

NR 3 (257)  
marzec  
2020 r.  
miesięcznik  
Rok XXIII  
ISSN-1505-523X  
17 zł w tym 8%VAT



# wiadomości

## NAFTOWE I GAZOWNICZE

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



# ZAKŁAD OLEJÓW, ŚRODKÓW SMAROWYCH I ASFALTÓW



- opracowywanie i modyfikacja technologii wytwarzania:
  - » olejów podstawowych (bazowych), plastyfikatorów naftowych,
  - » środków smarowych: olejów przemysłowych i smarów plastycznych,
  - » wosków naftowych (parafin i mikrowosków), wosków i kompozycji specjalnych oraz emulsji woskowych,
  - » dodatków stosowanych podczas wydobycia i transportu ropy naftowej i gazu ziemnego: inhibitorów korozji, inhibitorów parafin, inhibitorów hydratów, inhibitorów hydratów i korozji, deemulgatorów oraz inhibitorów oporów przepływu ropy naftowej,
  - » asfaltów drogowych i przemysłowych,
  - » olejów technologicznych do obróbki metali: emulgujących i nieemulgujących,
  - » niskokrzepnących płynów do chłodnic samochodowych i spryskiwaczy samochodowych;
- specjalistyczne badania oraz ocena właściwości fizykochemicznych i użytkowych:
  - » środków smarowych, smarów plastycznych i olejów przemysłowych, silnikowych,
  - » wosków naftowych, wosków specjalnych oraz kompozycji i emulsji woskowych,
  - » asfaltów drogowych i przemysłowych oraz emulsji asfaltowych, roztworów i mas asfaltowych oraz innych specyfików asfaltowych;
- opracowywanie zagadnień związanych z gospodarką olejami odpadowymi i odpadami rafineryjnymi;
- sporządzanie ekobilansów procesów technologicznych metodą Oceny Cyklu Życia.

**INSTYTUTU NAFTY I GAZU –  
PAŃSTWOWY INSTYTUT BADAWCZY**  
Zakład Olejów, Środków Smarowych i Asfaltów  
Kierownik: dr inż. Stefan Ptak  
Adres: ul. Łukasiewicza 1, 31-429 Kraków  
Telefon: 12 617 75 74 Faks: 12 617 75 22  
E- mail: stefan.ptak@inig.pl



Ryszard Chylarecki  
Redaktor naczelny

## Szanowni Czytelnicy

Bieżący numer Wiadomości Naftowych i Gazowniczych ukazuje się nie tylko w formie wydania zwartego ale również w dostępnej dla wszystkich formie elektronicznej. To wskutek pandemii koronawirusa chcemy, aby marcowy numer był czytany przez znacznie większe grono czytelników niż zwykle. To nasz wkład w swoisty e-learning dla naszych sympatyków i potencjalnych nowych odbiorców. Jako redakcja dołożyliśmy wszelkich starań aby w tym trudnym okresie dostarczyć Państwu najświeższy zestaw artykułów i informacji zebranych przez naszych autorów i korespondentów w czasie ostatnich 5-6 tygodni. Są również materiały trochę starsze – pokazujące różne aktywne formy działalności kół i oddziałów SITPNIg.

Choć gros materiałów ukazuje kampanię sprawozdawczo-wyborczą w naszym Stowarzyszeniu, to niektóre artykuły dokumentują wrażenia i doświadczenia z wyjazdów techniczno-turystycznych naszych członków. Takim, wartym polecenia artykułem jest materiał zatytułowany „Krzewienie wiedzy technicznej – zakład odsalania wody morskiej w Bahía de Palma”. Przedstawia on instalację odsalania wody morskiej na hiszpańskiej Majorce, gdzie członkowie tarnowskiego środowiska PZITS oraz SITPNIg mogli zapoznać się z całym ciągiem technologicznym instalacji. Ten wspólny wyjazd członków obu stowarzyszeń to kolejny przykład inters środowiskowej współpracy obu prężnych kół.

W bloku artykułów i informacji poświęconych „Wieściom z polskich firm” prezentujemy najnowsze zadania inwestycyjne LOTOSU Petrobaltic oraz PERN-u, zwiększające bezpieczeństwo energetyczne kraju.

Szczególnej Państwa uwadze polecam artykuł otwierający bieżący numer WNIg, a zatytułowany „Dekarbonizacja gospodarki i jej możliwy wpływ na rozwój sektora gazowniczego do roku 2050” pióra profesora Stanisława Nagy z Wydziału Wiertnictwa Nafty i Gazu AGH. To szeroko udokumentowana krytyczna analiza możliwości technicznych tempa wdrożenia technologii zeroemisyjnych i proponowanych nakładów wspierających program „zielonego ładu” UE. Wg autora, kryzys gospodarczy wywołany przez aktualną pandemię koronawirusa, opóźni w istotny sposób wprowadzanie nowych technologii w energetyce, transporcie i w przemyśle w najbliższych latach. Szalenie ważny, wnikliwy i warty głębokiej refleksji artykuł.

Nie wiem, kiedy następnym razem będziemy mieli dla Was, Drodzy Czytelnicy – kolejny numer Wiadomości Naftowych i Gazowniczych. Redakcja zrobi wszystko, aby przynajmniej w wersji elektronicznej ukazał się on w zaplanowanym terminie. Równocześnie prosimy wszystkich, którzy mając trochę więcej czasu (wymuszone pobyty w domu), chcieliby napisać ciekawe materiały o swoim Oddziale czy Kole SITPNIg a także o swojej działalności zawodowej – o ich przesłanie do redakcji. Będziemy z nich korzystać.

Póki co, bieżący numer Wiadomości Naftowych i Gazowniczych udostępniamy na naszej stronie internetowej w wersji otwartej dla wszystkich zainteresowanych i ją odwiedzających.

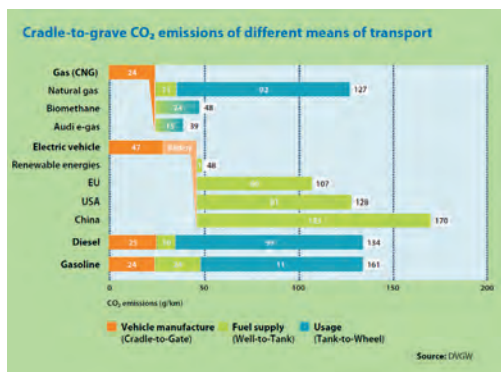
Przyjemnej lektury i pamiętajcie – **zostańcie w domu!** (wraz z Wiadomościami Naftowymi i Gazowniczymi).

*Ryszard Chylarecki*



## ANALIZY I KOMENTARZE.

- Dekarbonizacja gospodarki i jej możliwy wpływ na rozwój sektora gazowniczego do roku 2050 4



## ENERGIA GEOTERMALNA.

- Energia geotermalna, jako kluczowy punkt wizyty prezydenta Islandii Gudiego Johannessona w Polsce 21



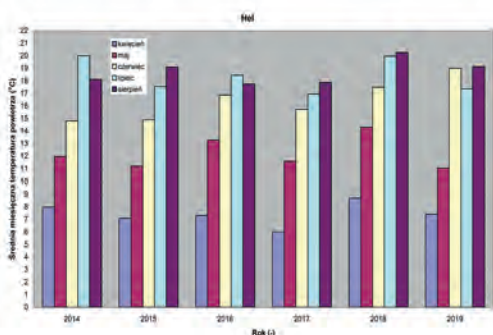
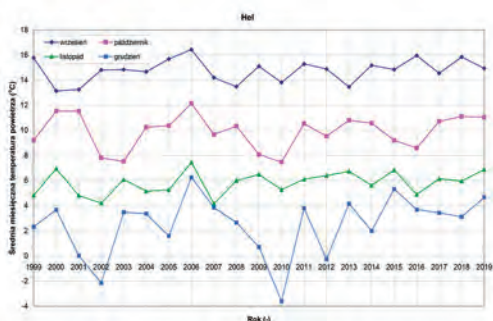
## KOŁO NAUKOWE „KIWON”.

- Wyjazd członków Koła Naukowego „Kiwon” na platformę wiertniczą Petrobaltic 22



## NAUKA I TECHNIKA.

- Zużycie energii na ogrzewanie budynków w 2019 r. w wybranych miastach Polski 13



## WIEŚCI Z POLSKICH FIRM.

- LOTOS rozpoczął prace na złożu B3 23



- Rozpoczyna się rozbudowa baz paliw w Dębogórze i Rejowcu 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 Aplis s.c. tel. 500 158 314

Wersja pierwotna (referencyjna)

**NAKLAD:** 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 Drilling S.A.

## KRÓTKIE WIĘŚCI Z KRAJU I W ZE ŚWIATA.

- Zwycięstwo PGNiG: Trybunał Arbitrażowy w Sztokholmie orzekł niższą cenę gazu od Gazpromu dla PGNiG 25
- PGNiG wierce kolejny otwór produkcyjny w Pakistanie 25
- Brak porozumienia OPEC i OPEC+ 25
- Niewielki wzrost wydobycia gazu ziemnego na świecie w 2019 r. 26
- Zakończenie projektu sejsmicznego Wolin 3-D 27
- CGG nie będzie wykonywać badań sejsmicznych 27
- Kiedy kontynuacja Nord Stream 2? 27
- Sudan Południowy zamierza zwiększyć wydobycie ropy 27
- Zakaz szczelinowania może kosztować USA 7 bilionów dolarów 28
- PKN ORLEN bliżej przejęcia Grupy ENERGA 28

## BIULETYN INFORMACYJNY

- Kalendarium 29
- Jubileusze urodzinowe koleżanek i kolegów 29
- Posiedzenie Głównej Komisji Rewizyjnej 29

## NASZE STOWARZYSZENIE.

- XI Walne Zebranie Członków Koła SITPNIg w Tarnowie 30



- IV WZCK Koła SITPNIg w Kielcach 31
- VII WZCK Koła SITPNIg w Rzeszowie 31
- VI WZCK Koła SITPNIg w Lublinie 32
- VII Walne Zebranie Członków Koła SITPNIg w Jarosławiu 33
- Krzewienie wiedzy technicznej – Zakład odsalania wody morskiej w Bahía de Palma 34



## SPORT, REKREACJA I TURYSTYKA.

- Stowarzyszenie Miłośników Sportu i Rekreacji „Alpejczyk” ma 20 lat! 36



## WITRYNA WYDAWNICZA.

- Prace Naukowe Instytutu Nafty i Gazu – Państwowego Instytutu Badawczego nr 227 38

### 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

# Dekarbonizacja gospodarki i jej możliwy wpływ na rozwój sektora gazowniczego do roku 2050



Stanisław Nagy



## Decarbonization of economy and its possible impact on the development of the gas sector until the 2050 year

### Abstract

The issue changes in decarbonization in the world economy will face the economic crisis after the pandemic of coronavirus SARS-Cov-2. The severity of the impact of the epidemic we are not able to predict for a long time. This paper is critical in terms of technical capabilities and the implementation of zero-emission technologies before the year 2050. From the perspective of 2050, fossil fuels will continue to be the foundation of the world economy, although their percentage share energy production will be limited. The new EU strategy may, however, limit the use of fossil fuels by introducing specific regulations. Still, the climate neutrality program set out in the policy for the first half of the 21st century will not be implemented in the scale proposed by the European Union. It is not possible to carry out the energy transformation with the use of renewable sources without the use of hydrocarbon in the economy. A potential increase in the share of renewable energy in the global energy mix will be possible only in the case of substantial financial investments in the modernization of the energy sector and further technological progress while reducing the demand for energy rapidly (in the EU). The collapse of the present global economic system will significantly delay the introduction of new technologies in energy, transportation, and industry in the coming years.

### Streszczenie

Problematyka zmian dekarbonizacyjnych gospodarki w świecie musi zmierzyć się z kryzysem gospodarczym po zakończeniu pandemii koronawirusa SARS-CoV-2, której końcowego wpływu ekonomicznego oczywiście nie znamy pewnie długo nie będziemy mogli oszacować. Niniejszy artykuł jest krytyczny w odniesieniu możliwości technicznych, tempa wdrożenia technologii zeroemisyjnych i proponowanych nakładów wspierających wdrożenie programu 'zielonego ładu' Unii Europejskiej. W perspektywie roku 2050 paliwa kopalne w dalszym ciągu będą podstawą gospodarki światowej, pomimo że procentowy udział w ich wytwarzaniu energii zostanie ograniczony. Nowa długoterminowa strategia EU może jednak ograniczyć wykorzystanie paliw kopalnianych metodami regulacyjnymi, ale nie uda się zrealizować

programu neutralności klimatycznej określonego w strategii na pierwszą połowę XXI wieku. Nie jest możliwe przeprowadzenie transformacji energetycznej polegającej na tym, że ludzkość będzie wykorzystywać tylko źródła odnawialne (tylko OZE). Możliwe zwiększenie udziału energii odnawialnej w globalnym mikście energetycznym możliwe będzie jedynie w przypadku ogromnych nakładów finansowych na modernizację energetyki i dalszego postępu technologicznego przy jednoczesnym gwałtownym zmniejszeniu popytu na energię (w EU). Załamanie się systemu globalnej gospodarki znacznie opóźni wprowadzenie nowych technologii w energetyce, transporcie i przemyśle w następnych latach.

### 1. Wprowadzenie

W roku 2015 w Paryżu rządy krajów uczestniczących w COP-21 zobowiązały się do gwałtownej redukcji emisji CO<sub>2</sub> i wprowadzenia gospodarki zeroemisyjnej w roku 2050. Unia Europejska przedstawiła cztery główne drogi prowadzące do niskoemisyjnego, zrównoważonego, konkurencyjnego, oraz bezpiecznego systemu energetycznego w 2050 r, zaś w swoim raporcie Komisja Europejska (KE) z listopada 2019 [32] wskazała siedem głównych kierunków działania zmierzających do ograniczenia emisji CO<sub>2</sub> oraz osiągnięcia „neutralności klimatycznej” w roku 2050 [22]. Przemysł gazowniczy i przemysł naftowy w najbliższych trzech dekadach będzie pod silną presją opinii publicznej oraz presją regulacji rządowych (unijnych) w zakresie redukcji i eliminacji emisji dwutlenku węgla [22], co wynika z treści porozumienia „paryskiego” na ONZ-owskim Międzyrządowym Panelu ds. Zmian Klimatu (COP 21 w Paryżu) [25]. Nowy raport IPCC [15] dotyczący zmian klimatycznych z roku 2018 informuje o wzroście średniej temperatury atmosfery ziemskiej o ok. 0.87 °C w latach 2006-2015. Raport ten informuje o możliwej zmianie temperatury o 1.5 °C w stosunku do roku 1900 już w okresie 2032-2052.

Neutralność klimatyczna definiowana jest niejednoznacznie w różnych krajach, jednak ogólnie oznacza maksymalne ograniczenie emisji CO<sub>2</sub> w przemyśle, transporcie i energetyce oraz zrównoważenie tych emisji, których ograniczyć się

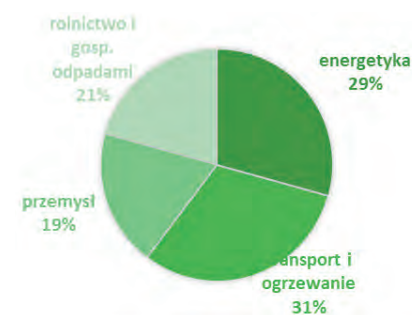
nie udało poprzez zwiększanie jej pochłaniania, np. dzięki sadzeniu drzew lub poprzez wychwyty i utylizację/składowanie CO<sub>2</sub>. Neutralność emisji CO<sub>2</sub> lub zerowy ślad węglowy netto odnosi się do osiągnięcia zerowej emisji netto dwutlenku węgla poprzez równoważenie emisji dwutlenku węgla poprzez jego usunięcie (wychwyty) chemiczny lub biologiczny lub przez całkowite wyeliminowanie emisji dwutlenku węgla [1, 3, 13, 32].

Długofalowa strategia dekarbonizacyjna światowej gospodarki musi zmierzyć się z kryzysem gospodarczym po zakończeniu pandemii koronawirusowej, którego końcowego wpływu ekonomicznego oczywiście nie znamy. Niniejszy artykuł należy traktować jako polemiczny w odniesieniu do propozycji działań EU przyjętej w ramach programu „zielonego ładu”.

### 2. Obszary gospodarki w których występuje emisja CO<sub>2</sub>

Energetyczny sektor paliw kopalnych znajduje się pod silną presją organizacji pozarządowych działających na rzecz ochrony klimatu i „zielonych” partii europejskich. Wszystkie one kwestionują zasadność wykorzystania paliw kopalnych w energetyce, gospodarce, transporcie i innych sektorach gospodarki, jako powodujące zmiany klimatyczne. Większość tych ruchów ekologicznych bezkrytycznie podchodzi do zagadnienia aktualnego wykorzystania paliw kopalnych w gospodarce i kwestionuje potrzebę ich zastąpienia przez technologie OZE. Można sobie wyobrazić istnienie niskoemisyjnych elektrowni jądrowych współpracujących z energetyką wykorzystującą odnawialne źródła naturalne, ale trudniej sobie wyobrazić sterowanie energetyki bez wykorzystania gazu ziemnego do zapewnienia stabilności pracy systemu.

Analiza (tab.1, rys.1) sektorów gospodarki EU [2, 23, 24, 27] wyklucza całkowitą (rzeczywistą) eliminację gazu ziemnego i paliw kopalnych w obszarze trzecim i czwartym zakładając istniejące obecnie technologie. Wprawdzie raport przygotowany przez Hydrogen Council przewiduje możliwość komercjalizacji 22 tech-



Rys. 1. Sektory gospodarki podzielone z uwagi na możliwości eliminacji/redukcji emisji CO<sub>2</sub> w Unii Europejskiej wg stanu na koniec 2018 roku [23]

Tab. 1 Sektory gospodarki podzielone z uwagi na możliwości eliminacji/redukcji emisji CO<sub>2</sub> [23]

Obszar 1	Obszar 2	Obszar 3	Obszar 4
Sektory gospodarki, które posiadają technologie i mogą być wytwarzane z energetyki odnawialnej o niskich kosztach (29%)	Sektory gospodarki, które posiadają technologie i mogą być wytwarzane z energetyki odnawialnej, ale drogie w stosowaniu (31%)	Sektory gospodarki, które aktualnie nie posiadają technologii wykorzystującej energię odnawialną (19%)	Sektory gospodarki, które nigdy nie będą mogły wykorzystywać energii odnawialnej (21%)
Energetyka	Transport morski	Transport lotniczy	Fermentacje ścieków i odpadów
	Transport kolejowy (cargo)	Przemysł cementowy	Rolnictwo
	Transport samochodowy – osobowy	Przemysł stalowy	Składowiska odpadów
	Transport samochodowy (przewóz towarów)	Przemysł petrochemiczny	Systemy oczyszczania ścieków
	Ogrzewnictwo i klimatyzacja	Przemysł chemiczny	Obszary wylesione

nologii wodorowych do roku 2030 [26] to kwestia wdrożenia tych technologii jest wątpliwa jeżeli chodzi o skalę wdrożenia i koszty.

### 3. Gaz ziemny paliwem długotrwale przejściowym w gospodarce

Ostatnie dwadzieścia lat wskazywały, że gaz ziemny jako najbardziej przyjazne dla środowiska paliwo kopalne może stanowić istotne wsparcie w zakresie dalszego obniżenia emisji CO<sub>2</sub>, a także emisji SO<sub>x</sub>, NO<sub>x</sub>, par rtęci, PM10, PM2.5). Nie jest to absolutna eliminacja emisji CO<sub>2</sub>, ale znaczne ich ograniczenie szczególnie w krajach, gdzie dominującym paliwem w energetyce jest węgiel [13, 16]. Gaz ziemny posiada w dalszym ciągu potencjał w zakresie zwiększenia efektywności wykorzystania w energetyce – w systemach NGCC, czy w klasycznych systemach wykorzystujących turbiny gazowe. Gaz ziemny ma też znaczny „potencjał kogeneracyjny”, możliwe jest też spalanie gazu w kotłach kondensacyjnych współpracujących z systemami solar-nymi (fotowoltaicznymi), czy wykorzystanie gazowych pomp ciepła. Produkcja wodoru (z elektrolizy) lub biometanu (np. w systemach składowisk odpadów) i dodawanie go jako składnika gazu ziemnego też wpływać będzie na obniżenie emisji CO<sub>2</sub> [5, 8, 9, 11, 34, 35, 36] spalanego paliwa gazowego. Podobnie wytwarzanie biometanu głównie do napędu silników spalinowych w procesie gazyfikacji biomasy może wspomagać proces dekarbonizacyjny transportu [8, 12, 18, 19, 28]. Jeszcze inną wartością gazu ziemnego jest możliwość wykorzystania magazynów gazu do magazynowania energii stabilizującego pracę systemu energetycznego [28, 31, 33].

Traktowanie gazu ziemnego jako paliwa przejściowego w wielu programach rozwoju świata i Europy nie jest uzasadnione, gaz ziem-

ny będzie przez długi czas wykorzystywany jako komplementarne źródło energii w odniesieniu do wykorzystania OZE do produkcji en. elektrycznej w różnych krajach.

W świetle opracowań Międzynarodowej Agencji Energetycznej [13], a także U.S. EIA [6], Atlantic Council [16], Oxford Institute for Energy Studies [1, 3, 31] gaz będzie stanowił „paliwo przejściowe” jeszcze przez długi – co najmniej kilkudziesięcioletni okres – znacznie przekraczając cezurę roku 2050. Oficjalne opracowania Unii Europejskiej promują rozwiązania (w oparciu o 'błękitny' wodor i biometan), które jeszcze nie mają dojrzałości technologicznej i przez długi czas konieczne będzie ich subsydiowanie, zanim ich wdrożenie stanie się opłacalnie energetycznie i będzie powszechne [22, 32, 34]. Prawdopodobnie głównym sposobem promocji nowych technologii energetycznych będzie ustalenie wysokiej opłaty za korzystanie ze środowiska (cena emisji tony CO<sub>2</sub>) i proekologiczne działania regulacyjne [34].

### 4. Główne kierunki działania wg EU („New Green Deal”)

Raport Komisji Europejskiej z listopada 2019 [32] wskazał siedem głównych kierunków działania zmierzających do ograniczenia emisji CO<sub>2</sub> oraz osiągnięcia 'neutralności klimatycznej' w roku 2050:

#### 4.1. Maksymalizacja korzyści płynących z efektywności energetycznej, w tym budynków pasywnych („bezemisyjnych”)

Raport [32] zakłada m.in. zmniejszenie całkowitego zużycia energii w gospodarce aż o 50% w porównaniu z rokiem 2005, a także szerokie wsparcie działań na rzecz zwiększenia efektywności energetycznej. Program EU zakła-

da, że systemy zarządzania inteligentnymi budynkami/urządzeniami oraz wprowadzenie nowych materiałów izolacyjnych znacząco wpłyną na zmniejszenie zużycia energii na cele grzewcze. Ogrzewanie budynków oparte ma być docelowo na odnawialnych źródłach energii, ale znaczący udział wykorzystanej energii będzie stanowił gaz ziemny (także LNG), gaz z dodatkiem wodoru, lub biometanu produkowanego z odnawialnych źródeł energii elektrycznej i biogazu, a także z nowej klasy ogniów paliwowych (wykorzystujących metan/gaz ziemny/gaz „odnawialny”) [30, 35], nowych systemów mikro-kogeneracyjnych.

Oszczędności na zakupie importowanego paliwa w latach 2031–2050 mają być przeznaczone na nowe inwestycje w modernizację gospodarki europejskiej.

#### 4.2. Maksymalizacja wykorzystania odnawialnych źródeł energii i energii elektrycznej w celu całkowitej dekarbonizacji energetyki

Inwestycje w odnawialne źródła energetyki (OZE) w energetyce będą preferowane kosztem wycofywania energetyki węglowej i energetyki nuklearnej (np. w Niemczech, Belgii). Zakłada się w kilku scenariuszach rozwoju EU, że dekarbonizacja gospodarki będzie realizowana poprzez OZE:

1. Planowane jest maksymalne zelektryfikowanie gospodarki przy równoczesnym zwiększeniu stopnia decentralizacji energetycznych systemów elektrycznych. Udział energii elektrycznej w końcowym zapotrzebowaniu ma wynieść ok 53 %, przy wzroście produkcji energii elektrycznej o 50% w roku 2050 (ale przy spadku całkowitego zapotrzebowania na energię o 50%). Ponad 80 % energii elektrycznej ma pochodzić z OZE (siłownie wiatrowe morskie) w 2050, zaś 15% energii elektrycznej ma pochodzić z energetyki nuklearnej, co ma stanowić uzupełnienie dla OZE razem z gazem (ziemnym lub „odnawialnym”). W tych scenariuszach rola gazu ziemnego nie wydaje się zancząca w roku 2050.
2. Aktualna zależność Europy od importu energii, zwłaszcza w przypadku ropy naftowej i gazu ziemnego, wynosi obecnie 55 %, a do 2050 r. spadnie do 20 % wg niektórych scenariuszy. Gdyby przyjąć stabilizację zużycia gazu w EU to uzależnienie importowe unii przekroczyłoby 90% już w roku 2040. Planowane jest bezpośrednie wykorzystanie energii elektrycznej – w tym wykorzystanie OZE pośrednio poprzez produkcję tzw. gazu „odna-

wialnego” (zob. rys. 2) m.in. metodą elektrolizy (wodor).

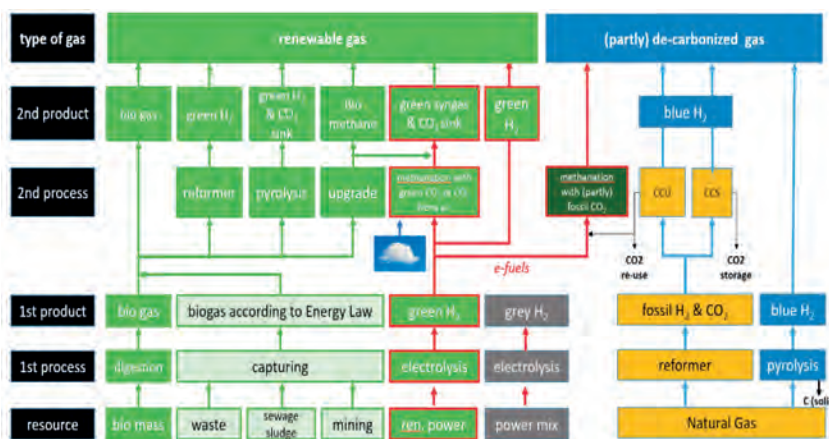
- Nadmiarowa ilość energii elektrycznej pochodząca z OZE (lub energetyki nuklearnej) będzie wykorzystywana w ramach technologii „power-to-X”, co umożliwi również możliwość magazynowania energii i wykorzystywania jej w innych sektorach gospodarki (przemysł i transport);
- Wdrożenie technologii wychwytywania dwutlenku węgla wraz z geologiczną sekwestracją/utyлизacją, (CCUS/CCS), zostanie docelowo implementowane po roku 2030. Technologie CCS/CCUS umożliwią „negatywną emisję” i tym samym stworzenie w sposób sztuczny zeroemisyjności paliw (zob. punkt 4.7).

Planowanie bezpośredniej dekarbonizacji transportowanego gazu ziemnego poprzez wdrożenie procesu „zazielenienia” gazu ziemnego. Przez proces „zazielenienia gazu ziemnego” rozumie się wprowadzenie do obiegu gazu ziemnego z domieszką gazów ‘odnawialnych’ (wodoru czy biometanu) [5, 8, 9, 12, 14, 17, 21, 36]. Prawdopodobnie cele ograniczenia emisyjności w zakresie gazownictwa jednak będą musiały być powiązane z programem modernizacji infrastruktury gazowniczej przyjaznej wodorowi i połączone z inwestycjami OZE w zakresie energetyki wiatrowej [18].

Promocja technologii wodorowych wymusi powstanie krajowych strategii wodorowych na lata 2021-2030 oraz 2031-2050. W szczególności zdefiniowana strategia krajowa powinna określić cele pośrednie klimatyczne związane z procesem „zazielenienia gazu ziemnego” na lata 2025, 2030, 2035, 2040. Strategia krajowa powinna być spójna z resztą polityki klimatycznej EU zmodyfikowanej po kryzysie gospodarczym wywołanym pandemią koronawirusa i zamykaniem się rynku naftowego i gazowniczego z uwagi na nadpodaż surowca.

### 4.3. Budowa systemu transportowego w oparciu o technologie „niskoemisyjne” i „bezemisyjne”

Ponad 20% emisji CO<sub>2</sub> w świecie jest spowodowana przez sektor transportu (dane Banku Światowego). W Polsce emisja CO<sub>2</sub> z obszaru transportu wzrosła o 50% w porównaniu do roku 1990. O ile pojęcie „niskoemisyjności” jest dość oczywiste, to ‘bezemisyjność’ jest przypisywana jest do technologii wodorowych i e-mobilności. Jednak ‘bezemisyjne’ technologie bateryjne nie są neutralne emisyjne: wytworzenie baterii i ich użycie łączy się przecież z emisją



Rys. 2. Definicje gazów „odnawialnych” (gazów dekarbonizowanych) zaproponowane przez DVGW (2018) [14]

CO<sub>2</sub>. Produkcja baterii wykorzystywanych do e-mobilności wiąże się zatem z dodatkową emisją CO<sub>2</sub> (tzw. ślad węglowy). Rozwój e-mobilności w EU zostanie zweryfikowany poprzez technologie szybkiego ładowania i stabilności pracy baterii w niskich temperaturach. Technologia ta może uzyskać znaczny udział w transporcie miejskim, gdzie uzależnienie od zasilania nie będzie czynnikiem krytycznym.

