasiewicza

Fundacja Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego
im. Ignacego Łukasiewicza



Bóbrka ul. Kopalniana 35,
38-458 Chorkówka, Polska

+48 13 43 33 478

muzeum@bobrka.pl

www.bobrka.pl

POLAND

BÓBRKA