Technologie elektryczne są częścią rozwiązania, ale nigdy nie będą jedynym systemem transportu ani też dominującym w transporcie publicznym i towarowym. Autobus zasilany biometanem ma wyraźne korzyści dla środowiska w porównaniu do autobusu wykorzystującego do napędu olej napędowy. Elektryczne samochody przenoszą jedynie emisję CO<sub>2</sub> do elektrowni (węglowych), nie powodują zatem w Polsce efektu trwałego obniżenia emisji CO<sub>2</sub>.

Gaz „odnawialny” i gaz ziemny może być istotnym elementem „rewolucji drogowej” zmniejszającej emisyjność CO<sub>2</sub>. Zalety konwersji zasilania klasycznych silników spalinowych na gaz są powszechnie znane: pojazdy gazowe emitują do 97 procent mniej cząstek stałych i do 85 procent mniej tlenu azotu w porównaniu do oleju napędowego. Ponadto emisje CO<sub>2</sub> są zmniejszone o prawie 25 procent w odniesieniu do napędu wykorzystującego ciekłe paliwa. Dodatek biometanu i gazów syntetycznych/gazów „odnawialnych” może jeszcze bardziej zmniejszyć emisje CO<sub>2</sub>.

Ochrona klimatu w transporcie towarów może być zrealizowana docelowo poprzez adaptację ciężarówek z silnikami wysokoprężnymi na ciężarówkę z silnikami gazowymi (LNG i CNG). Przykłady Holandii i Szwecji pokazują drogę takich działań, ale wątpliwe jest zastosowanie tych technologii w USA, gdzie trudno będzie wykazać opłacalność takiej transformacji paliwowej. W dalszej kolejności – po roku 2035 spodziewa się należy ekspansji technologii wodorowych w komunikacji. Działania promujące (akcyza, podatki) powinny być wsparciem i pro-

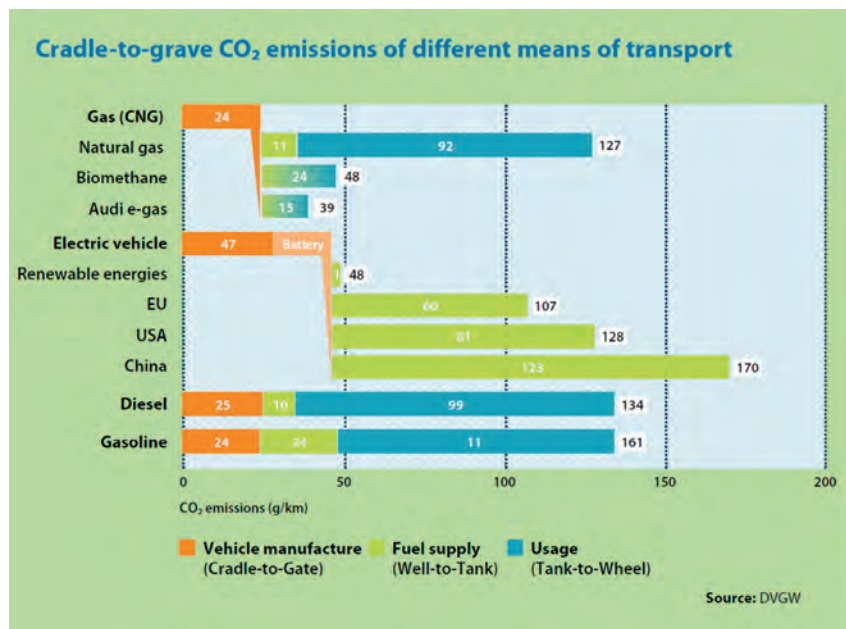
mocą takiej polityki niskoemisyjnej w transporcie publicznym i transporcie towarowym. Technologie oparte na wodorze (pojazdy elektryczne i statki wykorzystujące napęd ogniw wodorowych mogą stać się konkurencyjne, ale w perspektywie długoterminowej, po roku 2030/2035.

Gaz ziemny skroplony (LNG) z dodatkiem skroplonego biometanu także ma być alternatywą dla transportu długodystansowego morskiego. W zakresie dekarbonizacji przemysłu lotniczego EU planuje wprowadzenie zaawansowanych biopaliw (drugiej i trzeciej generacji) i wykorzystanie „bezemisyjne/odnawialne” paliwa. Możliwe, że hybrydyzacja i inne udoskonalenia wprowadzone w technologii lotniczej (np. technologii „dronowej”) powinny przyczynić się do poprawy efektywności transportu lotniczego wykorzystywanego do przewozów [8, 9, 26], ale w długiej perspektywie po roku 2030.

W zakresie dekarbonizacji transportu samochodów osobowych też należy się spodziewać wprowadzenia nowych paliw „odnawialnych” [37], które będą prawdopodobnie stosowane w silnikach pojazdów klasycznych konkurencyjnych do promowanych samochodów elektrycznych. Wprowadzenie samochodów wodorowych (wykorzystujących prąd z ogniw wodorowych) także jest możliwe – jednak prawdopodobnie nie przed rokiem 2030. DVGW przygotował analizę emisyjności samochodów elektrycznych w porównaniu do samochodów spalinowych napędzanych klasycznymi paliwami i paliwami „ekologicznymi” (rys. 3) [37].

Nowością proponowaną przez EU jest promocja tworzenia stref czystych w miastach coraz wprowadzenie nowych usług transportowych w aglomeracjach (typu „car sharing”). Ponieważ w Państwach OECD ponad 75% populacji mieszka w miastach zakłada się, że obszary miejskie i inteligentne miasta będą pierwszymi ośrodkami innowacji w zakresie tego rodzaju mobilności, co dodatkowo może wpłynąć na





Rys. 3 Analiza emisji CO<sub>2</sub> „zeroemisyjnych” samochodów wg DVGW [37]

poprawę jakości powietrza w miastach (w których występuje smog typu „Los Angeles”).

Zmiany w transporcie wpłyną też na proces planowania przestrzeni miejskiej, projektowania bezpiecznych ścieżek rowerowych. Do roku 2040 alternatywą e-mobilności w samochodowym transporcie towarowym może być jedynie technologia LNG i CNG. Zasilanie LNG będzie promowane w transporcie morskim, spodziewać się należy rozwiązań zasilania LNG w transporcie kolejowym w obszarach nieobjętych elektryfikacją.

#### 4.4. Konkurencyjny przemysł unijny i gospodarka o obiegu zamkniętym

Pojęcie „gospodarki o obiegu zamkniętym” nawiązuje do koncepcji wielokrotnego wykorzystania towarów i materiałów odzyskiwanych w ramach recyklingu produktów zawierających szkło, stal i tworzywa sztuczne. Przewiduje się, że nowe regulacje przyczyną się także do ograniczenia zapotrzebowania na energię i zmniejszenia emisji pochodzących z procesów technologicznych, w szczególności dzięki zwiększeniu współczynników recyklingu.

Działania EU zakładają zmniejszenie ilości materiałów (uzyskiwanych m.in. metodami górnictwami z zasobów naturalnych) poprzez ponowne ich wprowadzenie do obiegu gospodarki dzięki recyklingowi. Działania te zdaniem EU mają poprawić konkurencyjność, przyczynić się do tworzenia miejsc pracy, ale także mają przyczynić się do zmniejszenia emisji CO<sub>2</sub>.

Planowany jest odzysk i recykling surowców, które będą miały znaczenie w tych sektorach i technologiach, w których mogą pojawić się uzależnienia od krytycznych materiałów (np.

kobalt, metale ziem rzadkich lub grafit) [32]. Należy zauważyć, że wykorzystanie tzw. pierwiastków krytycznych w gospodarce może w sposób zdecydowany stymulować postęp technologiczny m.in. z uwagi na ograniczenia w zakresie ilości dostępnych w gospodarce światowej.

Gospodarka o obiegu zamkniętym kładzie nacisk także na ograniczenie gazów cieplarnianych poprzez eliminację CO<sub>2</sub> w procesie geosekwestracji, który jest generowany w procesach produkcyjnych (CCU (CCUS)). Szczegółowe działania związane z CCS opisane są poniżej (p. 4.7).

Nowe materiały prawdopodobnie zastąpią wiele dzisiejszych materiałów przemysłowych.

Wodór (zielony tzn. z elektrolizy), jak i syngas z biomasy mogą zająć przynajmniej częściowo miejsce paliw kopalnych jako surowiec dla wielu procesów przemysłowych, takich jak produkcja stali i niektórych chemikaliów, ale nie należy spodziewać się przełomu w tych technologiach w najbliższych piętnastu latach.

Jak wspomniano wyżej CO<sub>2</sub> będzie wychwytywany w procesach technologicznych, przechowywany i wykorzystywany, a także składowany w składowiskach geologicznych (CCS). Proces CCUS tj. wychwytywanie i wykorzystanie dwutlenku węgla (CCU) w przemyśle odnosi się do procesów, w których wychwytuje się CO<sub>2</sub> i przekształca się go w nowy produkt. W szczególności planuje się wykorzystanie tlenu węgla (CO) m.in. jako surowca energetycznego.

#### 4.5 Rozwój infrastruktury sieciowej

Zakłada się, że rozwój odpowiedniej infrastruktury przesyłowej. „interkonektorów” i zwiększenie współpracy transgranicznej/ regio-

nalnej pozwoli czerpać korzyści ze zmodernizowanej gospodarki europejskiej.

Przez rozwój infrastruktury sieciowej EU rozumie nie tylko rozwój sieci gazowej ale też sieci energetycznej. EU zakłada ukończenie trans-europejskich sieci transportowych (gazowych) i energetycznych do przesyłu i dystrybucji energii (planowany jest znaczny przyrost wytwarzanej energii elektrycznej) w najbliższych dwudziestu latach. Rozwój infrastruktury ma być wspomagany przez tworzenie tzw. inteligentnych sieci dystrybucji energii elektrycznej i energii (w rurociągach wodorowych). Technologie te będą wspierane przez cyfryzację i integrację sektorową.

Tworzenie nowej inteligentnej infrastruktury energetycznej i synergii między systemami transportowymi a systemami energetycznymi wykorzystującymi m.in. inteligentne stacje ładowania lub tankowania pojazdów i samochodów może w sposób znaczący zmienić system energetyczny w zakresie transportu po roku 2040 [29, 33].

W kontekście rozwoju sieciowej infrastruktury gazowej w EU wspomnieć należy o zaprzestaniu finansowania takich projektów (o ile nie będą przeznaczone do transportu gazów „odnawialnych”) po roku 2021 przez europejski bank EBI).

#### 4.5.1. Samowystarczalność gazowa EU

Program ten wynika z przyjęcia doktryny o eliminacji całkowitej paliw kopalnych (p. 4.2), co oczywiście nie jest możliwe. Przykłady programów „samowystarczalności” lub drastycznego ograniczenia importu paliw kopalnych do Unii Europejskiej zostały zaprezentowane przez szereg „think thanków” europejskich [34]. Koncepcje KE zakładają, że jeden lub kilka takich programów będzie też subsydiowany w następnych latach EU jako program pilotażowy (np. program francuski) i w następnych latach jako docelowy. Program „samowystarczalności” gazowej oparty jest na założeniu produkcji wodoru z nadmiarowej energii elektrycznej wytworzonej w ramach OZE oraz na programie zagospodarowania odpadów biologicznych i wytwarzaniu biogazu/biometanu. Program ten ma być wspomagany technologią wytwarzania metanu z wykorzystaniem pyrolizy biomasy [11].

Raport „Trimetrics” [34] przygotowany dla Komisji Europejskiej omawia m.in.:

1. potencjalną dostępność biometanu i wodoru w EU i krajach sąsiadujących;
2. techniczny i ekonomiczny wpływ zwiększenia udziału w gazie transportowanym biometanu i wodoru na infrastrukturę gazową;
3. wykorzystanie energii elektrycznej, metanu i wodoru w sektorach końcowego wykorzystania energii w UE w 2015-2050 oraz ocenę kosztów ekonomicznych i środowiskowych.

Potencjał UE w zakresie wytwarzania biometanu (zdaniem Trinomics [34]) jest ograniczony, natomiast potencjał techniczny w zakresie produkcji wodoru i syntetycznego metanu w oparciu o odnawialną energię elektryczną jest wystarczająco duży, aby zastąpić (pozostałe) zapotrzebowanie na gaz ziemny. Raport wskazuje jednak na konieczne działania umożliwiające wzrost sprawności elektrolizerów, zwiększenie produkcji energii elektrycznej z OZE oraz lokalne i wielkoskalowe (centralne) magazynowanie wodoru.

Oczywiście możliwość generacji „niebieskiego wodoru”, w opisywanej skali produkcji, jak na razie traktować należy z dużą ostrożnością. Skala generacji wodoru będzie wynikiem oddziaływania wielu elementów technologicznych: ilości nadmiarowej energii elektrycznej, dostępności wymaganej ilości elektrolizerów, możliwości magazynowania wodoru lub jego mieszania z gazem ziemnym etc.

Wskazane ograniczenia będą z pewnością przeszkodą w upowszechnieniu technologii wodorowych m.in. w obszarach gdzie dostęp do taniaj energetyki OZE (np. pochodzącej z energetyki wiatrowej) będzie niski lub nie będzie go w ogóle. Można oczekiwać, że państwa środkowej Europy będą miały znacznie trudniejszy dostęp do nadmiarowej produkcji energii elektrycznej wytwarzanej z energetyki wiatrowej.

Potencjał techniczny wytwarzania energii elektrycznej z OZE [34] szacuje się na 14 000 TWh/a. Potencjał produkcji wodoru z elektrolizy odnawialnej energii elektrycznej to 6 500 i 7 900 TWh odpowiednio w roku 2030 i 2050. Zdaniem „Trinomics” [34] potencjał techniczny biogazu / biometanu w UE-28 wynosi 1150 TWh rocznie, a potencjał związany z generacją biogazu obejmuje ok. 950 TWh na rok. „Trinomics” wskazuje jednak na znaczne zagrożenia: rozwój technologii biometanu metanu jest ograniczony dostępnością zasobów biomasy przez wdrożenie bardziej rygorystycznych kryteriów zrównoważonego rozwoju w EU.

#### 4.5.2. Infrastruktura gazowa

W oparciu analizy rozwoju infrastruktury gazowej do 2050 roku opracowano trzy scenariusze eksploracyjne, z których każdy koncentruje się na silnym zużyciu końcowym jednego z trzech rozważanych nośników energii: „elektryczności z OZE”, metanu lub wodoru. W scenariuszu „elektryczności” dominuje końcowe zużycie energii elektrycznej, podczas gdy metan i wodór odgrywają znacznie mniejszą rolę.

We wszystkich trzech scenariuszach [34] ogólne dostawy gazu dla EU do 2030r. spadają o 20–30%, do ok. 3 000–3 500 TWh / rok głównie ze względu na:

1. przejście na inne zastosowania dla użyt-

owników końcowych wykorzystujących inne nośniki energii

2. lepszą efektywność końcowego wykorzystania.

Prognozowana struktura dostaw gazu ziemnego w 2030 r. jest jednak podobna do obecnej i jest jeszcze oparta na gazie ziemnym, który jest głównie importowany spoza UE, a udział zarówno produkcji biometanu, jak i wodoru jest ograniczony (Rys. 4).

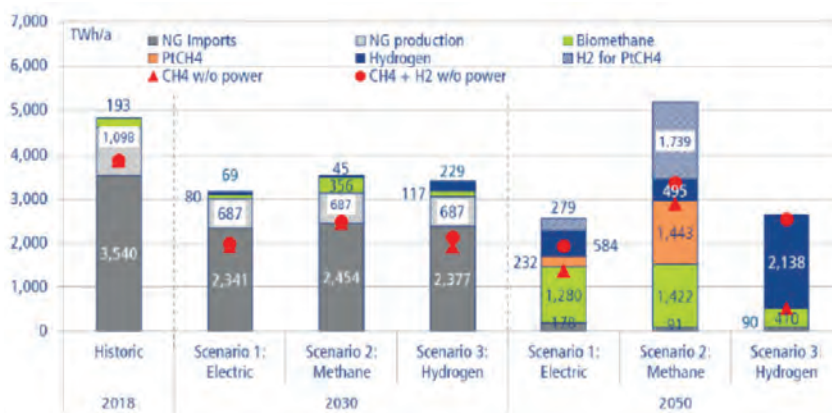
#### 4.5.3. Strategia niemiecka i francuska dekarbonizacji sektora gazowniczego

Strategia niemiecka dekarbonizacji przemysłu gazowniczego i dekarbonizacji gospodarki stawia w długiej perspektywie na wodór [29, 35]. Niemiecki projekt dekarbonizacji gospodarki zakłada [35], że:

- udział OZE energii w niemieckiej energetyce ma być stopniowo zwiększany do 80%;
- sieci energetyczne będą wymagały modernizacji i rozbudowy.

Wymagana będzie dodatkowa pojemność magazynowania energii (głównie magazynowanie gazu) i dodatkowe usługi systemowe w celu zrekompensowania wahań energii wiatru i słońca.

Strategia francuska [11] (firma GRDF) koncentruje się na odmiennym podejściu, wykorzystując głównie potencjał generacji biometanu z biogazu uzyskiwanego w trakcie procesów technologii wytwarzania żywności oraz procesów pyrolizy biomasy z terenów naturalnie i sztucznie zalesianych. Ambitny program rozwoju tej technologii zakłada wytworzenie 12 TWh już w roku 2023 i osiągnięcie 30% całkowitego zapotrzebowania na gaz w gospodarce w roku 2030 (rys. 5). Szacowany koszt wytwor-



Rys. 4. Gaz ziemny, biometan i wodór (2050) [34]

#### A very strong dynamic



#### Nombre total de sites en service et évolution annuelle

Source: gestionnaires de réseaux



- Equivalent of 60 000 houses / 2800 buses / trucks
- Very strong dynamic – more than 600 projects
- Feed-in tariffs structuring business model

Rys. 5. Prognoza zastąpienia gazu ziemnego gazem wytwarzanym w GRDF [11]

zenia biometanu jest jednak czterokrotnie wyższy od kosztu zakupu gazu ziemnego w roku 2019 [11] (zob. rys. 6).

#### 4.6. Wykorzystanie potencjału biogospodarki

Aspekt wykorzystania potencjału biogospodarki tylko częściowo dotyczy gazownictwa (produkcja biogazu). Unia Europejska wskazuje, że w roku 2050 r. liczba ludności będzie o 30 % wyższa niż obecnie, a zmiana klimatu wpłynie istotnie na ekosystemy i globalne użytkowanie gruntów [32]. Rolnictwo i leśnictwo w UE będą musiały zapewnić wystarczającą ilość żywności, paszy i włókien m.in. do produkcji biomasy (sektor energetyczny oraz różne sektory przemysłu i budownictwa), co będzie prowadzić do zwiększenia emisji gazów cieplarnianych, ale do 2050 r. prawdopodobnie można ją (emisję) ograniczyć dzięki efektywnym i zrównoważonym metodom produkcji.

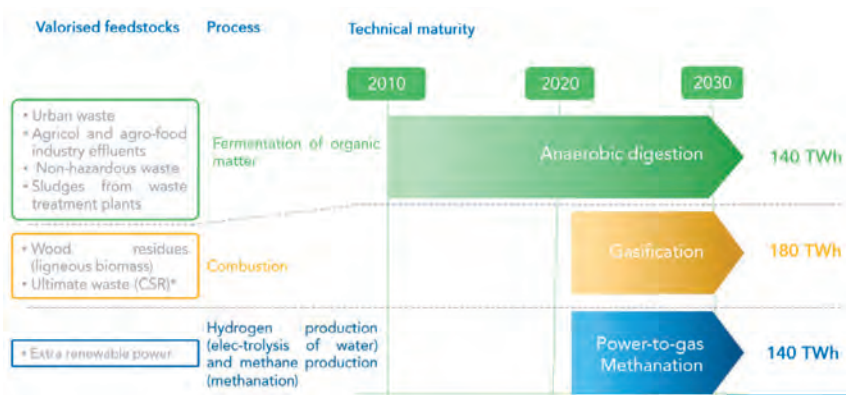
Receptą na zwiększenie emisji CO<sub>2</sub> w trakcie zwiększenia produkcji rolnej jest polityka zalesiania i biogospodarki i pochłanianie CO<sub>2</sub> [32]. Równoległe z polityką zalesiania i pochłaniania CO<sub>2</sub> promowane ma być zastosowanie materii organicznej do produkcji biometanu. Uzupełnieniem tej technologii ma być technologia CCS i CCUS.

#### 4.7. Wylimitowanie pozostałych emisji CO<sub>2</sub> dzięki wychwytywaniu i składowaniu dwutlenku węgla

Wychwytywanie transport i podziemne (geologiczne) składowanie dwutlenku węgla (CCS) jest metodą obniżenia emisyjności sektora energetycznego i sektorów energochłonnych [32].

Obecnie jego potencjał wydaje się niższy w porównaniu do potencjału z ubiegłych lat m.in. na skutek zamykania elektrowni węglowych w krajach OECD (z wyj. Japonii) [10]. Dodatkowo brak jest społecznej akceptacji samej technologii składowania CO<sub>2</sub>. Wdrożenie CCS w dłuższej perspektywie kilkudziesięciu lat jest jednak nadal konieczne (po 2030 roku), szczególnie w sektorach energochłonnych oraz w celu zeroemisyjnej produkcji wodoru z gazu ziemnego (zamiast generacji wodoru z elektrolizy). Przypomnieć należy, że dostęp do taniej energii elektrycznej z OZE będzie występować w krajach wokół Morza Północnego (m.in. Niemcy, Holandia, Dania) [34].

W kontekście gospodarki polskiej wspomnieć należy o koncepcji wdrożenia CCS w Japonii po roku 2030 w związku z kontynuacją wykorzystania elektrowni węglowych [10]. Technologia ta umożliwi znaczne obniżenie emisyjności CO<sub>2</sub> – nawet do 90% aktualnej emisji CO<sub>2</sub>. CCS będzie również wymagane w przypadku wychwyty



Rys. 6. Francuski potencjał generacji gazu „odnawialnego” 460 TWh/a [11]

i składowania CO<sub>2</sub> emitowanego z elektrowni i zakładów przemysłowych wykorzystujących biomasę w celu uzyskania ujemnych emisji.

#### 5. Regulacyjne i finansowe wsparcie procesu dekarbonizacji

Regulacje EU wymagają przygotowania krajowych planów w zakresie energii i klimatu, które muszą być spójne z długoterminowymi strategiami oraz oszacowaniami potrzeb inwestycyjnych.

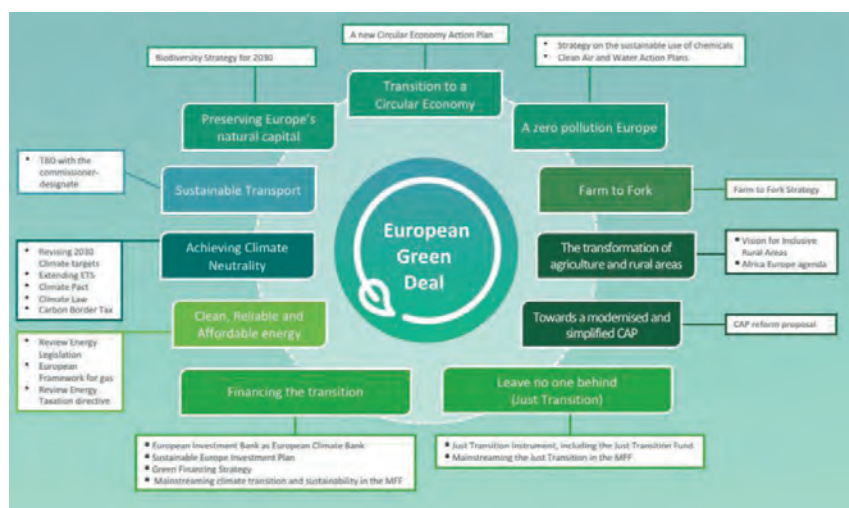
O ile nowa polityka EU w ubiegłym roku zdominowana była przez środowisko walki o klimat w EU i całym świecie to należy się spodziewać znacznej korekty tego programu wynikającej z kryzysu gospodarczego w bieżącym roku (i prawdopodobnie w następnych latach) towarzyszącemu pandemii koronawirusa i równocześnie towarzyszącemu kryzysowi w naftowym sektorze wydobywczym.

Przypomnieć tu należy, że kryzys wywołany brakiem przychodów z wydobycia (w związku z nadpodażą ropy i gazu ziemnego) może też pośrednio wywołać kryzys ograniczenia dostaw gazu skroplonego LNG, jeżeli brak bieżących przychodów spowoduje ograniczenia inwestycji

w nowe terminale skraplające gaz m.in. w Zatoce Meksykańskiej. Wspomnieć należy również wcześniejszy spadek cen gazu ziemnego (w tym LNG) w drugiej połowie roku 2019.

Środowisko, zasoby i efektywność energetyczna są elementem planu strategicznego Unii, którego filarem jest Europejski Fundusz na rzecz Inwestycji Strategicznych (EFIS) oraz fundusze polityki spójności UE. Działalność EFIS [32] będzie w jeszcze większym stopniu skoncentrowana na zrównoważonych inwestycjach w różnych sektorach, tak aby osiągnąć większą spójność z celami porozumienia paryskiego i przyczynić się do przejścia na niskoemisyjną gospodarkę o obiegu zamkniętym.

Jednym z założeń planu dekarbonizacji gospodarki jest finansowanie z funduszu EFIS co najmniej 40 % projektów obszaru rozwoju nowej niskoemisyjnej infrastruktury, co powinno przyczynić się do realizacji zobowiązań UE dotyczących działań w dziedzinie klimatu zgodnie z celami porozumienia paryskiego. Unia proponuje redukcję emisji CO<sub>2</sub> do roku 2030 o 50% (zamiast wcześniejszego celu klimatycznego 40%) i wskazuje na konieczność podniesienia redukcji CO<sub>2</sub> do 55% w roku 2030. Rys. 7 pokazuje program „Nowego Zielonego Ładu”



Rys. 7. Program „Nowego Zielonego Ładu” przygotowanego w 2019 przez Komisję Europejską [32]

przygotowanego w 2019 przez Komisję Europejską [32].

Nowe znaczenie w identyfikacji przydatności projektów nisko i zeroemisyjnych będzie miała klimatyczna taksonomia [38], co oznacza wprowadzenie taksonomicznego systemu klasyfikacji działań klimatycznych, działań zrównoważonych środowiskowo i społecznie. Taksonomia będzie identyfikować obszary, w których inwestycje mogą wywrzeć największy wpływ na działania przyczyniających się do zrównoważonego rozwoju Unii Europejskiej.

Wynikiem działań nowego systemu taksonomii będą: nowe standardy i etykiety dla „zielonych” produktów finansowych, nowe metodologie dla unijnych wskaźników porównawczych i ujawnianie informacji na temat wskaźników, nowe zalecenia dotyczące ujawniania informacji korporacyjnych na temat klimatu.

W roku 2018 powstała grupa ekspertów KE (Technical Expert Group) ds. taksonomii, która opublikowała raport odnośnie kierunków polityki klimatycznej [38] (zob. tab.2). Można zauważyć, że analiza TEG w zakresie taksonomii jest analizą techniczną, która nie kieruje się zasadą dostępności regionalnej danej nisko/zero emisyjnej technologii.

Zapowiedziano przekształcenie Europejskiego Banku Inwestycyjnego (EBI) w Bank Klimatu co według zapowiedzi KE pozwoli na inwestycje chroniące klimat na poziomie 1 biliona Euro w ciągu następnego dziesięciolecia. Bank EBI będzie wspierał inwestycje w nowe gazociągi dla gazów niskoemisyjnych, takich jak H<sub>2</sub> po roku 2021 ale po tym roku nie będzie finansować projektów gazowych wykorzystujących gaz ziemny.

Bank EBI przyjmie jako kryterium kredytowe najwyższy priorytet klimatyczny dla inwestorów. Bank EBI zapewni finansowanie dostosowane do celów paryskich UE, spowoduje zakończenie finansowania paliw kopalnych do końca 2021 r. nie będzie finansował projektów związanych z gazem ziemnym także w energetyce (po 2021 roku). Przyjęto nowy limit emisji CO<sub>2</sub> dla finansowania elektrowni: zamieniono dopuszczalny limit 550 gramów CO<sub>2</sub> / kWh na nowy niższy 250gCO<sub>2</sub>/kWh. Bank EBI ma wspierać inwestycje z funduszu EFIS (75% z koszty kwalifikowalne projektów nowych inwestycji energetycznych).

Zakłada się, że koszty transformacji – ogromne w liczbach bezwzględnych – wpłyną na zmniejszenie dynamiki wzrostu PKB w EU, jednak dynamika ta zostanie zaakceptowana przez polityków, ekonomistów i opinie społeczną – jednak prawdopodobnie w znacznie zmienionej i ograniczonej formie w porównaniu do wcześniejszych prognoz. Te ambitne plany będą musiały zostać zrewidowane np.

Tab. 2. Raport TEG odnośnie rekomendacji projektów zrównoważonych klimatycznie rekomendowanych i odrzuconych przez taksonomię klimatyczną [38].

Projekty uznane jako zrównoważone (zaakceptowane do wsparcia finansowego)	Projekty uznane jako powodujące znaczną emisję CO <sub>2</sub> (odrzucone, usunięte z listy wsparcia)
Proponowany do generowania energii elektrycznej nadzrędnym, próg emisji 100 g CO <sub>2</sub> e / kWh	Kontynuacja wytwarzania energii z węgla
Produkcja energii elektrycznej z energii słonecznej, wiatrowej, oceanicznej, wodnej, geotermalnej, gazowej i bioenergetycznej	Kontynuacja wytwarzania energii z paliw gazowych
Przesyłanie i dystrybucja energii elektrycznej	Nowa infrastruktura gazowa i gazociągi do przesyłu wodoru
Magazynowanie energii	Rozbudowa sieci gazowej (bez podłączenia instalacji biogazowych)
Produkcja biomasy, biogazu lub biopaliw	Uprawy sekwencyjne
Modernizacja sieci przesyłu i dystrybucji gazu	Magazynowanie gazu ziemnego
Kogeneracja oraz energetyka biogazowa/biometanowa	Produkcje pojazdów z bezpośrednimi emisjami (TTW) powyżej 50 gCO <sub>2</sub> e / 100km po roku 2025
Beztlenowy osad ściekowy, bioodpady	Infrastruktura do tankowania biopaliw
Wychwytywanie gazu wysypiskowego i wykorzystanie energii wytworzonej z wysypisk	
Bezpośrednie wychwytywanie CO <sub>2</sub> przez powietrze (potencjalne ?)	
Transport CO <sub>2</sub>	
Sekwestracja wychwyconego CO <sub>2</sub>	
Pojazdy o zerowej emisji bezpośredniej	

poprzez przesunięcie niektórych celów technologicznych, niezależnie od wcześniejszych deklaracji i postanowień rządów europejskich.

Ustalenia odnośnie skali wykorzystania gazu ziemnego w przemyśle, energetyce, transporcie i ogrzewnictwie nie powinny przesłaniać niektórych ważnych wyzwań regulacyjnych i środowiskowych, przed którymi stoi przemysł gazowy, a także niektórych poważnych różnic w zakresie traktowania paliw kopalnych w różnych częściach świata w szczególności w EU. Program ogólny dochodzenia do neutralności klimatycznej został ogłoszony przy akceptacji prawie wszystkich krajów EU. Polska jako jedyny kraj zapowiedziała możliwość realizacji własnego programu wprowadzania polityki klimatycznej w związku z głębokim uzależnieniem energetyki polskiej od węgla i brakiem niskoemisyjnej energetyki nuklearnej.

Przygotowanie odpowiednich regulacji dotyczących wprowadzania nowych technologii będzie realizowane w najbliższych latach. W tym zakresie powinna też być skorygowana strategia energetyczna Polski na lata 2020-2040 obejmująca zarówno działania ochraniające klimat promowane kierunkowo przez EU jak też ich prawdopodobne korekty czasowe i jakościowe.

Zapowiedź KE o ustanowieniu pierwszego kontynentu (Europa) neutralnego kli-

matycznie w roku 2050 z pewnością będzie podlegała weryfikacji w ciągu najbliższych dwóch lat w związku z aktualnym kryzysem gospodarczym. Paradoksalnie emisja CO<sub>2</sub> zmniejszy się w świecie i tym samym w Europie bez żadnych nakładów inwestycyjnych w wyniku kryzysu gospodarczego.

## 6. Realność wdrożenia nowych technologii wodorowych

Nie należy oczekiwać jakiegos przełomu technologicznego związanego m.in. z wprowadzeniem wodoru jako nośnika energii przed rokiem 2030. Wodór jest uważany za paliwo odnawialne w przyszłości (jest istotnym elementem proponowanej zero-emisyjnej gospodarki), jednak wytwarzanie wodoru metodą elektrolizy w dalszym ciągu jest wyzwaniem ekonomicznym, dlatego wydajność trzymywania wodoru z energii odnawialnej będzie czynnikiem, który może decydować o sukcesie nowej technologii.

Raport IEA przygotowany na wniosek Japonii dla G20 [8] stwierdza, że wykorzystanie czystego wodoru ma obecnie znaczny potencjał wynikający z polityki klimatycznej, a liczba projektów badawczych i demonstracyjnych na całym świecie gwałtownie rośnie. Jednak od projektów w skali laboratoryjnej do projektów komercyjnych daleka droga.

Raport [26] pokazuje listę nowych technologii powiązaną z wytwarzaniem i stosowaniem wodoru w sektorach gospodarczych: transport, energetyka i systemy celowniczo-klimatyczne, ciepło i energia do przemysłu, zastosowanie wodoru jako surowca w przemyśle chemicznym, które potencjalnie mogą zostać wprowadzone na rynek przed rokiem 2030.

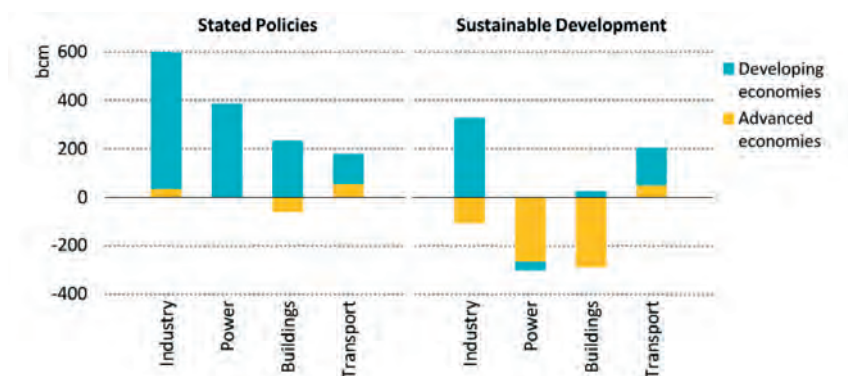
Koszt wytworzenia i wykorzystania technologii wodorowej będzie się zmieniał [26]. W przypadku zastosowań w przemyśle chemicznym wodoru jako surowca nie istnieje alternatywa dla stosowania niskoemisyjnego lub odnawialnego wodoru.

Termin osiągnięcia progu rentowności wymienionych na rysunku technologii wodorowych zależy w dużej mierze od regionu, z którego każdy ma własne ceny energii, gotowość infrastruktury i dostępne ramy polityczne wspierające zwiększenie skali i regulację [26]. Tego właśnie nie ujmuje nowa taksonomia klimatyczna [38]. Wybrane konkurencyjne rozwiązania niskoemisyjne muszą kwalifikować się jako w pełni niskoemisyjne, ale mogą obejmować CCS w stosownych przypadkach (przy współczynniku wychwytywania powyżej 90% (+)). Proponowane technologie muszą być również skalowalne i zdolne do osiągnięcia pełnej dekarbonizacji obszaru gospodarki w określonym czasie.

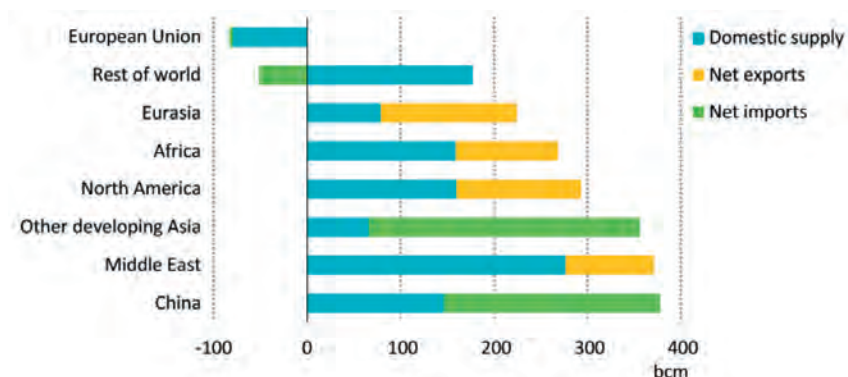
## 7. Działania globalnych wielkich firm naftowych i gazowniczych

Na działania wielkich firm gazowniczych i naftowych z pewnością oprócz deklaracji paryskiej z 2015 roku będą miały obecny kryzys energetyczny (niska cena ropy naftowej i gazu ziemnego) i kryzys gospodarczy wywołany pandemią koronawirusa (COVID-19). Trudno jest oszacować wpływ tego kryzysu na długofalową strategię firm. Niska cena paliw kopalnych i dostępność (obfitość) paliwa gazowego z pewnością jest korzystna w krótkiej perspektywie czasowej. Ograniczenie dochodów firm naftowych i gazowniczych z pewnością wpłynie na aktywność poszukiwawczą i eksploatacyjną najbliższych lat. Może mieć też wpływ na załamanie się rynku LNG, w najbliższych latach w związku z koniecznością spłaty zadłużenia olbrzymich inwestycji w sektor skraplania gazu w USA. Z pewnością wpłynie na tempo wewnętrznej dekarbonizacji gigantów.

Wielkie światowe i europejskie firmy naftowe, także zobowiązały się do znacznego ograniczenia emisji, to Shell, Total, Equinor, Lundin, Eni i Repsol [4, 7, 20]. Jako jeden z ostatnich wielkich dołączył do tej polityki gigant naftowy British Petroleum (BP) [4]. Tu trzeba zwrócić uwagę na sformułowanie koncernu BP informu-



Rys. 8 Zmiana zapotrzebowania na gaz w różnych rejonach świata według prognozy zużycia poszczególnych krajów (Stated Policies Scenario) oraz prognozy zrównoważonego rozwoju (Sustainable Development Scenario), na lata 2018-2040 (źródło: [13]).



Rys. 9. Zmiany dostaw gazu w różnych rejonach świata według prognozy poszczególnych krajów (Stated Policies Scenario) na lata 2018-2040 [13].

jące, że dotyczące redukcji emisji CO<sub>2</sub> ograniczone do zarządzania wewnątrz koncernu, nie zaś do wytwarzania i oferowania „zero emisyjnych” paliw kopalnych. Założone osiągnięcie celu zeroemisyjnego BP w 2050 r. to długi proces, ale jest to znaczący zwrot w strategii działania firmy BP. Pod względem skali zaangażowania w nowe projekty nisko-emisyjne stawia to BP na czele stawki, wraz z Repsol i Equinor. Inwestycje w odnawialne źródła energii i redukcję emisji dwutlenku węgla prawdopodobnie przekształcą BP w dłuższej perspektywie w zupełnie inną firmę niż obecnie.

Koncerny naftowe i gazownicze, z racji wydobywania i zagospodarowania paliw kopalnych, wytwarzają emisje CO<sub>2</sub> związaną ze swoją działalnością, a także w sposób pośredni będą częściowo w dalszym ciągu odpowiedzialne za emisję związaną ze spalaniem paliw kopalnych czy ich przetwarzaniem w przemyśle. Działania proponowane przez BP m.in. w zakresie zmniejszenia ekwiwalentnej emisji CO<sub>2</sub> (razem z emisją metanu w trakcie prac wydobywczych) mogą ograniczyć roczną emisję nawet o 400 milionów ton CO<sub>2</sub>, co w przybliżeniu odpowiada rocznej emisji Polski (ok. 340 mln t CO<sub>2</sub>) w ciągu następnych 20-30 lat [20].

Koncerny naftowe i gazowe są i będą pod presją polityków, opinii publicznej, własnych pracowników odnośnie działań zmniejszających emisje gazów cieplarnianych zagrażających zmianom klimatycznym.

szających emisje gazów cieplarnianych zagrażających zmianom klimatycznym.

## 8. Analizy energetyczne dla świata wg IEA

Analiza wykonana przez IEA wskazuje, że gaz ziemny jako najmniej uciążliwe ekologicznie paliwo kopalne w scenariuszu „Stated Policies Scenario” zakłada wzrost popytu na gaz o ponad jedną trzecią. W scenariuszu „Sustainable Development Scenario” popyt na gaz rośnie w sposób umiarkowany do 2030 r., a następnie jego udział wraca do obecnego poziomu z roku 2020. Prognozy są realne, przynajmniej w kategoriach względnych (udziału w mikście energetycznym). Ograniczenie emisji związanej ze zmniejszeniem paliw kopalnych musi się wiązać z ograniczeniem zużycia energii w świecie, co jest wątpliwe dla gospodarek azjatyckich. Przykład takiego wzrostu zużycia gazu (głównie importowanego) do Azji pokazany jest na rys. 8 (11).

Przemysł naftowy i gazowniczy odpowiada za ok. 38 % całkowitej emisji – w sposób bezpośredni odpowiada za (8%) i pośrednio (spalanie paliw kopalnych) 29%. [13]. Zatem ograniczenie tej emisji w sposób znacząco wpłynie na globalną emisję CO<sub>2</sub> w świecie. Ograniczenie tej emisji musiałoby się jednak wiązać z ograniczeniem zużycia energii w świecie wy-

nikającym z obecnego kryzysu. W dłuższej perspektywie głównie z uwagi na zakładany rozwój gospodarek rynków azjatyckich obserwować będziemy przyrost zużycia gazu – przynajmniej do połowy lat trzydziestych. Przykład takiego wzrostu zużycia gazu (głównie importowanego) do Azji pokazany jest na rys. 9 [13].

### Wnioski

1. Nowa strategia EU może ograniczyć (i ograniczy) wykorzystanie paliw kopalnianych metodami regulacyjnymi. Nie jest możliwe przeprowadzenie transformacji energetycznej polegającej na tym, że ludzkość będzie wykorzystywać tylko źródła odnawialne (tylko OZE).
2. Zwiększenie udziału energii odnawialnej w globalnym mikście energetycznym możliwe jest jedynie w przypadku ogromnych nakładów finansowych na modernizację energetyki i dalszego postępu technologicznego przy jednoczesnym gwałtownym zmniejszeniu popytu na energię (w EU)
3. Unia Europejska jest liderem rozwiązań pro-klimatycznych w świecie, to jednak działania EU powinny być w dłuższej perspektywie przynajmniej spójne z polityką klimatyczną największych państw świata pozostających poza wspólnotą europejską. Unia Europejska nie jest wyspą i niezależną gospodarką chronioną przez układ cel i zapór przed oddziaływaniem innych państw.
4. Polityka globalizacyjna Unii Europejskiej lat dziewięćdziesiątych skutkująca przeniesieniem znacznej części przemysłu do kraju źródła i globalizacją handlu światowego będzie oddziaływać na Europę, podobnie jak wpływa na USA i pozostałe kraje.
5. Wpływ obecnego kryzysu energetycznego i gospodarczego na spowolnienie wdrażania nowej polityki klimatycznej („zielonego ładu”) będzie znaczący.
6. Krótkookresowe cele klimatyczne zostaną zrealizowane znacznie wcześniej na skutek spowolnienia gospodarki i spodziewanej recesji gospodarki EU i pozostałych gospodarek.
7. Założone cele klimatyczne długookresowe prawdopodobnie zostaną odłożone w czasie o 5 lub 10 lat, z uwagi na konieczność pokonania spowolnienia gospodarczego lub/i recesji w najbliższych latach a także na skutek nowych wyzwań gospodarczych wywołanych niestabilnością łańcuchów dostaw wynikających z globalizacji a także koniecznością wypracowania nowych praktyk zabezpieczających rynki lokalne przed skutkami możliwych innych kryzysów światowych.
8. W perspektywie roku 2050 paliwa kopalne w dalszym ciągu będą podstawą gospodarki światowej, pomimo że procentowy udział ich wytwarzaniu energii zostanie ograniczony.

### Literatura

1. *An Integrated Energy Systems Approach to Decarbonization Policy: Is it the way forward?* OIES Electricity; Oxford Institute for Energy Studies, 2019
2. Blank, L, 1918: "On Armageddon" Part 3: The Threat of Climate Change, <https://medium.com/the-outsider-news/on-armageddon-part-3-the-threat-of-climate-change-dd85f7b5070c>, ed. 18.03.1918
3. Blazquez J., R. Fuentes-Bracamontes, B. Manzano: *A road map to navigate the energy transition*, The Oxford Institute for Energy Studies, October 2019
4. *BP aims for zero-net emission*, BP, 2020, <https://www.bp.com/en/global/corporate/news-and-insights/press-releases/bernard-looney-announces-new-ambition-for-bp.html>
5. Dolci et al. (2019), "Incentives and legal barriers for Power-to-Hydrogen pathways: An international snapshot", *International Journal of Hydrogen*; Vol. 44, Iss. 23, p 11394-11401
6. *EIA International Energy Outlook 2019*, <https://www.eia.gov/outlooks/ieo/>
7. ENI; <https://www.eni.com/en-IT/low-carbon/ghg-emission-reduction.html>
8. *Future of Hydrogen, 2019, Report of IEA, Paris*
9. *Gas and Energy Transition, DVGW, 2019*, <https://www.dvgw.de/english-pages/topics/gas-and-energy-transition/>
10. *Government of Japan, 2019: The Long-term Strategy under the Paris Agreement Cabinet decision, June 11, 2019* (on line)
11. GRDF 2019, *Presentation at Strategy Committee Meeting, IGE, Stavanger, "Renewable gas as a Strong contributor to energy transition"* (unpublished)
12. Hefner, R. A. III, *The age of energy gases*, In *The New Millennium, Int. J. of Hydrogen Energy*, vol. 27, p. 1 – 9
13. *IEA World Energy Outlook 2019*, <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2019>
14. IGU 2019, Linke G, *DVGE presentation, IGU Committee of Strategy 2nd Meeting Stavanger 19/20.03.2019* (unpublished)
15. IPCC, 2018: *Global Warming of 1.5°C. An IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change, sustainable development, and efforts to eradicate poverty* [V. Masson-Delmotte, P. Zhai, H. O. Pörtner, D. Roberts, J. Skea, P.R. Shukla, A. Pirani, W. Moufouma-Okia, C. Péan, R. Pidcock, S. Connors, J. B. R. Matthews, Y. Chen, X. Zhou, M. I. Gomis, E. Lonnoy, T. Maycock, M. Tignor, T. Waterfield (eds.)].
16. Johnston, R. J., R. Blakemore, R. Bell, *The Role of Oil & Gas Companies in the Energy Transition*, Atlantic Council 2019
17. Kouchachvili & Entchev (2018): "Power to gas and H2/NG blend in SMART energy networks concept", *Renewable Energy*;
18. Lambert, M., *Power-to-Gas: Linking Electricity and Gas in a Decarbonising World?*, The Oxford Institute for Energy Studies, October 2018
19. Le Fevre Ch., *A review of prospects for natural gas as a fuel in road transport*, The Oxford Institute for Energy Studies, April 2019
20. *Major trend emerges for net-zero targets*, *Petroleum Economist*, 2020, <https://www.petroleum-economist.com/articles/low-carbon-energy/energy-transition/2020/major-trend-emerges-for-net-zero-targets>
21. Melaina, M. W., O. Antonia, M. Penev, *Blending Hydrogen into Natural Gas Pipeline Networks: A Review of Key Issues*, Technical Report NREL/TP-5600-51995 March 2013
22. Mete G., *Transitions and the Future of Gas in the EU. Subsidise or Decarbonise*, International Energy Charter, Brussels, Palgrave MacMillan, 2020
23. Nagy S., *Gospodarka wodorowa a dekarbonizacja przemysłu gazowniczego*, *Przegląd Gazowniczy*, nr 4 (62), p.8-13, 2019
24. Nagy S., *Strategiczne kierunki działania przemysłu gazowniczego w kontekście ograniczenia emisji CO2 i osiągnięcia 'neutralności klimatycznej' w 2050 roku*, *Przegląd Gazowniczy*, nr 1 (63), 2020
25. *Paris Agreement, 2015*: <https://unfccc.int/process/conferences/pastconferences/paris-climate-change-conference-nov14jember-2015/paris-agreement> (on line)
26. *Path to hydrogen competitiveness. A cost perspective*, Hydrogen Council, <http://www.hydrogencouncil.com>. Jan 20, 2020/Janua
27. Patzek T., *Green New Deal: A Transition to What?*, Seminarium Sekcja Wiertnictwa i Górnictwa Otworowego Komitetu Górnictwa PAN, AGH Kraków, 5/27/2019 (nie publ.)
28. *Roadmap Gas 2050 (DVGW Projekt): 2019-2022*: <https://www.dvgw.de/themen/forschung-und-innovation/forschungsprojekte/dvgw-forschungsprojekt-roadmap-gas-2050/> (on line)
29. *Sector integration – making effective use of synergies*, 2019, DVGW, <https://www.dvgw.de/english-pages/topics/gas-and-energy-transition/integrated-energy/>
30. Staffell et al. (2019) "The role of hydrogen and fuel cells in the global energy system", *Energy and Environmental Science*.
31. Stern, J., *Narratives for Natural Gas in Decarbonising European Energy Markets*, The Oxford Institute for Energy Studies, February 2019
32. *The European Green Deal, Communication from the Commission to the European Parliament...*, Brussels, 11.12.2019 COM(2019) 640 final
33. van Foreest, F., *Does natural gas need a decarbonisation strategy? The cases of the Netherlands and the UK* The Oxford Institute for Energy Studies, 2011
34. van Nuffel, L., et al., *Impact of the use of the bio-methane and hydrogen potential on trans-European infrastructure Report Trinomics for EU*, September 2019
35. *Wasserstoff und Energiewende, 2019*; <https://www.dvgw.de/themen/gas-und-energiewende/wasserstoff-und-energiewende/> (on line)
36. Weidner E, et al. *CEN e CENELEC sector forum energy management/working group hydrogen final report*, 2016.
37. IGU, *Gas Innovations for a Sustainable Energy Future*, March 2020, <http://www.IGU.org>
38. *Taxonomy: Final report of the Technical Expert Group on Sustainable Finance*, EU TEG, March 2020

Stanisław Nagy

AGH Akademia Górniczo-Hutnicza  
w Krakowie  
Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu

# Zużycie energii na ogrzewanie budynków w 2019 r. w wybranych miastach Polski



Józef Dopke

## Energy Consumption for Buildings Heating in the Year 2019 for Select Cities of Poland

### Summary:

The figure gives monthly average air temperature from January to December in the year 2019 for Hel, Gdansk Rebiechowo and Warsaw Okęcie. This paper presents and discusses annual average and annual average without summer (June, July and August) air temperature for Hel, Gdansk Rebiechowo, Gdansk, Warsaw Okęcie. The figures present annual heating degree days without summer to base temperature 15°C and energy consumption changes for buildings heating for Hel in the year period 1999-2019,

Gdansk in the year period 2003-2019, Gdansk Rebiechowo in the year period 1987-2019 and Warsaw Okęcie in the year period 1999-2019. The table gives monthly average air temperature difference and energy consumption changes for buildings heating between the year 2019 and 2018 for select cities of Poland.

### Streszczenie:

Na rysunkach przedstawiono średnią miesięczną temperaturę powietrza od stycznia do grudnia 2019 r. dla Helu, Gdańska Rebiechowa i Warszawy Okęcia. Podano i omówiono średnie roczne temperatury powietrza oraz średnie roczne temperatury powietrza bez lata dla Helu, Gdańska Rebiechowa, Gdańska i Warszawy Okęcia. Na rysunkach zilustrowano roczne liczby stopniogrzmowania bez lata dla temperatury bazowej 15°C oraz zmiany zużycia energii na ogrzewanie budynków dla Helu w wieloletniu 1999-2019, Gdańska w wieloletniu 2003-2019, Gdańska Rebiechowa w wieloletniu 1987-2019 i Warszawy Okęcia w wieloletniu 1999-2019. W tabeli podano różnice średniej miesięcznej temperatury powietrza oraz zmia-

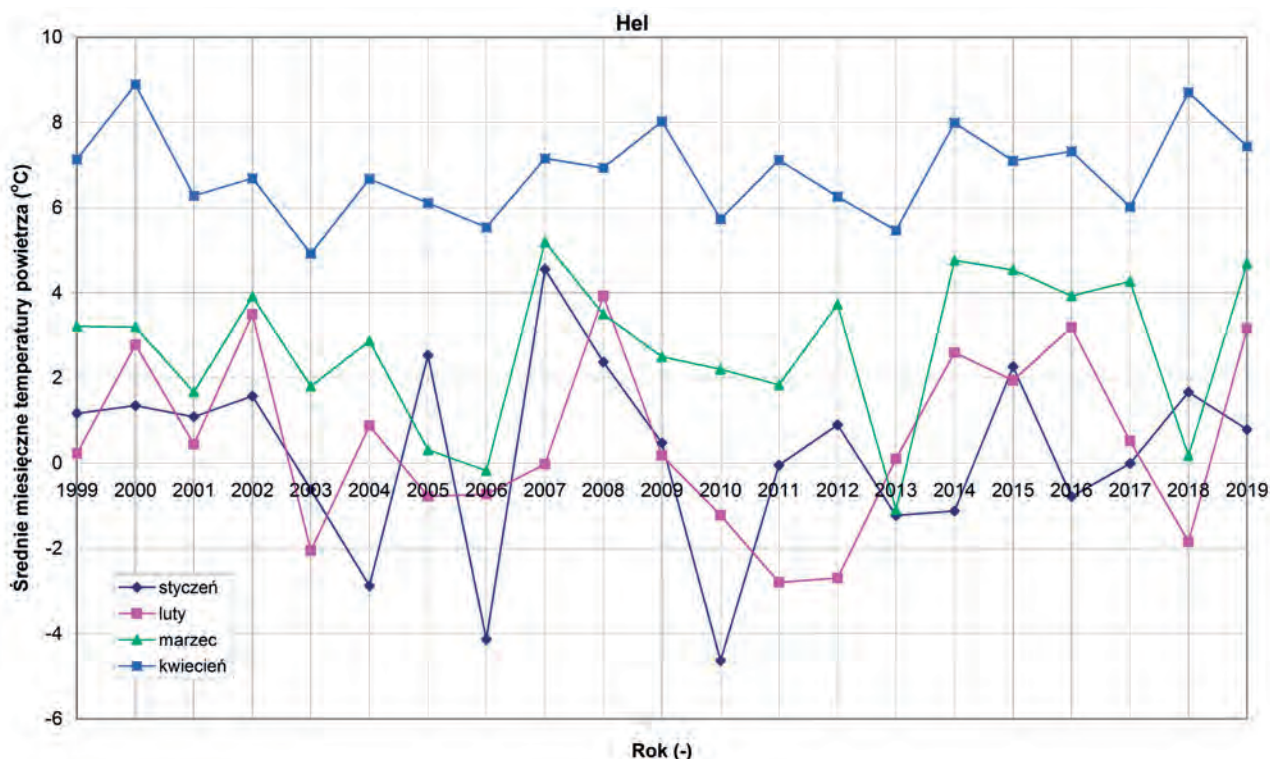
ny zużycia energii na ogrzewanie budynków w wybranych miastach Polski w 2019 r. względem 2018 r.

### Wstęp

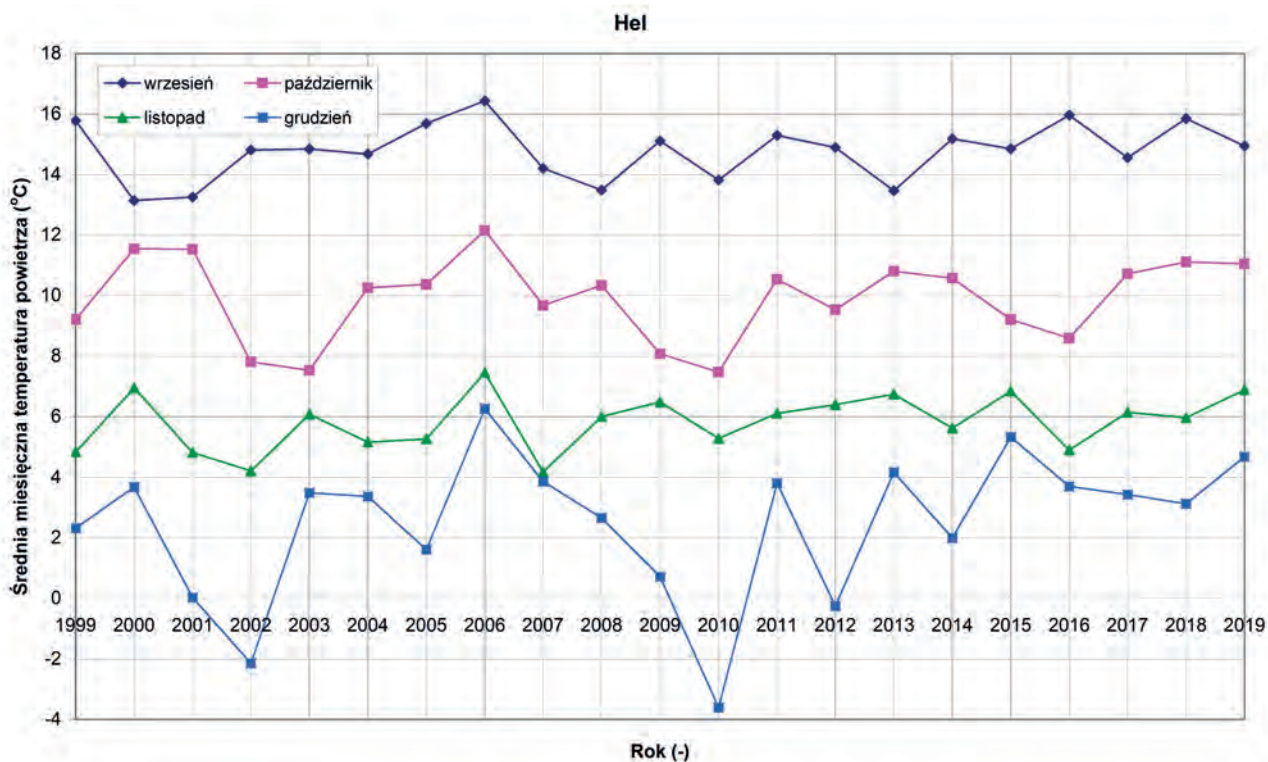
Średnia roczna temperatura powietrza w Warszawie w 2018 r. była jedną z najwyższych w historii pomiarów meteorologicznych, podobnie jak w 2015 r. Anomalie pogodowe nie są zjawiskami występującymi tylko w ostatnich latach. Jeszcze przed systematycznymi pomiarami meteorologicznymi w Rzeczypospolitej Obojga Narodów w siedemnastowiecznych pamiętnikach można znaleźć opis różnych anomalii pogodowych. Te anomalie wystąpiły również w 2019 r. Kwiecień i maj były jedne z zimniejszych miesięcy natomiast czerwiec najcieplejszy, np. w Warszawie od 1779 r. Według danych opublikowanych przez europejską sieć badawczą Copernicus Climate Change Service (TVP.INFO.pl z dnia 05.08.2019 r.) tegoroczny lipiec był najcieplejszym miesiącem od początku pomiarów meteorologicznych na świecie. Wziasowicze odpoczywający w tym roku nad Bałtykiem przekonali się, że w Polsce lipiec był jednym z zimniejszych. Natomiast sierpień w 2019 r. po sierpniu 2015 r. był drugim w rankingu ciepłych miesięcy w wieloletniu 2014-2019.

### Średnie miesięczne temperatury powietrza w wybranych miastach

Ze średnich dziennych temperatur powietrza [1] obliczono średnie miesięczne temperatury powietrza, średnie roczne temperatury



Rys. 1. Średnie miesięczne temperatury powietrza od stycznia do kwietnia w Helu w wieloletniu 1999-2019



Rys. 2. Średnie miesięczne temperatury powietrza września, października, listopada i grudnia w wieloletniu 1999-2019 r. w Helu

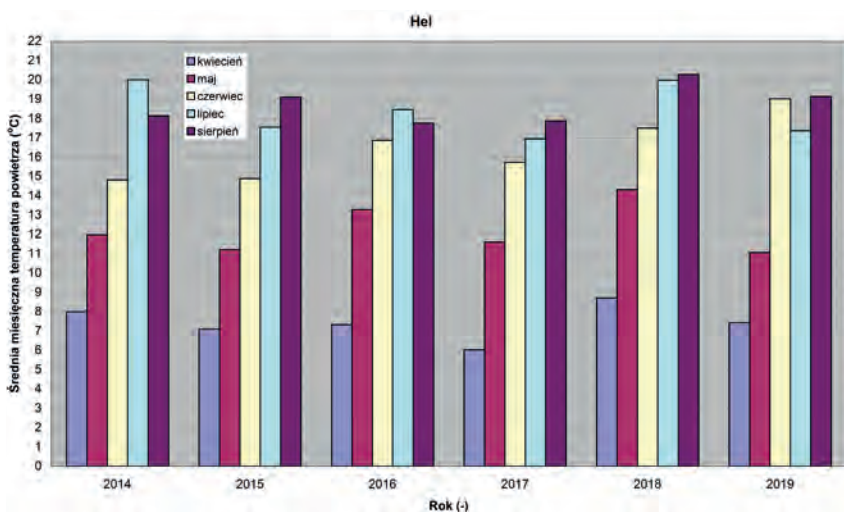
powietrza oraz średnie roczne temperatury bez lata (bez czerwca, lipca i sierpnia) dla analizowanych miast Polski.

Najniższe i najwyższe miesięczne temperatury powietrza na Helu w wieloletniu 1999-2019 przedstawiono na rys. 1, 2. Najniższa temperatura powietrza stycznia (-4,64°C) wystąpiła w 2010 r. a najwyższa (4,55°C) w 2007 r. W 2019 r. średnia miesięczna temperatura stycznia wynosiła 0,79°C. Najniższa temperatura powietrza lutego (-2,8°C) wystąpiła w 2011 r. a najwyższa (3,92°C) w 2008 r. Średnia miesięczna temperatura lutego 2019 r. wynosiła 3,15°C.

W marcu najniższa temperatura powietrza (-1,09°C) wystąpiła w 2013 r. a najwyższa (5,19°C) w 2007 r. W 2019 r. średnia miesięczna temperatura lutego wynosiła 4,69°C.

Kwiecień z temperaturą 7,44°C nie był najzimniejszy. W rankingu najniższych średnich miesięcznych temperatur powietrza w wieloletniu 1999-2019 pierwsze miejsce zajmuje 2003 r. (4,92°C), następnie 2013 r. (5,46°C), 2006 r. (5,54°C) i 2010 r. (5,73°C). Najcieplejszy kwiecień na Helu wystąpił w 2000 r. (8,89°C).

Maj 2019 r. (11,06°C) był najzimniejszym majem w wieloletniu 2014-2019 (rys. 3). W wieloletniu 1999-2019 średnia temperatura maja wynosiła 11,79°C. Tak więc maj 2019 r. miał średnie temperatury powietrza mniejsze o 0,73°C od średniej w wieloletniu 1999-2019. Czerwiec w Helu był w 2019 r. (19,02°C) najcieplejszy od 1999 r.



Rys. 3. Średnia miesięczna temperatura powietrza od kwietnia do sierpnia 2019 r. dla Helu [1] w wieloletniu 2014-2019

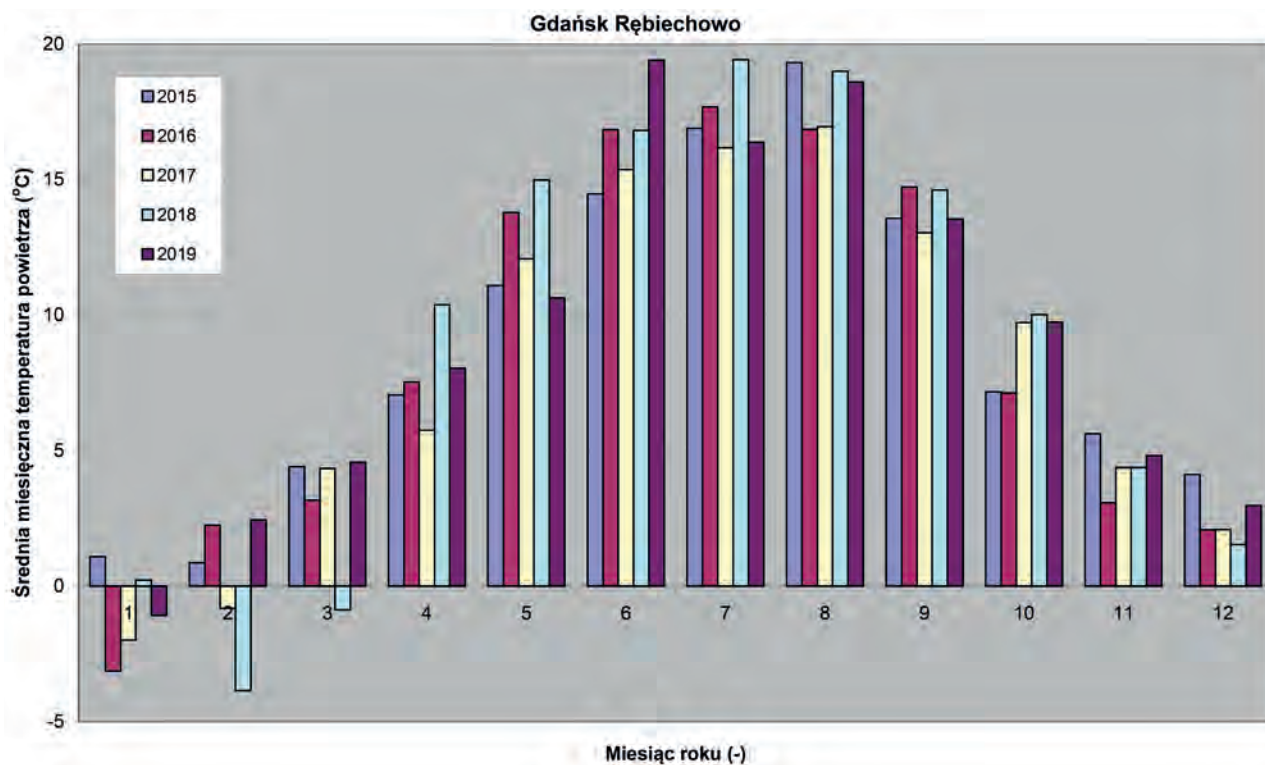
Według danych opublikowanych przez europejską sieć badawczą Copernicus Climate Change Service (TVP.INFO.pl z dnia 05.08.2019 r.) tegoroczny lipiec był najcieplejszym miesiącem od początku pomiarów meteorologicznych na świecie. Wczasowicze odpoczywający w 2019 roku nad Bałtykiem przekonali się, że w Polsce lipiec 2019 r. (17,36°C) był jednym z zimniejszych. Ciepłszy był lipiec w 2014 r. (20°C), 2018 r. (19,97°C), 2016 r. (18,46°C) oraz 2015 r. (17,55°C).

Na Helu najcieplejszy sierpień wystąpił w 2018 r. (20,28°C), następnym w tym rankingu był 2019 r. (19,15°C), 2015 r. (19,11°C), 2014 r. (18,34°C), 2017 r. (17,88°C) i 2016 r. (17,76°C).

Tak więc ani lipiec ani sierpień nie były najcieplejsze w wieloletniu 2014-2019. Tegoroczny sierpień w Helu był najcieplejszy w okresie od 25.08.2019 r. do 31.08.2019 r. ze średnimi temperaturami dziennymi od 20,4°C do 22,7°C, a temperatura wody na wschodniej plaży Helu wynosiła nawet 20°C.

Wrzesień 2019 r. ze średnią miesięczną temperaturą powietrza 14,95°C był przeciętnym. Najniższą temperaturę września odnotowano w 2000 r. (13,15°C) a najwyższą w 2006 r. (16,44°C). Najniższa średnia temperatura października wystąpiła w 2010 r. (7,48°C) a najwyższa w 2006 r. (12,15°C). W 2019 r. ta temperatura wynosiła 11,06°C.





Rys. 4. Średnia miesięczna temperatura powietrza w Gdańsku Rębiechowie [1] w wieloleciu 2015-2019

Najniższa średnia temperatura listopada wystąpiła w 2002 r. (4,21°C) a najwyższa w 2006 r. (7,46°C). W 2019 r. ta temperatura wynosiła 6,89°C. Najniższa średnia temperatura grudnia wystąpiła w 2010 r. (-3,61°C) a najwyższa w 2006 r. (6,27°C). W 2019 r. ta temperatura wynosiła 4,68°C.

Miesięczne temperatury powietrza w Gdańsku Rębiechowie w wieloleciu 1999-2019 przedstawiono na rys. 4. Ich wartości zmieniają się podobnie jak na Helu. Miesiące grzewcze w lutym, marcu, listopadzie i grudniu są cieplejsze w 2019 r. niż w 2018 r. Pozostałe miesiące grzewcze styczeń, kwiecień, maj, wrzesień i październik są zimniejsze w 2019 r. niż w 2018 r. Czerwiec 2019 r. z temperaturą 19,41°C był najcieplejszy od 1987 r., najzimniejszy był w 1991 r. (13,1°C). Najcieplejszy lipiec był w 2006 r. (20,76°C), najzimniejszy w 2000 r. (14,93°C) a w 2019 r. średnia miesięczna temperatura wynosiła 16,37°C. Najcieplejszy sierpień był w 1997 r. (20,76°C), najzimniejszy w 1987 r. (14,34°C) a w 2019 r. średnia miesięczna temperatura wynosiła 18,59°C.

Na rys. 5 porównano średnie miesięczne temperatury powietrza w Warszawie Okęciu i w Paryżu na lotnisku Charles de Gaulle w 2019 r. Zarówno czerwiec jak i sierpień były cieplejsze w Warszawie niż w Paryżu. Pozostałe miesiące były cieplejsze w Paryżu niż w Warszawie Okęciu.

W Warszawie Okęciu w 2019 r. styczeń był o 2,51°C, kwiecień o 2,65°C, maj o 5,04°C, lipiec o 2,3°C, wrzesień o 1,48°C zimniejszy niż

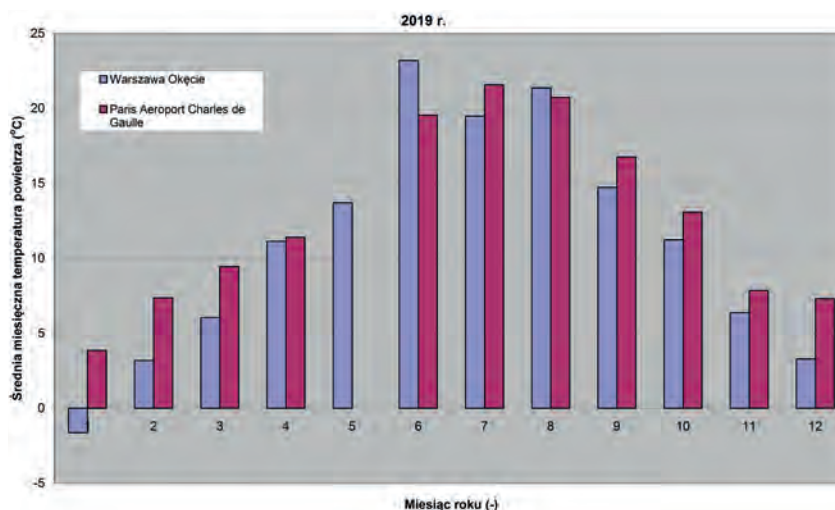
w 2018 r. Natomiast luty był o 6,13°C, marzec o 4,96°C, czerwiec o 3,16°C, sierpień o 0,23°C, październik o 0,99°C, listopad o 1,69°C i grudzień o 1,72°C cieplejszy niż w 2018 r.

Czerwiec w 2019 r. był najcieplejszy w Warszawie [2] od 1779 r. W wieloleciu 1779-2019 najwyższa średnia miesięczna temperatura lipca wystąpiła w 2006 r. i wynosiła 23,57°C a najniższa w 1832 r. i wynosiła 14,6°C [2]. Tegoroczna średnia miesięczna temperatura lipca 19,49°C jest niższa od tej z 2006 r. o 4,08°C. Należy przy tym zaznaczyć, że średnie miesięczne temperatury mierzone przed XX wiekiem innymi instrumentami pomiarowymi, liczone według innych metod, innych definicji i w innych miejscach. Porównywanie

tych temperatur z obecnie mierzonymi nasuwa wiele wątpliwości.

### Średnia roczna temperatura powietrza bez lata

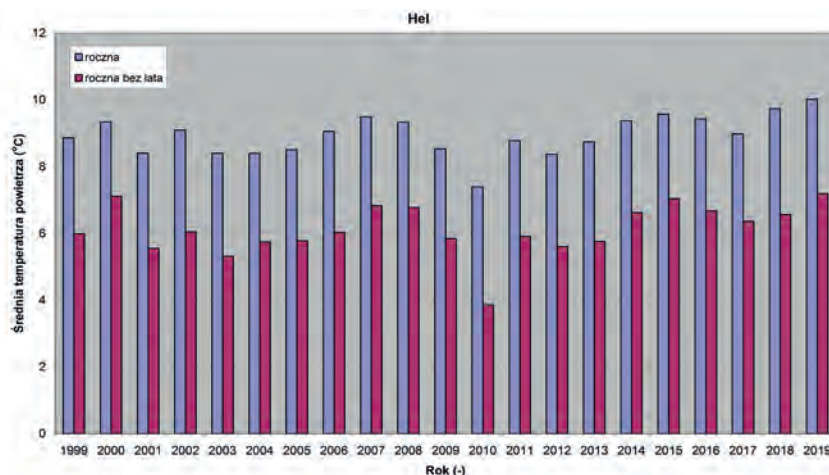
Średnia roczna temperatura powietrza bez lata (czerwca, lipca i sierpnia, w których nie ogrzewa się budynków) ma wpływ na poziom zużycia energii na ogrzewanie budynków. Wynosiła ona w Helu (rys. 6) 7,19°C w 2019 r., 7,12°C w 2000 r., 7,03°C w 2015 r., 6,83°C w 2007 r. i 6,78°C w 2008 r. Jak widać ta średnia temperatura była najwyższa w 2019 r. w całym wieloleciu 1999-2019. Można więc przypuszczać, że zużycie energii na ogrzewanie budynków w Helu będzie najniższe od 1999 r.



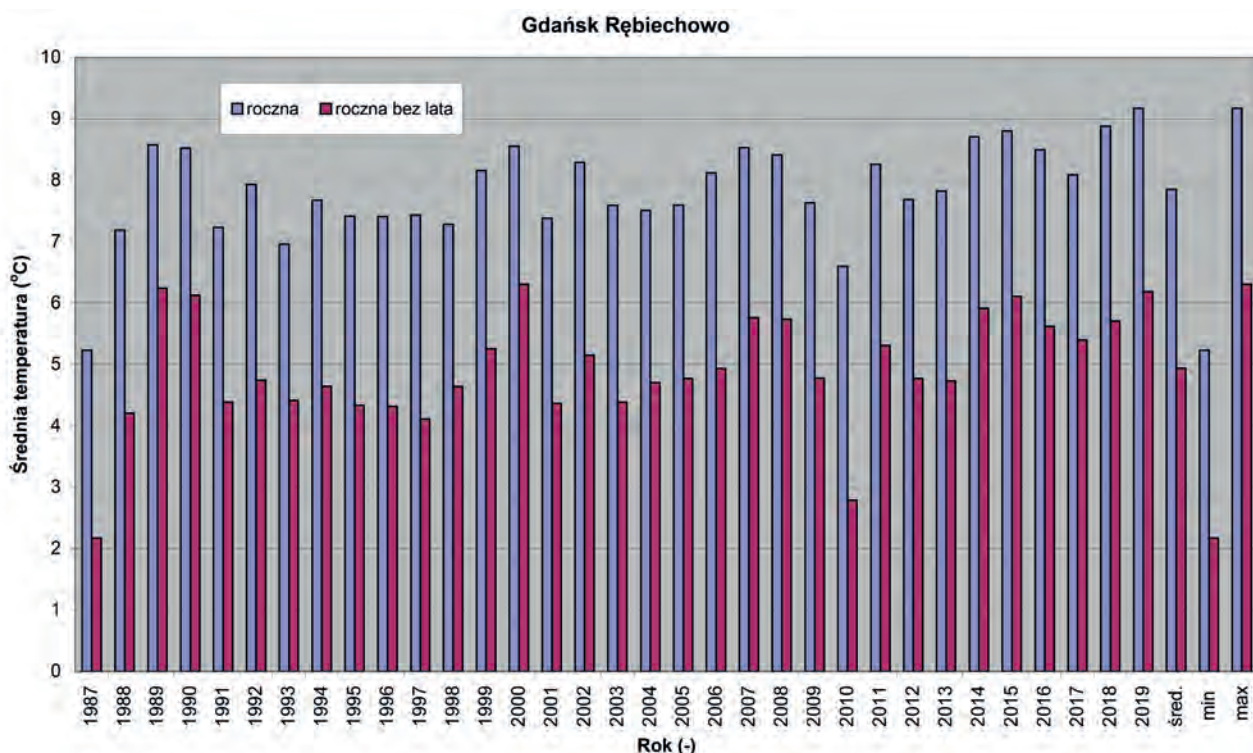
Rys. 5. Średnia miesięczna temperatura powietrza w Warszawie Okęciu i w Paryżu na Lotnisku Charles de Gaulle [1] w 2019 r.

Najniższa średnia roczna temperatura bez lata wystąpiła w 2010 r. (3,86°C) a następnie w 2003 r. (5,3°C), 2001 r. (5,51°C) i w 2012 r. (5,61°C).

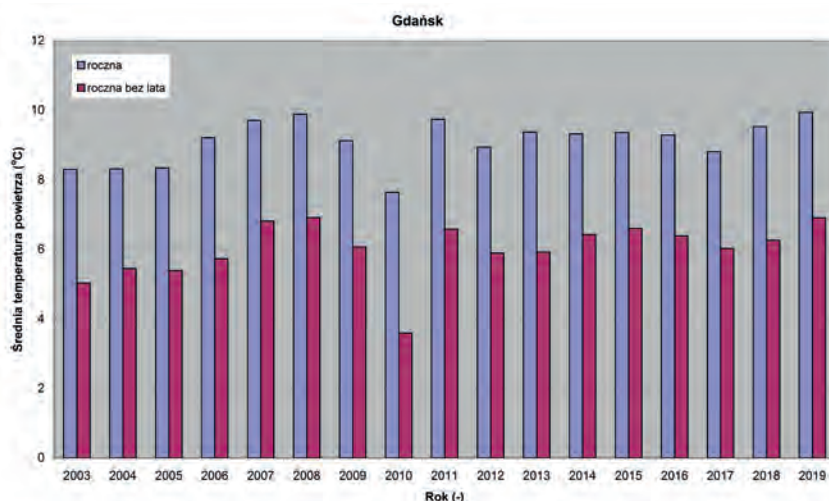
Średnia roczna temperatura powietrza bez lata wynosiła w Gdańsku Rębiechowie (rys. 7) 6,31°C w 2000 r., 6,24°C w 1989 r., 6,19°C w 2019 r., 6,12°C w 1990 r. i 6,11°C w 2015 r. Jak widać ta średnia temperatura była najwyższa w 2000 r. w wieloleciu 1999-2019. Można więc przypuszczać, że zużycie energii na ogrzewanie budynków w Gdańsku Rębiechowie nie będzie najniższe w 2019 r. w wieloleciu 1999-2019. Najniższa średnia roczna temperatura bez lata wystąpiła w 1987 r. (2,17°C) a następnie w 2010 r. (2,79°C).



Rys. 6. Średnia roczna oraz średnia roczna bez lata (czerwiec, lipiec i sierpień) temperatura powietrza w Helu [1] w wieloleciu 1999-2019



Rys. 7. Średnia roczna oraz średnia roczna bez lata (czerwiec, lipiec i sierpień) temperatura powietrza w Gdańsku Rębiechowie [1] w wieloleciu 1999-2019



Rys. 8. Średnia roczna oraz średnia roczna bez lata (czerwiec, lipiec i sierpień) temperatura powietrza w Gdańsku [1] w wieloleciu 2003-2019

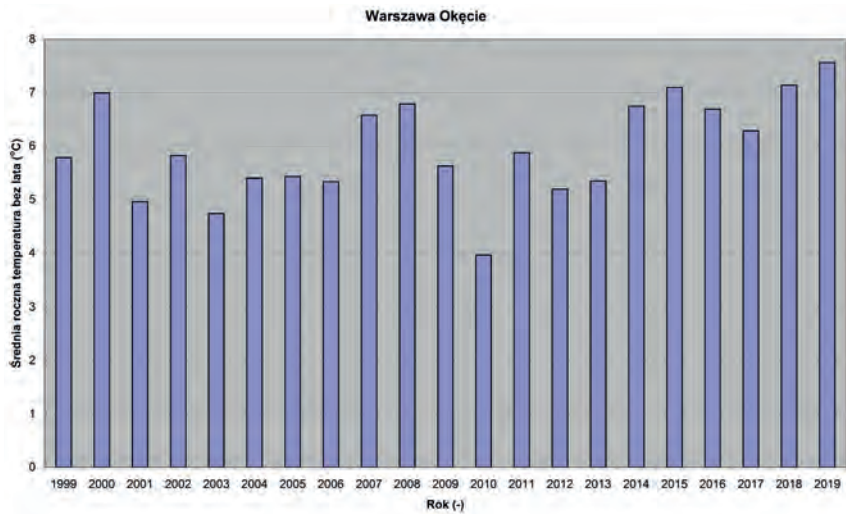
Średnia roczna temperatura powietrza bez lata wynosiła w Gdańsku (rys. 8) 6,92°C w 2008 r., 6,91°C w 2019 r., 6,82°C w 2007 r. i 6,61°C w 2015 r. Średnia temperatura nie była najwyższa w 2019 r. w wieloleciu 2003-2019. Można więc przypuszczać, że zużycie energii na ogrzewanie budynków w Gdańsku nie będzie najniższe w 2019 r. w wieloleciu 2003-2019. Najniższa średnia roczna temperatura bez lata wystąpiła w 2010 r. (3,59°C) a następnie w 2003 r. (5,04°C), w 2005 r. (5,39°C) i w 2004 r. (5,54°C).

Średnia roczna temperatura powietrza bez lata wynosiła w Warszawie Okęciu (rys. 9) 7,56°C w 2019 r., 7,14°C w 2018 r., 7,1°C w 2015 r. i 7°C w 2000 r. Jak widać ta średnia temperatura była najwyższa w 2019 r. w wie-

lolecia 1999-2019. Można więc przypuszczać, że zużycie energii na ogrzewanie budynków w Warszawie Okęciu będzie najniższe w 2019 r. w wieloleciu 1999-2019 Najniższa średnia roczna temperatura bez lata wystąpiła w 2010 r. (3,96°C) a następnie w 2003 r. (4,74°C) i w 2001 r. (4,96°C).

### Miesięczna liczba stopniogrzań Sd(15°C)

W Gdańsku Rębiechowie (rys. 10) w lutym 2019 r. (Sd(15°C)=351,2°Cdzień) zużyto istotnie mniej energii (o 33,47%) na ogrzewanie niż w 2018 r. (Sd(15°C)=527,9°Cdzień). Podobnie ciepły marzec 2019 r. (323°Cdzień) skutkował mniejszym zużyciem energii (o 43,35%) niż w 2018 r. (492°Cdzień). Podobnie w listopadzie 2019 r. zużyto o 4,2% a w grudniu o 10,69% mniej energii na ogrzewanie niż w 2018 r. W pozostałych miesiącach 2019 r. zużycie energii na ogrzewanie było większe o 8,77% w styczniu, o 52,34% w kwietniu, 3,4 razy w maju, o 9,89% we wrześniu, o 5,07% w październiku niż w 2018 r. Roczna liczba stopniogrzań bez lata (czerwca, lipca i sierpnia, w których nie ogrzewa się budynków) wynosiła Sd(15°C)=2433,7°Cdni w 2019 r. i 2608,3°Cdni w 2018 r. Zużycie energii na ogrzewanie budynków w Gdańsku Rębiechowie było w 2019 r. o 6,69% mniejsze niż w 2018 r.



Rys. 9. Średnia roczna temperatura powietrza bez lata (czerwca, lipca i sierpnia) w Warszawie Okęciu [1] w wieloleciu 1999-2019

ni grzania bez lata (czerwca, lipca i sierpnia, w których nie ogrzewa się budynków) wynosiła Sd(15°C)=2433,7°Cdni w 2019 r. i 2608,3°Cdni w 2018 r. Zużycie energii na ogrzewanie budynków w Gdańsku Rębiechowie było w 2019 r. o 6,69% mniejsze niż w 2018 r.

Miesięczną liczbę stopniogrzań Sd(15°C) dla temperatury bazowej 15°C w 2018 i 2019 r. w Sandomierzu podano na rys. 11. Różnice w zużyciu energii na ogrzewanie między 2018 i 2019 r. w Sandomierzu były podobne jak w Gdańsku Rębiechowie z wyjątkiem października. Październik 2019 r. był w Sandomierzu, podobnie jak w Warszawie Okęciu i Toruniu, cieplejszy niż w 2018 r.

### Zmiana zużycia energii na ogrzewanie budynków

Energia w gospodarstwach domowych i innych budynkach przeznaczona jest na ogrzewanie pomieszczeń, grzanie wody użytkowej, przygotowanie posiłków, suszenie odzieży i bielizny. To zużycie można przedstawić w postaci najprostszego modelu [3]:

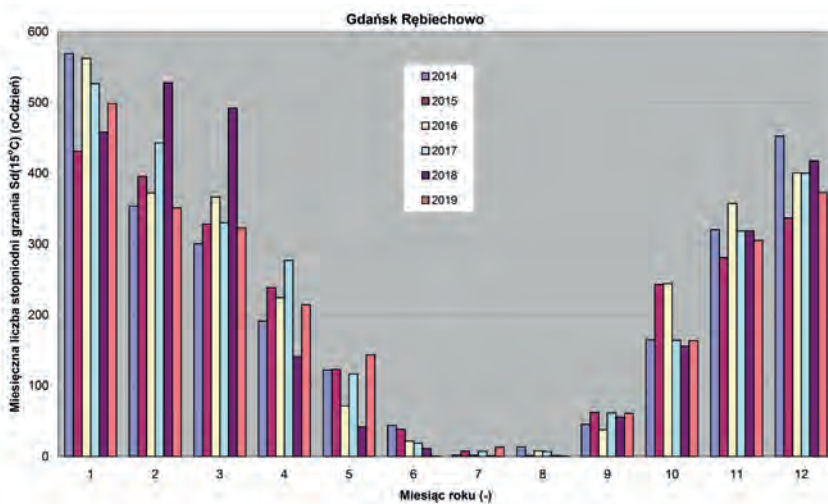
$$E = a + b \cdot Sd(t_b) + e \quad (1)$$

gdzie:

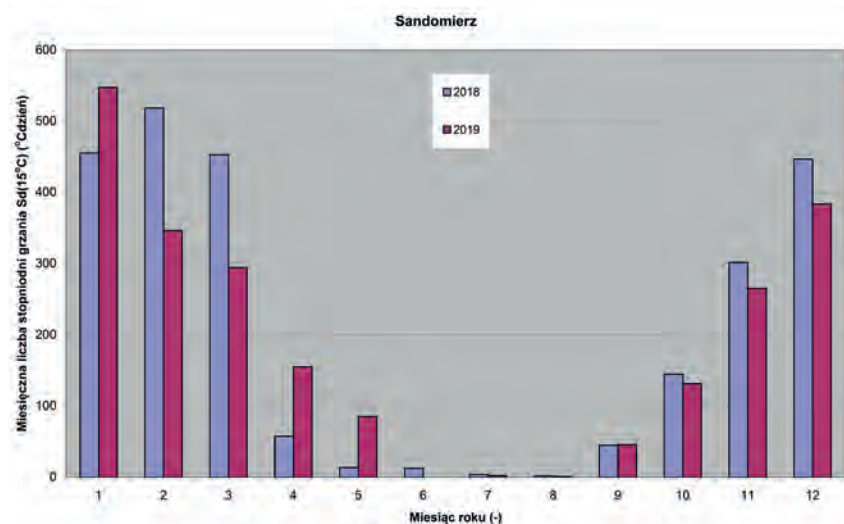
- E – zużycie energii,
- a, b – współczynniki,
- Sd(t<sub>b</sub>) – funkcja liczby stopniogrzań w zależności od bazowej temperatury t<sub>b</sub>,
- t<sub>b</sub> – temperatura bazowa,
- e – błąd metody.

Przedstawiona zależność dotyczy wszystkich paliw stosowanych w domach mieszkalnych i budynkach użyteczności publicznej. Wielkość a określa stałe zużycie energii na grzanie wody użytkowej, przygotowanie posiłków, suszenie odzieży i bielizny. Wielkość b·Sd(t<sub>b</sub>) jest zmiennym zużyciem energii na ogrzewanie budynków zależnym od przebiegu pogody.

Najmniejszą roczną liczbę stopniogrzań grzania bez lata w Helu (rys. 12) stwierdzono w 2019 r. o wartości Sd(15°C)=2161,5°Cdni. Następnymi latami w tym rankingu były 2000 r. o Sd(15°C)=2177,3°Cdni, 2015 r. o 2188,2°Cdni, 2007 r. o 2247°Cdni i 2008 r. o 2259°Cdni.



Rys. 10. Miesięczna liczba stopniogrzań Sd(15°C) dla temperatury bazowej 15°C w wieloleciu 2014-2019 w Gdańsku Rębiechowie



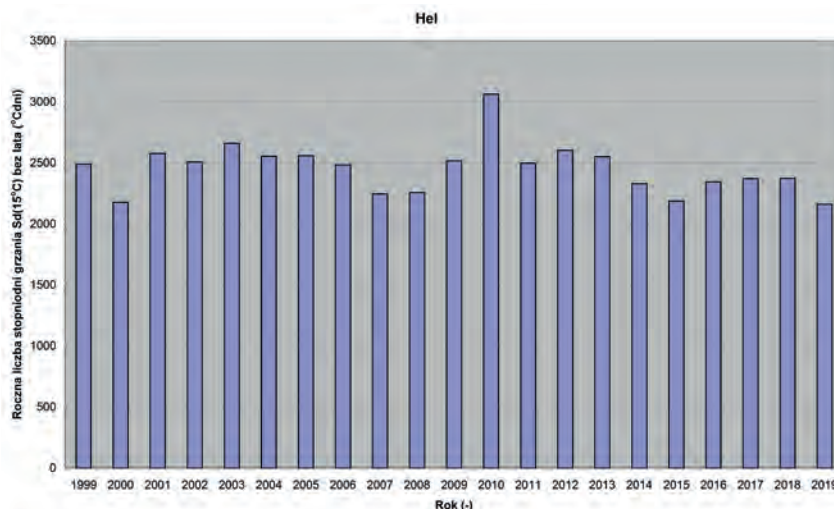
Rys. 11. Miesięczna liczba stopniogrzań Sd(15°C) dla temperatury bazowej 15°C w 2018 i 2019 r. w Sandomierzu

ni. Najzimniejsze lata o najwyższych liczbach stopniodni grzania bez lata to kolejno: 2011 r. o  $S_d(15^\circ C)=3063^\circ Cdn$ , 2003 r. o  $2661^\circ Cdn$ , 2012 r. o  $2603,5^\circ Cdn$  i 2001 r. o  $2578^\circ Cdn$ .

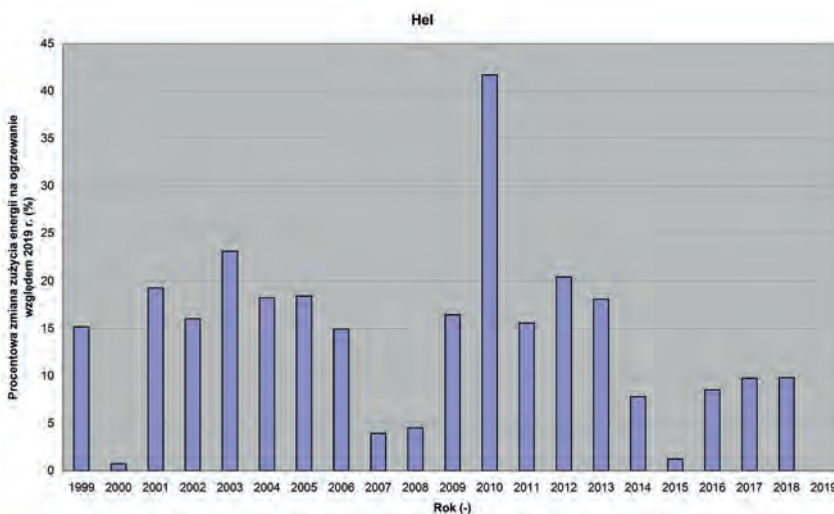
Procentowe zmiany zużycie energii na ogrzewanie budynków w Helu względem 2019 r. o najniższej liczbie stopniodni grzania bez lata  $S_d(15^\circ C)$  przedstawiono na rys. 13. Zużycie energii na ogrzewanie budynków w Helu było większe o 41,71% w 2010 r., 23,11% w 2003 r., 20,45% w 2012 r., 19,27% w 2001 r.,..., o 4,51% w 2008 r., 3,96% w 2007 r., 1,24% w 2015 r. i 0,73% w 2000 r. niż w najcieplejszym 2019 r. w analizowanym wieloleciu 1999-2019.

Najmniejszą roczną liczbę stopniodni grzania bez lata w Gdańsku Rębiechowie (rys. 14) stwierdzono w 1989 r. o wartości  $S_d(15^\circ C)=2410,7^\circ Cdn$ . Następnymi latami w tym rankingu były 2000 r. o  $S_d(15^\circ C)=2415,9^\circ Cdn$ , 1990 r. o  $2428,8^\circ Cdn$ , 2019 r. o  $2433,7^\circ Cdn$  i 2015 r. o  $2441^\circ Cdn$ . Najzimniejsze lata o najwyższych liczbach stopniodni grzania bez lata to kolejno: 1987 r. o  $S_d(15^\circ C)=3505,4^\circ Cdn$ , 1996 r. o  $3424,5^\circ Cdn$ , 2010 r. o  $3338,5^\circ Cdn$  i 1997 r. o  $2994,1^\circ Cdn$ .

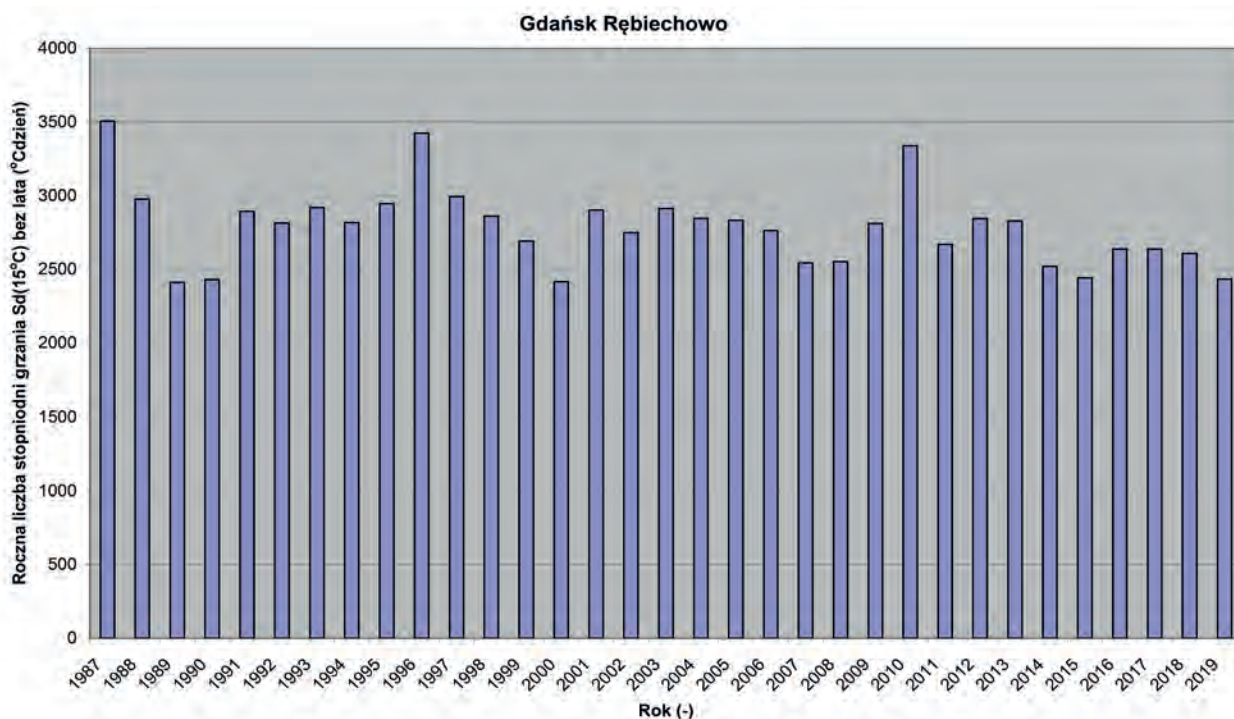
Procentowe zmiany zużycie energii na ogrzewanie budynków w Gdańsku Rębiechowie względem 1989 r. o najniższej liczbie stopniodni grzania bez lata  $S_d(15^\circ C)=2410,7^\circ Cdn$  przedstawiono na rys. 15. Zużycie energii na ogrzewanie budynków w Gdańsku Rębiechowie było większe o 45,41% w 1987 r., 42,05% w 1996 r., 38,49% w 2010 r., 24,2% w 1997 r.,... i o 1,26% w 2015 r., 0,95% w 2019 r., 0,75% w 1990 r. i 0,22% w 2000 r.



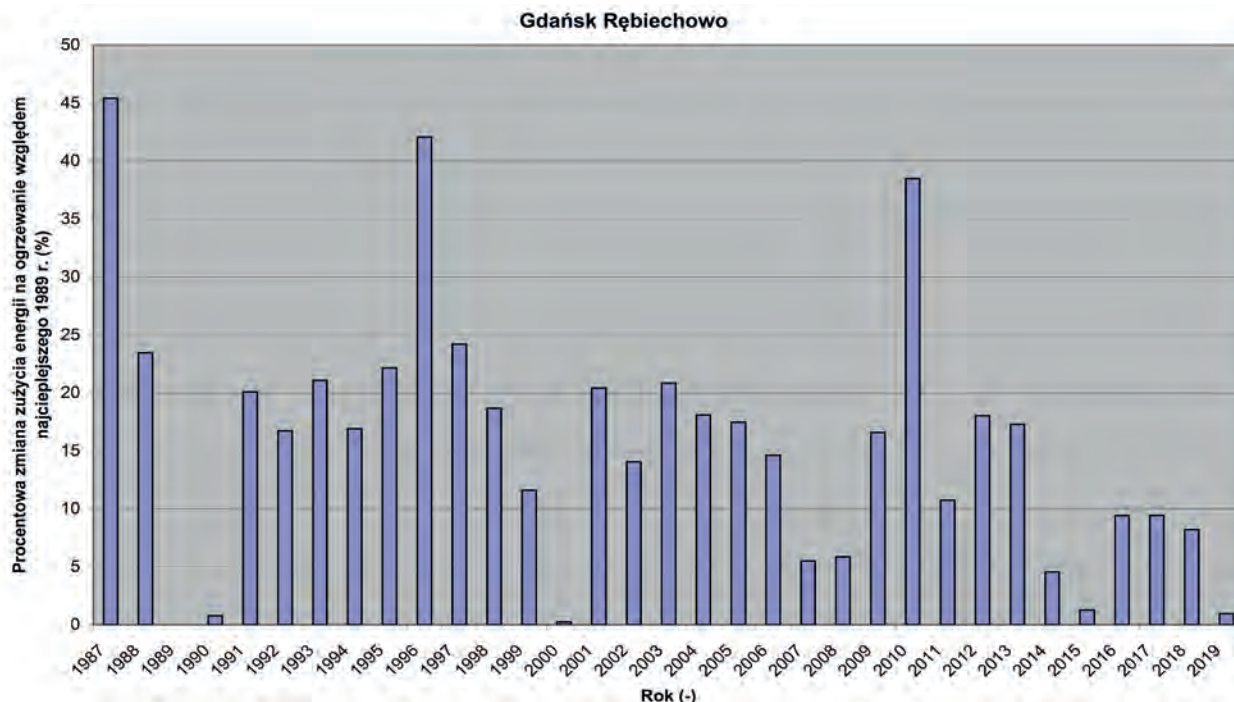
Rys. 12. Roczna liczba stopniodni grzania  $S_d(15^\circ C)$  bez lata dla temperatury bazowej  $15^\circ C$  w wieloleciu 1999-2019 w Helu



Rys. 13. Procentowa zmiana zużycia energii na ogrzewanie budynków względem 2019 r. o najniższej liczbie stopniodni grzania  $S_d(15^\circ C)$  w wieloleciu 1999-2019 w Helu



Rys. 14. Roczna liczba stopniodni grzania  $S_d(15^\circ C)$  bez lata dla temperatury bazowej  $15^\circ C$  w wieloleciu 1987-2019 w Gdańsku Rębiechowie. Najcieplejszy 1989 r. o  $S_d(15^\circ C)=2410,7^\circ Cdn$



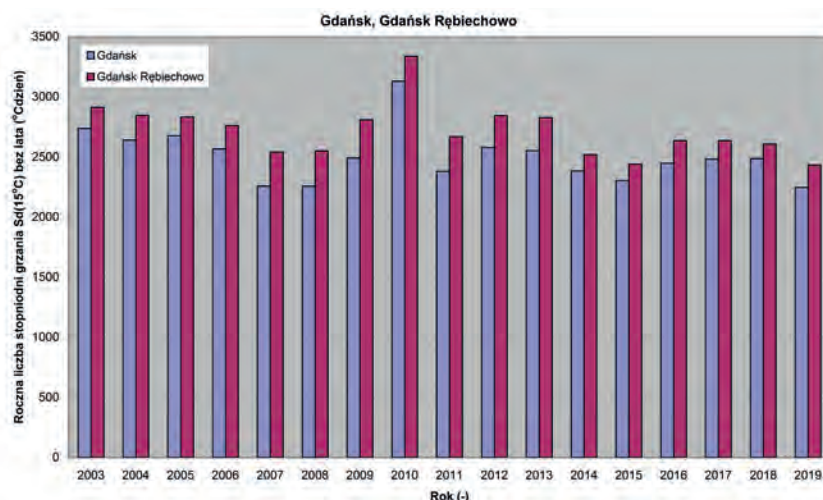
Rys. 15. Procentowa zmiana zużycia energii na ogrzewanie budynków względem 1989 r. o najmniejszej liczbie stopniogrzań  $S_d(15^\circ C)$  w wieloletniu 1987-2019 w Gdańsku Rębiechowie

niż w najcieplejszym 1987 r. w analizowanym wieloletniu 1987-2019. W ciągu 33 lat wieloletnia 1987-2019 wystąpiło pięć lat 1989, 1990, 2000, 2015 i 2019 o zbliżonym małym zużyciu energii na ogrzewanie budynków, które różniło się maksymalnie o 1,26%. Jak widać teorie o bardzo dużym ociepleniu w ostatnich kilku latach nie znajdują potwierdzenia w danych meteorologicznych.

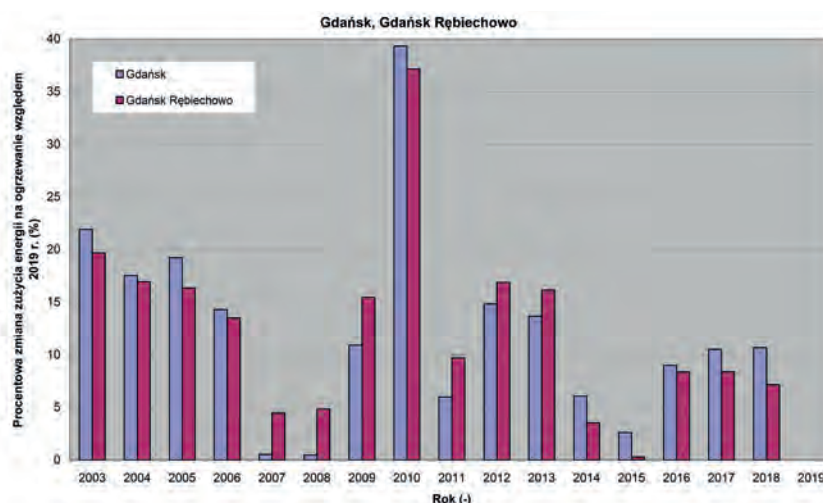
Najmniejszą roczną liczbę stopniogrzań bez lata w Gdańsku (rys. 16) stwierdzono w 2019 r. o wartości  $S_d(15^\circ C)=2246,2^\circ Cdn$ . Następnymi latami w tym rankingu były 2008 r. o  $S_d(15^\circ C)=2257,4^\circ Cdn$ , 2007 r. o  $2258,3^\circ Cdn$ , 2015 r. o  $2305,3^\circ Cdn$  i 2011 r. o  $2381,2^\circ Cdn$ . Najzimniejsze lata o najwyższych liczbach stopniogrzań bez lata to kolejno: 2010 r. o  $S_d(15^\circ C)=3130^\circ Cdn$ , 2003 r. o  $2738,9^\circ Cdn$ , 2005 r. o  $2678,5^\circ Cdn$  i 2004 r. o  $2640,7^\circ Cdn$ .

Procentowe zmiany zużycie energii na ogrzewanie budynków w Gdańsku względem 2019 r. o najniższej liczbie stopniogrzań bez lata  $S_d(15^\circ C)=2246,2^\circ Cdn$  przedstawiono na rys. 17. Zużycie energii na ogrzewanie budynków w Gdańsku było większe o 39,35% w 2010 r., 21,93% w 2003 r., 19,25% w 2005 r., 6,1% w 2014 r.,..., o 2,63% w 2015 r., 0,54% w 2007 r. i 0,5% w 2008 r. niż w najcieplejszym 2019 r. w analizowanym wieloletniu 2003-2019. W wieloletniu 2003-2019 wystąpiły trzy lata 2007, 2008 i 2019 o bardzo zbliżonym zużyciu energii na ogrzewanie budynków, które różniło się maksymalnie o 0,54%.

Procentowe zmiany zużycie energii na ogrzewanie budynków w Warszawie Okęciu



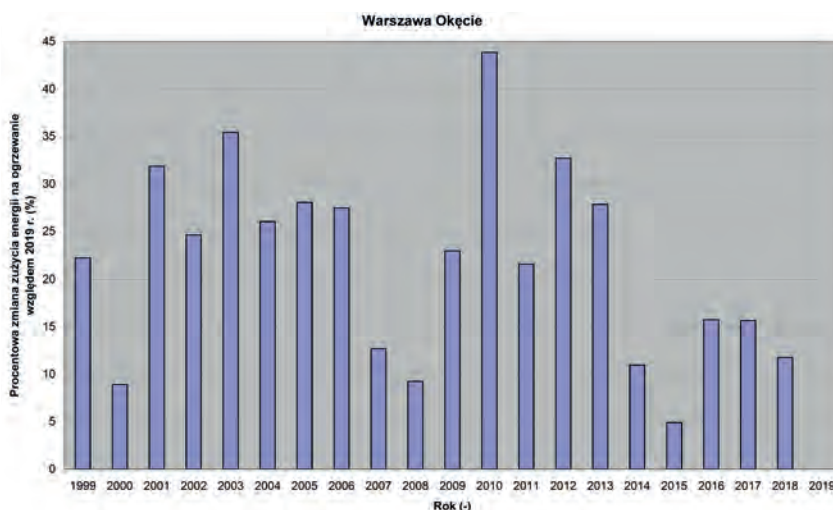
Rys. 16. Roczna liczba stopniogrzań  $S_d(15^\circ C)$  bez lata dla temperatury bazowej  $15^\circ C$  w wieloletniu 2003-2019 w Gdańsku i Gdańsku Rębiechowie. Najcieplejszy 2019 r. o  $S_d(15^\circ C)=2246,2^\circ Cdn$  w Gdańsku i  $S_d(15^\circ C)=2433,7^\circ Cdn$  w Gdańsku Rębiechowie



Rys. 17. Procentowa zmiana zużycia energii na ogrzewanie budynków względem 2019 r. o najmniejszej liczbie stopniogrzań  $S_d(15^\circ C)$  w wieloletniu 2003-2019 w Gdańsku i Gdańsku Rębiechowie

Tabela 1. Różnica średniej miesięcznej temperatury powietrza w 2019 r. i 2018 r.

Miesiąc	Różnica średniej miesięcznej temperatury w 2019 r. i średniej miesięcznej temperatury w 2018 r.						
	Hel	Gdańsk Rębiechowo	Toruń	Warszawa Okęcie	Kielce	Sandomierz	Kraków
--	°C	°C	°C	°C	°C	°C	°C
Styczeń	-0,88	-1,30	-1,75	-2,51	-2,46	-2,97	-2,75
Luty	5,00	6,31	6,07	6,13	6,08	6,14	5,90
Marzec	4,52	5,45	5,61	4,96	4,86	5,12	5,47
Kwiecień	-1,26	-2,34	-2,66	-2,65	-3,37	-4,12	-3,77
Maj	-3,25	-4,35	-5,70	-5,04	-4,70	-4,72	-5,06
Czerwiec	1,51	2,61	3,38	3,16	3,36	3,07	3,43
Lipiec	-2,61	-3,05	-1,79	-2,3	-1,43	-1,19	-0,75
Sierpień	-1,14	-0,39	-0,35	0,23	0,00	-0,06	-0,23
Wrzesień	-0,90	-1,07	-2,00	-1,48	-1,37	-1,08	-0,93
Październik	-0,06	-0,28	0,02	0,99	-0,21	0,42	-0,06
Listopad	0,92	0,45	--	1,69	--	1,21	1,14
Grudzień	1,56	1,44	--	1,72	--	2,03	--



Rys. 18. Procentowa zmiana zużycia energii na ogrzewanie budynków względem 2019 r. o najmniejszej liczbie stopniogrzania Sd(15°C) w wieloletniu 1999-2019 w Warszawie Okęcie

względem 2019 r. o najniższej liczbie stopniogrzania bez lata przedstawiono na rys. 18. Zużycie energii na ogrzewanie budynków w Warszawie Okęcie było większe o 43,85% w 2010 r., 35,43% w 2003 r., 32,72% w 2012 r., 31,85% w 2001 r.,... i o 9,25% w 2008 r., 8,92% w 2000 r. i 4,9% w 2015 r. niż w najcieplejszym 2019 r. w analizowanym wieloletniu 1999-2019.

**Wnioski**

W siedmiu analizowanych miastach średnia miesięczna temperatura stycznia, kwietnia i maja i września była znacząco niższa w 2019 r. niż 2018 r. (tabela 1). Dotyczy to szczególnie obszaru wzdłuż Wisły od Torunia do Krakowa, który jest polskim zagłębiem warzywniczo-sadowniczym. Luty, marzec i czerwiec w 2019 r. były znacząco cieplejsze niż w 2018 r. Bardzo ciepły czerwiec nie zniwelował skutków tegorocznych anomalii temperatury w kwietniu i maju 2019 r.

Wysokie ceny nowalijek owoców i warzyw w 2019 r. były również skutkiem tych anomalii pogodowych. Zbiory z nie ogrzewanych tuneli foliowych czy upraw pod włókniną były w tym roku bardzo spóźnione.

Lipiec i sierpień w 2019 r. były zimniejsze, szczególnie na Wybrzeżu, niż w 2018 r. z dwoma wyjątkami. Jeden wyjątek to Warszawa Okęcie, w której w sierpniu średnia miesięczna temperatura w 2019 r. była wyższa o 0,23°C niż 2018 r. W Kielcach średnie miesięczne temperatury w sierpniu były takie same w 2018 i 2019 r.

Średnie miesięczne temperatury w październiku były zbliżone w 2018 i 2019 r. w Helu, Gdańsku Rębiechowie, Toruniu Kielcach i Krakowie. W Warszawie Okęcie i Sandomierzu październiki 2019 r. był cieplejszy niż w 2018 r. Listopad i grudzień były w 2019 r. cieplejsze niż w 2018 r. co miało wpływ na mniejsze zużycie paliw na ogrzewanie budynków.

To ocieplenie klimatu spowodowało mniejsze zużycie energii na ogrzewanie budynków w 2019 r. niż w 2018 r. I tak zużycie energii na ogrzewanie budynków w 2019 r. było mniejsze w Szczecinie o około 6,3%, w Gdańsku Rębiechowie o 6,69%, w Poznaniu o około 6,6%, w Sandomierzu o 7,45%, w Malborku o około 7,6%, w Tarnowie o około 8,2%, w Helu o 9,94%, w Gdańsku o 9,66%, w Warszawie Okęcie o 10,53% i w Białymstoku o 11,2% niż w 2018 r.

Jak widać skutki ocieplenia mogą być również pozytywne. Spalając mniej paliw na ogrzewanie emitujemy mniej dwutlenku węgla, pyłów i substancji szkodliwych co szczególnie widać na przykładzie zużycia energii na ogrzewanie budynków w Paryżu, Białymstoku i Warszawie Okęcie. To zużycie energii na ogrzewanie budynków było w 2019 r. większe o 45,63% w Warszawie Okęcie oraz o 71,5% w Białymstoku niż w Paryżu. W cieplejszym Paryżu emitowano więc mniej „smogu” o 45,63% niż w Warszawie Okęcie i o 71,5% niż w Białymstoku.

**Literatura**

- [1] *Ogimet*. [WWW.ogimet.com](http://WWW.ogimet.com)
- [2] „Seria warszawska”. [pogol.chilan.com/Z-12375-T-SR.htm](http://pogol.chilan.com/Z-12375-T-SR.htm)
- [3] *Degree-days: theory and application TMA1:2006*. The Chartered Institution of Building Services Engineers 222 Balham High Road, London SW129BS.

Mgr inż. Józef Dopke

# Energia geotermalna jako kluczowy punkt wizyty prezydenta Islandii Gudiego Johannessona w Polsce



Michał Kruszewski

*Podczas oficjalnej trzydniowej wizyty prezydenta Islandii Gudiego Johannessona w Polsce, prezydent Polski Andrzej Duda poinformował, że Islandia i Polska pogłębią współpracę w zakresie energii geotermalnej.*

Polska stoi przed wielkim wyzwaniem związanym z poprawą jakości powietrza, w szczególności w okresie zimowym, gdyż kraj nadal w dużym stopniu opiera się na ogrzewaniu węglem. Energia geotermalna jest postrzegana jako sposób na oczyszczenie sektora grzewczego, a tym samym powietrza. Energia geotermalna jest postrzegana jako obszar wspólnego zainteresowania obu krajów, podobnie jak alu-

minium, rybołówstwo i przemysł stoczniowy. Podczas konferencji prasowej prezydent Duda poinformował, że Polska posiada "ogromne ilości dostępnej energii geotermalnej" a "Islandia jest absolutnym liderem w tej dziedzinie". "Omówiliśmy tutaj możliwość zastosowania islandzkich doświadczeń w tej dziedzinie", dodał Duda. Kolejne tematy dyskusji obejmowały wsparcie dla dużej liczby ludności polskiej w Islandii w postaci zajęć językowych w Islandii. Polacy stali się najliczniejszą grupą imigrantów na Islandii, liczącą około 20 tys., czyli prawie 6 proc. mieszkańców wyspy, po okresie boomu w islandzkim budownictwie w 2006 roku.

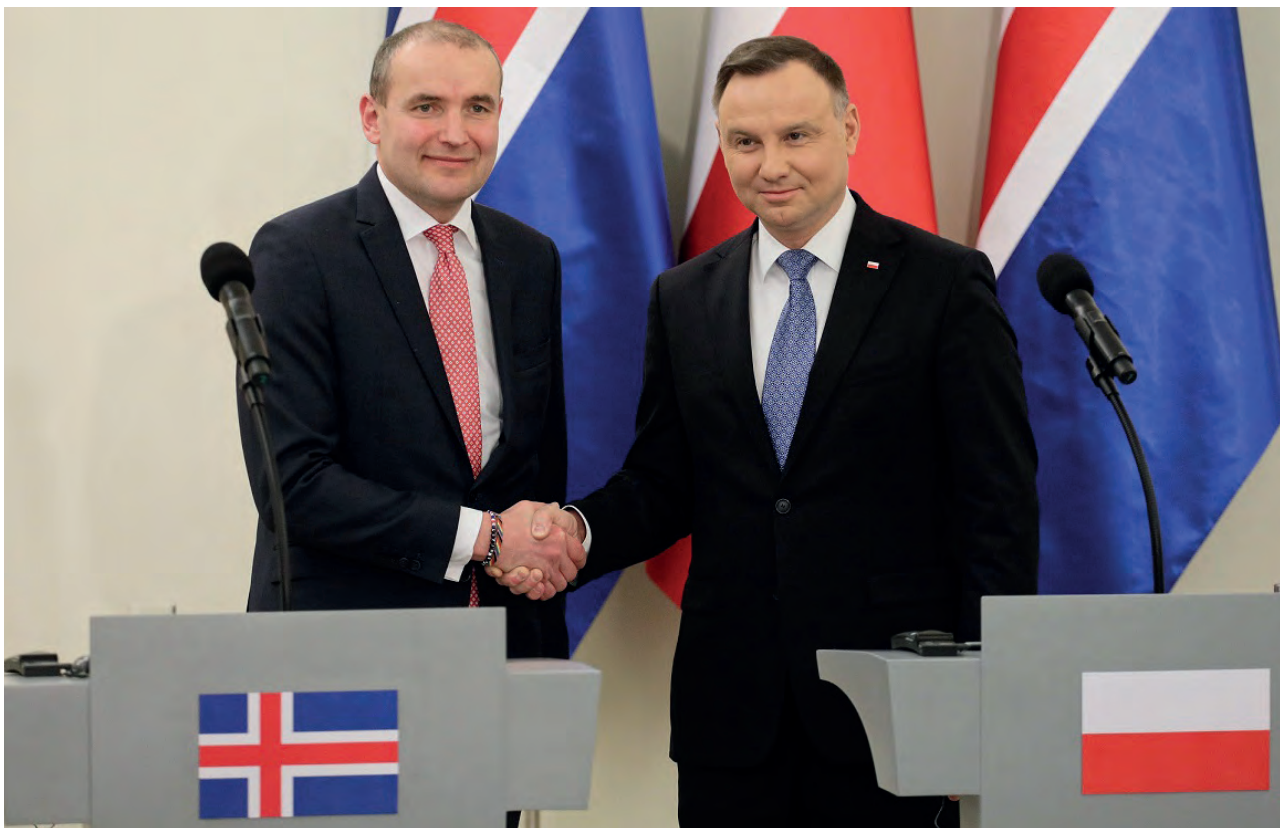
Warto zauważyć, że współpraca pomiędzy Islandią a Polską w zakresie rozwoju energii geotermalnej trwa już od długiego czasu. W skład wspólnych inicjatyw zalicza się m.in. projekt „Energia geotermalna: podstawa niskoemisyjnego ciepłownictwa, poprawy warunków życia i zrównoważonego rozwoju – wstępne studia dla wybranych obszarów w Polsce” realizowany ze środków Mechanizmu Finansowego

Europejskiego Obszaru Gospodarczego (EOG) 2009–2014 przez wiodących specjalistów polskich z zakresu geotermii – z Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN (lidera), Akademii Górniczo-Hutniczej im. S. Staszica w Krakowie, Politechniki Wrocławskiej i zagranicznych – z Krajowej Agencji Energii w Islandii oraz Christian Michelsen Research AS w Norwegii, a także z Europejskiej Rady Energii Geotermalnej.

## Źródła:

1. [http://www.xinhuanet.com/english/2020-03/04/c\\_138840719.htm](http://www.xinhuanet.com/english/2020-03/04/c_138840719.htm) (dostęp 22/03/2020)
2. <https://www.energetyka24.com/norwegia-i-islandia-wzorem-rozwoju-energii-geotermalnej-dla-polski> (dostęp 22/03/2020)

Michał Kruszewski  
Pracownik naukowy  
Fraunhofer IEG (Bochum, Niemcy)  
[michal.kruszewski@ieg.fraunhofer.de](mailto:michal.kruszewski@ieg.fraunhofer.de)



Źródło: PAP/Paweł Supernak

# Wyjazd członków Koła Naukowego „Kiwon” na platformę wiertniczą Petrobaltic



Członkowie wyprawy na helidecku platformy Petrobaltic. Fot. Jakub Mach



W dniach 26-28 czerwca 2019 roku odbył się wyjazd członków Koła Naukowego „KIWON” Wydziału Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska AGH w Krakowie na platformę wiertniczą Petrobaltic należącą do spółki LOTOS Petrobaltic S.A. – Grupa LOTOS S.A.

W wycieczce udział wzięli studenci: Patryk Bładusiak, Kornelia Kurek, Anna Liebner, Jakub Mach, Klaudia Parafiniuk, Aleksander Pyzik, Patrycja Rogala oraz Aleksandra Warzecha. Nad studentami czuwali dr inż. Grzegorz Machowski, dr inż. Edyta Puskarczyk i mgr inż. Gabriel Ząbek a także pracownicy LOTOS Petrobaltic S.A.: mgr inż. Helena Cygnar oraz mgr inż. Jolanta Zielińska-Pikulska.

Podczas pierwszego dnia członkowie wyprawy uczestniczyli w szeregu prezentacji oraz szkoleń w siedzibie LOTOS Petrobaltic S.A. w Gdańsku. Zostali oni zapoznani z zasadami BHP obowiązującymi na obszarze zakładu pracy, w trakcie transportu statkiem na platformę wiertniczą oraz na samej platformie. Ponadto zostały im przedstawione zagadnienia związane z działalnością spółki oraz warunki geologiczne występowania złoża ropy naftowej B8 wraz z aspektami inżynierii naftowej

w zakresie wydobycia węglowodorów ze złóż na morzu oraz ich przesyłu na ląd. Następnie uczestnicy wyjazdu zostali oprowadzeni po terenie zakładu pracy. Dostali możliwość zapoznania się ze sposobem funkcjonowania wielu elementów lądowej bazy LOTOS Petrobaltic, m.in. mieli możliwość zwiedzenia magazynu rdzeni wiertniczych. W godzinach wieczornych uczestnicy zostali zakwaterowani na statek „Sylur”, na pokładzie którego wyruszyli w rejs na platformę wiertniczą. Transport z pokładu statku na platformę wiertniczą odbywa się za pomocą specjalistycznego kosza Billy Pugh Co. X-904. Przed transportem wszyscy uczestnicy wyjazdu wzięli udział w szkoleniu dotyczącym zasad BHP obowiązujących w trakcie przenosin ze statku na platformę oraz obsługi kombinezonów ochronnych marki Helly Hensen. W trakcie podróży statkiem studenci skorzystali z możliwości obejrzenia wschodu słońca z poziomu mostka.

W godzinach porannych 27 czerwca, grupa przybyła na platformę wiertniczą i została przeniesiona na jej pokład. Uczestnicy wyjazdu zostali wyposażeni w odzież ochronną i wyruszyli na zwiedzanie platformy pod opieką pracowników platformy. Platforma Petrobaltic jest platformą wiertniczą, przystosowaną do eksploatacji węglowodorów. Znajduje

się na złożu ropy naftowej B8, w rejonie Roze-wia. Grupie zostały przedstawione wszystkie systemy znajdujące się na platformie, zarówno o zastosowaniu wiertniczym – napędowe, dźwigowe oraz obiegu i oczyszczania płuczki, jak i systemy eksploatacji ropy naftowej, jej wstępnej rafinacji oraz inne systemy krytyczne dla działania platformy – zasilania, samonośnego podporu platformy, ewakuacji, magazynu sprzętu i zasobów znajdujące się na platformie oraz messę, w której zjedli posiłek, a także pomieszczenia socjalne, w których po zakończeniu zwiedzania oczekiwali na powrót na statek. Z pokładu platformy była widoczna boja cumowniczo-przelewowa „Sławek” oraz tankowiec „Apatyt”, do którego przesyłana jest wyeksploatowana ropa naftowa. W drogę powrotną grupa udała się statkiem „Afrodyta”, na pokład którego została ponownie spuszczone w specjalnie przystosowanych koszach. Rejs odbył się w godzinach nocnych, a grupa dotarła do portu we Władysławowie nad ranem 28 czerwca.

Uczestnicy wyjazdu kierują wyrazy wdzięczności dla wszystkich pracowników LOTOS Petrobaltic S.A., którzy umożliwili organizację tego wyjazdu. Wycieczka pozwoliła na bezpośrednie zapoznanie się z wyjątkową działalnością i pracą na platformie wiertniczej. Dziękują za poświęcony czas oraz życzliwość i mają nadzieję na kontynuację współpracy pomiędzy KN „KIWON”, a LOTOS Petrobaltic S.A.

Aleksander Pyzik  
Członek KN KIWON



# LOTOS rozpoczął pracę na złożu B3



*Platforma Petro Giant, należąca do spółki LOTOS Petrobaltic, rozpoczęła rekonstrukcję pierwszego z siedmiu odwiertów na bałtyckim złożu B3. Celem działań jest zwiększenie wydobywania węglowodorów z polskiej strefy ekonomicznej Morza Bałtyckiego. To pierwsze zadanie tej największej jednostki należącej do gdańskiego koncernu.*

Prace obejmują rekonstrukcję w sumie siedmiu odwiertów: B3-5, B3-6, B3-8, B3-13, B3-14, B3-15. W efekcie na złożu B3 na Bałtyku będzie można w dalszym ciągu prowadzić bezpieczne wydobywanie. Podniosą się też wydajność i parametry wydobywania.

Rekonstrukcję rozpoczęły się od odwiertu B3-9, który zlokalizowany jest w obszarze morskim RP w rejonie geologicznym Synekliza Bałtycka – Blok Łeby. Głębokość morza sięga tu 80 m, zaś odległość od lądu to 67 km. Został on wywiercony w listopadzie 1995 r. jako otwór pionowy o długości końcowej 1532 m. Prace rekonstrukcyjne wykonuje załoga wiertnicza platformy Petro Giant przy wsparciu Biura Wierceń i Rekonstrukcji spółki LOTOS Petrobaltic.

Rekonstrukcja odwiertu polega na wymianie pompy wgłębnej na nowy zestaw pompo-



Fot. arch. Grupa LOTOS S.A.

wy w odwiercie zagłowiczonym zdalnie sterowaną głowicą podwodną. To skomplikowane przedsięwzięcie, które składa się z kilku etapów. Wszystkie operacje poprzedzone zostaną testami ciśnieniowymi i próbami sprawności zapuszczanego zestawu. Pracom rekonstrukcyjnym towarzyszą prace podwodne na głębokość około 75 m, które wymagają nurkowania satruwanego.

LOTOS Petrobaltic zakupił platformę Petro Giant od firmy MAERSK w czerwcu ub. r. To piąta i największa ze wszystkich jednostek, którymi dysponuje spółka. Zbudowana w 1986

r. w Japonii platforma została w pełni zmodernizowana w 2012 r. Wcześniej należała do duńskiego armatora z siedzibą w Kopenhadze i operowała na wodach Morza Północnego. Teraz pływa pod polską banderą. Zanim Petro Giant została w grudniu odholowana na obecne miejsce swojej pracy, została odpowiednio oznakowana i przystosowana do potrzeb pracy na Bałtyku.

LOTOS Petrobaltic jako jedyna od 30 lat prowadzi poszukiwania i wydobywanie węglowodorów w polskiej strefie ekonomicznej Morza Bałtyckiego. Wraz ze swoimi spółkami zależnymi koncentruje się na działalności operacyjno-serwisowej, tj.: eksploatacji złoża B3, zagospodarowaniu złoża B8 w celu uruchomienia pełnej produkcji, realizacji projektów poszukiwawczych na Morzu Bałtyckim oraz koncesjach lądowych w Polsce. Równolegle spółka rozwija swoje kompetencje inżyniersko-wykonawczo-projektowe dla sektora offshore, docelowo z możliwością świadczenia usług poza Grupą LOTOS S.A.

Dział Komunikacji Zewnętrznej,  
Grupa LOTOS S.A.



Fot. arch. Grupa LOTOS S.A.

# Rozpoczyna się rozbudowa baz paliw w Dębogórze i Rejowcu

PERN



Fot. arch. PERN S.A.

*PERN przekazał plac budowy wykonawcy zbiorników produktów naftowych w kolejnej lokalizacji - w bazie paliw w Rejowcu i uzyskał pozwolenie na budowę w Dębogórze. Projekty, realizowane w ramach programu Megainwestycje, zwiększą bezpieczeństwo energetyczne kraju, a także odpowiadają na wzrost popytu na usługi PERN.*

Przekazanie placu budowy to kamień milowy inwestycji, od tego momentu oficjalnie rozpoczynają się roboty na budowach nowych zbiorników magazynowych paliw płynnych wraz z infrastrukturą towarzyszącą i miejscem oczekiwania autocystern na załadunek.

## Wzrośnie pojemność magazynowa bazy w Rejowcu

W bazie paliw w Rejowcu obecnie znajduje się 59 zbiorników paliwowych o łącznej pojemności ok. 235 tys. m<sup>3</sup>. Magazynowana jest w nich benzyna bezołowiowa, olej napędowy i opałowy. Dzięki rozbudowie bazy o kolejne 2 zbiorniki, całkowita pojemność magazynowa zwiększy się o 64 tys. m<sup>3</sup>. Wykonawcą jest konsorcjum, w skład którego wchodzi: Mostostal Warszawa S.A. jako lider oraz Mostostal Płock

S.A. – partner. Projekt zgodnie z planem ma być zakończony w pierwszej połowie 2021 roku.

## Dębogórze z pojemnością większą o 64 tys. m<sup>3</sup>

Baza paliw w Dębogórze składa się ze zbiorników paliwowych o łącznej pojemności ponad 180 tys. m<sup>3</sup>. Są w nich przechowywane: benzyna bezołowiowa, olej napędowy i opałowy. Rozbudowa bazy o kolejne 2 zbiorniki na olej napędowy, pozwoli na zwiększenie pojemności magazynowej o 64 tys. m<sup>3</sup>. Wykonawcą robót jest konsorcjum spółek w składzie: Aldesa Construcciones Polska sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie – Lider Konsorcjum, Aldesa Construcciones SA z siedzibą w Madrycie – Partner, MEKRO sp. z o.o. z siedzibą w Świeciu – Partner.

## Kluczowe inwestycje

To zadanie jest realizowane w ramach II etapu „Budowy nowych zbiorników magazynowych w Bazach Paliw” (w Kolużkach, Boronowie, Emilianowie, Małaszewiczach, Dębogórze i Rejowcu), należącego do Megainwestycji PERN. Program wynika z przyjętej przez Radę Ministrów Polityki Rządu RP dla infrastruktury logistycznej w sektorze naftowym, ujęty jest również w strategii PERN do 2022 roku. Megainwestycje to nie tylko rozbudowa baz paliw, ale i zbiorników surowcowych – łącznie

o około 600 tys. m<sup>3</sup> pojemności na ropę naftową w Bazie i Terminalu Naftowym w Gdańsku, a także systemu rurociągów produktowych (relacja Boronów-Trzebinia) i surowcowych (relacja Gdańsk-Płock).

## Koronawirus a inwestycje PERN

PERN podjął szereg działań, aby zminimalizować wpływ zagrożeń związanych z epidemią koronawirusa. Ograniczone zostały delegacje i wyjazdy na teren obiektów do niezbędnego minimum, a także bezpośrednie spotkania służbowe. Pracownicy Spółki, jak również podwykonawcy, komunikują się przede wszystkim poprzez narzędzia elektroniczne.

Wykonawcy robót remontowo – budowlanych na terenie obiektów Spółki, przestrzegają wymogów bezpieczeństwa ustanowionych przez PERN w związku z ograniczaniem ryzyka epidemii. Każdemu pracownikowi mierzona jest temperatura. Firmy zwiększyły częstotliwość sprzątanias i dezynfekcji pomieszczeń. Prowadzą także działania komunikacyjne i profilaktyczne, aby zapobiegać rozprzestrzenianiu się wirusa. PERN ograniczył również do minimum roboty, które mogą być później wykonane.

Katarzyna Krasieńska  
Rzecznik prasowy PERN S.A.



Jerzy  
Zagórski

## Zwycięstwo PGNiG: Trybunał Arbitrażowy w Sztokholmie orzekł niższą cenę gazu od Gazpromu dla PGNiG

Rosyjska spółka przez lata zawyżała ceny i teraz będzie zobowiązana zwrócić PGNiG ok. 1,5 mld dolarów.



Trybunał Arbitrażowy w Sztokholmie wydał korzystny dla PGNiG wyrok, kończący 5-letni spór o cenę gazu pomiędzy PGNiG i rosyjskim Gazpromem.

Nowy wzór cenowy jest istotnie i bezpośrednio powiązany z notowaniami gazu w Europie Zachodniej.

Nowy wzór cenowy obowiązuje od 1 listopada 2014 roku. PGNiG wstępnie szacuje, że w związku z tym Gazprom będzie zobowiązany zwrócić ok. 1,5 mld dolarów.

– Trybunał Arbitrażowy uznał argumenty PGNiG i tym samym potwierdził, że cena gazu w kontrakcie jamalskim była nierynkowa i zawyżona – powiedział Jerzy Kwieciński, Prezes Zarządu PGNiG SA i dodał: – Trybunał zmienił sposób ustalania ceny rosyjskiego gazu poprzez silne powiązanie jej z poziomem cen na rynku europejskim, co oznacza dla PGNiG diametralną poprawę warunków importu gazu.

Wyrok jest wiążący dla obu stron od momentu ogłoszenia. Od teraz PGNiG będzie płacił rosyjskiej spółce za gaz ziemny tyle, ile wynika z nowego wzoru obliczania ceny, który jest w wysokim stopniu i bezpośrednio powiązany z notowaniami gazu na rynku zachodnioeuropejskim. Decyzja Trybunału ma zastosowanie od 1 listopada 2014 r., to jest od dnia, w którym PGNiG wystąpiło do Gazpromu z wnioskiem o renegotjacje ceny kontraktowej. Oznacza to, że rosyjska spółka będzie zobowiązana zwrócić PGNiG sumę w szacowanej wysokości około 1,5 mld dolarów, czyli

6,2 mld złotych. Jest to różnica pomiędzy ceną obliczoną według nowego wzoru a kwotami faktycznie zapłaconymi przez PGNiG od 1 listopada 2014 roku do 29 lutego 2020 roku.

– Naszym niezmiennym priorytetem pozostaje dywersyfikacja dostaw gazu, dlatego środki, które odzyskamy od Gazpromu, planujemy przeznaczyć m.in. na zakup nowych złóż – wyjaśnił Jerzy Kwieciński. – Będziemy również inwestować w nowe obszary biznesowe związane z integracją krajowego rynku ciepła i rozwojem systemu zeroemisyjnych źródeł energii.

Podpisany w 1996 roku kontrakt jamalski przewiduje dostawy ok. 10,2 mld metrów sześciennych gazu rocznie. Zgodnie z zawartą w kontrakcie klauzulą take or pay (ang. bierz lub płać) PGNiG musi płacić za co najmniej 8,7 mld metrów sześciennych gazu rocznie, nawet jeśli go nie potrzebuje. Każda ze stron może co trzy lata wystąpić o zmianę ceny gazu, jeżeli uzna, że aktualna nie odpowiada warunkom rynkowym. PGNiG skorzystało z tej możliwości w listopadzie 2014 roku. W lutym 2016 roku PGNiG złożyło pozew przeciwko Gazpromowi do Trybunału Arbitrażowego w Sztokholmie.

PGNiG konsekwentnie realizuje strategię dywersyfikacji kierunków dostaw gazu. W ciągu ostatnich czterech lat udział paliwa kupowanego od Gazpromu w całym imporcie polskiej spółki spadł z 87 proc. do 60 proc. (dane za lata 2015 i 2019). Dynamicznie wzrósł natomiast import gazu skroplonego (LNG) sprowadzane go z Kataru, USA i Norwegii do Terminalu im. Prezydenta Lecha Kaczyńskiego w Świnoujściu. W ubiegłym roku udział LNG w imporcie gazu przez PGNiG wyniósł już 23 procent.

W 2018 i 2019 roku PGNiG podpisało długoterminowe kontrakty na zakup LNG z USA. Na tej podstawie Spółka będzie dysponować ok. 9,3 mld metrów sześciennych paliwa po regazyfikacji rocznie. Wielkość zakupu LNG przez PGNiG istotnie wzrosnie od 2023 roku i razem z dostawami z Kataru osiągnie ok. 12 mld metrów sześciennych po regazyfikacji rocznie, począwszy od 2024 roku. Ponadto, w 2022 roku planowane jest uruchomienie gazociągu Baltic Pipe, który połączy Polskę, przez Danię, z Norweskim Szelfem Kontynentalnym. Przepustowość gazociągu umożliwi import do Polski nawet ok. 10 mld metrów sześciennych gazu rocznie. Uzupełnieniem dostaw z zagranicy, będzie wydobycie krajowe w wysokości ok. 4 mld metrów sześciennych rocznie.



## PGNiG wierci kolejny otwór produkcyjny w Pakistanie

Oddział Operatorski Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa w Pakistanie rozpoczął odwiert eksploatacyjny Rehman-7, na złożu Rehman, w prowincji Sindh (dystrykt Dadu).

– Pakistan pozostaje dla PGNiG istotnym rynkiem działalności zagranicznej. Nasza współpraca z pakistańskimi partnerami układa się wzorowo. W ubiegłym roku przypadający na PGNiG poziom wydobywania ze wspólnej koncesji wyniósł prawie 200 mln m sześć. Kolejny otwór eksploatacyjny ma nam umożliwić zwiększenie produkcji gazu w Pakistanie. Wydobytą tam surowiec sprzedajemy na rynku lokalnym – powiedział Jerzy Kwieciński, Prezes Zarządu PGNiG SA.

To już ósmy odwiert na złożu Rehman. Jest on zlokalizowany na północ od otworu Rehman-4. Planowana całkowita długość otworu ma wynieść 2925 m. Prace wiertnicze prowadzi spółka Exalo Drilling z Grupy Kapitałowej PGNiG.

PGNiG wydobywa w Pakistanie gaz ziemny z dwóch złóż – Rehman i Rizq. Oba zawierają gaz ziemny typu tight gas, który po wydobyciu kierowany jest do kopalni położonej na obszarze koncesji Rehman. Kopalnia, uruchomiona w 2015 roku, jest pierwszą wybudowaną przez PGNiG poza granicami Polski.

Departament Public Relations  
PGNiG SA



## Brak porozumienia OPEC i OPEC+

178 Nadzwyczajna Konferencja OPEC, która odbyła się w Wiedniu 5 i 6 marca br., obradowała w niezwykłym momencie, gdy do obaw przed spodziewaną recesją lub przynajmniej spowolnieniem gospodarki światowej dołączyło się zagrożenie epidemią koronawirusa. Posiedzenie 5 marca rozpoczęło się od oceny materiałów i zaleceń przygotowanych przez Wspólny Komitet Ministerialny i Wspólny Komitet Techniczny. Zebrani pozytywnie ocenili funkcjonowanie ustaleń dotyczących wielkości produkcji ropy przyjętych na poprzedniej, 177 Konferencji. Jednak biorąc pod uwagę możliwy wpływ epidemii koronawirusa na gospodarkę światową można się spodziewać, że popyt na ropę wyniesie 65,2 tys. t/d (w styczniu ub. roku prognozowano 149,6 tys. t/d). Konferen-

cja postanowiła więc zarekomendować kolejne zmniejszenie limitów wydobycia o 204 tys. t/d do 30 czerwca br. i przedstawić je na spotkaniu ministrów OPEC i OPEC+.

Dotychczas na wspólnych obradach ministrów państw-członków OPEC i OPEC+, czyli państw spoza OPEC, zalecenia Konferencji były aprobowane i przyjmowane. Tym razem stało się inaczej i 6 marca na spotkaniu OPEC i OPEC+ nie uzgodniono wspólnego stanowiska. Powodem było stanowisko Rosji, która sprzeciwiła się dalszemu ograniczaniu produkcji ropy. Oznacza to, że ustalone limity wydobycia przestaną obowiązywać z końcem marca br. i możliwe będzie dowolne zwiększanie produkcji. Skutek w postaci spadku cen był natychmiastowy i sięgał 7%. Cena w koszyku OPEC, która 20 lutego wynosiła 58,94 dolara/baryłkę, 5 marca 51,89 dolara, a 6 marca 48,33 dolara. Ropa Brent kosztowała 5 marca 50,12 dolara i następnego dnia spadła do 45,99 dolara, czyli o 8,2%. Komentator „World Oil” określił tę sytuację jako „dramatyczną porażkę sojuszu OPEC+”. Dodatkowym impulsem do spadku cen ropy była zapowiedź Arabii Saudyjskiej, że od kwietnia zwiększy wydobycie do maksimum, co odebrano jako początek wojny cenowej i środek nacisku na Rosję, aby zajęła bardziej ugodowe stanowisko w kolejnych negocjacjach. Następne dni rzeczywiście przyniosły nienotowane od dawna, dochodzące do 30% ruchy cen. W poniedziałek 9 marca notowania Brent rozpoczęły się od 31,37 dolarów, aby na zamknięciu dojść do 34,84 dolara, notowania ropy WTI zakończyły się ceną 30,07 dolara. Takie ceny ostatnio notowano w 2016 r.

Jeśli obecne ceny ropy utrzymają się w dłuższym okresie, stanowić będą zagrożenie dla firm wydobywających gaz i ropę z łupków, ponieważ poniżej 50 dolarów eksploatacja przestaje być opłacalna.



## Niewielki wzrost wydobycia gazu ziemnego na świecie w 2019 r.

Ceny gazu ziemnego na początku 2019 r. przekraczały 4,5 dolara/mln BTU, ale stopniowo obniżały się do 2,25 USD/mln BTU w grudniu. Nie pobudzało to wydobycia i w efekcie światowa produkcja wzrosła tylko o 4%, podczas gdy w 2018 r. był to wzrost 10-procentowy (tab. 1). Najbardziej interesujący nas region, czyli Europa w kolejnym roku wykazuje 4-procentowy spadek, również u największych producentów tj. w Norwegii i Wielkiej Brytanii. Doniesienia o wynikach poszukiwań nowych złóż gazu na

Tabela 1. Wydobycie gazu ziemnego na świecie 2018-2019 (według Oil and Gas Journal, 2020)

Kraj	2018(mln m <sup>3</sup> )	2019(mln m <sup>3</sup> )	Zmiana 2018:2019 w %
<b>Ameryka Północna</b>	<b>1130,2</b>	<b>1225,4</b>	<b>108,4</b>
Kanada	171,5	170,1	99,2
Meksyk	33,0	30,7	92,9
USA	925,7	1024,7	110,7
<b>Ameryka Południowa</b>	<b>185,4</b>	<b>186,8</b>	<b>100,7</b>
Argentyna	38,7	41,5	107,3
Boliwia	20,0	20,0	100,0
Brazylia	40,7	44,2	108,8
Trynidad	37,2	37,2	100,0
Wenezuela	24,6	19,6	79,5
Pozostałe	24,3	24,3	100,0
<b>Europa</b>	<b>238,9</b>	<b>229,0</b>	<b>95,9</b>
Dania	4,1	3,1	76,3
Holandia	40,2	33,6	83,7
Niemcy	6,0	5,7	95,3
Norwegia	126,1	117,1	92,8
Rumunia	10,4	10,2	98,6
W. Brytania	40,9	39,2	95,9
Włochy	5,4	4,8	89,0
Pozostałe	14,8	15,1	101,9
<b>Rosja + b.ZSRR</b>	<b>983,5</b>	<b>1030,8</b>	<b>104,8</b>
Azerbejdżan	19,0	24,3	127,7
Kazachstan	55,9	59,1	105,7
Rosja	737,8	766,3	103,9
Inne kraje b. ZSRR	170,7	181,1	106,1
<b>Afryka</b>	<b>198,2</b>	<b>194,8</b>	<b>98,3</b>
Algieria	91,1	81,1	89,0
Egipt	60,8	67,4	110,9
Libia	15,3	15,3	100,0
Nigeria	23,8	23,8	100,0
Pozostałe	7,2	7,2	99,9
<b>Bliski Wschód</b>	<b>818,3</b>	<b>822,6</b>	<b>100,5</b>
Arabia Saudyjska	84,9	84,9	100,0
Bahrajn	21,9	24,9	113,7
Irak	31,2	32,5	104,3
Iran	335,8	336,2	100,1
Katar	227,5	227,5	100,0
Kuwejt	18,0	17,5	97,5
Oman	29,2	29,2	100,0
Zjedn. Emiraty Arab.	56,0	56,0	100,0
Pozostałe	13,8	0,0	0,0
<b>Daleki Wschód</b>	<b>473,8</b>	<b>480,3</b>	<b>101,4</b>
Brunei	11,8	12,2	103,3
Chiny	161,8	172,9	106,9
Indie	32,6	31,9	97,9
Indonezja	70,6	64,6	91,5
Malezja	66,4	68,4	103,1
Pakistan	40,5	38,7	95,6
Tajlandia	35,7	37,0	103,8
Wietnam	11,2	11,5	103,0
Pozostałe	40,4	43,0	106,4
<b>Australia + Oceania</b>	<b>134,3</b>	<b>159,4</b>	<b>118,7</b>
Australia	129,7	154,2	118,9
Pozostałe	4,6	5,1	111,4
<b>Razem świat</b>	<b>4162,6</b>	<b>4329,0</b>	<b>104,0</b>
W tym OPEC	921,1	669,1	72,6
W tym Europa-morze	183,1	169,5	92,6

Morzu Północnym i na Morzu Barentsa też nie zapowiadają poprawy sytuacji w najbliższym okresie.

W poszczególnych regionach wzrost zanotowano w Ameryce Północnej i w Rosji łącznie z krajami b. ZSRR i Australii z Oceanią, nieznaczny wzrost nastąpił też w Chinach. W Ameryce Południowej i na Bliskim Wschodzie traktowanych jako całość obserwuje się stabilizację, w Afryce, podobnie jak w Europie wydobycie zmniejszyło się.



## Zakończenie projektu sejsmicznego Wolin 3-D

Kanadyjska firma *Central European Petroleum (CEP)* w grudniu 2017 r. uzyskała koncesję na poszukiwanie gazu ziemnego utworach dolomitu głównego i czerwonego spągowca w obrębie koncesji Wolin 9/2017/ł. W ub. roku na zlecenie *CEP* wykonano w Zatoce Pomorskiej badania sejsmiczne na obszarze 125 km<sup>2</sup>. Ze względu na bliskość portu, ruch statków, rybołówstwo i charakter akwenu (głębokość wody 2-15 m) po raz pierwszy w polskiej strefie ekonomicznej Bałtyku zastosowano rejestrację z wykorzystaniem geofonów dennych (*OBN-Ocean Bottom Node*). Geofony w liczbie 785 rozmieszczono na dnie w siatce o rozstawie 400 x 400 m używając zdalnie sterowanych robotów podwodnych. Wzbudzenie energii odbywało się przy użyciu dział powietrznych (*air gun*). W pracach trwających 60 dni zaangażowanych było 6 statków. Zdjęcie sejsmiczne Wolin 3-D wykonało konsorcjum *MEWO SA* i *Pro Geofizyka Kraków*.



## CGG nie będzie wykonywać badań sejsmicznych

Komunikat z 18 lutego br. zapowiada zakończenie procesu wycofywania się koncernu *CGG* z wykonywania badań sejsmicznych. Jak mówi dyrektor generalny Sophie Zurquiyah, profil działania *CGG* jest bardzo szeroki i obejmuje przetwarzanie danych, produkcję sprzętu i wyposażenia do zadań związanych z poszukiwaniem surowców i badaniami z zakresu nauk o ziemi oraz usług dla przemysłu naftowego. Rezygnacja z badań sejsmicznych wiąże się z przejściem do bardziej zaawansowanych tech-

nologii w przetwarzaniu danych i rozbudową pionu badawczo-rozwojowego zatrudniającego obecnie 300 osób. Jeszcze w październiku ub. roku francuski koncern informował o projekcie 4-D w Angoli, a w listopadzie o rozpoczęciu największego projektu sejsmicznego *OBN Multidient* w środkowej części Morza Północnego w sektorze brytyjskim. Kolejnymi krokami likwidacji sejsmiki były decyzje z grudnia ub. roku o zakończeniu badań sejsmiki dennej, ze stycznia br. o zaprzestaniu wykonywania profili i zdjęć sejsmicznych na morzu i wreszcie ostatnia wiadomość o likwidacji pionu sejsmiki lądowej. Zakończył się ważny, 86-letni etap w historii firmy założonej w 1931 r. przez Conrada Schlumbergera.



## Kiedy kontynuacja Nord Stream 2?

Pierwotny termin oddania do użytku gazociągu Nord Stream 2 upłynął w końcu 2019 r. Co prawda ułożono 2300 km rurociągu z projektowanej długości 2460 km, czyli 94%, ale specjalistyczny statek do układania rurociągów „Solitaire” należący do szwajcarskiej firmy *Allseas* przerwał pracę i odpłynął na Morze Północne. *Gazprom* i rząd rosyjski zapowiedziały szybkie ukończenie budowy, jednak ponowna mobilizacja sprzętu koniecznego do wykonania tych prac jest trudnym zadaniem. Obecnie nadzieje konsorcjum *Nord Stream 2 AG* związane są z zaangażowaniem statku „Akademik Czerski” należącego do *Gazpromflotu*, który teraz płynie z portu Nachodka na Dalekim Wschodzie do Europy, w domyśle na Bałtyk. Jest to również statek do układania rur, ale dwukrotnie mniejszy od „Solitaire”. Ostatnio rosyjskie ministerstwo energetyki ogłosiło, że Nord Stream 2 powstanie najpóźniej na początku 2021 r.



Udostępnianie zasobów ropy i gazu ze złóż niekonwencjonalnych nie wszędzie przebiega tak efektywnie jak w USA. Wynika to m. in. z mniejszego doświadczenia, ograniczeń w dostępie do wody, braku infrastruktury lub też bliskości większych ośrodków miejskich. Doświadczyła tego również Arabia Saudyjska, która dążąc do zwiększenia produkcji gazu ziemnego sięga po gaz z łupków. Przełomem w przewidywaniu opisanych wyżej trudności ma być projekt eksploatacji gazu z łupków ze złoża Jaturah ogłoszony przez dyrektora wykonawczego *Saudi Aramco* Amina Nassera 22

lutego br. Powiedział też, że jeśli założone cele zostaną osiągnięte, to od 2030 r. Arabia Saudyjska stanie się trzecim największym producentem gazu na świecie po USA i Rosji. Inwestycja ma kosztować 110 mld dolarów.

Nowatorskim rozwiązaniem, które ma być wprowadzone w projekcie Jaturah jest użycie wody morskiej w czasie szczelinowania zamiast wody słodkiej, więc wyeliminowana zostanie jedna z barier występujących w innych regionach. Woda morska będzie wymagała uzdatniania tylko w niewielkim stopniu, co nie powinno znacznie podnosić kosztów, a lokalizacja blisko Zatoki Perskiej ułatwi dostarczenie wody. Jest to również blisko największego złoża Ghawar, co oznacza dostęp do infrastruktury energetycznej. Ponadto miejscowe piaski mogą być zastosowane jako podsadzka przy szczelinowaniu. Wszystkie te czynniki przyczynią się do utrzymania kosztów operacyjnych na poziomie komercyjnym. Złoże Jaturah zajmuje ogromny obszar, jego długość wynosi 170 km, a szerokość 100 km. Zasoby są szacowane na 5,6 bln m<sup>3</sup> gazu. Od 2013 r. *Saudi Aramco* wykonało tam 150 odwiertów.

Produkcja gazu ze złoża Jaturah ma się rozpocząć na początku 2024 r. Według A Nassera osiągnie 62,2 mln m<sup>3</sup>/d gazu wraz z towarzyszącą produkcją 74,8 tys. t/d kondensatu oraz 12 mln m<sup>3</sup>/d etanu aż do 2036 r. W przygotowaniach do udostępnienia złoża Jaturah *Saudi Aramco* nawiązało współpracę z *Halliburtonem*, *Schlumbergerem* i *Baker Hughes*, do przetargu na wykonanie prac będą zaproszone też inne firmy serwisowe.

Projekt Jaturah to część ambitnego planu księcia Mohammeda bin Salmana w dywersyfikacji gospodarki i odejściem od dominacji eksploatacji ropy naftowej. Są też plany zajęcia przez *Aramco* pozycji ważnego eksportera gazu. Uznano, że budowa terminali gazowych LNG jest kosztowna i lepszym rozwiązaniem będzie przesył gazu gazociągami do odbiorców w sąsiednich krajach. Dla Arabii Saudyjskiej, Zjednoczonych Emiratów Arabskich, Bahrajnu i Egiptu byłby to sposób na zmniejszenie przewagi Kataru w dostawach gazu. W 2017 r. polityczne, handlowe i transportowe więzi z Katarą ochłodziły się z powodu oskarżeń o wspieranie terroryzmu.



## Sudan Południowy zamierza zwiększyć wydobycie ropy

Powołanie rządu jedności z udziałem byłych rebeliantów jest szansą na zakończenie wojny domowej, która wybuchła w 2013 r. i dotychczas

pochłonęła 400 tys. ofiar. Jednocześnie stwarza możliwość ożywienia przemysłu naftowego, odblokowania dostępu do wielu złóż i zwiększenia produkcji ropy. Przed wybuchem konfliktu wydobycie osiągnęło 34 tys. t/d, obecnie wynosi 24,4 tys. t/d. W przetargu zaplanowanym w IV kwartale br. Sudan chce zaoferować 14 bloków poszukiwawczych. Udział zagranicznych inwestorów ma zapewnić intensyfikację rozpoznania i udostępnienie nowych zasobów, bez czego wydobycie będzie nadal spadać. Jak dotychczas podpisano 6-letni kontrakt na poszukiwania i wydobycie z podziałem wpływów (*PSA-Production Sharing Agreement*) z *Oranto Petroleum* z Nigerii. Bliskie jest również podpisanie podobnej umowy z RPA. Wstępne oceny potencjału złożowego Sudanu Południowego określają wielkość zasobów na 127 mln t ropy.



## Zakaz szczelinowania może kosztować USA 7 bilionów dolarów

Jednym z postulatów Partii Demokratycznej w kampanii wyborczej jest zakaz stosowania szczelinowania hydraulicznego i wstrzymanie nowych wierceń na terenach federalnych. Najbardziej jest akcentowane w wystąpieniach Berniego Sandersa (określanego jako kandydat socjalistyczny) i Elizabeth Warren, którzy oprócz zakazu szczelinowania i zaprzestania wydawania nowych koncesji domagają się wprowadzenia moratorium na eksport ropy. W przypadku zwycięstwa kandydata demokratów, zdaniem lobby naftowego, oznaczałoby to gwałtowne zakończenie okresu gospodarki z udziałem paliw kopalnych w walce z globalnym ociepleniem klimatu. Powołując się na raport Amerykańskiego Instytutu Naftowego podają, że realizacja tego planu kosztowałaby gospodarkę amerykańską 7,1 bln dolarów w postaci spadku dochodu narodowego brutto i utraty milionów miejsc pracy, szczególnie w Teksasie, Kalifornii, Florydzie, Pensylwanii i Ohio. Kandydaci demokratów nie zgadzają się z tymi ocenami i twierdzą, że przejście do czystej energii spowoduje silny wzrost gospodarczy, co z kolei umożliwi przekwalifikowanie się pracowników przemysłu naftowego, gazownictwa i górnictwa węglowego.

Jerzy Zagórski

Źródła: *Biznes Alert, ExxonMobil, Forsal.pl, Gazprom, Hart Energy, Offshore, Oil & Gas Financial Journal, Oil & Gas Journal, OPEC, Petrobras, Puls Biznesu, Reuters, Rystad Energy, USGS, World Oil.*



## PKN ORLEN bliżej przejęcia Grupy ENERGA

PKN ORLEN otrzymał bezwarunkową zgodę Komisji Europejskiej na przejęcie Grupy ENERGA. To kolejny krok, po ogłoszeniu wezwania, przybliżający Koncern do dalszej dywersyfikacji działalności i umocnienia pozycji na konkurencyjnym europejskim rynku. Transakcja ma na celu osiągnięcie korzyści dla obu firm, regionów w których działają, akcjonariuszy oraz wzmocnienie polskiej gospodarki w obliczu pojawiających się wyzwań.

- Z zadowoleniem przyjęliśmy pozytywną decyzję Komisji Europejskiej dotyczącą zgody na zakup akcji Grupy Energa. Dzisiaj jesteśmy krok dalej w realizacji strategicznego celu, jakim jest budowa silnego koncernu zdolnego do konkurencji na międzynarodowym rynku i odpornego na zmienne czynniki makroekonomiczne. Jest to szczególnie ważne w tak trudnej sytuacji, w której znajdujemy się teraz z powodu epidemii koronawirusa. Połączenie PKN ORLEN z Grupą ENERGA to szansa na wzmocnienie obu firm, jak również polskiej gospodarki. Zdywersyfikowanie źródeł przychodów zwiększy stabilność i bezpieczeństwo funkcjonowania całej Grupy. Konsolidacja branży energetycznej i paliwowo-naftowej stała się dźwignią rozwoju oraz konkurencyjności narodowych firm w Europie i na świecie – mówi Daniel Obajtek, Prezes Zarządu PKN ORLEN.

Bezwarunkowa zgoda Komisji na realizację transakcji oznacza spełnienie jednego z warunków zwieszających realizację procesu. Ostatnio, w związku z sytuacją spowodowaną epidemią koronawirusa, PKN ORLEN podjął decyzję o wydłużeniu do 22 kwietnia 2020 r. terminu przyjmowania zapisów na akcje Grupy ENERGA, które rozpoczęło się 31 stycznia br. W ramach wezwania PKN ORLEN ustalił cenę akcji Grupy ENERGA na 7 zł. Zgodnie z nim PKN ORLEN zobowiązuje się nabyć akcje objęte zapisami pod warunkiem, że zapisami w wezwaniu zostanie objęta liczba akcji uprawniających do wykonywania co najmniej 66% ogólnej liczby głosów.

Wejście do zintegrowanej Grupy to duża szansa rozwojowa dla Grupy ENERGA. Tworzenie koncernów multi-utility wpisuje się w megatrendy i działania realizowane przez inne, międzynarodowe koncerny z branży paliwowej. Dywersyfikacja źródeł przychodów zwiększa bowiem odporność spółki na wahania rynkowe i zmiany w otoczeniu makroekonomicznym. W ten sposób budowana

jest dodatkowa wartość dla Klientów i Akcjonariuszy. W tym kierunku swoją działalność biznesową rozwijają już regionalni gracze – konkurenci Grupy ORLEN, jak MOL, OMV, Repsol, a także światowi giganci, jak BP, Shell czy Total.

Sfinalizowanie transakcji pozwoli efektywniej wykorzystać potencjał obu firm. Grupa ENERGA posiada łącznie ponad 50 aktywów produkujących energię z odnawialnych źródeł, w tym przede wszystkim elektrownie wodne, lądowe farmy wiatrowe i farmy fotowoltaiczne. Ponad 30% produkowanego przez Grupę Energa wolumenu energii elektrycznej pochodzi z odnawialnych źródeł i jest to najwyższy udział spośród jej głównych konkurentów. Dla PKN ORLEN to ciekawy portfel OZE, który bilansuje posiadane przez spółkę aktywa konwencjonalne, na przykład bloki parowo-gazowe w Płocku i Włodawku. Ma to też istotne znaczenie w kontekście planowanych przez PKN ORLEN inwestycji w morskie farmy wiatrowe.

Transakcja umożliwi również wykorzystanie obecnych nadwyżek produkcyjnych PKN ORLEN przez Grupę ENERGA. Pozwoli to na ograniczenie kosztów operacyjnych związanych z obrotem energią na Towarowej Giełdzie Energii. Z kolei połączenie bazy klientów obydwu grup wygeneruje potencjał do sprzedaży dodatkowych produktów i usług, szczególnie w segmencie mniejszych odbiorców.

Zakup akcji Grupy ENERGA to także zwiększenie potencjału rozwojowego w obszarze elektromobilności, w którym PKN ORLEN konsekwentnie umacnia pozycję. Realizacja transakcji oznaczałaby powiększenie infrastruktury sieci ładowania i kompetencji, niezbędnych do rozwoju tego segmentu rynku. Połączenie sieci szybkich ładowarek zainstalowanych przez PKN ORLEN, Grupy ENERGA oraz Grupę LOTOS umożliwiłoby stworzenie drugiej pod względem liczby punktów infrastruktury, dysponującej 133 punktami ładowania, zapewniającej dobre pokrycie geograficzne.

Przejęcie Grupy ENERGA oznacza również wymierne korzyści dla jej pracowników oraz społeczności lokalnych. Pracownicy z branży energetycznej zatrudnieni w ENERGA, których deficyt jest mocno odczuwalny na rynku, uzupełnią zespół specjalistów pracujących w Grupie ORLEN. Z punktu widzenia podatkowego, Grupa ENERGA zachowa pełną odrębność, co oznacza dalsze wpływy do regionalnego budżetu.

Niezmienna pozostanie również polityka sponsoringowa na Pomorzu, realizowana obecnie przez Grupę ENERGA. Utrzymane zostanie wsparcie dla lokalnej społeczności. PKN ORLEN aktywnie już działa w tym zakresie w regionie. Najlepszym przykładem jest zorganizowanie w 2019 r. największej polskiej imprezy motoryzacyjnej – VE-RVA Street Racing w Gdyni.

PKN ORLEN.



Dominika Bernaś



Jolanta Likus



## Kalendarium

**9.03.2020 r.** w siedzibie biura Zarządu Głównego SITP NiG w Krakowie odbyło się posiedzenie Głównej Komisji Rewizyjnej (GKR) SITP NiG.

## Jubileusze urodzinowe Koleżanek i Kolegów

W bieżącym miesiącu jubileuszowe urodziny obchodzą Koleżanki i Koledzy:

**90 lat**

Antoni Luczyn z Oddziału w Poznaniu

**85 lat**

Liliana Bulewicz-Burlińska z Oddziału w Warszawie II

**80 lat**

Barbara Królikowska z Oddziału w Krakowie

Alicja Rebandel z Oddziału w Warszawie II

Józwicki Benedykt z Oddziału w Warszawie I

**75 lat**

Kazimierz Zwierzyński z Oddziału w Zielonej Górze

Kazimierz Twardowski z Oddziału w Krakowie

Janusz Klimek z Oddziału w Krośnie

Maria Masłowska z Oddziału w Warszawie I

Jan Jasiński z Oddziału w Sanoku

Alojzy Beczała z Oddziału w Czechowicach

**70 lat**

Helena Kleparska z Oddziału w Katowicach

Edward Czekański z Oddziału w Zielonej Górze

Kazimierz Jakubowski z Oddziału w Gdańsku

Józef Cetnar z Oddziału w Krośnie

Teresa Breker z Oddziału w Łodzi

Bożena Rajkowska z Oddziału w Poznaniu

Leszek Belczyk z Oddziału w Gorlicach

Józef Potera z Oddziału w Sanoku

Bogusław Chmielowski z Oddziału w Katowicach

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

## Posiedzenie Głównej Komisji Rewizyjnej



Fot. arch. SITP NiG

*9 marca 2020 r. w siedzibie biura Zarządu Głównego SITP NiG w Krakowie odbyło się posiedzenie Głównej Komisji Rewizyjnej (GKR) SITP NiG. Wzięli w nim udział prawie wszyscy członkowie Komisji, a także główna księgowa SITP NiG – Małgorzata Kozdrój. Posiedzeniu przewodniczył Stanisław Józefczyk, przewodniczący GKR.*

Komisja przeprowadziła szczegółową analizę otrzymanych dokumentów: sprawozdania finansowego stowarzyszenia za rok 2019, stanowiska Komisji Finansowo-Budżetowej oraz sprawozdania z działalności merytorycznej SITP NiG. Przedyskutowano składniki kosztowe, przychodowe, wybrane pozycje bilansu oraz rachunku zysków i strat. Omówiona została także realizacja głównych założeń planu działalności Stowarzyszenia w roku 2019.

Komisja stwierdziła, że działalność SITP NiG była zgodna ze statutem Stowarzyszenia, a przyjęte na rok 2019 zadania programowe zostały wykonane, nie wniosła również uwag do przedstawionego sprawozdania finansowego. Uchwałą nr 2/2019 zarekomendowała Zarządowi Głównemu SITP NiG przyjęcie i zatwierdzenie sprawozdania finansowego i sprawozdania merytorycznego z działalności SITP NiG w 2019 roku.

Dominika Bernaś

# XI Walne Zebranie Członków Koła SITP NiG w Tarnowie



## ODDZIAŁ W TARNOWIE

Koło w Tarnowie powstało w 1981 roku. Założycielem i pierwszym przewodniczącym Koła był kol. Edmund Berger. W momencie doprowadzenia do założenia Oddziału w Tarnowie, w 1988 r. kol. E. Berger niespodziewanie zmarł. Przewodniczącym trzeciej kadencji został wybrany kol. Edward Wytrwał.



Przewodniczący Adam Jarek prezentuje dokonania koła. Fot. Tadeusz Zawiliński



Komisja Mandatowa - koleżanki Katarzyna Kaczmarczyk, Wanda Ryś, Marta Bukowska-Cmunt. Fot. Tadeusz Zawiliński



Andrzej Ślusarczyk prowadzący WZCK i Łukasz Piwoda nowy przewodniczący koła. Fot. Tadeusz Zawiliński



Komisja Uchwał i Wniosków słucha i notuje. Fot. Tadeusz Zawiliński

Od 1992 roku, kolejno, aż pięć kadencji, funkcję przewodniczącego koła pełnił kol. Edward Śledź, społecznik i organizator, cieszący się wielkim poparciem i zaufaniem członków. IX WZCK w 2012 r. zamknęło etap tzw. tłustych lat w stowarzyszeniu. Na nowe lata przewodniczącym został kol. Grzegorz Adamczyk. Ostatnia kadencja upłynęła pod przewodnictwem kol. Adama Jarka. W imieniu ustępującego zarządu 28 lutego 2020 r. XI Walne Zebranie Członków Koła SITP NiG w Tarnowie poprowadził kol. Andrzej Ślusarczyk. Działalność koła, przedstawiona przez ustępującego przewodniczącego w formie prezentacji multimedialnej, została przyjęta bez dodatkowych uwag, co potwierdza rzetelną i aktywną działalność zarządu koła w okresie minionej kadencji. Absolutorium zostało udzielone poprzez jednomyślne głosowanie.

W wyniku wyborów skład zarządu koła jest następujący:

- Łukasz Piwoda – przewodniczący
- Alicja Kaczmarczyk – wiceprzewodnicząca
- Marek Jakubowski – sekretarz

- Janina Dziędziel-Gostek – skarbnik
- Adam Jarek
- Marek Kluczyński
- Andrzej Ślusarczyk

Komisja Rewizyjna pracuje w składzie:

- Wanda Ryś – przewodnicząca
- Marta Bukowska-Cmunt
- Małgorzata Szatko

Walne zebranie to możliwość przekazania propozycji nowych pomysłów, wsparcie dla kontynuacji sprawdzonych działań. Zapropnowano, aby w bieżącej kadencji w wyjazdach mogli brać udział członkowie rodzin co stało się atutem ostatnio organizowanych wyjazdów. Wskazano, że bardzo istotnym jest współpraca z innymi kołami, a także stowarzyszeniami, np. PZITS, co znacząco wpływa na obniżenie kosztów organizacji sympozjów, szczególnie wyjazdowych.

Janina Dziędziel-Gostek  
Koło SITP NiG w Tarnowie



Uczestnicy WZCK. Fot. Tadeusz Zawiliński



## IV WZCK Koła SITPniG w Kielcach



### ODDZIAŁ W TARNOWIE

*Koło Zakładowe SITPniG w Kielcach zainaugurowało swoją działalność w 2009 r. przy Oddziale Zakładzie Gazowniczym w Kielcach. Pierwszym przewodniczącym był kol. Rafał Fijolek. W następnej kadencji przewodniczącym został wybrany kol. Marcin Sykuliski.*

21 lutego 2019 odbyło się IV Walne Zebranie Koła. Ustępujący zarząd pod przewodnictwem kol. Marcina Sykuliskiego otrzymał absolutorium. Uczestnicy zebrania przystąpili



Nowy zarząd koła ZG Kielce, od lewej – Pajdo Michał, Maciej Kępiński, Magdalena Piąza, Tomasz Nowosielski.

do wyboru nowego zarządu koła. Kandydaci zgłoszeni do zarządu dokonali autoprezentacji wskazując zebrany najważniejsze założenia, którymi mają zamiar kierować się w przypadku dokonania wyboru ich osoby. Po krótkiej dyskusji nastąpiło głosowanie. Najwięcej głosów uzyskał kol. Maciej Kępiński, obejmując tym samym stanowisko Przewodniczącego Koła SITPniG

w Kielcach. Po ukonstytuowaniu się Zarządu do pełnienia pozostałych funkcji wytypowani zostali: kol. Tomasz Nowosielski – wiceprzewodniczący, kol. Sylwester Gac – sekretarz, kol. Magdalena Piąza – skarbnik i kol. Michał Pajdo – członek zarządu.

Janina Dziędziel-Gostek

## VII WZCK Koła SITPniG w Rzeszowie



### ODDZIAŁ W TARNOWIE

**Zarząd Koła SITPniG w RZESZOWIE**

 Kol. Piotr Ryznar - Przewodniczący	 kol. Marzena Krupa - Wiceprzewodnicząca	 Kol. Przemysław Janocha - Skarbnik
 Kol. Stanisław Wszolek - Sekretarz	 Kol. Grażyna Jarecka - Członek	 Kol. Piotr Przywara - Członek

Opracowała Wanda Rys

*Koło w Rzeszowie powstało w 1997 roku z inicjatywy Kol. Marka Szpunara, zarazem pierwszego przewodniczącego, przy Zakładzie Gazowniczym w Rzeszowie. W kolejnych kadencjach funkcję przewodniczącego Zarządu Koła pełni-*

*ły: Kol. Elżbieta Kluz przez dwie kadencje oraz Kol. Grażyna Jarecka trzy kadencje w latach 2008 – 2020.*

Obecne wybory odbyły się 18 lutego 2020 r. Na Walnym Zebraniu Członków Koła spotkało się 21 osób, pracowników firm gazowniczych oraz byłych już pracowników tych firm.

Przewodnicząca kol. Grażyna Jarecka złożyła sprawozdanie z działalności Koła za kadencję, które zostało przyjęte w jawnym głosowaniu. Ustępującemu zarządowi udzielono absolutorium. Przystąpiono do wyboru komisji WZCK, zgłaszania kandydatur do zarządu koła i do głosowania. W drugiej turze najwięcej głosów uzyskał kol. Piotr Ryznar, obejmując tym samym stanowisko Przewodniczącego Koła SITPniG w Rzeszowie. Do Zarządu zostali wybrani: kol. Grażyna Jarecka, Marzena Krupa, Piotr Przywara, Przemysław Janocha i Stanisław Wszolek.

Członkowie koła omawiali kwestię wysokości składek dla emerytów, obecnie 3 zł, uważając, że składka ta jest za niska. Zobowiązali nowy zarząd do przekazania wniosku o podwyższenie składki do rozpatrzenia przez wyższą instancję władz Stowarzyszenia. Zaproponowano zorganizowanie lekcji z języka angielskiego technicznego dla członków koła.

Janina Dziędziel-Gostek

## VI WZCK Koła SITP NiG w Lublinie



### ODDZIAŁ W TARNOWIE

W trakcie przygotowania wyborów i późniejszego liczenia głosów w części oficjalnej ustępujący Zarząd wręczył zaległe pamiątkowe monety i Odznaki SITP NiG. Srebrną Odznakę wręczono Kol. M. A. Bednarkowi i Kol. K. Trojanowskiemu, a Złotą Odznakę Kol. M. Kalbarczykowi. Przewodniczący Koła przekazał pozdrowienia od innych Kół i Zarządu Oddziału oraz omówił sprawy bieżące Koła w Lubli-



Fot. T. Życzyński

*Koło SITP NiG w Lublinie powstało w 2001 roku w strukturach Oddziału w Tarnowie. Koło zrzesza pracowników i emerytów Oddziału Zakładu Gazowniczego w Lublinie. VI Walne Zebranie Członków Koła Lublin odbyło się 27.02.2020 r. w sali konferencyjnej OZG w Lublinie.*

Na zebranie stawili się 52 członków Koła. Zebranie otworzył Przewodniczący Koła Tomasz Życzyński, a prowadzenie zebrania powierzono koledze Piotrowi Bąkowskiemu. Ustępujący Zarząd złożył sprawozdanie z działalności Koła za lata 2016-2020. Sprawozdanie to, w formie prezentacji multimedialnej przedstawił kolega Tomasz Życzyński, który szeroko omówił i skomentował wszystkie najważniejsze punkty działalności Koła w ciągu



Fot. T. Życzyński

ostatniej kadencji. W tej części zebrania obecny był Dyrektor OZG w Lublinie Jacek Janiszek. Po dyskusji nad sprawozdaniem Zarządu Koła przegłosowano jednogłośnie wniosek nad udzieleniem absolutorium ustępującemu Zarządowi.



Fot. T. Życzyński



Fot. T. Życzyński

nie i Oddziału SITP NiG w Tarnowie. Dyskutowano nad aktualnymi sprawami Koła, tj. m.in. szkoleniami i wyjazdami technicznymi, składano wnioski do Komisji Uchwał i Wnio-sków. Następnie Komisja Skrutacyjna odczytała protokół z wyników wyborów. W wyniku głosowania do Zarządu Koła wybrani zostali: Tomasz Życzyński, Andrzej Jewulski, Wojciech Wnuk, Szymon Kamiński i Anna Staniszewska.

Przewodniczącym Koła, spośród wybranego Zarządu Koła, został kol. Tomasz Życzyński. Funkcję tę będzie sprawował już szóstą kadencję. W wyniku głosowania członkami Komisji Rewizyjnej zostali: Krzysztof Rozwadowski, Beata Stachyra i Piotr Tomaszewski – jako Przewodniczący.

Nowo wybrany Przewodniczący Koła podziękował za ponowny wybór i zaufanie oraz

przedstawił ramowy plan pracy na najbliższy okres. Po odczytaniu i przegłosowaniu treści uchwał zakończono zebranie dziękując członkom za przybycie i udział, a Dyrekcji OZG w Lublinie za udostępnienie sali na zebranie.

Tomasz Życzyński

## VII Walne Zebranie Członków Koła SITP NiG w Jarosławiu

*Zarząd Koła Zakładowego SITP-NiG w Jarosławiu zorganizował 29 stycznia 2020 roku VII Walne Zebranie Członków Koła. Koło SITP-NiG w Jarosławiu powstało 20 lutego 1996 roku i działa w strukturach Oddziału w Tarnowie.*

Członkami Koła są pracownicy i emeryci firm: Polskiej Spółki Gazownictwa, PGNiG Obrót Detaliczny, GAZ-SYSTEM S.A. oraz POL-GAZ Jarosław. Pierwsze pięć kadencji przewodniczącym koła był kolega Jerzy Kosiński, w szóstej kadencji przewodniczenie objął kol. Zenon Pociecha.

Podczas zebrania dokonano wyboru Przewodniczącego Koła, Zarządu Koła, Komisji Rewizyjnej Koła, delegatów na Walny Zjazd Delegatów Oddziału.

W WZCK uczestniczyło 14 członków Koła SITP NiG w Jarosławiu.

Wybrany zarząd koła tworzą:

- Wojciech Hołowacz – przewodniczący
- Łukasz Kasperski – wiceprzewodniczący
- Zdzisław Walerianowicz – sekretarz
- Jacek Marszałek
- Ryszard Trelka

W Komisji Rewizyjnej działac będą:

- Anna Piotrowska – przewodnicząca
- Jerzy Kosiński



### ODDZIAŁ W TARNOWIE

Nowy zarząd planuje organizację większej liczby niskobudżetowych jednodniowych seminariów wyjazdowych we współpracy ze stowarzyszeniami naukowo-technicznymi zrzeszonymi w Naczelnej Organizacji Technicznej i innymi od lat zaprzyjaźnionymi organizacjami.

Koło SITP NiG w Jarosławiu



Zarząd SITP NiG Koła Jarosław. Od lewej: Jacek Marszałek - członek zarządu, Ryszard Trelka - członek zarządu, Wojciech Hołowacz - przewodniczący Koła Jarosław, Zdzisław Walerianowicz - sekretarz, Łukasz Kasperski - zastępca przewodniczącego Koła Jarosław.

# Krzewienie wiedzy technicznej – zakład odsalania wody morskiej w Bahía de Palma



Janina Dziędziel-Gostek



Fot. Janina Dziędziel-Gostek

*Stowarzyszenia PZITS i SITP-NiG na przełomie wakacji zorganizowały wyjazd techniczno-turystyczny na południe Europy. Podróż odbywała się wycieczkowcem MS Fantasia, a zwiedzane były europejskie porty zachodniej strony Morza Śródziemnego.*

W wyjeździe brali członkowie kół z Tarnowa i Jarosławia. Rejs rozpoczął się i zakończył w Genui. Na kontynencie jeszcze zwiedzano Marsylię, Neapol i Florencję. Na morskim szlaku przybijano do portów Majorki i Ibiza, wysp Archipelagu Balearów. Na Majorce w Bahía de Palma zwiedzono zakład odsalania wody. Przedstawiciel zakładu omówił proces odsalania wody wykorzystujący zasadę odwróconej osmozy. Następnie uczestnicy zwiedzili instalację technologiczną odsalania wody.

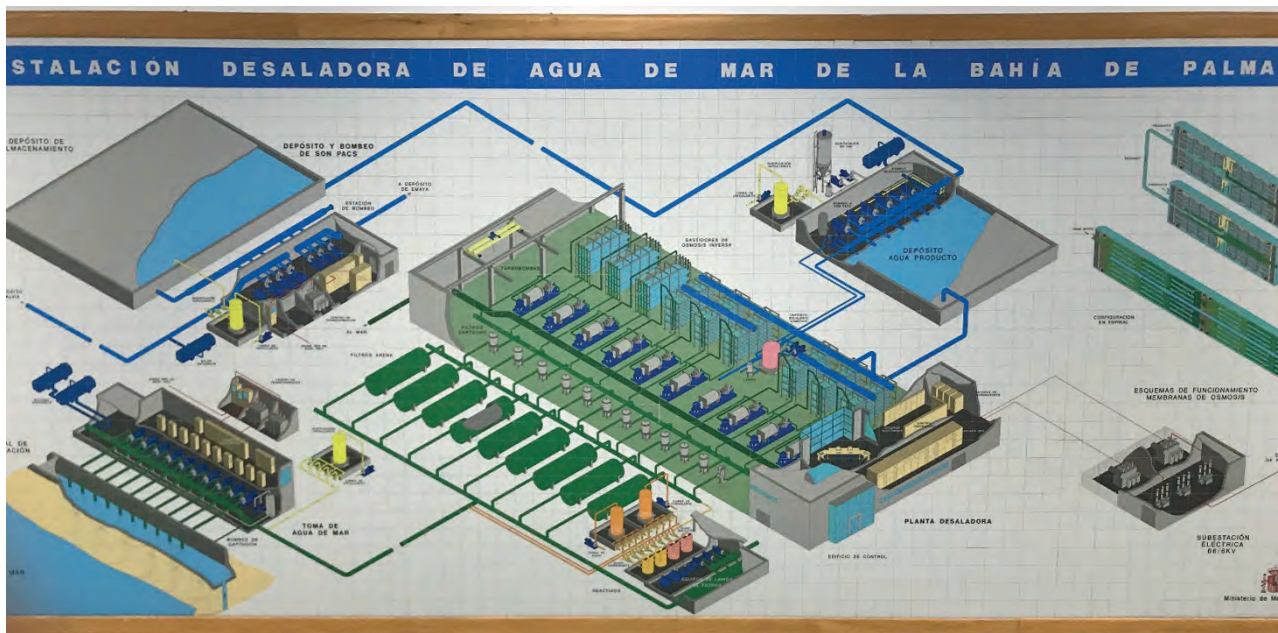


Fot. Janina Dziędziel-Gostek

## Opis instalacji

Woda morska o zasoleniu 39 000 mg/l i temperaturze 19°C - 22°C po wydobyciu z 16 odwiertów nawierconych na głębokość 100 m, przesyłana jest do zbiornika wody surowej. Dzienny pobór wody morskiej wynosi 151 000 m<sup>3</sup>. W budynku pompowni znajduje się 10 pomp (jedna w trybie

czuwania), które przepompowują wodę z punktu poboru do oczyszczalni, oddalonej o 3,5 km. Woda płynie w rurze z tworzyw sztucznych. Pompy mają wydajność jednostkową 700 m<sup>3</sup>/h przy ciśnieniu 7,6 bar, są wykonane ze stali nierdzewnej AISI-904.L Podczas oczyszczania dodaje się do wody podchloryn sodu w celu zmniejszenia za-



Fot. Janina Dziędziel-Gostek



Fot. [www.suezwaterhandbook.com](http://www.suezwaterhandbook.com)



Fot. Janina Dziędziel-Gostek

wartości materii organicznej, następnie kwas siarkowy w celu regulacji pH i chlorek żelaza w celu koagulacji ewentualnych zawiesin i koloidów przed filtracją piaskową. Następnie woda przepływa przez grupę dziewięciu ciśnieniowych filtrów piaskowych 0,5 mm (po jednym na linię).

Sprzęt myjący składa się z 3 x 520 m<sup>3</sup>/h pomp i 2 x 2900 Nm<sup>3</sup>/h dmuchaw, z których każda jest w trybie gotowości. Współczynnik SDI po etapie filtracji wynosi ~ 0,9. Po przefiltrowaniu dozjuje się środek antyskalantowy w celu zabezpieczenia membran osmotycznych przed blokującymi je zawiesinami. Kolejno dodaje się wodorosiarczyny sodowej w celu redukcji wolnego chloru, gdy stosowane jest chlorowanie do dezynfekcji wody. Następnie woda przepływa przez dwanaście filtrów kasetowych 5 mikronów, aby żadne cząsteczki nie blokowały membran. Kolejno woda pompowana jest za pomocą 10 turbopomp do instalacji odwróconej osmozy RO (Reverse Osmosis). Każda pompa może przepompować do 675 m<sup>3</sup>/h wody przy ciśnieniu 69 barów, a turbina służy do odzysku ciepła odpadowego z przepływu 374 m<sup>3</sup>/h). Każda turbopompa składa się z pompy z dzielonym korpusem i turbiny Peltona wykonanej ze stali nierdzewnej IR-885 oraz silnika napędowego o mocy 1100 kW, 6 kV. Zakład ma dziewięć obudów z zamontowanymi membranami, pracującymi przy współczynniku konwersji 45% i maksymalnym ciśnieniu 69 bar. Wydajność obudowy membranowej wynosi 7250 m<sup>3</sup>/dobę. Zakład ma sześć linii odwróconej osmozy wykorzystujących membrany cylindryczne z włókien „wydrążonych” firmy Dupont i trzy linie wykorzystujące membrany spiralne Toray, wszystkie pracujące w tych samych warunkach i przy tej samej produkcji jednostkowej. Wydajność zakładu wynosi 67 500 m<sup>3</sup>/d.

Odsolona woda jest przechowywana w zbiorniku o pojemności 3000 m<sup>3</sup>. Dla zapewnienia odpowiedniego pH wody dodaje się wapno (wskaźnik Langeliera), a w celu dezynfekcji wody przed dystrybucją, na koniec, dodaje się podchloryn sodu. Solanka jest odprowadzana grawitacyjnie do morza za pomocą podwodnego rurociągu o długości 400 m.

Odsolona woda jest pompowana, przez



Fot. Janina Dziędziel-Gostek

cztery pompy, i kierowana żeliwnym przewodem o długości 7 km aż do zbiornika Son Pacs. Pompy wykonane ze stali nierdzewnej zapewniają przepływ o wartości 930 m<sup>3</sup>/h przy ciśnieniu 6,6 bar, mają silniki o mocy 250 kW, i są wyposażone w urządzenia zabezpieczające przed wzrostem ciśnienia w przypadku przestoju.

Ze zbiornika technologicznego Son Pacs o pojemności 21 000 m<sup>3</sup> woda przesyłana jest dwoma żeliwnymi rurociągami:

- pierwszym do Son Tugores, o długości 300 m, przez który woda pitna pompowana jest trzema pompami o wydajności 930 m<sup>3</sup>/h i ciśnieniu 1 bar.



Fot. Janina Dziędziel-Gostek

- drugim, o długości 9 km, do komory dystrybucyjnej Génova i siecią w rejonie Calviá. Trzy pompy o wydajności 930 m<sup>3</sup>/h i ciśnieniu 9 bar, z silnikiem o mocy 350 kW.

Zbiornik i pompy Son Pacs mają niezależne centrum transformatorowe 1 600 kVA.

Źródło:

- <https://docplayer.net/44526850-Desalination-costs-at-the-spanish-mediterranean-coast-the-bahia-de-palma-mallorca-case.html>
- <https://www.suezwaterhandbook.com/case-studies/desalination/Bahia-de-Palma-seawater-reverse-osmosis-desalination-plant-Spain>

Janina Dziędziel-Gostek



Fot. Janina Dziędziel-Gostek

## Stowarzyszenie Miłośników Sportu i Rekreacji „Alpejczyk” ma 20 lat!



Fot. arch. Stowarzyszenie Miłośników Sportu i Rekreacji „Alpejczyk”

Stowarzyszenie Miłośników Sportu i Rekreacji „Alpejczyk” powstało 20 lat temu. Stało się to zimą 2000 roku, to właśnie wtedy pojawiła się po raz pierwszy koncepcja zorganizowania zawodów narciarskich dla szeroko pojętej branży energetycznej. Jej pomysłodawcami byli: Władysław Gwizdak, Radosław Nowak i Mariusz Gilarski.

Po spełnieniu wszystkich wymogów formalnych, w lutym 2001 r., Stowarzyszenie zostało zarejestrowane i rozpoczęło swoją działalność. Przez te wszystkie lata „Alpejczyk” zorganizował dziesiątki imprez, w których udział wzięło kilka tysięcy osób. Tym razem



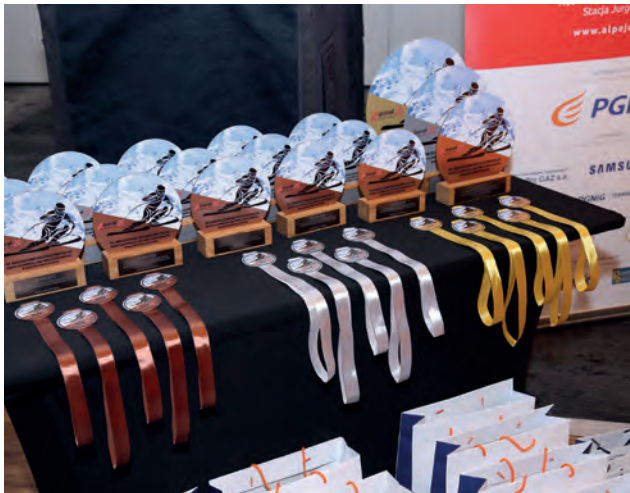
Fot. arch. Stowarzyszenie Miłośników Sportu i Rekreacji „Alpejczyk”



Fot. arch. Stowarzyszenie Miłośników Sportu i Rekreacji „Alpejczyk”



Fot. arch. Stowarzyszenie Miłośników Sportu i Rekreacji „Alpejczyk”



Fot. arch. Stowarzyszenie Miłośników Sportu i Rekreacji „Alpejczyk”



Fot. arch. Stowarzyszenie Miłośników Sportu i Rekreacji „Alpejczyk”

spotkaliśmy się na XX Jubileuszowych Mistrzostwach Polski Branży Gazowniczej, Naftowej i Ciepłowniczej w Narciarstwie Alpejskim w stolicy polskich Tatr, Zakopanem. Jubileuszowe zmagania rozegraliśmy na stoku Stacji Narciarskiej Jurgów SKI, gdzie przeprowadziliśmy dwa przejazdy slalomu, w którym wzięło udział 135 zawodniczek i zawodników. Po bar-

dzo zaciętej i wyrównanej walce zostali wyłonieni zwycięzcy w poszczególnych kategoriach kobiet i mężczyzn, a także w klasyfikacji drużynowej. Mieliśmy dużo szczęścia, zawody zostały przeprowadzone przy dobrej pogodzie, podczas opadów śniegu, co w tegorocznej zimie nie było częstym zjawiskiem. Wieczorem, w miejscu naszego zakwaterowania,

w hotelu „Nosalowy Dwór Resort & SPA” odbył się zorganizowany przez nasze Stowarzyszenie koncert zespołu IRA. Przeboje Grupy i świetna forma wokalna jej lidera Artura Gadowskiego, posiadającego wyjątkowy dar nawiązywania kontaktu z publicznością sprawiły, że licznie zgromadzona widownia (ponad 900 osób) doskonale bawiła się podczas tego artystycznego wydarzenia. Oprócz zawodów narciarskich wzięliśmy także udział w konferencji nt. „Nowe technologie w eksploatacji węglodorodów i aktualne tendencje na rynkach ropy naftowej i gazu ziemnego” zorganizowanej i poprowadzonej przez pracowników naukowych AGH oraz w Gali Sportu podsumowującej nasze jubileuszowe spotkanie. Dziękujemy bardzo Wszystkim przyjaciołom, sympatykom oraz sponsorom „Alpejczka” za wsparcie przez te wszystkie lata i za to, że jesteście z nami i wspólnie możemy propagować rozwój sportu i integrację branży energetycznej. Zapraszamy na kolejne imprezy organizowane przez nasze Stowarzyszenie. Już we wrześniu br., na XVIII Mistrzostwa Polski Branży Gazowniczej, Naftowej i Ciepłowniczej w Rowerach Terenowych i V Mistrzostw Polski Branży Gazowniczej, Naftowej i Ciepłowniczej w Biegach Przejajowych oraz za już niespełna rok, na kolejną, XXI edycję naszych narciarskich mistrzostw. Sponsorem Głównym i Patronem Honorowym XX Jubileuszowych Mistrzostw Polski Branży Gazowniczej Naftowej i Ciepłowniczej było Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA. Mistrzostwa zostały także objęte patronatami honorowymi Izby Gospodarczej Gazownictwa i Izby Gospodarczej Ciepłownictwa Polskie, a wsparcia medialnego udzielił nam „Wiadomości Naftowe i Gazownicze” i „Przeгляд Gazowniczy”.

Włodzimierz Kleniewski  
Polska Fundacja Olimpijska

Miejsce	Imię i nazwisko uczestnika	Firma
<b>KOBIETY GRUPA II</b>		
1	Karolina Walkowiak	PGNiG TERMIKA SA
2	Agata Latacz-Straszak	PGNiG TERMIKA SA
3	Beata Wittman	Gas Storage Poland sp. z o.o.
<b>KOBIETY GRUPA I</b>		
1	Patrycja Pietroń-Retek	PGNiG TERMIKA SA
2	Anna Gul	PGNiG SA, Oddział Geologii i Eksploatacji
3	Agnieszka Traczyk	PGNiG SA, Oddział Geologii i Eksploatacji
<b>MEŃCZYŹNI GRUPA III</b>		
1	Aleksy Bartoszewicz	PGNiG TERMIKA SA
2	Bartłomiej Kowalski	INNSOFT Sp. z o.o.
3	Radosław Nowak	PGNiG SA Oddział w Sanoku
<b>MEŃCZYŹNI GRUPA II</b>		
1	Tomasz Syrek	Cryogas M&T Poland S.A.
2	Paweł Tarapacki	PGNiG SA Oddział w Sanoku
3	Michał Litwiniuk	Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Spółka z o.o.
<b>MEŃCZYŹNI GRUPA I</b>		
1	Jan Wielowiejski	Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A.
2	Piotr Długosz	ORLEN UPSTREAM Sp. z o.o.
3	Marek Skiba	ORLEN UPSTREAM Sp. z o.o.

#### Wyniki drużynowe

Miejsce	Firma	Punkty
1	PGNiG TERMIKA SA	186
2	PGNiG SA, Oddział Geologii i Eksploatacji	119
3	Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A.	108
4	PGNiG SA Oddział w Sanoku	106
5	PGNiG SA Oddział w Zielonej Górze	50
6	ORLEN UPSTREAM Sp. z o.o.	47
7	INNSOFT Sp. z o.o.	31
8	ANTICOR Bohemia, s.r.o.	26
9	Cryogas M&T Poland S.A.	25
10	Gas Storage Poland sp. z o.o.	19

# Prace Naukowe Instytutu Nafty i Gazu – Państwowego Instytutu Badawczego nr 227



*W ramach Prac Naukowych Instytutu Nafty i Gazu – Państwowego Instytutu Badawczego Instytutu, pod nr 227, została wydana monografia autorstwa Marcina Kremieniewskiego, pt.: Poprawa wczesnej wytrzymałości mechanicznej płaszczu cementowego z zaczynów lekkich.*

W publikacji zaprezentowano wyniki badań nad zwiększeniem wczesnej wytrzymałości mechanicznej płaszczu cementowego, powstałego z lekkich zaczynów cementowych. W trakcie realizacji pracy wykorzystano zarówno dotychczas stosowane, jak i nowe dodatki oraz domieszki, pozwalające na skrócenie czasu hydratacji zaczynu, a także na wzrost ww. wytrzymałości.

Przedstawione w pracy receptury zaczynów lekkich o podwyższonej wczesnej wytrzymałości mechanicznej charakteryzują się wysoką wartością wytrzymałości na ściskanie w początkowym okresie hydratacji, co przyczynia się zarówno do poprawy efektywności uszczelniania, jak również do uzyskania faktycznego obrazu stanu zacementowania podczas pomiarów geofizycznych, co było kwestią dyskusyjną podczas stosowania dotychczasowych receptur.

Badania czasu wiązania i wczesnej wytrzymałości mechanicznej otrzymanego stwardniałego zaczynu cementowego przeprowadzono dla zaczynów przeznaczonych do stosowania w określonych warunkach otworowych. Wykonano również badania parametrów świeżego zaczynu, które wpływają na efektywność uszczelniania kolumn rur okładzinowych. Opracowano grupę nowych receptur zaczynów lekkich, charakteryzujących się podwyższonymi wartościami wytrzymałości mechanicznej po krótkim czasie wiązania. Dzięki temu możliwe jest prowadzenie pomiarów geofizycznych po znacznie krótszym czasie niezbędnym do wiązania zaczynu,

Prace Naukowe Instytutu Nafty i Gazu  
Państwowego Instytutu Badawczego

Nr 227



przy jednoczesnym utrzymaniu na wymaganym poziomie pozostałych parametrów technologicznych, co przyczynia się do poprawy stanu uszczelnienia otworu wiertniczego.

Praca liczy 286 stron i zawiera 17 fotografii, 217 rysunków oraz 32 tabele, a także 59 pozycji literaturowych.

Zamówienia prosimy składać  
e-mailowo: [nafta-gaz@inig.pl](mailto:nafta-gaz@inig.pl)

lub telefonicznie:  
12 617 76 32





# NOWOCZESNE STANOWISKO DO BADAŃ METODĄ TOMOGRAFII KOMPUTEROWEJ

Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy dysponuje jedynym tej klasy, w Europie Środkowo-Wschodniej, przewoźnym tomografem komputerowym RXCT (Rotating X-ray CT) firmy Geotek, umożliwiającym pomiary na całych rdzeniach wiertniczych. Tomografia komputerowa (CT) jest nieniszcząca metodą, pozwalającą na wizualizację wewnętrznej struktury badanego obiektu. Zastosowanie nowoczesnego urządzenia RXCT, zoptymalizowanego do badania skał, gwarantuje uzyskanie wysokiej jakości szczegółowego obrazu sedimentologicznego i strukturalnego rdzenia wiertniczego, zarówno w warunkach laboratoryjnych, jak i polowych.

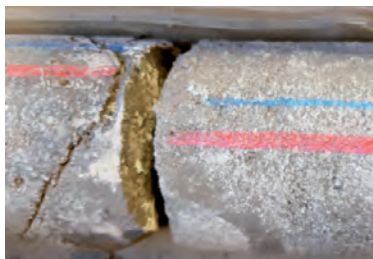
## ZASTOSOWANIE TOMOGRAFII KOMPUTEROWEJ W GEOLOGII I GEOFIZYCE

- archiwizacja pełnej informacji geologicznej zawartej w materiale rdzeniowym przed przecięciem rdzenia i pobraniem próbek,
- uzupełnienie opisu makroskopowego dzięki odwzorowaniu na obrazie CT niewidocznych w rdzeniu struktur sedimentacyjnych,
- wskazanie miejsc poboru reprezentatywnych próbek,
- generowanie syntetycznych profilowań zmian porowatości i gęstości wzdłuż badanego rdzenia,
- obrazowanie porowatości i szczelinowatości w skałach oraz szacowanie wielkości porowatości pochodzącej odpowiednio od porów, kawern lub szczelin,
- dowiązanie miary wiertniczej do geofizycznej,
- orientacja rdzenia wiertniczego poprzez zestawienie obrazów CT z obrazami mikropornościowymi ściany otworu (skaner elektryczny).

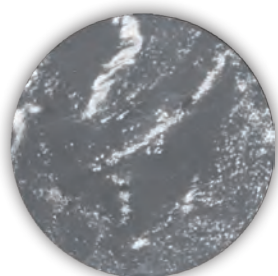
## SPECYFIKACJA TOMOGRAFU KOMPUTEROWEGO RXCT FIRMY GEOTEK

- lampa rentgenowska 65 W, Thermo Kevex Microfocus,
- napięcie źródła – 45 kV – 130 kV,
- detektor 1920 x 1536 px, flat-panel,
- rozdzielczość obrazów 40–300  $\mu\text{m}$ ,
- możliwość wykonania pomiarów próbek o średnicy do 15 cm oraz długości do 1,5 m.

### Tomograf medyczny (woksel – 0,17 x 0,17 x 0,6 mm<sup>3</sup>)



### RXCT (Rotating X-ray CT) (woksel – 0,07 x 0,07 x 0,07 mm<sup>3</sup>)



## KONTAKT

Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy

Zakład Geofizyki Wiertniczej | Kierownik: dr inż. Marek Dohnalik

Adres: ul. Bagrowa 1, 30-733 Kraków | Tel.: 12 650 67 70 | E-mail: [marek.dohnalik@inig.pl](mailto:marek.dohnalik@inig.pl)

# SYSTEM CERTYFIKACJI ZRÓWNOWAŻONEJ PRODUKCJI BIOPALIW I BIOPŁYNÓW KZR INiG

System KZR INiG jest pierwszym i jedynym polskim systemem certyfikacji biopaliw, biopłynów i surowców do ich wytwarzania potwierdzającym zgodność z kryteriami zrównoważonego rozwoju. System zdobył uznanie Komisji Europejskiej (Decyzja nr 2018/1984), dzięki czemu jego uczestnikami mogą zostać przedsiębiorcy działający na całym świecie.

## GLOBALNY ZASIĘG

Na europejskim rynku System istnieje od 2014 roku. W roku 2017 zwiększył swój zasięg terytorialny i obecnie działa globalnie. Dzięki temu certyfikacji może podlegać każdy przedsiębiorca związany z łańcuchem dostaw, niezależnie od miejsca prowadzenia działalności.

## ATUTY SYSTEMU

- jedyny polski system certyfikacji biopaliw uznany przez Komisję Europejską
- przejrzyste procedury i zrozumiały język dokumentów
- kontakty, dokumentacja i szkolenia prowadzone w języku polskim
- współpraca z renomowanymi jednostkami certyfikującymi mającymi oddziały na całym świecie
- System zarejestrowany w BLE (Die Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung) – co umożliwia eksport produktów do Niemiec
- zminimalizowanie obciążeń administracyjnych – dopasowanie wymagań KZR INiG do istniejących w firmie systemów zarządzania (magazynowych, finansowo-księgowych, innych)
- System oferuje szczegółowe procedury certyfikacji procesu jednoczesnego przetwarzania frakcji pochodzenia biologicznego i kopalnych (co-processing)
- niskie koszty uczestnictwa w Systemie

## ADRESACI

- biogazownie
- producenci rolni
- punkty skupu ziarna
- punkty zbiórki odpadów i pozostałości
- przetwórcy biomasy (tłocznie, gorzelnie)
- wytwórcy biokomponentów
- firmy handlujące biopaliwami i surowcami do ich produkcji, paliwami zawierającym biokomponenty oraz inni przedsiębiorcy występujący w łańcuchu dostaw biopaliw i biopłynów

**INSTYTUT NAFTY I GAZU – Państwowy Instytut Badawczy**  
Biuro Systemów Certyfikacji Biomasy  
ul. Łukasiewicza 1, 31-429 Kraków  
Tel.: 12 61 77 519, 12 61 77 558  
Faks: 12 61 77 522



[www.kzr.inig.eu](http://www.kzr.inig.eu)  
[system.kzr@inig.pl](mailto:system.kzr@inig.pl)  
[facebook.com/KZRINIG](https://facebook.com/KZRINIG)

